

Rapport sur l'industrie pétrolière et gazière en 2010

Édition 2011



www.developpement-durable.gouv.fr

www.industrie.gouv.fr

SOMMAIRE

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	L'exploration et la production pétrolières en France
5	L'industrie parapétrolière
6	Les importations en hydrocarbures
7	Le raffinage en France
8	La qualité des carburants
9	Les carburants de substitution
10	Les transports intérieurs de produits pétroliers
11	Le stockage stratégique
12	Le stockage des produits pétroliers
13	Les infrastructures gazières
14	La consommation de produits pétroliers et gaziers
15	La fiscalité des produits pétroliers et gaziers
16	La distribution des produits pétroliers
17	Les prix des produits pétroliers
18	Les prix du gaz au consommateur final

1 – Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux

Dans un contexte de reprise de la croissance économique, les cours du pétrole et du gaz ont été en nette hausse par rapport à 2009

L'année 2010 a vu le retour de la croissance économique, qui a contribué au renchérissement de nombreuses matières premières au niveau mondial.

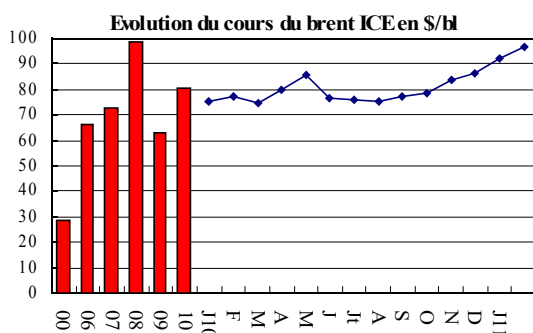
Les cours du pétrole ont évolué une grande partie de l'année entre 75 et 85 \$ par baril (\$/b). Ils ont toutefois fortement augmenté depuis le dernier trimestre 2010, s'installant au-dessus de 90 \$/b en décembre, et dépassant 120 \$/b en avril 2011.

Les prix européens du gaz ont eux aussi connu une nette hausse en 2010, à la fois sur les marchés spot et dans le cadre des contrats long terme. Ils restent caractérisés par un découplage entre prix spot et long terme, qui se réduit néanmoins.

Pétrole

Après un début d'année 2010 marqué par une relative stabilité (fourchette 75-85 \$/b), les cours sont orientés à la hausse depuis le 4^{ème} trimestre, le Brent s'installant au-dessus de 90 \$/b.

Avec une moyenne de 80 \$/b en 2010 pour le Brent ICE, les cours du brut sont en nette hausse (+28 %) par rapport à ceux de 2009 (62 \$/b), dépassant le niveau de 2007 (72,5 \$/b) sans toutefois retrouver celui particulièrement élevé de 2008 (97 \$/b).



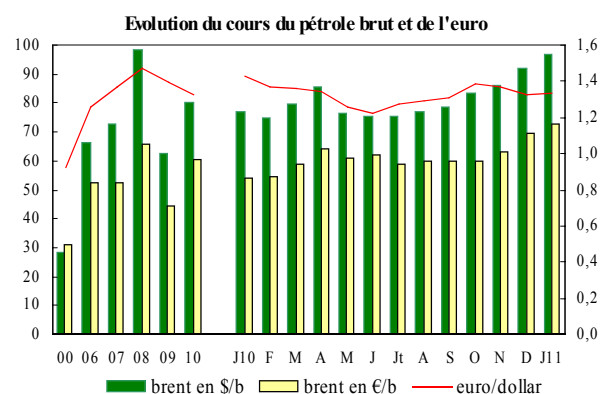
Source : DGEC

Après les importants écarts de prix constatés entre le début et la fin de l'année 2009, les prix ont été moins volatils en 2010, évoluant une grande partie de l'année entre 75 et 85 \$/b. Après un premier dépassement du seuil de 85 \$/b fin avril-début mai, les cours ont connu une baisse marquée en mai

(cotant au plus bas à 69,6 \$/b) dans un contexte d'inquiétudes sur la situation économique mondiale.

Les cours ont fini l'année en forte progression, s'installant au-dessus de 90 \$/b en décembre, et atteignant même 94,7 \$/b fin décembre.

Exprimé en euros, le prix moyen du Brent s'établit à 61 €/b cette année, en hausse de 38 % par rapport à 2009. La baisse du cours de l'euro par rapport au dollar a contribué au renchérissement des prix, particulièrement en fin d'année. Le prix du baril en euro a atteint son plus bas niveau début février 2010 (50,8 €/b), et son plus haut en décembre, à 72,1 €/b. Entre temps, la valeur de l'euro est passée de 1,37 \$ à 1,32 \$.



Source : DGEC

L'année a été marquée par la reprise économique et un net redressement de la demande, à l'origine d'un déficit d'offre au 2^{ème} semestre 2010.

La reprise économique, avec une croissance mondiale estimée à 5 % en 2010, après un recul de -0,6 % en 2009, a entraîné une forte augmentation de la demande mondiale de pétrole (+2,9 millions de barils par jour - Mb/j) estimée à 87,9 Mb/j en 2010 (contre 85 Mb/j en 2009 et 86,1 Mb/j en 2008).

Cette moyenne annuelle masque des tendances sensiblement différentes entre la première et la deuxième moitié de l'année.

Ainsi, la hausse de la demande a été particulièrement prononcée à partir du deuxième semestre (+3,3 Mb/j, contre +2,35 Mb/j au premier semestre, par rapport aux mêmes périodes de l'année 2009).

La production mondiale a, elle aussi, fortement augmenté, passant de 85,2 Mb/j en 2009 à 87,3 Mb/j en 2010.

Même si elle n'a jamais officiellement modifié les quotas de production adoptés en décembre 2008 pour faire face à la crise (24,845 Mb/j), l'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) produit davantage dans les faits, avec une production moyenne de brut sous quota de 26,9 Mb/j en 2010 (29,2 Mb/j si l'on inclut l'Irak). La production a été plus importante dans la deuxième moitié de l'année, avec 29,5 Mb/j produits au 4^{ème} trimestre.

Si on ajoute la production de liquides de gaz naturel (5,3 Mb/j), la production totale des pays de l'OPEP s'est élevée à 34,5 Mb/j, en hausse de 1 Mb/j par rapport à 2009.

La production non-OPEP (52,8 Mb/j en 2010) a augmenté dans des proportions comparables, en particulier dans les pays hors-OCDE : +770 kb/j, tandis que la production des pays de l'OCDE est restée stable. Les principales hausses de production ont eu lieu en Russie et dans les anciens pays soviétiques. En Asie, la croissance de la production est venue de Chine essentiellement, et en Amérique latine, de Colombie et du Brésil.

Compte tenu de l'accélération de la croissance de la demande, l'AIE identifie néanmoins un déficit d'offre au cours de la deuxième moitié de l'année, estimé à 1,1 Mb/j en moyenne.

Le marché reste cependant bien approvisionné.

La stabilité des stocks amène à relativiser ces tensions. Le niveau des stocks détenus par l'industrie dans les pays de l'OCDE reste élevé, à 2 985 millions de barils en moyenne en 2010, soit un niveau légèrement supérieur à celui de 2009. Malgré une reprise de la demande, la couverture de stocks est élevée, quasi inchangée par rapport à 2009 : elle s'est établie en moyenne autour de 59 jours, alors que son niveau habituel est plutôt de 53 jours. Le stockage flottant, qui restait important en début d'année, a toutefois commencé à diminuer à la fin du printemps 2010, et l'on ne dispose pas d'une bonne visibilité sur les stocks hors OCDE.

Par ailleurs, les capacités de production non utilisées (effectives) sont restées autour de 5,5 Mb/j tout au long de l'année 2010, avec une baisse sensible en décembre, à 4,9 Mb/j, mois où la production de brut a été la plus importante (29,6 Mb/j) selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Ces capacités ont depuis fortement

baissé, à 3,9 Mb/j en mars 2011, à la suite de la crise libyenne.

En 2011, l'AIE voit la croissance de la demande ralentir (+1,4 Mb/j contre +2,9 Mb/j en 2010). Compte tenu des stocks et des capacités de production excédentaires de l'OPEP, la situation pourrait donc se rééquilibrer en 2011, mais il reste de fortes incertitudes sur l'évolution de la situation libyenne. A moyen terme, l'AIE voit les capacités de production croître tant au sein de l'OPEP qu'en dehors, et les capacités excédentaires de l'OPEP rester confortables, même si elles diminuent, à 3,6 Mb/j en 2015.

Des cours en nette hausse

La hausse des cours s'explique en premier lieu par des facteurs conjoncturels. La reprise économique qui s'est dessinée dès le premier semestre 2010 et qui s'est confirmée tout au long de l'année est le facteur essentiel qui a soutenu les marchés. Elle s'est traduite par une augmentation très rapide de la demande pétrolière (+2,9 Mb/j).

A celle-ci est venu s'ajouter, à partir du troisième trimestre, un déséquilibre entre l'offre et la demande. Les anticipations des marchés sur la croissance de la demande, associées à un début d'hiver rigoureux en Europe et en Amérique du Nord ont également pu contribuer à l'augmentation des cours.

Début 2011, c'est la situation géopolitique au Moyen-Orient et en Afrique du nord, l'interruption partielle de la production libyenne et la crainte d'une contagion aux autres pays de la zone qui ont soutenu les cours. Les événements japonais, à l'inverse, devraient avoir un impact assez limité sur les marchés du pétrole : essentiellement lié à l'utilisation des centrales thermiques pour pallier l'indisponibilité d'une partie du parc nucléaire japonais, il est estimé par l'AIE à quelques dizaines de milliers de barils par jour en moyenne sur 2011.

Le prix des contrats *futures* de Brent pour les échéances proches a fortement augmenté depuis fin 2010, faisant basculer le marché de la situation de contango¹ où il se trouvait depuis fin 2008 vers une situation de backwardation². Le différentiel entre le WTI et le Brent, d'habitude en faveur du WTI, s'est inversé sur la fin de l'année et fortement creusé depuis. Cette situation s'explique principalement par des facteurs locaux, propres au

¹Prix des contrats à terme pour les échéances proches inférieurs au prix pour les échéances lointaines.

²Prix des contrats à terme pour les échéances proches supérieur au prix pour les échéances lointaines.

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. Le WTI reste donc en contango.

Le pétrole n'a pas été la seule matière première affectée par une forte hausse des cours en 2010. Cette hausse, dont on a vu qu'elle s'explique pour partie par les fondamentaux du marché, pourrait également avoir été amplifiée par un regain d'intérêt des investisseurs pour les marchés dérivés des matières premières. L'AIE a rappelé dans son rapport mensuel de janvier 2011 le rôle majeur et en croissance joué par les investisseurs financiers sur les marchés de matières premières, encouragés par des perspectives de croissance soutenue dans les pays émergents, en Asie notamment.

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

Les discussions se sont poursuivies en 2010 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 assure la présidence.

Ces initiatives visent notamment à permettre :

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

Ainsi, la réunion ministérielle du FIE de mars 2010 a décidé d'étendre aux investissements la base de données JODI, qui fournit actuellement des informations sur la consommation, la production, les importations, ou encore les stocks de brut et de produits pétroliers. A la demande du G20, un rapport sur les voies d'amélioration de cette base de données a été remis aux ministres des finances en avril 2011.

Toujours dans le cadre du G20, des travaux ont été engagés sur le rôle des agences d'évaluation des prix (Argus, Platts...) : un rapport conjoint AIE-OPEP-FIE-IOSCO³ devrait être produit en 2011.

- **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 premier séminaire sur le sujet a été organisé par le FIE, l'AIE et l'OPEP à Riyad, le 24 janvier 2011).

³ International organization of securities commission

Ces travaux bénéficieront notamment de l'adoption par 86 pays de la nouvelle Charte du FIE, le 22 février 2011 à Riyad, témoignant de leur engagement au service du 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, ...). Une réflexion est en cours dans le cadre du G20 afin d'accroître la transparence sur ces marchés, et de rendre la régulation plus efficace, en particulier sur les marchés de gré à gré.

Gaz

Après la chute des prix internationaux du gaz sous l'effet de la crise économique en 2009, ceux-ci sont globalement repartis à la hausse en 2010, mais avec des évolutions différentes entre les régions.

Malgré la reprise de la consommation de gaz dans le monde en 2010 (+4 % sur la base de chiffres encore préliminaires), les marchés restent bien approvisionnés.

Le contexte de bulle gazière demeure : en 2010, les capacités de production excédentaires étaient estimées aux environs de 150 milliards de m³ (Gm³), soit 5 % de la production mondiale. Par ailleurs, les chiffres provisoires de Cedigaz font état d'une capacité de liquéfaction excédentaire de l'ordre d'une quarantaine de milliards de m³. Ce contexte contribue à modérer les prix spot, aussi bien en Europe qu'aux Etats-Unis, même si les tendances sont assez différentes sur les deux continents.

Marché spot américain

En Amérique du Nord, l'abondance de gaz (liée notamment à la production de gaz non conventionnels) a maintenu les prix du gaz à un niveau très faible de 11,5 €/MWh en moyenne en 2010 (maximum de 14 € en janvier, et minimum de 8,6 € en octobre).

Une petite quantité de GNL déchargée sur les terminaux américains a été réexportée (0,5 Gm³ environ). Des réflexions sont en cours en vue de renforcer les capacités d'exportation de GNL des Etats-Unis et du Canada.

Marchés spot européens

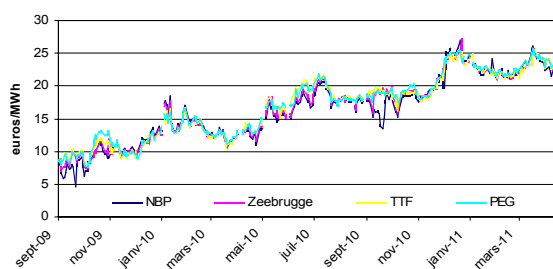
En Europe, on observe une bonne convergence des prix sur les principaux marchés d'Europe du nord-ouest (NBP⁴, Zeebrugge, TTF⁵, PEG nord⁶).

Sur ces marchés, les prix ont été orientés à la hausse tout au long de l'année, passant par exemple pour le marché britannique NBP de 12,2€/MWh en moyenne en mars à 24,5€/MWh en décembre, soit une hausse de plus de 100 % en un an.

Plusieurs facteurs ont en effet pu contribuer à la hausse des prix du gaz sur les marchés européens :

- la hausse des prix du charbon en Europe (passés de 73 \$/t en février 2010 à 130 \$/t environ en janvier 2011), du fait de l'arbitrage gaz/charbon pour la production d'électricité;
- le rôle croissant des importations de GNL dans l'approvisionnement britannique, et donc dans la fixation des prix sur le NBP.

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



Source: DGEC

Ces divergences illustrent en 2010 une certaine régionalisation des marchés du gaz naturel en raison de leurs conditions d'offre-demande spécifiques.

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 – de l'ordre de 10 %) ont été orientés à la hausse en 2010, avec un prix moyen de 23,6€/MWh, soit +15 % par rapport à 2009. La hausse a été continue, et devrait se poursuivre en 2011 compte tenu de la tendance des prix pétroliers.

Le découplage entre prix spot européens et prix long terme s'est partiellement résorbé par rapport à octobre 2009, où le rapport était de 1 à 2.

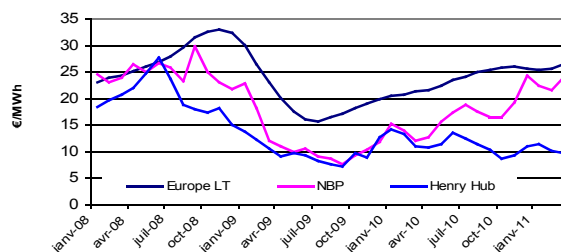
⁴ prix spot, gaz naturel livrable sur le NBP (Royaume-Uni) - National Balancing Point

⁵ prix spot, gaz naturel livrable sur le TTF (Pays-Bas)

⁶ prix spot, gaz naturel livrable sur le PEG Nord (France)

En moyenne, les prix sur le NBP ont toutefois été inférieurs de 30 % aux prix des contrats long terme, avec des pointes à 40 % en mars et avril, et seulement 5 % d'écart en décembre. Sur la base des contrats futures, on peut anticiper le maintien de différentiels supérieurs à 20 % sur l'année 2011.

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)



Source: DGEC

Ce contexte a continué de peser sur les relations entre les entreprises gazières européennes et leurs fournisseurs de gaz. Afin d'atténuer l'effet de la hausse des prix du pétrole, plusieurs compagnies européennes ont renégocié leurs contrats avec leurs fournisseurs. Certaines ont obtenu une part d'indexation des contrats – généralement comprise entre 10 et 15 % – sur les prix spot européens, ainsi que des flexibilités supplémentaires à court terme, notamment sur les volumes, pour mieux faire face à la période de crise.

L'impact du tremblement de terre japonais sur les marchés du gaz devrait rester relativement modéré à court terme.

A court terme, l'indisponibilité de plusieurs centrales nucléaires entraînera une hausse de la demande japonaise de gaz pour la production d'électricité. Ce besoin serait, selon l'AIE, de l'ordre de 7 Gm³ de gaz en 2011, et devrait pouvoir être couvert en grande partie à partir des ressources du bassin pacifique.

En Europe, l'arrêt de 7 réacteurs nucléaires allemands devrait également entraîner une augmentation de la demande de gaz pour la production d'électricité.

Les marchés spot, qui avaient vivement réagi à ces événements, sont depuis revenus à des niveaux plus habituels, mais les futures pour l'hiver 2011-12 et pour l'année 2012 conservent une prime importante par rapport aux prix actuels.

◆ Isabelle Venturini

◆ Julien Tognola

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

Croissance de la production d'hydrocarbures dans un contexte de croissance de la demande

L'année 2010 a été marquée par une forte croissance de la production mondiale d'hydrocarbures, dans un contexte de reprise économique et d'augmentation de la demande.

Ce dynamisme s'est aussi traduit par une reprise des investissements et davantage d'opérations de fusions-acquisitions, avec un intérêt marqué pour les ressources non conventionnelles (gaz de schiste, sables bitumineux canadiens).

Enfin, l'année 2010 a été marquée par l'explosion du puits de Macondo, dans le Golfe du Mexique, à l'origine d'une très importante marée noire.

La production pétrolière

Face au redressement de la demande (+2,9 Mb/j en 2010, à 87,9 Mb/j), la production de pétrole a fortement augmenté, passant de 85,2 millions de barils par jour (Mb/j) en 2009 à 87,4 Mb/j en 2010. Toutefois, la production a crû moins vite que la demande : un léger déficit d'offre est donc apparu dans la deuxième moitié de l'année, selon l'AIE.

En 2010, la croissance de l'offre a été assurée de manière quasi équivalente par les pays de l'OPEP et hors OPEP.

En effet, malgré le maintien par l'OPEP des quotas de production adoptés en décembre 2008 pour faire face à la crise (24,85 Mb/j), les pays de l'organisation ont, dans les faits, augmenté leur production de brut, qui s'est établie autour de 26,8 Mb/j (production sous quota) ou 29,2 Mb/j si l'on inclut l'Irak qui est temporairement exempté de quota.

La production a été plus importante dans la deuxième moitié de l'année, avec 29,5 Mb/j produits au 4^{ème} trimestre. Si on ajoute la production de liquides de gaz naturel (5,3 Mb/j), la production totale des pays de l'OPEP s'est élevée à 34,5 Mb/j en 2010, en hausse de 1 Mb/j par rapport à 2009.

Les deux principaux pays de l'OPEP ayant augmenté leur production de brut sont l'Arabie Saoudite avec une production supplémentaire de 240 000 barils par jour (+240 kb/j) par rapport à 2009 et le Nigeria (+260 kb/j). La croissance de la production de liquides de gaz naturel a été assurée principalement par le Qatar (+228 kb/j), le Nigeria (+ 82 kb/j) et l'Arabie saoudite (+63 kb/j).

Évolution de la production mondiale en 2010

	Production 2009 (Mb/j)	Production 2010 (Mb/j)	Evolution (Mb/j)
OPEP	33,5	34,5	+ 1
Brut	28,7	29,2	+ 0,5
Condensats	4,8	5,3	+ 0,5
NON-OPEP	51,7	52,8	+ 1,1
Amérique du nord	13,6	14,1	+ 0,4
Amérique latine	3,9	4,1	+ 0,2
Europe	4,5	4,2	- 0,3
Afrique	2,6	2,6	-
Moyen-Orient	1,67	1,7	-
CEI	13,3	13,6	+ 0,3
Asie	7,5	7,8	+ 0,3
Biocarburants	1,6	1,8	+ 0,2
TOTAL	85,2	87,4	+ 2,2

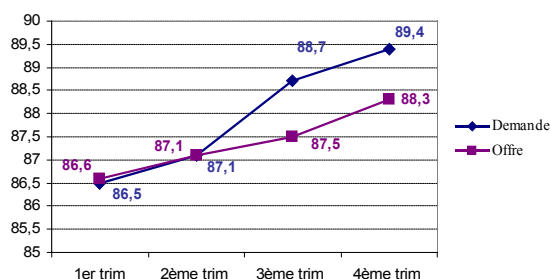
Source : AIE (mars 2011)

Hors OPEP, on note une croissance de la production aux Etats-Unis (+360 kb/j) malgré l'interruption de certaines activités offshore après l'accident du puits de Macondo (voir plus loin), en Russie (+240 kb/j), en raison de la montée en puissance du champ de Vankor, au Brésil (+110 kb/j) grâce au développement des champs dans l'anté-salifère (notamment le champ de Lula).

La tendance au déclin de la production se confirme pour le Royaume-Uni et la Norvège, avec respectivement – 110 kb/j et – 240 kb/j en 2010.

Malgré une croissance de la production au cours de l'année tant du côté de l'OPEP que des pays hors OPEP, un déficit d'offre de 1,2 Mb/j est apparu au 3ème trimestre 2010, selon l'AIE. Les premières tendances montrent que le ralentissement de la hausse de la demande a favorisé un retour à l'équilibre au 1^{er} trimestre 2011.

Demande et offre de pétrole en 2010 en Mb/j



Source : AIE

Comme ces dernières années, la production de liquides de gaz naturels et de pétrole non conventionnel a joué un rôle important pour satisfaire la hausse de la demande en 2010.

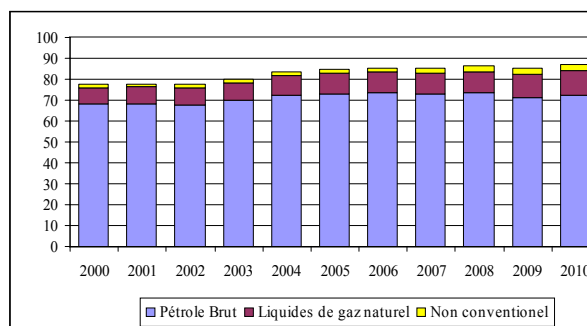
Cependant, il est notable que la production de brut a également augmenté.

A moyen terme (2015), les gisements de croissance hors OPEP seront selon l'AIE principalement les sables bitumineux du Canada, des liquides de gaz naturel et des biocarburants.

Les ressources conventionnelles ne devraient assurer que 10 % de la croissance de la production non-OPEP, en provenance principalement du Brésil, de Colombie, de Russie et de la région de la Caspienne.

Du côté de l'OPEP, la principale source de croissance des capacités de production devrait être l'Irak, qui atteindrait une capacité de production de 3,62 Mb/j en 2015 (+1,1 Mb/j), et dans une moindre mesure, les Emirats arabes unis (+0,5 Mb/j), l'Angola et l'Arabie Saoudite (+0,4 Mb/j chacun).

Évolution de la production mondiale de pétrole par type de production



Depuis fin 2010, les capacités de production excédentaires ont baissé, et elles devraient continuer à diminuer d'ici 2015.

Les capacités de production non utilisées sont restées stables autour de 5,5 Mb/j¹ tout au long de l'année 2010, avec une baisse sensible en décembre à 4,9 Mb/j, selon l'AIE, mois où la production de brut de l'OPEP a été la plus importante (29,6 Mb/j).

En mars 2011, l'interruption partielle de la production libyenne (de 1,6 Mb/j à 0,45 Mb/j) a entraîné une nouvelle baisse des capacités excédentaires, à 3,9 Mb/j².

A moyen terme, l'AIE estime que les capacités excédentaires de l'OPEP devraient atteindre 3,6 Mb/j³ en 2015, en supposant d'ici là une reprise de la production libyenne.

En avril 2010, l'accident de la plateforme Deepwater Horizon a entraîné la plus importante marée noire de l'histoire des Etats-Unis.

L'explosion de la plate-forme Deepwater Horizon, qui réalisait un forage offshore ultra-profond (plus de 1500 m de profondeur) a fait plusieurs victimes, et provoqué une très importante marée noire dans le Golfe du Mexique (fuite de 4,1 Mb selon l'équipe de scientifiques mandatés par le gouvernement américain).

¹ Hors Irak, Venezuela, Nigeria

² Hors Irak, Venezuela, Nigeria, Libye

³ Hors Irak, Venezuela, Nigeria

Cet accident a conduit les entreprises et les gouvernements à s'interroger sur les risques de l'exploration-production pétrolière offshore, et sur les moyens de les limiter, à la fois au niveau américain et international.

Ainsi, l'administration américaine a profondément remanié ses services en charge de la gestion du domaine pétrolier fédéral : l'ancien minerals management service (MMS) est ainsi remplacé par un nouvel organisme, le bureau of ocean energy management, enforcement and regulation (BOEMRE), appelé à assurer par le biais de trois entités distinctes, les missions d'attribution des permis, de perception des redevances et de contrôle des installations.

Une nouvelle législation a été adoptée, qui pose entre autres de nouveaux standards techniques à respecter. Par ailleurs, les industriels se sont organisés pour se doter de moyens de réponse mutualisés.

Le BOEMRE a délivré sa première autorisation de forage offshore profond conformément à la nouvelle législation en février 2011. Certains projets ont subi des retards, d'autres seront abandonnés.

L'impact sur la production dans le Golfe du Mexique a été estimé par l'AIE à 60 kb/j en 2010, 100 kb/j en 2011, et potentiellement 300 kb/j en 2015.

Au niveau international, des réflexions ont été engagées dans de nombreuses enceintes sur la sûreté de l'exploration-production offshore, notamment au sein de l'Union européenne, ainsi que dans plusieurs forums existants, dont le G20, en particulier sur la définition de mécanismes de partage de bonnes pratiques.

A l'heure actuelle, l'offshore représente 30 % de la production mondiale de pétrole. La part de l'offshore profond dans la production offshore est amenée à croître, passant de 22 à 29 % en 2015 selon l'AIE.

Perspectives d'évolution des réserves

La valorisation des ressources de l'Arctique a connu plusieurs développements significatifs en 2010.

En mai, la Norvège et la Russie ont trouvé un accord sur leur frontière maritime en mer de Barents, ouvrant la voie à l'exploration de cette zone, potentiellement riche en hydrocarbures.

D'autre part, dans le cadre d'un nouvel appel d'offres lancé à l'été 2010, le Groenland a attribué 7 nouvelles licences pour l'exploration au large de ses côtes (baie de Baffin). Parallèlement, la société Cairn Energy a trouvé des traces d'hydrocarbures, jugées encourageantes pour la poursuite de l'exploration.

Enfin, un accord conclu entre BP et Rosneft début 2011 en vue de prospecter et d'exploiter en commun une région de 125.000 km² au coeur de l'Arctique russe confirme l'intérêt suscité par la zone arctique. Le devenir de cet accord, remis en cause par une décision de justice en mars, est toutefois incertain.

Par ailleurs, plusieurs pays de l'OPEP ont réévalué leurs réserves à la hausse en 2010.

Ainsi, l'Irak a annoncé un accroissement de 28 milliards de barils (Mds de barils) de ses réserves prouvées, qui se monteraient désormais à 143 Mds de barils.

Dans la foulée, l'Iran a réévalué ses propres réserves, désormais estimées à 150 Mds de barils, au lieu de 138 Mds de barils.

Enfin, le Koweït a annoncé un accroissement de ses réserves de 12 milliards de barils, suite notamment à de nouvelles mises au jour faites sur Burgan, le plus grand gisement de l'émirat et le deuxième plus grand au monde. L'émirat disposait jusque là d'environ 100 Mds de barils de réserves prouvées.

La production gazière

En 2010, la production mondiale de gaz a progressé, tirée par la hausse de la demande qui, selon les premières estimations de Cedigaz, s'établirait aux environs de 7,3 % en 2010, dépassant ainsi son niveau d'avant la crise.

Fortement soutenue par les marchés émergents, au premier rang desquels la Chine et l'Inde, la croissance de la demande gazière mondiale en 2010 a également bénéficié de plusieurs facteurs favorables :

- des prix compétitifs du gaz naturel du fait d'un excédent de capacité au niveau mondial (bulle gazière de 2009, qui n'est que partiellement résorbée) ;

- des hivers plus froids que la normale et un été particulièrement chaud en Asie (demande d'électricité) ;

- un rebond de l'activité économique et industrielle au premier semestre.

Selon les chiffres préliminaires de Cedigaz, toutes les régions du monde voient leurs production de gaz progresser. Le Moyen-Orient enregistre la plus forte hausse (+13,3 % par rapport à 2009), du fait de la mise en production de nouveaux terminaux d'exportation de GNL au Qatar, suivi par l'Océanie et l'Asie Pacifique (+11,1 %) ; les pays de la CEI voient quant à eux leur production augmenter de 9,8 %.

Selon Eurostat, la production de l'Union européenne serait restée globalement stable (+0,3 %) avec un recul de la production britannique (-3,3 %), compensé notamment par une nette hausse de la production des Pays-Bas (+6,9 %). La Norvège, quant à elle, a vu sa production croître de 3,3 %, à environ 105 Gm³ en 2010⁴.

Au Moyen-Orient, la hausse de la production est permise avant tout par le Qatar (+31 %) qui, selon Cedigaz, aurait produit 116,7 Gm³ en 2010⁵. La capacité de production de GNL du Qatar a atteint 105 Gm³ fin 2010.

Au sein de la CEI, c'est d'abord la Russie qui profite de la hausse de la demande de gaz en Europe : selon Cedigaz, la Russie aurait vu sa production augmenter de +11,6 % par rapport à 2009, soit 610 Gm³⁶ produits en 2010. L'essentiel de cette production alimente la consommation nationale (estimée à 395 Gm³⁷). Gazprom a exporté 148 Gm³⁸ vers l'Europe et la Turquie en 2010, un chiffre quasi-stable par rapport à 2009.

Les pays riverains de la Caspienne sont le deuxième pôle de production de gaz de la CEI. L'Azerbaïdjan a produit 18,2 Gm³ en 2010 (dont

environ 7 Gm³ pour l'exportation) au lieu de 16,3 Gm³ en 2009⁹. Le Turkménistan a vu sa production passer à 41,6 Gm³ en 2010 soit +16,5 % par rapport à 2009¹⁰ ; avec 37 Gm³ produit en 2010, le Kazakhstan enregistre une hausse plus modeste de +4,3 % par rapport à 2009¹¹.

En Océanie et Asie Pacifique la hausse de la production aurait été de +11,1 % par rapport à 2009, selon Cedigaz. La Chine est le moteur de cette augmentation (+12,1 %, selon la National Energy Administration). Elle a produit 94,5 Gm³ de gaz conventionnel et 3,6 Gm³ de gaz non conventionnel en 2010 (+42 % par rapport à 2009) pour répondre à une demande de 110 Gm³. L'administration chinoise prévoit une augmentation de la demande de gaz de +18 % pour l'année 2011 (elle s'établirait ainsi à 130 Gm³).

Le secteur gazier indien croît lui aussi rapidement, la production s'est établie à 52,8 Gm³, en hausse de +30 % par rapport à 2009¹². L'Australie voit également sa production augmenter de +5,1 %, à 55,3 Gm³.

Le premier producteur mondial de gaz demeure les États-Unis avec une production de 604 Gm³ en 2010, en progression de 4,9 % par rapport à 2009¹³. Les États-Unis sont par ailleurs toujours les premiers consommateurs de gaz (675 Gm³ en 2010 soit +5,7 % par rapport à 2009).

Le commerce de gaz naturel liquéfié (GNL) a connu en 2010 une croissance record, estimée à 21 % par Cedigaz, ce qui équivaut à une augmentation annuelle des volumes échangés de plus de 50 Gm³. Ont notamment contribué à la hausse : le Royaume-Uni (+10 Gm³), la Chine (+6 Gm³), la Corée du sud (+10 Gm³), le Japon (+7 Gm³) et l'Amérique latine (+5 Gm³).

La capacité de liquéfaction mondiale est passée de 331 Gm³/an en décembre 2009 à 364 Gm³/an en décembre 2010 (source : Cedigaz). Cette montée en puissance de l'offre disponible de GNL résulte de la mise en service de plusieurs trains de liquéfaction supplémentaires :

- 2 nouveaux trains au Qatar : le train 7 de RasGas en février 2010 et le train 6 de Qatargas III en octobre 2010.

⁴ Source: Eurogas

⁵ Source: Cedigaz

⁶ 650 Gm³ selon le gouvernement russe

⁷ Source : BMI

⁸ Source: Gazprom

⁹ Source: Cedigaz

¹⁰ Source: Cedigaz

¹¹ Source: Agence nationale de statistiques

¹² Source: Cedigaz pour l'Inde et l'Australie

¹³ Source: EIA (« dry production »)

Avec ces deux nouveaux trains de 10,6 Gm³ chacun, le Qatar dispose depuis décembre 2010 de capacités de liquéfaction équivalentes à 77 Mt/an, soit 106 Gm³/an ;

- Un deuxième train inauguré sur l'usine de Yemen LNG en avril 2010 donne à ce pays une capacité de liquéfaction de 9,1 Gm³/an ;

- En juin 2010, a été mise en service la première usine de liquéfaction d'Amérique du Sud : le terminal de Pampa Melchorita au Pérou d'une capacité de 6 Gm³/an.

L'année 2010 est marquée par l'affirmation d'un marché sud-américain pour le GNL, avec la montée en puissance des terminaux de regazéification ouverts en 2008 et en 2009 en Argentine, au Brésil et au Chili, et la mise en service du terminal de Mejillones, au Chili, en juillet 2010 (2,3 Gm³).

D'autres terminaux sont en projet, notamment au Brésil (un 3^{ème} terminal d'une capacité de 2,2 Gm³ est en cours de construction), et en Argentine (deux projets de terminaux flottants dont un prévu pour 2011).

Aux États-Unis, les importations GNL sont en légère baisse en 2010 (12 Gm³ au lieu de 12,6 Gm³ en 2009). Les réexportations se développent, mais restent faibles (de l'ordre de 0,5 Gm³)¹⁴.

Dans le bassin pacifique, les importations sont estimées en hausse de 16 %, sous l'impulsion de la Chine, du Japon et de la Corée du Sud. Les importations coréennes de GNL auraient ainsi augmenté de 20 % par rapport à 2009, celles de la Chine de 75 %¹⁵.

L'Australie a atteint un record de 26,9 Gm³ de GNL exporté (essentiellement vers la Chine, le Japon et la Corée).

Dans les cinq prochaines années, la mise en exploitation prévue de dix nouveaux trains de liquéfaction, actuellement en cours de construction (notamment en Australie) devrait apporter une capacité supplémentaire de 64 Gm³, portant la capacité de liquéfaction mondiale à plus de 425 Gm³/an à la fin 2015 (cf. tableau ci-dessous).

C'est dans le bassin atlantique que la croissance des importations GNL, estimée à 30 %, devrait être la plus forte.

¹⁴ Source: EIA

¹⁵ Source: LNG World News

Capacités de liquéfaction supplémentaires à l'horizon 2015 (Gm³)

	Fin 2010	2011	2012	2013	2014	2015
Bassin atlantique	103,9	103,9	116,8	123,0	123,0	123,0
Algérie	27,0		5,9	6,3		
Angola			6,9			
Moyen-Orient	123,2	133,5	133,5	133,5	133,5	133,5
Qatar	92,3	10,4				
Bassin pacifique	136,7	142,4	142,4	142,4	147,1	169,2
Australie	25,9	5,7			6,7	13,3
Papouasie-Nouvelle-Guinée						8,8
TOTAL MONDE	363,8	379,8	392,7	399,0	403,7	425,7

Source : Cedigaz

Les projets de regazéification en cours de construction dans le monde et qui entreront en opération sur la période 2011-2015 représentent une capacité totale de plus de 95 Gm³, qui comprend 32 Gm³ en Europe, 27 Gm³ en Amérique du Nord (États-Unis, Mexique) et 37 Gm³ en Asie, dont près de 20 Gm³ en Chine¹⁶.

Une persistance de la bulle gazière en 2011 : la bulle gazière est encore d'actualité en 2010 et devrait le rester au moins jusqu'en 2012-2013. S'agissant du seul GNL, Cedigaz estime le niveau de capacité excédentaire actuelle à environ 40 Gm³, soit plus de 10 % de la demande.

L'écart entre la demande et l'offre disponible globale se resserrerait fortement dans les prochaines années, annonçant l'émergence possible de tensions à partir de 2014. Cette vision, partagée par certaines entreprises pétrolières et gazières ne fait toutefois pas l'unanimité parmi les experts, certains prévoyant le maintien de surcapacités pendant une période plus longue.

L'indisponibilité d'une partie du parc japonais de production électrique à la suite du violent tsunami de mars 2011 et l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima pourraient avoir des conséquences durables sur la demande de gaz pour la production électrique, à la fois au Japon et dans le reste du monde. A l'échelle du Japon, les besoins supplémentaires de GNL pourraient être de l'ordre de 7 Gm³/an, selon l'AIE.

¹⁶ Source: Cedigaz

Gaz non conventionnels : le développement se poursuit.

Les gaz « non conventionnels » sont, comme le gaz dit « conventionnel », essentiellement composés de méthane mais ils sont piégés dans des roches peu perméables ce qui, jusqu'à récemment, avait limité leur développement. On recense des gaz de réservoirs compacts ou « coincés » (tight gas), des gaz de schistes (shale gas) et des gaz de houille (coalbed methane).

La montée en puissance de la production des gaz non conventionnels aux États-Unis a débuté dans les années 80. Ils représentent aujourd'hui plus de 50 % de la production américaine de gaz.

En 2010, le développement des gaz non conventionnels s'est poursuivi. Selon des données préliminaires, la production de gaz de schistes aurait crû de 20 % sur l'année¹⁷, entraînant à la hausse la production de gaz des États-Unis, qui s'élève désormais à 604¹⁸ Gm³ (contre 576 Gm³ en 2009, soit +4,9 %).

Dans le même temps, la demande s'est sensiblement redressée (+5,7 %), à 675 Gm³. Les importations sont à nouveau en légère baisse (91 Gm³ par gazoduc et 12 Gm³ sous forme de GNL), tandis que les exportations sont en hausse (31 Gm³, dont 70 % à destination du Canada et 30 % à destination du Mexique).

Pour 2011, l'Agence américaine de l'énergie (EIA) s'attend à une croissance plus modeste de la production (+0,8 %), l'augmentation de la production onshore (+10 Gm³) étant partiellement compensée par une baisse de la production offshore (-5 Gm³).

Ce ralentissement de la croissance s'explique notamment par le plus faible nombre d'équipements de forages consacrés à la recherche de gaz du fait des prix bas du gaz aux États-Unis. La demande, quant à elle, devrait rester relativement inchangée par rapport à 2010.

Perspectives à plus long terme pour le gaz non conventionnel aux États-Unis et dans le monde

En 2010, l'EIA a réévalué à la hausse les ressources de gaz non conventionnels. Cette réévaluation entraîne une hausse de 20 % par rapport à l'an passé des perspectives de production

¹⁷ Estimation IFPEN

¹⁸ Source: EIA (« dry production »)

de gaz aux États-Unis à l'horizon 2035 (729 Gm³). La production de gaz de schistes, en particulier, serait deux fois plus importante que celle prévue l'an dernier, et représenterait ainsi 45 % de la production américaine de gaz en 2035¹⁹.

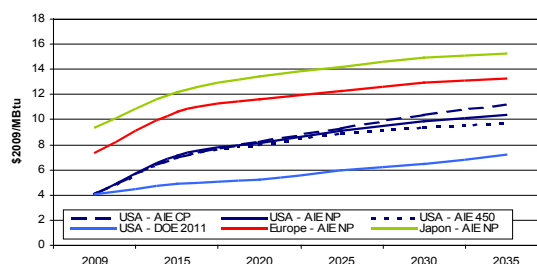
L'Agence internationale de l'énergie (AIE) est pour l'instant moins optimiste, et estime dans son scénario « nouvelles politiques » que les États-Unis produiront 606 Gm³ de gaz par an en 2035.

Par ailleurs, le besoin d'importation net des États-Unis en 2035 est fortement révisé à la baisse, passant de 42 Gm³ par an dans le scénario EIA2010 à 10 Gm³ dans le scénario EIA 2011. Pour mémoire, le niveau des importations nettes est aujourd'hui de 74 Gm³ par an.

Les États-Unis devraient ainsi pouvoir se passer quasi-totalement de l'importation de GNL, ce qui devrait contribuer à un découplage durable des prix du gaz aux États-Unis et dans le reste du monde.

Ainsi, l'EIA a également revu à la baisse ses projections de prix du gaz sur le marché américain. L'EIA prévoit que le prix du gaz sur les marchés américains ne dépasse par 6 \$/MBtu à l'horizon 2035, contre sans doute plus de 13 \$/MBtu en Europe à cette même échéance.

Perspectives de prix du gaz dans différents scénarios



NP : scénario « new policies » de l'AIE ; CP : « current policies » ; 450 : scénario « 450 ppm » ; DOE : scénario de l'EIA américaine

Au niveau mondial, on estime que les réserves récupérables de gaz non conventionnels seraient du même ordre de grandeur que les réserves de gaz conventionnel. Elles seraient localisées principalement en Amérique du Nord et du Sud, en Asie (Chine), en Australie et en CEI.

¹⁹ Les autres gaz non conventionnels: le tight gas représenterait 22 % de la production américaine, le gaz de houille 7 %, soit au total une part du gaz non conventionnel de 74 %.

Les récents progrès technologiques et l'exemple américain ont suscité un regain d'intérêt pour les gaz non conventionnels :

- Le Canada est le deuxième producteur de gaz non conventionnels (en 2010 il aurait produit environ 9 Gm³ de gaz de houille et 8 Gm³ de gaz de schiste) ;

- En Australie, les gaz non conventionnels représentent déjà 15 % de la production de gaz naturel en 2010. C'est notamment sur des réserves de gaz de houille que s'appuient les projets d'exportation de GNL du Queensland ;

- En Chine, un vaste programme de trois ans a été lancé par le gouvernement en août 2010 pour extraire 15 à 30 Gm³/an de gaz non conventionnel en 2020, soit 8 % à 12 % de la production chinoise.

En avril 2010, les États-Unis ont mis en place une structure (le Global Shale Gas Initiative - GSGI) pour aider d'autres États à valoriser leurs propres ressources en gaz de schistes. Pour l'instant trois nations ont annoncé leur souhait de participer au GSGI (la Pologne, l'Inde et la Chine.) De grands pays exportateurs de gaz conventionnel, comme la Russie et l'Algérie, souhaitent également valoriser leurs ressources en gaz non conventionnel.

Concernant l'Europe, des études préliminaires ont montré la présence potentielle de gaz de schiste en Allemagne, en France, au Royaume-Uni, en Pologne, et en Turquie. Plusieurs permis d'exploration ont été accordés. Une cartographie détaillée des ressources européennes en gaz de schiste a par ailleurs été confiée à un consortium (GASH) auquel participe entre autres l'IFPEN, qui devrait aboutir, d'ici trois ans, à une connaissance beaucoup plus fine des ressources.

En 2010 le développement des gaz de schiste en Europe est néanmoins encore embryonnaire, seuls quelques forages d'exploration ont été effectués en Pologne et en Allemagne.

L'impact environnemental de l'exploitation des gaz non conventionnels reste un point de vigilance et de débat. Celle-ci nécessite en effet l'utilisation de quantités importantes d'eau, de sable et de produits chimiques pour la fracturation des roches.

Le risque de pollution des nappes phréatiques, ainsi que des problématiques de traitement des eaux, d'occupation de l'espace et de nuisances en surface doivent être traités et soulèvent des inquiétudes fortes.

En France, cela a conduit à un débat d'envergure nationale et au dépôt de plusieurs propositions de lois en cours de discussion.

L'Agence américaine pour la protection de l'environnement conduit actuellement une étude sur les impacts sanitaires et environnementaux de la fracturation hydraulique, dont les premières conclusions ne devraient pas être rendues avant fin 2012.

Par ailleurs, fin mai 2011, le comité sur l'énergie et le changement climatique du Parlement britannique a publié un rapport concluant à l'absence d'impact prouvé du procédé de fracturation hydraulique sur l'environnement. Il écarte ainsi l'idée d'un moratoire, mais suggère un suivi attentif des impacts sur la qualité de l'air et de l'eau par les autorités gouvernementales.

Principales tendances pour les entreprises pétrolières

Dans leur ensemble, les compagnies pétrolières ont vu leur chiffre d'affaires augmenter en 2010, suite à la remontée du prix du baril et à la hausse de leur production.

A l'exception de BP, qui affiche une perte compte tenu des coûts liés à la marée noire dans le Golfe du Mexique, les compagnies pétrolières ont connu pour la plupart une forte hausse de leur bénéfice net en 2010, +32 % pour Total, +58 % pour ExxonMobil ou encore +61 % pour Shell.

La majorité des compagnies internationales ont connu une augmentation de leur production d'hydrocarbures, souvent tirée par le gaz : +4% pour Total (malgré la baisse de la production de liquides, -3 %), +5 % pour Shell (+2 % pour le pétrole), +13 % pour Exxon (+1,5 % pour le pétrole).

L'année 2010 a été marquée par une reprise des investissements.

Après un important recul de l'investissement en 2009 (-15 %), s'expliquant en partie par une baisse du coût unitaire des investissements (-9 %), l'AIE estime la hausse de l'investissement dans l'amont pétrolier et gazier à 9 % en 2010²⁰.

²⁰ Estimation de novembre 2010

Dans le même temps, le coût unitaire des investissements est également reparti à la hausse (+5 %).

L'IFPEN note un dynamisme de l'investissement plus important en Amérique du nord (dépenses en hausse de 15 à 20 % en dépit des mesures prises sur l'offshore à la suite de l'accident de Macondo) que dans le reste du monde.

Les sables bitumineux canadiens et le gaz de schiste ont continué de représenter une large part des opérations de fusions/acquisitions en 2010.

Les activités de fusions/acquisitions ont été très dynamiques en 2010 (elles ont représenté l'équivalent de 204 milliards de dollars (G\$) en 2010, contre seulement 144 G\$ en 2009 selon Herold), favorisées notamment par la restructuration de portefeuille de certaines grandes compagnies (BP, ConocoPhillips, ...), la reprise économique et un meilleur accès au crédit.

Les transactions 2010 confirment un intérêt croissant pour les ressources non conventionnelles, ainsi qu'un grand dynamisme des entreprises chinoises, qui ont continué d'investir massivement hors de leurs frontières.

Selon une étude de Wood-Mackenzie, 21 % des opérations de fusions/acquisitions ont concerné des actifs dans le gaz de schiste. L'intérêt des entreprises européennes et asiatiques pour ce

domaine a été favorisé par la cession de parts minoritaires par les acteurs indépendants américains, comme Chesapeake, afin de financer leur croissance. Dans ce contexte, de nombreuses majors ont pris des participations dans des projets de gaz non conventionnels aux États-Unis, en particulier Total, Statoil, Shell, et plusieurs entreprises chinoises (CNPC, CNOOC). Il faut également noter le rachat par ExxonMobil de XTO Energy, spécialiste des gaz de schistes.

En Australie, Petrochina et Shell ont acheté pour 3,1 G\$ le producteur de gaz de houille Arrow Energy. Les partenaires développent un projet d'exportation de GNL s'appuyant sur des réserves de gaz de houille.

L'année a aussi été marquée par plusieurs accords ou prises de participation dans les sables bitumineux canadiens : ainsi, Sinopec a acheté à ConocoPhillips 9 % de Syncrude Canada. On peut noter également le partenariat stratégique noué entre Total et Suncor, qui concerne notamment deux projets miniers devant entrer en production entre 2016 et 2018.

- ◆ *François Bonnefoi*
- ◆ *Isabelle Venturini*
- ◆ *Julien Tognola*

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

Poursuite de la restructuration de l'appareil de raffinage européen. Rebond de la demande européenne de gaz, dans un contexte persistant de bulle gazière

L'année 2010 aura été marquée par une stabilisation de la demande de produits pétroliers en Europe. Les raffineries ont vu leur production baisser pour la deuxième année consécutive. Selon les premières estimations, les exportations de produits raffinés auraient connu une hausse sensible, mais cette situation bénéficie de manière très inégale au parc de raffineries européennes, qui poursuit sa restructuration.

Dans le secteur du gaz, après la baisse historique de la demande observée en 2009, l'année 2010 a vu un rebond de la consommation en Europe, qui s'explique à la fois par des conditions météorologiques froides, par un début d'amélioration de la situation économique, et par la reprise de la demande d'électricité.

Approvisionnement pétrolier

Stabilisation de la demande européenne de produits raffinés, baisse de la production des raffineries

En 2010, on observe plusieurs tendances:

- la stabilisation de la demande intérieure de produits pétroliers (569 millions de tonnes (Mt), hors bunkers, après 573 Mt en 2009 et 603 Mt en 2008) ;
- une nouvelle baisse de la production des raffineries européennes (615 Mt, après 625 Mt en 2009 et 665 Mt en 2008) qui, ces dernières années, a en grande partie suivi la baisse de la demande ;
- une hausse simultanée des importations et des exportations de produits raffinés, traduisant un déséquilibre croissant de la demande européenne (sur-représentation du diesel, besoin d'exporter les surplus d'essence).

Par ailleurs, la baisse de la production européenne de pétrole (passée de 3,5 Mb/j en 2000 à 2 Mb/j en 2010) se poursuit, et devrait contribuer dans les

prochaines années, au niveau européen, à une hausse des importations (de brut ou de produits raffinés).

Approvisionnement européen en produits pétroliers

(Mt)	2010	2009	2008	2007
Consommation intérieure (hors bunkers)	569	573	603	604
Production des raffineries UE	615	625	665	664
Importations (hors flux internes UE)	136 (est.) ¹	127	130	130
Exportations (hors flux internes UE)	132 (est.)	113	111	118

Source: Eurostat

Depuis 2007, si les importations de produits raffinés sont orientées à la hausse, les importations de pétrole brut sont en baisse, reflétant notamment la diminution de la production des raffineries européennes.

Production et importation de pétrole brut en Europe

(Mt)	2010	2009	2008	2007
Production intérieure de brut	88	93	105	113
Importation de pétrole brut	526 (est.)	532	579	571

Source : Eurostat

Un déséquilibre croissant de la demande en faveur des distillats intermédiaires

Sur la période 2003-2008, les importations de produits raffinés ont augmenté de 19 %. En 2010, les importations de produits, qui avaient reculé en 2009, sont reparties à la hausse. Le déséquilibre toujours plus important de la consommation européenne en faveur des distillats intermédiaires (gazole, fioul domestique, du fait de la forte diésélisation du parc automobile) explique ce phénomène.

¹ Données estimées sur la base des 11 premiers mois

Ainsi, la croissance des importations de produits s'accompagne d'une augmentation de la part du gazole dans ces importations.

Ainsi, la croissance des importations de produits s'accompagne d'une augmentation de la part du gazole dans ces importations.

Le gazole représentait 34 % des importations² de produits en 2008, autour de 36 % en 2010³. Le même phénomène est observable pour la France : le gazole, qui représentait 43 % des importations en 2008 est passé à plus de 50 % en 2010.

L'Europe est dépendante d'un petit nombre de fournisseurs de produits pétroliers.

L'Union européenne est une grande zone d'échange de produits pétroliers. 60 % des importations des pays européens proviennent d'autres pays de l'Union (environ 40 % des importations françaises en 2010, et même 47 % pour les importations de gazole).

Hors échanges intra-communautaires, deux pays se dégagent comme les principaux fournisseurs de l'Europe en produits pétroliers : la Russie et les États-Unis. Parmi les autres fournisseurs, on retrouve dans l'ordre décroissant⁴, la Norvège, l'Algérie, le Venezuela, l'Inde, des pays du Moyen-orient ou de la CEI.

Le poids de la Russie est particulièrement important, puisqu'elle représente plus du tiers des importations européennes⁵ et 50 % des importations françaises hors UE en 2010. Les États-Unis sont le deuxième grand fournisseur avec en 2010 13 % des importations européennes et 12,4 % des importations françaises hors UE.

Le poids de ces deux pays est encore plus important si l'on considère les importations de gazole et fioul domestique. En 2010, pour ces deux types de produits, 50 % des importations européennes sont venues de Russie, 17 % des États-Unis.

La France est un des pays qui importent le plus en quantité en provenance de Russie. Le gazole russe a représenté plus de 60 % des importations

françaises de gazole hors UE en 2010. Le reste des importations françaises hors UE est venue des États-Unis (un peu moins de 15 %), d'Inde (11 %), de Singapour (3,7 %) puis de divers pays dans des proportions réduites.

Cette situation de concentration des fournisseurs s'explique notamment par des normes plus exigeantes.

Le marché européen est caractérisé par des normes communes qui facilitent les échanges de produits raffinés. De plus l'Union européenne mène depuis les années 90 une politique de spécifications des carburants particulièrement avancée du point de vue de la lutte contre l'émission de polluants, notamment le dioxyde de soufre. Dans ces conditions, peu de pays – hors Union européenne – ont une capacité de raffinage excédentaire adaptée à la production de gazole et fioul domestique de haute qualité, alignés sur les spécifications européennes.

En dehors des pays d'Amérique du nord qui ont adopté des normes proches de celles de l'UE, la Russie est le principal pays qui possède des capacités d'exportation aux normes européennes. En effet, si la généralisation des normes Euro 5 en Russie n'est prévue que pour 2015, d'ores et déjà un peu moins de la moitié des 28 raffineries que compte la Russie (hors mini-raffineries) sont capables de produire du diesel pour les véhicules aux normes Euro 5.

Dans le reste du monde (dont les grands pays en développement), les spécifications, notamment sur la teneur en soufre, sont largement moins contraignantes. Seules quelques grandes raffineries, récentes ou en construction, sont en mesure de produire des carburants correspondant aux spécifications Euro 5.

Les importations européennes de carburateurs (dont les spécifications sont internationales), et de naphta (pour lequel il n'existe pas de spécifications) sont davantage diversifiées.

L'arrivée de nouveaux fournisseurs de produits pétroliers élargit nos perspectives d'approvisionnement.

Pour autant, cette situation de concentration des sources d'approvisionnement pourrait évoluer favorablement à l'avenir. Ainsi, en parallèle du développement des capacités nécessaires pour satisfaire leur propre demande, certains pays émergents comme l'Inde souhaitent se positionner

² Y compris mouvements intra-communautaires

³ Les chiffres 2010 pour l'UE sont sur la base des données Eurostat sur 11 mois (janvier-novembre 2010).

⁴ Poids dans les importations de l'UE dont l'origine est identifiée

⁵ Hors mouvements intra-communautaires

comme hubs régionaux pour les produits pétroliers. L'Inde devrait ainsi devenir le quatrième raffineur mondial en 2013 selon l'AIE et avoir en 2015 une capacité excédentaire par rapport à sa consommation intérieure de 1 Mb/j, permettant de dégager des surplus pour l'exportation.

Le poids de l'Inde dans les importations françaises et européennes s'est fortement accru entre 2009 et 2010. 6 % des importations de produits pétroliers de l'UE sont venus d'Inde en 2010, contre 3 % en 2009. L'Inde s'est affirmée comme un fournisseur important de carburéacteur (deuxième fournisseur derrière le Koweït, avec 18 % des importations, en hausse de 5 points par rapport à 2009) et en gazole (10 % des importations, soit +8 points par rapport à 2009, et troisième fournisseur après la Russie et les États-Unis).

Cette progression semble s'être faite principalement au détriment des importations américaines de gazole, puisque la part des États-Unis dans les importations européennes a reculé de 25 à 17 % entre 2009 et 2010.

De même, l'Inde a plus que doublé sa part dans les importations françaises de carburéacteur, représentant 23 % des importations en 2010.

Elle est aussi devenue notre troisième fournisseur de gazole (hors UE), avec un volume d'importation multiplié par 4 (de 300 kt en 2009 à 1,2 Mt en 2010, soit 11 % des importations).

Dans les années à venir, on peut anticiper une augmentation des capacités d'exportation des pays du Moyen-Orient, notamment avec la mise en service de nouvelles raffineries géantes destinées à l'exportation en Arabie saoudite (Jubail, Yanbu) et aux Emirats Arabes Unis (Ruwais).

Les pays du Moyen-Orient sont dès à présent les principaux fournisseurs de l'Europe en carburéacteur (Koweït, Emirats Arabes Unis, Arabie Saoudite).

En 2010, on peut également signaler la montée en puissance des approvisionnements en provenance du Qatar, passés de 1 % en 2009 à 5 % des importations européennes⁶.

Le Qatar a en effet augmenté sa production de condensats, et développé ses capacités de raffinage, avec l'entrée en service en septembre 2009 de la raffinerie de Ras Laffan (raffinerie de

condensats), qui produit 146 kb/j, dont 35 % de kérosène.

Par ailleurs, le Koweït, qui poursuit un plan de modernisation de ses trois raffineries, a fait une percée dans les importations européennes de gazole en 2010, avec 2 % des importations.

La restructuration du parc européen de raffineries se poursuit

Le secteur du raffinage européen poursuit sa restructuration pour s'adapter à la baisse de la demande, à l'évolution de sa typologie (moins d'essence, plus de gazole), et au renforcement de la concurrence.

En 2010, une dizaine de raffineries en Europe étaient en vente. Ce phénomène touche la plupart des grands pays européens, et pourrait conduire à la transformation en dépôts de certaines raffineries qui n'auraient pas trouvé preneur.

Parmi les cessions réalisées en 2010 ou début 2011, on peut citer la raffinerie de Stanlow, achetée par le groupe indien Essar, ou encore des raffineries Shell de Heide, achetée par un groupe d'investissement, et Göteborg, achetée par un groupe finlandais spécialisé jusqu'à présent dans les biocarburants.

Enfin, le raffinage européen a vu l'entrée de nouveaux groupes étrangers, avec l'annonce d'une prise de participation de 50 % de Petrochina dans les activités de raffinage européennes d'Ineos, ou encore la reprise des parts du groupe vénézuélien PDVSA dans Ruhr Oel par le groupe russe Rosneft.

Approvisionnement gazier

Une consommation européenne en hausse qui s'explique en grande partie par des températures froides et par la reprise de la consommation électrique.

La consommation européenne de gaz est en hausse de 7,2 % en 2010, à 522 Gm³, après avoir baissé de 6,4 % en 2009. Elle revient ainsi à un niveau supérieur à celui de 2008⁷.

Cette hausse s'explique à la fois par des conditions météorologiques froides, un début de reprise économique, et l'augmentation de la demande d'électricité.

⁶ Hors échanges intra-communautaires

⁷ Source : Eurogas

Les tendances sont toutefois assez hétérogènes: parmi les gros marchés, la France (+11,8 %), le Royaume-Uni (+7,2%), l'Italie (+6,3 %), les Pays-Bas (+12,2 %) progressent fortement, tandis que le marché espagnol est en recul (-0,3 %).

La part des importations augmente

Selon Eurogas, la production locale a représenté 34 % de la demande européenne en 2010, tandis que les principaux fournisseurs extérieurs restaient la Russie (23 % des approvisionnements), la Norvège (19 %), l'Algérie (10 %) et le Qatar (6 %).

Les exportations russes à destination de l'Europe (Turquie et Balkans compris), qui avaient sensiblement baissé en 2009 (de 160 Gm³ à 140 Gm³)⁸ se sont stabilisées à leur niveau de 2009.

L'approvisionnement européen est aujourd'hui assuré à 85 % par gazoducs, et à 15 % sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL).

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'ENTSOG⁹, la production, actuellement de l'ordre de 175 Gm³/an devrait baisser pour atteindre 115 Gm³/an environ à l'horizon 2020.

Une forte augmentation des importations européennes de GNL en 2010

Les importations de GNL en Europe ont fortement augmenté en 2010, en particulier au Royaume-Uni. Ainsi, selon les chiffres provisoires publiés par le Ministère britannique de l'énergie et du changement climatique (DECC), les importations britanniques de GNL atteindraient 204 TWh en 2010 (contre 111 TWh en 2009).

Dans le même temps, les exportations britanniques vers la Belgique augmentent (96 TWh contre 62 TWh en 2009) : le Royaume-Uni joue désormais le rôle de pays de transit pour une partie du gaz importé en Europe sous forme de GNL. Au niveau mondial, l'excès d'offre estimé en 2009 à 150 Gm³ environ reste d'actualité.

Sur le seul marché du GNL, on estime que la capacité de production excédentaire, fin 2010, était d'environ 40 Gm³/an, soit 10 % de la

consommation. Cette situation favorise un découplage des prix spot européens et des prix des contrats long terme, indexés majoritairement sur les produits pétroliers. Cet écart de prix met en difficulté certains opérateurs gaziers européens.

Investissements dans les infrastructures : plusieurs projets se sont concrétisés en 2010, et le plan de relance européen devrait maintenir la dynamique.

Le développement du GNL se poursuit

Début 2011, l'Europe dispose d'une capacité d'importation de GNL de 183 Gm³/an¹⁰, en nette hausse par rapport à 2008 (110 Gm³/an).

Ces terminaux disposent d'une capacité d'injection sur le réseau de 5,65 TWh/j début 2011, à comparer à une pointe de demande au risque 1/20 estimée à 35 TWh/j en Europe¹¹.

Seul le terminal de Fos Cavaou a été mis en service en 2010, et celui d'Isle of Grain a vu sa capacité augmenter de 6,6 Gm³/an. Trois autres terminaux sont en construction (El Musel en Espagne, Gate LNG aux Pays-Bas et OLT LNG en Italie). 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	Mise en service
Nouveaux terminaux			
Fos Cavaou	France	8,25 Gm ³ /an	2010
Isle of Grain	Royaume-Uni	+6,6 Gm ³	2010
Terminaux en construction			
El Musel	Espagne	7 Gm ³ /an	En construction 2012
Gate LNG	Pays-Bas	12 Gm ³ /an	En construction 2011
OLT Offshore LNG Toscana	Italie (Livorno)	3,75 Gm ³ /an	En construction
Augmentations de capacité			
Bilbao	Espagne	3,5 Gm ³ /an	En construction 2012
Sines	Portugal	2,6 Gm ³ /an	En construction 2012

De nombreux autres projets, plus ou moins avancés, sont également à l'étude à l'heure actuelle,

⁸ Source : Gazprom, hors CEI, y compris Turquie et Balkans.

⁹ Source: ENTSOG, *10-year network development plan*, 2011

¹⁰ Source : ENTSOG

¹¹ Source : ENTSOG

notamment en Pologne, en Croatie, en Italie, en Espagne, au Portugal, en Grèce ou encore en France.

En Europe du nord-ouest, outre le projet de terminal de Dunkerque, on peut noter des augmentations de capacités envisagées à Zeebrugge et Rotterdam (Gate LNG).

Les projets d'interconnexions gazières se développent, à la suite de la crise gazière de 2009 et du plan de relance européen

Le programme énergétique européen pour la relance devrait permettre de financer 31 projets d'infrastructures gazières, pour un total de 1,39 milliard d'euros, avec pour principal objectif la sécurité et la diversification des sources et routes d'approvisionnement.

Ces projets permettront notamment l'interconnexion d'États-membres voisins mais non interconnectés ainsi que la réversibilité des flux sur plusieurs interconnexions existantes.

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 réseau européen identifié lors de la crise de janvier 2009.

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

- le renforcement des réseaux en Europe du nord-ouest. Ainsi, les gazoducs NEL et OPAL doivent permettre d'acheminer vers l'Europe du Nord et l'Europe centrale le gaz en provenance de Nord Stream ;

- le développement des capacités nord↔sud en Europe de l'ouest. Y participent les interconnexions France-Espagne à Larrau et Biriadou, avec en particulier la création d'une capacité de flux rebours dans le sens Espagne → France ;
- 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 2010 a permis plusieurs avancées notables sur ce dernier point. Ainsi, les interconnexions entre la Hongrie et la Roumanie d'une part, la Hongrie et la Croatie d'autre part, ont été mises en service fin 2010.

L'interconnexion avec la Hongrie renforce les voies d'approvisionnement de la Croatie ; à terme,

si le projet de terminal Adria LNG en Croatie se concrétise, il contribuera 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 Tchéquie, la Pologne et la Slovaquie (prévues pour 2011 et 2012), visant notamment à permettre des flux rebours dans le sens ouest-est ;

- le renforcement des interconnexions entre la Slovénie, l'Autriche et l'Italie ; entre la Pologne et l'Allemagne ; entre la Lituanie et la Lettonie (les travaux ont commencé, entrée en service prévue en 2013).

Un fort développement des stockages en vue

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

La capacité de stockage dans l'Union européenne peut être estimée à 80 Gm³, selon le recensement effectué par l'organisation professionnelle Gas Storage Europe (GSE) en mars 2010.

A l'avenir, la capacité de stockage devrait connaître une expansion soutenue. GSE fait en effet état de 125 projets, représentant une capacité potentielle de 70 Gm³.

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

- plusieurs projets en Espagne (Yela, Castor, Gaviota...) qui devraient permettre d'augmenter la capacité de stockage du pays de plus de 5 Gm³ ;

- plusieurs projets en Italie d'une capacité totale de l'ordre de 4,5 Gm³ ;

- le stockage de Bergermeer aux Pays-Bas (4 Gm³) ;

- le stockage d'Ettel en Allemagne (1,3 Gm³) ;

- le stockage de 7 fields en Autriche (1,7 Gm³).

Selon les chiffres de l'ENTSOG, la capacité de soutirage maximale des stockages européens est

actuellement de 14,4 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 18,2 TWh/j en 2020.

Une année de transition pour les grands gazoducs internationaux

La sécurité d'approvisionnement de l'Europe à moyen et long terme passe aussi par la mise en œuvre 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 de gaz, qui nécessitera d'explorer de nouvelles sources d'approvisionnement, pour ne pas accroître la dépendance aux fournisseurs existants.

Ainsi, l'AIE estime le besoin d'importations pour l'Europe entre 360 et 410 Gm³ par an en 2020, et entre 370 et 520 Gm³ en 2030¹².

Cela correspond à un besoin d'importation supplémentaire de l'ordre de 100 Gm³ en 2020 par rapport à aujourd'hui (300 Gm³) et de 100 à 200 Gm³ en 2030.

Ce chiffre montre la nécessité de développer des infrastructures d'importation supplémentaires, mais tous les projets envisagés ne pourront voir le jour : 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 devrait 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 2010 a été une année de transition pour les grands projets de gazoducs, dans un contexte persistant de bulle gazière qui incite les opérateurs à la prudence.

Les principaux projets de gazoducs internationaux

Projet	Capacité (Gm ³ /an)	Date prévisionnelle de mise en service	Trajet
Medgaz	8	En service	Algérie – Espagne
Nord stream*	27,5, puis 55	2011 et 2012	Russie – Allemagne
Galsi	8	2014	Algérie – Italie
Nabucco	30	2015	Turquie – Autriche
South Stream	63	2015	Russie – Autriche et Italie
ITGI	8 à 11	2015	Turquie – Italie
TAP	10 à 20	n.d.	Grèce – Italie

*projet en construction

Mise en service de Medgaz et début de la construction de Nord Stream

Après plusieurs reports, la mise en service du gazoduc Medgaz, reliant l'Algérie à l'Espagne, est effective depuis avril 2011. Par ailleurs, la construction de la première tranche du gazoduc Nord Stream entre la Russie et l'Allemagne (27,5 Gm³/an) a débuté en avril 2010 pour une mise en service au quatrième trimestre de 2011. Une deuxième tranche, d'une capacité identique, devrait être mise en service fin 2012. GDF Suez a rejoint ce projet à hauteur de 9 % du capital.

Corridor sud

Après la signature d'un accord intergouvernemental sur Nabucco en juillet 2009, le projet de corridor gazier sud-européen n'a pas connu de développement majeur en 2010. L'annonce du report de la mise en production de la phase 2 du gisement de Shah Deniz, en Azerbaïdjan (principale source de gaz identifiée à ce jour) a desserré le calendrier : la mise en service du corridor sud ne pourrait intervenir au mieux qu'en 2016-17.

Au-delà du gaz azerbaïdjanais, les sources de gaz complémentaires identifiées restent le Turkménistan (4^{ème} pays au monde en termes de réserves) 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.

¹² World Energy Outlook 2010

A cet égard, on peut noter plusieurs avancées:

- la signature en juin 2010 d'un accord entre les gouvernements azerbaïdjanais et turc sur le transit du gaz ;
- un discours plus ouvert de l'Azerbaïdjan et du Turkménistan, lors du sommet des pays riverains de la Caspienne, en novembre 2010, sur l'opportunité d'un gazoduc transcaspien ;
- la poursuite des réflexions de la Commission européenne sur la mise en place d'un mécanisme d'achat groupé du gaz de la Caspienne (Caspian Development Corporation), qui devrait faire l'objet d'un appel à manifestation d'intérêt des entreprises dans les prochains mois.

Sur la partie aval du parcours, il existe actuellement 3 projets. L'Interconnecteur Turquie-Grèce-Italie (ITGI) et le Trans Adriatic Pipeline (TAP) ciblent les marchés grec et italien, ainsi qu'une partie des Balkans. Le tracé de Nabucco passerait plus au nord, pour desservir l'Europe du sud-est et l'Europe centrale.

Le processus d'allocation de la production de Shah Deniz 2, actuellement en cours, sera certainement déterminant pour les 3 projets.

En mai 2010, le consortium TAP, constitué initialement de Statoil et EGL, a été rejoint par l'allemand E.ON.

South Stream

De son côté, la Russie continue de pousser ses projets de diversification des voies de transit vers l'Europe. Après Nord Stream, le gazoduc South Stream, qui relierait la Russie à l'Autriche 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 et l'Autriche. Par ailleurs, des sociétés de projet communes ont été créées dans plusieurs pays pour conduire les études de faisabilité. Celles-ci se poursuivent début 2011.

Il faut également noter, début 2011, la signature d'un MOU entre Gazprom et Wintershall en vue de la participation de Wintershall à la construction de la partie offshore du gazoduc.

Il est prévu notamment que Wintershall prenne une participation de 15 % dans South Stream AG, tandis que Gazprom conservera 50 %. Par ailleurs, en juin 2010, Gazprom, ENI et EDF ont signé un MOU prévoyant l'entrée d'EDF, à hauteur de 10 % minimum, dans South Stream AG.

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) via la Sardaigne. Sa mise en service est toujours programmée en 2014. Ce projet pourrait également permettre d'alimenter la Corse en gaz naturel, via un ouvrage secondaire (projet Cyrénée) qui relierait l'île au Galsi et la connecterait ainsi directement au marché gazier italien. Une étude de faisabilité, cofinancée par EDF, est en cours de réalisation par GRTgaz et un débat public volontaire sur ce projet a été organisé cet hiver.

- *Isabelle Venturini*
- *Julien Tognola*

LES PRINCIPAUX GAZODUCS ET OLÉODUCS EN EUROPE



Division géographique de la direction des Archives du ministère des Affaires étrangères et européennes © 15 octobre 2008

- | | | | |
|-------|-----------------------------------------------------------|---|--------------------------------------------------------------|
| — | Principaux gazoducs existants | ■ | États membres de l'Union européenne |
| - - - | Gazoducs en projet | ■ | États de l'A.E.L.E. membres de l'Espace économique européen |
| ■ | Principaux terminaux GNL (gaz naturel liquéfié) existants | ■ | États candidats en négociations |
| □ | Terminaux GNL en projet | ■ | État candidat |
| — | Principaux oléoducs existants | ■ | États qui se sont vus reconnaître une perspective européenne |
| - - - | Oléoducs en projet | | |

4 - L'exploration et la production pétrolières en France

Des nouvelles thématiques pétrolières

Une année 2010 marquée par une augmentation des demandes de permis de recherche mais aussi par le maintien de la production nationale grâce au savoir-faire des opérateurs.

Des investissements en légère baisse

En 2010 les dépenses d'exploration ont fléchi de 19 % par rapport à l'année précédente. Dans le détail, cependant, on observe une nette reprise des investissements dans le Bassin de Paris alors qu'en Aquitaine, on reste sur un faible niveau. Sur les autres zones, les dépenses ont reculé de manière significative.

En 2011, les dépenses dans ces autres zones augmenteront très fortement avec, notamment, la réalisation d'un forage au large de la Guyane. Normalement, l'année 2011 s'annonce plutôt comme une excellente année : c'est quatre fois les dépenses de 2010 qui pourraient être affichées pour 2011 avec la réalisation d'une trentaine de forages.

Les investissements de production-développement affichent avec 73,9 M€ une certaine stabilité par rapport aux 76,1 M€ de l'année précédente (-4 %). Comme en 2009, le volume des travaux est à peu près équivalent avec neuf forages contre huit en 2009. Cette stabilité des investissements devrait être rompue en 2011 avec une progression de plus de 40 %.

		Réalisations 2009 (M€)	Prévisions de clôture 2010 (M€)
Exploration	Bassin de Paris	10,04	15,3
	Bassin d'Aquitaine	4,32	3,8
	Autres zones	27,20	14,8
	Total	41,56	33,9
Production	Bassin de Paris	31,35	35,24
	Bassin d'Aquitaine	43,94	38,03
	Autres zones	0,77	0,60
	Total	76,06	73,87
TOTAL	117,62	107,77	

Source : DGEC

L'activité d'exploration

A terre

Le volume des travaux d'exploration terrestres en 2010 est resté stable par rapport à l'année précédente, avec au total **quatre puits achevés dans le Bassin de Paris**. Parmi ces quatre puits, trois d'entre eux, situés dans le voisinage sud ouest du gisement de Saint-Martin-de-Bossenay, ont confirmé la présence d'accumulations d'huile dans les calcaires du Dogger. Le quatrième, sans succès, visait à reprendre en « side-track » (puits dévié), un puits, Dordive 1D, situé dans le sud ouest du bassin de Paris qui avait montré initialement des imprégnations d'huile dans le Dogger.

Au cours de l'année 2010, **la superficie des permis d'exploration a augmenté de 9 326 km²**, passant de 42 666 à 51 992 km². **Cette augmentation de 22 % résulte de l'attribution de dix permis exclusifs de recherches**, alors que quatre permis sont arrivés à expiration et 3 131 km² ont été restitués dans le cadre de demandes de renouvellement de permis.

Seuls deux des permis attribués se trouvent dans les zones d'intérêt pétrolier classique du bassin de Paris. Les huit autres sont situés dans le Sud-Est, le Nord-Pas de Calais et le Jura.

Le nombre de **demandes de permis de recherches enregistrées au cours de l'année 2010 a presque triplé par rapport à 2009 (66 contre 24 en 2009)**. Quarante huit de ces demandes sont situées dans le bassin de Paris, neuf dans le sud est, huit en Alsace, une en Aquitaine.

Les prix actuels des hydrocarbures et l'apparition de nouvelles thématiques pétrolières dites «non conventionnelles», de valorisation des ressources expliquent l'intérêt croissant, constaté en 2010, pour l'exploration du sous-sol national et en particulier pour l'évaluation du potentiel des hydrocarbures de roche-mère – dits «gaz et huile de schiste».

Toutefois, vu les nombreuses préoccupations exprimées vis-à-vis de l'impact environnemental des techniques spécifiques qui seraient mises en œuvre dans le cas d'une exploitation de ces ressources (nombreux forages horizontaux, «fracturation hydraulique» nécessitant des

quantités d'eau importantes, utilisation d'additifs chimiques), le Parlement a adopté le 30 juin 2011 la proposition de loi visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique.

En mer

Alors que la superficie des permis marins en Métropole a diminué de 20 %, **Outre-mer la superficie des permis n'a été que très légèrement réduite (moins de 1 %). Elle passe globalement de 122 385 km² à 118 963 km².** Cette diminution est liée à l'abandon du permis de Saint Pierre et Miquelon et aux rendus associés à une demande de renouvellement du permis de Rhône maritime.

Deux campagnes d'imagerie acoustique du sous sol sont à signaler en 2010. La première concerne la fin de l'acquisition 3D, commencée en septembre 2009, sur 625 km² au large de la Guyane. La seconde se rapporte au début, à la mi-décembre, d'une nouvelle acquisition 2D au large des côtes méditerranéennes.

Activité de forage en 2010						
	Bilan 2010	Rappel 2009	Bassin d'Aquitaine		Bassin de Paris	
			2010	2009	2010	2009
Puits achevés	4	4	0	0	4	4
Mètres forés	3538	3651	0	0	3538	3538
Mois appareil	2,50	2,02	0	0	2,50	2,02

Source : DGEC

Une production d'hydrocarbures qui se maintient

Activité de forage de développement et d'extension

Neuf forages ont été réalisés au cours de l'année 2010, dont huit dans le bassin de Paris et un en Aquitaine. Les résultats de ces forages se répartissent en six puits producteurs et trois en test de production (situation fin décembre 2010).

On peut noter que l'ensemble de ces forages ont fait l'objet d'un drain horizontal, dont la moitié

d'entre eux sont des reprises en side-track de puits existants: huit sont situés sur la concession de Saint Martin-de-Bossenay (SPPE) et un sur la concession des Mimosas (Vermilion REP).

L'ensemble de ces puits représentent un total de 13 008 mètres forés (8,2 mois appareil) contre 16 359 mètres forés (5,2 mois appareil) l'année précédente.

Activité d'exploitation

Le montant des redevances au titre de l'année 2010 s'est élevé à environ 22 millions d'euros pour le pétrole brut (dont 33,7 % pour la redevance progressive des mines communément appelée R31 et 67,3 % pour la redevance départementale et communale des mines dite RDCM) et 6,25 millions d'euros pour le gaz (dont 16,3 % pour la R31 et 83,7 % pour la RDCM).

Ces montants de redevances sont en nette hausse, +15 % pour le pétrole brut et en légère baisse, -2,5 % pour le gaz par rapport à l'année 2009.

En outre, au titre de l'exercice 2009, les opérateurs pétroliers ont payés en 2010 une somme de 92 millions d'euros en impôts sur les sociétés.

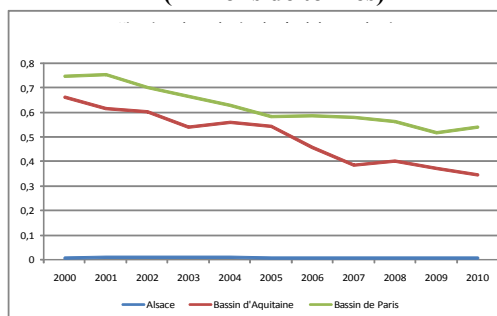
Le pétrole

Le nombre de concessions est inchangé à 63 dont 3 ont été renouvelées dans l'année (Cazaux, Laméac, et Coulommès-Vaucourtois).

En 2010, **la production d'huile** s'est élevée à 0,895 millions de tonnes, contre 0,90 million de tonnes l'année précédente. Ce quasi maintien de la production d'une année sur l'autre est dû à l'augmentation de la production dans 16 gisements dont dix se trouvent dans le Bassin de Paris.

Cette production d'huile a représenté environ 1 % de notre consommation en 2010. La consommation de pétrole en France est donc satisfaite, pour l'essentiel, de l'exploitation de gisements en dehors de nos frontières.

Historique de production de pétrole brut par bassin (millions de tonnes)



Gisements dont la production a augmenté en 2010 par rapport à 2009

Gisements	Productions en t	Evolution	Sociétés	Zones
Itteville	110 710	+ 24,30%	TOTAL E&P FRANCE	Bassin de Paris
Champotran	63 269	+ 28,73%	VERMILION REP SAS	Bassin de Paris
Vert-le-Grand	21 942	+ 17,23%	TOTAL E&P FRANCE	Bassin de Paris
Pécorade	17 037	+ 0,25%	TOTAL E&P FRANCE	Bassin d'Aquitaine
Les Mimosas	16 722	+ 122,55%	VERMILION REP SAS	Bassin d'Aquitaine
Lugos	13 796	+ 9,29%	VERMILION REP SAS	Bassin d'Aquitaine
Chuelles	10 526	+ 12,03%	TOREADOR ENERGY France	Bassin de Paris
Saint-Lupien	9 792	+100%	SPPE	Bassin de Paris
Castéra-Lou	9 355	+ 1,98%	GÉOPÉTROL	Bassin d'Aquitaine
Les Arbousiers	7 175	+ 1,29%	VERMILION REP SAS	Bassin d'Aquitaine
Courtenay	6 560	+ 25,24%	TOREADOR ENERGY France	Bassin de Paris
Villeseneux	4 153	+ 840,60%	LUNDIN	Bassin de Paris
La Vignotte	2 338	+ 21,75%	GÉOPÉTROL	Bassin de Paris
Brémonderie	909	+ 4,49%	VERMILION REP SAS	Bassin de Paris
Fab-Sud	831	+ 3,21%	LUNDIN	Bassin d'Aquitaine
Avon-la-Pèze	596	+100%	SPPE	Bassin de Paris

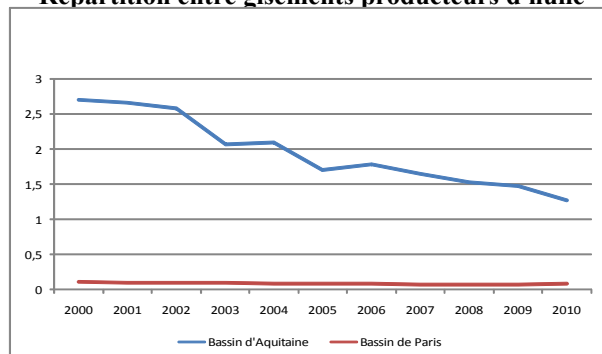
Source : DGEC

Le gaz

La production de **gaz naturel** est de 1,35 milliard de mètres cubes en 2010 (contre 1,54 milliard en 2009) pour une production de gaz commercialisée de 0,74 milliard de mètres cubes (0,88 milliard en 2009).

Cette production de gaz a représenté 1,6 % de nos importations 2010 qui s'élevaient à 511 TWh. La consommation de gaz en France est donc satisfaite pour l'essentiel de l'exploitation de gisement en dehors de nos frontières (Norvège, Algérie, Pays-Bas et Russie principalement).

Répartition entre gisements producteurs d'huile



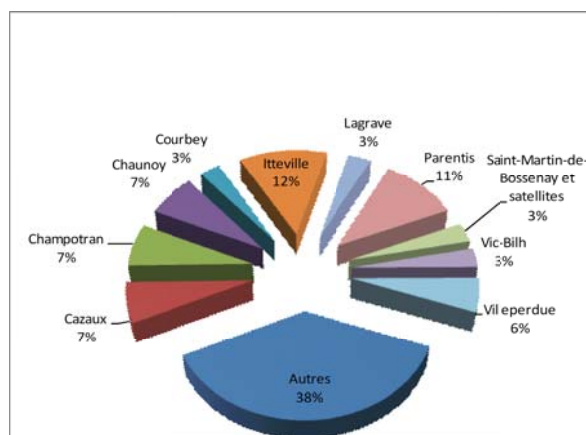
Source : DGEC

Répartition de la production

Le pétrole

En 2010 le pétrole brut est extrait de 61 gisements producteurs sur le territoire national. Les dix principaux gisements représentent 63 % de la production.

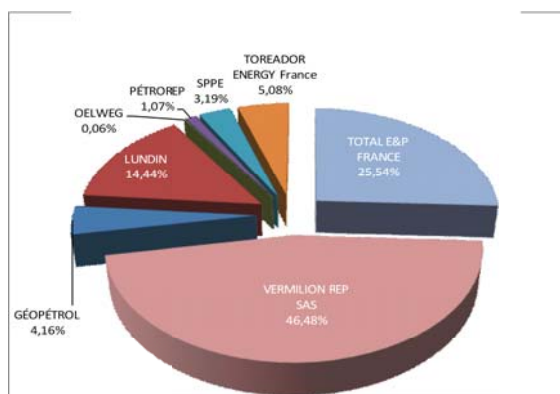
Répartition entre gisements producteur d'huile



Source : DGEC

Les sociétés Vermilion REP Sa (46 %), Total E&P France (25 %) et Lundin (14 %) opèrent 85 % de la production nationale de pétrole brut.

Répartition de la production de pétrole brut entre opérateurs



Source : DGEC

Le gaz

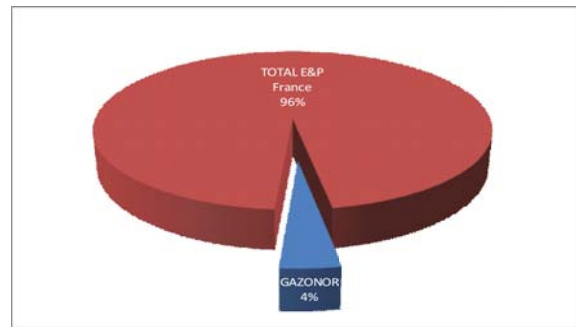
Il y a onze gisements producteurs de gaz naturel sur le territoire national, Lacq Profond en Aquitaine représentant 69 % de l'ensemble (0,93 milliard de mètres cubes).

Parmi les autres gisements, seul celui de Poissonnière, situé dans le Nord-Pas-de-Calais est en augmentation (+17,1 %, soit 74 millions de mètres cubes de gaz de mine).

La production nationale de **gaz naturel** est opérée à 96 % par Total E&P France et provient essentiellement du Bassin d'Aquitaine.

Les 4 % autres de la production sont du gaz de mine extrait dans le Nord-Pas-de-Calais par la société Gazonor.

Répartition de la production de gaz brut entre opérateurs



Source : DGEC

◆ Patrick Gouge

5 – L'industrie parapétrolière

2010 : une année de transition vers la sortie de crise

Après une baisse d'activité marquée par la crise économique en 2009, l'industrie parapétrolière a connu une reprise de la demande en 2010.

Les investissements mondiaux en exploration et production sont en hausse. Toutefois, les résultats des sociétés parapétrolières traduisent encore peu la reprise.

Suite à la marée noire survenue dans le Golfe du Mexique, le moratoire a contribué à ralentir l'activité sur les forages offshore dans le Golfe du Mexique sur la deuxième partie de l'année.

Le secteur de la géophysique

Une activité quasi stable

Sur les cinq dernières années, le nombre d'équipes actives dans le monde a doublé. En 2009, le secteur de la géophysique a atteint un niveau d'activité inégalé - un pic d'activité ayant été atteint avec 394 équipes en février.

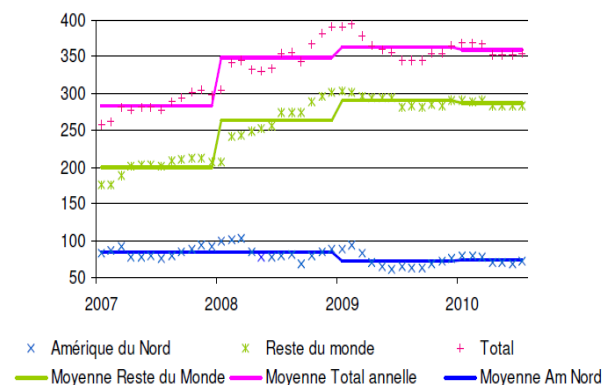
La moyenne annuelle s'élevait à 360 équipes actives dans le monde. L'effet de la crise économique ne s'est fait sentir qu'à partir du deuxième trimestre 2009 compte tenu de la planification des compagnes de prospection sismique.

Sur les 6 premiers mois de l'année 2010, la baisse d'activité mondiale par rapport à 2009 a été évaluée à -1 %.

Alors que le Canada présentait en 2009 la baisse d'activité la plus importante (-50 %), il connaît un rebond d'activité de 22% en 2010.

L'Europe aurait la plus forte baisse avec -11 %. Les autres zones géographiques devraient être quasi stables.

Equipes sismiques actives dans le monde

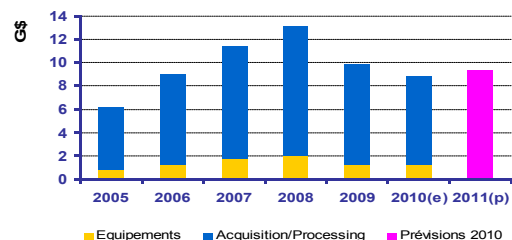


Source : IFP Energies nouvelles

Un marché en surcapacité

Après une chute en 2009, le chiffre d'affaires du marché de la géophysique connaît une diminution en 2010 - les surcapacités de l'offre en moyens d'acquisition exerçant une pression sur les prix.

Evolution du chiffre d'affaires du marché de la géophysique, estimation 2010 et prévision 2011



Source : IFP Energies nouvelles

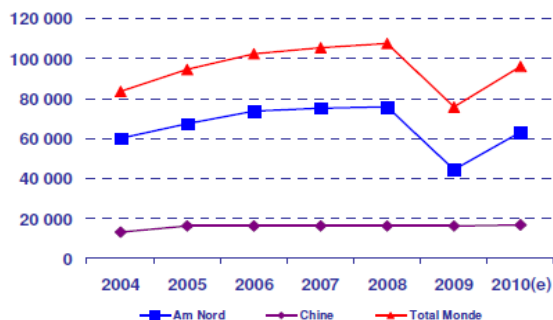
Le secteur du forage

Une activité en reprise

Après avoir connu une forte baisse de 30 % de son activité en 2009, le secteur du forage connaît un rebond d'activité en 2010. L'estimation du nombre de puits forés en 2010 s'élève à 99 000. Sur les 6 premiers mois de 2010, cette reprise d'activité s'élève à :

- 26 % pour le secteur à terre (qui représente 97 % des puits dans le monde);
- 7 % pour le secteur en mer.

Nombre de puits forés à terre par zone géographique estimations 2010

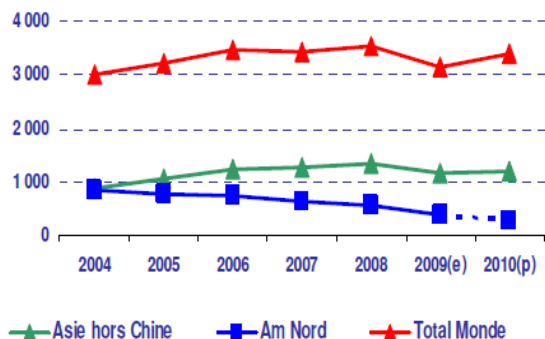


Source : IFP Energies nouvelles

En 2009, l'Amérique du Nord (qui concentre 64 % de l'activité du forage mondial) a enregistré les plus fortes baisses d'activité.

Sur les 6 premiers mois de 2010, cette zone géographique présente le plus fort rebond d'activité. Toutefois, l'activité du forage reste sous le niveau de 2008 (110 000 puits).

Nombre de puits forés en mer par zone géographique



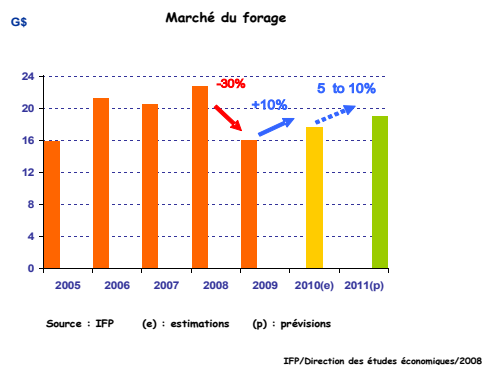
Source : IFP Energies nouvelles

L'Asie, avec la Chine, représente la moitié des forages en mer. Ensuite, les grandes zones d'activité sont la Mer du Nord (14 %), le golfe du Mexique (12 %), le golfe de Guinée (10 %) et l'offshore Brésilien.

Un rebond du marché onshore et une baisse du marché offshore

Alors que le forage à terre a été le plus touché en 2009, ce marché connaît un rebond d'activité en 2010. Cette hausse d'activité est estimée à 10 % sur les 6 premiers mois de l'année 2010.

Le marché à terre

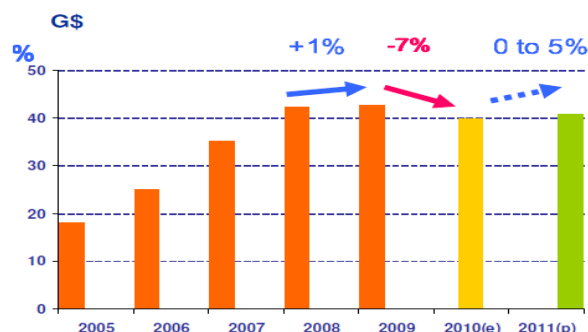


Source : IFP Energies nouvelles

Compte tenu de l'ampleur de la baisse du marché offshore en 2009 et de sa reprise partielle en 2010, on peut espérer une poursuite du rebond pour 2011.

En 2009, la crise économique a eu moins d'effet sur le marché du forage en mer. Mais en 2010, ce marché a été déstabilisé par le moratoire qui a freiné l'activité dans le Golfe du Mexique (qui concentre près du quart de l'activité mondiale). Cette baisse d'activité est estimée à 7 %.

Le marché en mer



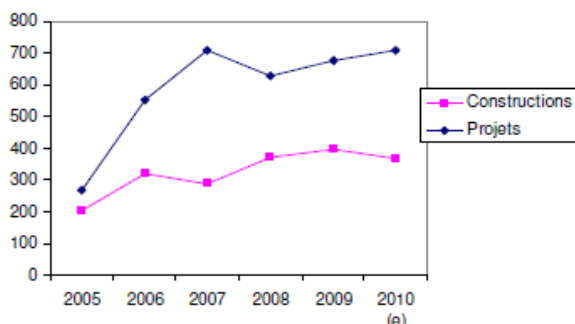
Source : IFP Energies nouvelles

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

Une activité qui se maintient

Entre 2005 et 2010, l'activité du secteur de la construction offshore (tout type de support confondu) a doublé et le nombre de projets annuels a quasiment triplé.

Plateformes en construction et en projet sur la période 2005-2010



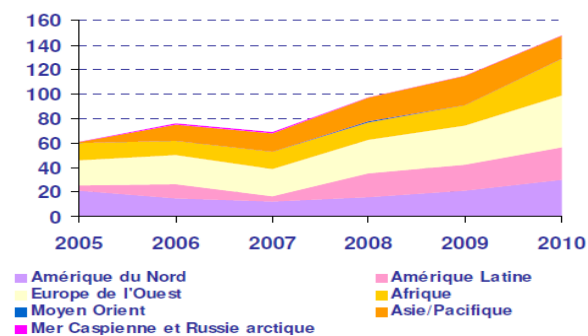
Source : IFP Energies nouvelles

Après une croissance d'activité de 7 % en 2009, l'activité de construction montre un fléchissement. Cette baisse concerne plus particulièrement la construction des plateformes fixes et de plateformes flottantes.

Sur les 6 premiers mois de l'année 2010 : le nombre moyen de plateformes fixes dans le monde est en baisse de 22 % et l'activité de construction de plateformes flottantes continue de baisser de 20 %.

Toutefois, l'activité se maintient grâce au « subsea ». En effet, l'activité de construction d'installations sous-marines poursuit sa très forte croissance avec une augmentation de 28 %.

Nombre de construction sous-marines depuis 2005

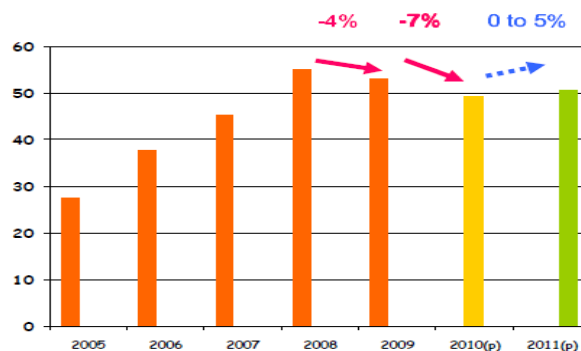


Source : IFP Energies nouvelles

Un marché en baisse

Après des années de forte croissance, il est estimé que l'activité globale de construction baisse de 7 % en 2010. Avec la fusion du Britannique Acergy et du Norvégien Subsea 7, le nouveau groupe Subsea devrait se trouver numéro 3 du marché au niveau de Technip avec une même part de marché de 9 %.

Le marché de la construction offshore



Source : IFP Energies nouvelles

L'industrie parapétrolière en France

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 (Groupement des entreprises parapétrolières et paragazières).

Ce programme a pour objectif de mettre en relation des PME-PMI et des sponsors privés afin de financer des projets de recherche et développement en exploration et production.

En 2010, le 4ème appel à projets du programme CITEPH a permis de soutenir 22 projets pour un financement de 5 millions d'euros.

La moitié de ces projets avait pour thèmes la construction, l'installation et la production offshore prenant en compte les conditions météo-marines. Les autres projets concernaient de nouveaux capteurs et le GNL (gaz naturel liquéfié).

Depuis son origine, ce programme a permis de financer une centaine de projets, dont 17 ont été achevés et ont débouché sur des résultats concrets.

Parmi eux, citons pour exemple un projet sur la modélisation des mouvements des packs de glaces en bassin d'essais, un projet sur l'évaluation des risques géotechniques liés à la présence de gaz dans les sédiments marins ou enfin un projet sur le contrôle commande en relief, immersif, destiné aux opérations sous-marines.

◆ Eléa Wermelinger

Sources :

Les investissements en exploration-production et raffinage 2010, A.SANIERE, S.SERBUTOVIEZ, C.SILVA avec la participation de G.MAISONNIER, Direction Economie et Veille, IFP Energies nouvelles, le programme CITEPH, GEP.

Point sur Macondo

L'accident du puits pétrolier de Macondo, survenu le 20 avril 2010, a fait 11 victimes et entraîné le déversement dans le Golfe du Mexique de pétrole brut. L'écoulement du pétrole n'a pu être arrêté que début juillet. Il s'agit du plus grave accident de ce type en plus de vingt ans.

Une commission d'enquête américaine a examiné les causes de l'accident et, dans son rapport remis en février 2011, souligne, au-delà de la possible amélioration des normes techniques, le rôle important joué par des erreurs humaines.

Dans ce contexte, la Commission européenne a présenté le 13 octobre 2010 une communication sur l'offshore, dont les principaux objectifs sont les suivants :

- assurer la diffusion des meilleures pratiques dans toute l'Europe (attribution des permis, responsabilité en cas de dommages environnementaux) ;
- inviter les Etats membres à l'application du principe de précaution ;
- améliorer la capacité de réponse de l'Union européenne en cas d'accident en mer ;
- favoriser la diffusion des bonnes pratiques en dehors des eaux européennes.

Les conclusions du Conseil énergie de décembre 2010 reprennent les principaux points de la Communication, et invitent la Commission à proposer des initiatives concrètes en 2011.

Des réflexions comparables sur la protection de l'environnement marin ont également été initiées dans le cadre du G20 ou encore dans le cadre de la convention régionale OSPAR relative à la protection de l'environnement marin de l'atlantique Nord-Est. Dans le cadre du G20, un mécanisme d'échange de bonnes pratiques doit être mis en place prochainement. Dans le cadre de la convention OSPAR, des règles sont en cours de discussion.

Les importations de pétrole brut diminuent à nouveau (-11 %) et l'activité des raffineries baisse d'autant. Cela induit un accroissement des importations de produits raffinés et une réduction des exportations.

L'année 2010 a été marquée par des mouvements sociaux qui ont fortement impacté le fonctionnement des raffineries, et donc influé sur les importations de brut et de produits finis.

L'approvisionnement en pétrole brut

La production de pétrole brut en France se maintient en 2010 au même niveau qu'en 2009, à 0,9 millions de tonnes. La réduction de l'activité dans le bassin d'Aquitaine (-7 %) compense l'augmentation dans le bassin de Paris (+4 %). La production représente 1 % de la consommation nationale.

Les quantités de **pétrole brut** importées baissent encore de 11 %, après les -14 % de 2009. Elles passent en effet de 83 millions de tonnes en 2008 à moins de 72 millions de tonnes en 2009, et 64 millions en 2010. C'est le chiffre le plus faible enregistré depuis 1970 et le début des séries actuelles. Depuis 1999, les importations de pétrole brut restaient assez stables, fluctuant entre 80 et 86 millions de tonnes. La baisse de la demande nationale (-7 % en deux ans) ne suffit pas à expliquer cet effondrement.

Au-delà d'événements conjoncturels comme l'arrêt des raffineries et le blocage des ports pétroliers lors de la réforme des retraites, cette chute de 23 % en deux ans marque une grave crise du raffinage, qui touche particulièrement la France même si elle a une dimension plus large. La demande occidentale est en effet stagnante, notamment sous l'effet des politiques d'économies d'énergie. Les raffineurs se plaignent d'être pénalisés par les réglementations environnementales européennes, face au développement de nouvelles capacités au Moyen-Orient et en Asie. Ils se plaignent, en outre, du déséquilibre croissant du marché français en faveur du diesel qui les oblige à chercher des débouchés pour leur production d'essence en surplus ou à se lancer dans des investissements coûteux et consommateurs d'énergie pour produire davantage de gazole et moins d'essence. Les marges de

raffinage, qui avaient chuté à 15 €/t en 2009, se sont en partie reconstituées en 2010, à 21 €/t.

Parallèlement à la cessation de l'activité de sa raffinerie de Dunkerque, Total poursuit l'adaptation de son site de Normandie en l'orientant vers davantage de gazole et en réduisant sa capacité. Il annonce ainsi fin 2010 une capacité de raffinage en France diminuée d'un quart. De son côté, Petroplus annonce la fermeture de Reichstett pour fin juin 2011. Les 64 millions de tonnes traitées en 2010 traduisent une sous-activité importante, si on les rapporte à la capacité de production annoncée à 96,8 millions de tonnes.

La France a donc importé moins de pétrole brut pour le raffiner, et davantage de produits déjà raffinés.

La baisse des importations de brut concerne toutes les provenances ou presque : on note de petites augmentations des arrivées venant de Russie, d'Arabie Saoudite ou du Royaume Uni, et une augmentation forte des arrivées de Libye, qui devient en 2010 le deuxième fournisseur de la France. En parts relatives, les pays de l'ex-URSS se maintiennent en position dominante, avec un tiers de l'approvisionnement en brut. Les quatre autres grandes provenances se partagent le reste : l'Afrique du Nord progresse nettement grâce à la Libye (elle passe de 13 % à 19 %), le Moyen-Orient et la Mer du Nord sont en léger déclin à 17 %, et l'Afrique noire régresse nettement, en particulier l'Angola (13 %). La Russie reste le premier fournisseur de la France, devant cette fois la Libye, la Norvège et le Kazakhstan.

Dans le même temps, le déficit des échanges de **produits raffinés**¹ s'aggrave quelque peu, avec une progression de 1,4 millions de tonnes pour les importations, et une diminution de 4 millions de tonnes pour les exportations. Les flux restent importants dans les deux sens, à cause des déséquilibres entre le marché national et la structure de la production des raffineries. Il faut en effet exporter les excédents de produits légers (essence et naphta) raffinés en France et importer du gazole pour satisfaire la demande nationale (les importations représentent près de la moitié des besoins). Par ailleurs, les mouvements sociaux de l'automne ont particulièrement touché les activités pétrolières (ports, raffineries, dépôts). Une partie

¹Données estimées principalement à partir de celles des Douanes.

de l'approvisionnement s'est alors faite par camion à partir de pays voisins, augmentant de façon inhabituelle les échanges frontaliers.

En 2010, les importations de gazole et fioul domestique ont augmenté de 7 %. Elles représentent à elles seules la moitié du tonnage des importations de produits raffinés. Un tiers provient de Russie, 8 % viennent des Etats-Unis, et la quasi totalité du reste provient d'échanges au sein de l'Union européenne.

Les exportations d'essence ont, quant à elles, baissé à nouveau de 9 % en 2010 (après -23 % en 2009). Cette chute provient de la baisse de la production, mais aussi de la baisse de la demande des Etats-Unis : ce pays, qui en 2008 était le premier débouché de l'essence des raffineries françaises avec 39 % des exportations, n'en reçoit plus que 26 %.

En quantité, le solde global des importations pétrolières diminue sensiblement :

- les importations de brut diminuent de 7,6 Mt (-11 %),
- les importations de produits raffinés augmentent de 1,4 Mt (+4 %),
- les exportations de produits raffinés diminuent de 4 Mt (-16 %),
- globalement, le solde importateur s'est donc réduit d'environ 7,5 Mtep (-5,5 %).

Au total, l'approvisionnement de la France en pétrole brut, constitué de la production nationale et des importations nettes des exportations, diminue.

L'approvisionnement en gaz

La production nationale continue de baisser (-15,4 %) et n'est plus que de 8,3 TWh, soit 1,6 % des ressources.

Le solde net des entrées-sorties de gaz naturel en France passe de 501,3 TWh en 2009 à 511,1 TWh en 2010.

Le portefeuille des entrées de gaz s'est assez nettement modifié en 2010 par rapport à 2009 :

- On observe cette année une augmentation de 8 % des entrées en gaz naturel liquéfié (GNL), qui représentent un peu moins du quart des importations brutes (27,6 %) ;

- Les importations sur contrats de long terme ont augmenté (+4,1 %) : les importations en provenance de Russie, qui progressaient de 2,9 %

entre 2008 et 2009, présentent une légère baisse (-0,4 %) ; les arrivées venant de Norvège poursuivent leur hausse (+3,4 %), elles représentent toujours près du tiers des importations totales tandis que les importations en provenance des Pays-Bas diminuent de 5,3 % et celles d'Algérie de 13,2 %. Les importations depuis l'Égypte diminuent de plus de moitié (-54,8 %), celles provenant du Qatar augmentent de 25,2 % tandis qu'il n'y a plus d'importation depuis le Nigéria.

Les contrats à court terme ont été moins sollicités qu'en 2009 : ils représentent 5 % des entrées de gaz naturel en 2010 contre 6 % en 2009.

Les sorties de gaz naturel sont en baisse de 20,9 %. Bien que les exportations augmentent en 2010, elles sont bien inférieures aux quantités de gaz en transit (gaz transporté sur le territoire français à destination d'un autre pays) ; or l'activité de transit de gaz est en diminution en 2010.

Les stocks de fin d'année diminuent de 30,2 TWh en 2010. Alors que, à la fin de l'hiver gazier 2009-2010, les stocks utiles étaient à 46,3 TWh contre 38,9 TWh en avril 2009.

	2009	2010
Total des entrées brutes (transit inclus)	569,2	564,8
Total des sorties (transit inclus)	67,9	53,7
Total des entrées nettes (transit et exportations exclus)	501,3	511,1
Dont : Contrat de long terme	462,3	480,1
Russie	77,3	77,1
Norvège	170,8	176,6
Pays-Bas	85,0	80,5
Algérie	85,0	73,9
Égypte	17,1	7,7
Nigéria	5,2	0,0
Qatar	5,5	6,9
Swap*	8,8	21,8
Autres et indéterminés	7,6	35,7
Contrats de court terme	34,6	30,2
Dont : Gaz naturel sous forme gazeuse	356,9	355,2
Gaz naturel liquéfié (GNL)	144,4	156,0

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

Source : SoeS, bilan de l'énergie 2010

- ◆ Bernard Nanot
- ◆ Cécile Welter-Nicol

7 – Le raffinage en France

Une situation durablement préoccupante

La situation du raffinage en France reste très préoccupante en 2010.

Un point sur le raffinage mondial

L'année 2010 connaît une hausse de la demande mondiale de pétrole de 3 % .

La capacité mondiale de raffinage a légèrement progressé de 1,3 % en 2010, pour atteindre 4 411 millions de tonnes par an, avec 660 raffineries.

Depuis 1998, la capacité mondiale de raffinage a augmenté de 10 %.

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 CEI), avec 190 raffineries, représente 28% de la capacité mondiale de raffinage, part équivalente à celle de la zone Asie-Pacifique.

En Europe occidentale, 12 des 101 raffineries sont en vente ou en cours de transformation en dépôts pétroliers (*Source IFPEN – octobre 2010*).

Le constat de baisse de la consommation européenne de produits pétroliers, établi depuis 2008, se poursuit en 2010. Cette baisse devrait se poursuivre et atteindre 20 % à l'horizon 2020-2030, par rapport à 2005.

Le secteur européen du raffinage est toujours confronté à une demande de distillats moyens (kérozène, gazole et fioul domestique) 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 troisième année consécutive, une diminution de leurs importations européennes.

La situation en France

Pétrole brut traité en raffinerie en 2010

La quantité de pétrole brut traité dans les raffineries de métropole est égale à 66,6 Mt, en baisse de 10 % par rapport à 2009.

La capacité totale de distillation de pétrole brut disponible en métropole est estimée à 97 Mt. Le pourcentage d'utilisation de cette capacité (facteur de service) connaît une nouvelle baisse importante en 2010 : il est égal à 68,8 % alors que sa valeur était de 76 % en 2009.

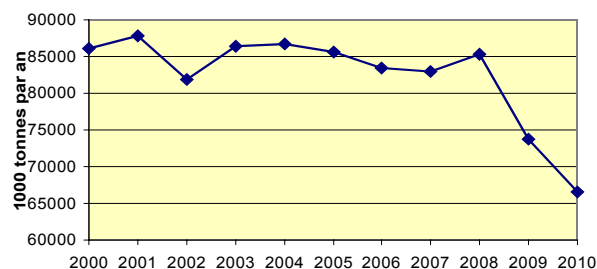
Le nombre de jours cumulés de fonctionnement des raffineries s'établit à 3521 jours en 2010, en baisse par rapport à celui de 2009 qui était de 3894 jours.

Cette baisse s'explique notamment par :

- la reconfiguration des unités de distillation de la raffinerie de Normandie en 2010 ;
- la mise à l'arrêt de la raffinerie des Flandres depuis le mois de septembre 2009 ;
- la crise d'approvisionnement pétrolier en France en octobre 2010.

La raffinerie de Reischtett (Petroplus) a poursuivi son activité en 2010 mais a engagé une procédure d'arrêt en octobre, pour une fermeture programmée en juillet 2011.

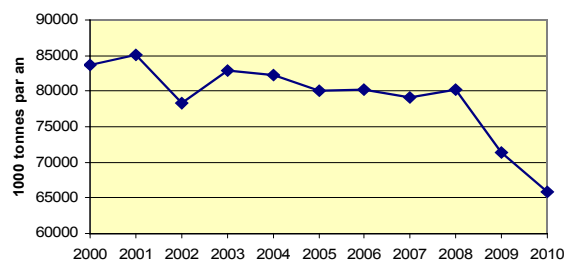
Traitement du brut dans les raffineries de métropole



Source : DGEC

Production des raffineries en 2010

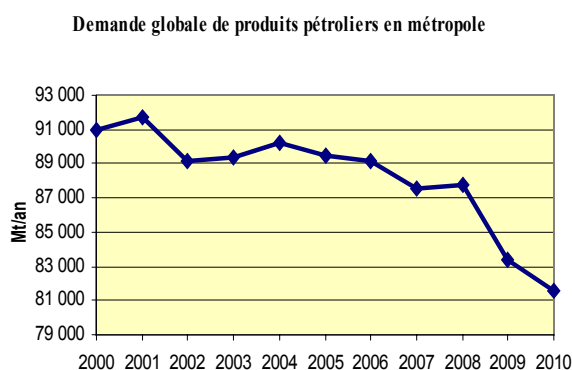
En 2010, la production nette des raffineries françaises s'élève à 65,9 Mt et a baissé de 8 %.



Source : CPDP

Équilibre offre-demande

Demande de produits pétroliers en métropole



Source : CPDP

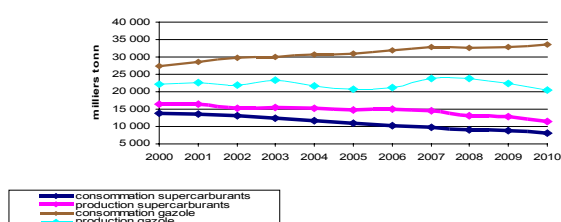
La demande globale de produits pétroliers, y compris les soutes marines, connaît une baisse de 2 % en 2010 (81,6 Mt) par rapport à 2009 (83,3 Mt).

Les évolutions de consommation de produits pétroliers entre 2009 et 2010 restent différentes selon les produits.

Supercarburants et gazole routier

La consommation de supercarburants qui s'est élevée à 8,2 Mt en 2010 accentue sa décroissance annuelle (7 %). En 2008 et 2009, la décroissance était respectivement égale à 5 % et 3 %.

En 2010, la production nette de supercarburants dans les raffineries françaises est égale à 11,5 Mt, en baisse de 10 % par rapport à 2009. La surproduction se contracte légèrement depuis 2006.



Source : CPDP

La consommation de gazole routier poursuit sa hausse en 2010 et est égale à 33,6 Mt.

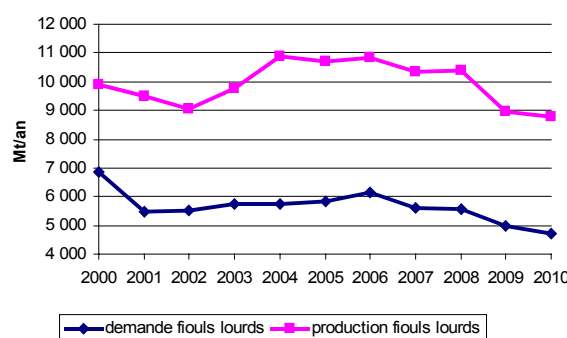
En 2010, la production nette de gazole routier dans les raffineries françaises est égale à 20,5 Mt, en baisse de 8 % par rapport à 2009. En conséquence, le déficit de production continue à se creuser.

Fioul domestique

La consommation de fioul domestique est en baisse de 5 % entre 2009 (13,6 Mt) et 2010 (12,9 Mt) pour une production nette dans les raffineries françaises égale à 8,5 Mt.

Fiouls lourds

La demande globale de fiouls lourds, y compris les soutes maritimes, s'élève à 4,7 Mt en 2010 et enregistre une baisse de 10 % par rapport à 2009. La consommation de fiouls lourds hors soute marine, est en forte baisse de 13 %.



Source : CPDP

Après une baisse importante en 2009, la production de fiouls lourds reste stable en 2010, les excédents dont les niveaux sont élevés, doivent trouver des débouchés à l'exportation.

Commerce extérieur

Avec des valeurs d'importation et d'exportation de produits raffinés respectivement égales à 40,3 Mt et 24,9 Mt, le solde global des produits pétroliers s'établit à une importation de 15,4 Mt, en hausse par rapport au solde de l'année 2009 qui s'établissait à 10,2 Mt. L'importation de 20,4 Mt de gazole routier/fioul domestique contribue pour une très grande part à ce solde.

En 2010, les exportations de produits raffinés ont enregistré une baisse de 12,6 % et les importations une hausse de 4 %.

Quelques éléments techniques concernant le secteur du raffinage

La répartition des principaux procédés de raffinage utilisés en France ne connaît pas d'évolution par rapport à 2009 et est reportée dans le tableau ci-après, en pourcentage de la capacité totale de distillation.

Distillation atmosphérique	100 %
Réformage catalytique de bases essences	18 %
Désulfuration des gazoles	37 %
Craquage catalytique	22 %
Hydrocraquage	7 %
Viscoréduction & craquage thermique	9 %

Source : DGEC

En 2010, les importations de pétrole brut ont baissé de 10,6 %.

Les provenances et les répartitions des bruts traités dans les raffineries françaises sont rassemblées dans le tableau suivant :

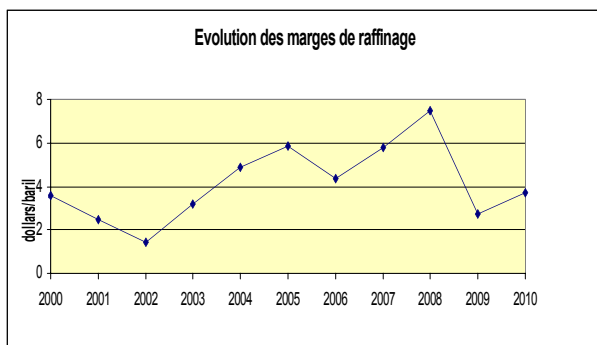
	kt/an	%
Moyen Orient	11141	17,4
Afrique	20610	32,1
dont Libye	10247	16
Europe	31617	49,3
dont CEI	20984	32,7
dont Mer du Nord	10633	16,6
Autres	719	1,2

Source : CPDP

Les importations depuis le Moyen Orient baissent de 8,5 % et seules celles provenant de Libye, de Russie et du Royaume Uni augmentent respectivement de 60,6 %, 7,7 % et 24,2 %.

Évolution des marges de raffinage

En 2010, les marges brutes mensuelles de raffinage qui s'expriment par la différence entre la valorisation des produits raffinés sur le marché de Rotterdam et les coûts incluant le prix du brut, le fret (calculées par la DGEC), se sont légèrement redressées à 3,72 dollars par baril mais restent à un niveau faible. La hausse a été plus marquée au premier semestre qu'au second.



Source : DGEC

Les investissements dans le secteur du raffinage

Le niveau des marges de raffinage pénalise les investissements.

En 2010, seul le Moyen-Orient, et plus particulièrement le Koweït et l'Arabie Saoudite, bénéficient d'investissements pour des projets de nouvelles raffineries et d'accroissement de capacités de raffinage. L'Asie connaît en 2010 un recul du nombre de projets.

Table ronde nationale sur l'industrie française du raffinage

Jugeant que les constats établis lors de la table ronde organisée le 15 avril 2010 nécessitaient des approfondissements spécifiques, Jean-Louis Borloo et Christian Estrosi ont proposé que les discussions tenues lors de la table ronde se prolongent sous la forme de trois groupes de travail.

Les travaux de ces trois groupes qui se sont déroulés du mois de juin au mois de décembre 2010, ont porté respectivement sur :

- les déterminants de la compétitivité de l'industrie du raffinage ;
- l'évolution des débouchés et des ressources ;
- les enjeux prospectifs de cette industrie en termes de recherche, d'innovation et de formation.

Le 22 juin 2011, Eric Besson 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. Il a présenté, sur la base de ces travaux, les axes prioritaires de l'action du Gouvernement pour les prochains mois.

Ce plan a pour objectif :

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

Pour en savoir plus, veuillez consulter le lien suivant :

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Plan-d-action-national-pour-le.html>

◆ Armelle Balian

**Capacité théorique de traitement des raffineries françaises en 2010
(milliers t/an)**

Sociétés et Raffineries	Distillation Atmosphérique	Réformage Catalytique	Désulfuration des Gazoles	Viscoréduction Craquage Th.	Craquage catalytique	Hydro craquage	Bases essences		
							Alkylation	Isomérisation	ETBE
TOTAL	52 529	7 368	21 429	5 805	12 825	3 024	733	2 378	264
Feyzin	5 688	463	2 961	883	1 554	-	185	-	99
Grandpuits	4 789	599	2 210	798	1 575	-	164	-	-
Donges	11 428	1 511	3 736	1 849	2 740	-	227	134	-
Gonfreville	16 275	2 520	6 405	1 400	2 590	3 024	-	1 260	88
La Mède	7 700	1 225	3 710	875	1 925	-	158	455	-
Mardyck	6 650	1 050	2 407	-	2 441	-	-	529	77
BASELL	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 Lavera	9 800	543	3 518	1 400	1 584	1 138	-	630	-
SARA Le Lamentin	788	126	445	-	-	-	-	-	-
Métropole	96 804	12 782	36 584	8 885	21 024	7 120	1 091	3 400	264

Brut distillé dans les raffineries françaises de métropole

Groupe	Nombre de raffineries	2008			2009			2010		
		Brut raffiné Mt/an	Facteur de service %	Nombre de jours cumulés en	Brut raffiné Mt/an	Facteur de service %	Nombre de jours cumulés en	Brut raffiné Mt/an	Facteur de service %	Nombre de jours cumulés en
Total	6	45,88	87,6	2040	39,26	74,5	1918	32,29	61,5	1528
Petroplus	2	9,18	81,2	722	7,30	64,6	609	8,14	71,98	685
Basell	1	4,94	78,5	364	3,99	63,4	341	4,25	67,43	335
Esso	2	16,33	96,8	710	15,09	89,4	702	15,10	89,53	704
Ineos	1	8,90	90,8	333	8,08	82,4	324	6,83	69,64	269
Total	12	85,24	88,2	4170	73,72	76,0	3894	66,61	68,8	3521

Comme en 2009, les résultats des contrôles de qualité effectués sur les carburants français, en 2010, sont satisfaisants.

La réduction de la consommation de carburants associée à celle des émissions de gaz à effet de serre est devenue une des préoccupations majeures des gouvernements et de l'industrie automobile et pétrolière, compte tenu, principalement, des enjeux liés au réchauffement climatique et à la qualité de l'air.

En France, les transports représentent environ 40 % de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre.

Afin de prendre en compte la réduction de consommation des véhicules, leurs émissions de CO₂ et la qualité de l'air, les carburants automobiles et les combustibles liquides ont vu leurs caractéristiques fortement évoluer ces dernières années. Ces évolutions concernent principalement la teneur en soufre et le taux d'incorporation de biocarburants.

Transposition de la directive 2009/30/CE

La directive 2009/30/CE du 23 avril 2009 qui modifie la directive 98/70/CE modifiée relative à la qualité des carburants, impose une réduction progressive des émissions de gaz à effet de serre produites sur l'ensemble du cycle de vie des carburants.

Cette directive fixe un objectif de réduction de 10 %, d'ici 2020, des émissions de gaz à effet de serre produites sur l'ensemble du cycle de vie des carburants.

Les biocarburants utilisés qui contribueront à l'atteinte de cet objectif doivent dès 2011 satisfaire à des critères de durabilité.

La transposition de cette directive conduit à :

- **la modification de l'arrêté relatif aux caractéristiques du supercarburant sans plomb et de l'arrêté relatif aux caractéristiques du gazole et du gazole grand froid;**
- **la limitation de la teneur en additifs métalliques MMT** (méthylcyclopentadiényle manganèse tricarbonyle) dans les supercarburants sans plomb;

- **la création du gazole non routier**, un carburant destiné à l'alimentation des moteurs Diesel des engins mobiles non routiers dont la teneur maximale en soufre est fixée à 10 mg/kg, au lieu des 1 000 mg/kg actuels. Cette forte diminution entraîne une réduction des émissions de gaz à effet de serre et permet la commercialisation de moteurs et de dispositifs antipollution plus perfectionnés.

Depuis le 31 décembre 2010, les nouveaux 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 (soit celles prévues par la norme EN 590), mais soumis à la même fiscalité que le fioul domestique. Seule la coloration du produit est différente. Le gazole non routier est coloré en rouge, comme le fioul domestique puisque leurs fiscalités sont identiques. Le fioul domestique produit ne sera bientôt réservé qu'aux usages de chauffage et aux installations non mobiles.

Afin de respecter les objectifs nationaux de développement des énergies renouvelables, le gazole non routier peut contenir, comme le gazole routier, jusqu'à 7 % en volume de biodiesel.

L'arrêté relatif au gazole non routier a été publié le 31 décembre 2010 au Journal officiel. L'utilisation du gazole non routier est autorisée depuis le 1^{er} janvier 2011 et sera obligatoire à partir du 1^{er} mai 2011, à l'exception des tracteurs agricoles et forestiers qui bénéficient d'un report jusqu'au 1^{er} novembre 2011.

Les recommandations d'usage pour que ce carburant conserve toutes ses qualités et sa parfaite adéquation aux moteurs des matériels concernés ont été rassemblées dans la circulaire du 17 décembre 2010 disponible sur le site internet du ministère de l'écologie : www.developpement-durable.gouv.fr/-Le-gazole-non-routier.

L'organisation des contrôles en France

La directive 2003/17/CE impose aux Etats 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, de la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC), est responsable de l'application des directives relatives à la qualité des carburants, 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 métropolitain 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 l'été et 200 pendant la période hivernale) pour chaque type de carburant routier vendu sur son territoire (supercarburants SP 95, SP 98 et gazole). Le carburant SP95-E10 a fait l'objet d'un prélèvement dès lors qu'il était présent dans la station contrôlée.

Des prélèvements sont aussi prévus pour contrôler la qualité des combustibles liquides en dépôts (fioul domestique, gazole pêche, diesel marine léger, fiouls lourds et soutes marines).

Les points de contrôle (les stations-service notamment) sont tirés au sort par la DGEC.

Les contrôles visent principalement à vérifier la conformité des carburants distribués. Ils permettent d'identifier les dérives, 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 en 2010 pour le compte de la Direction de l'Énergie est la société Intertek OCA France.

Les résultats des contrôles en dépôts pour l'année 2010

80 dépôts ont été contrôlés.

Sur les sites sélectionnés, 86 échantillons ont été prélevés et se répartissent en :

- 61 échantillons de fioul domestique ;
- 23 échantillons de gazole pêche ;
- 1 échantillon de diesel marine léger ;
- 1 échantillon de fioul lourd.

Sur ces échantillons, 572 analyses en laboratoire ont été réalisées.

Une seule non-conformité a été relevée sur l'ensemble des analyses (valeur du point de trouble d'un échantillon de fioul domestique).

Les résultats des contrôles en station-service pour l'année 2010

442 stations-service ont été échantillonnées en 2010, réparties sur toute la France.

Les stations-service contrôlées ont donné lieu aux prélèvements de 1 222 échantillons qui se répartissent en :

- 395 échantillons de gazole ;
- 386 d'essence « sans-plomb » SP 98 ;
- 351 d'essence « sans-plomb » SP 95 ;
- 90 échantillons de SP95-E10.

Sur ces échantillons, 20 608 analyses en laboratoire ont été réalisées avec un taux global de non-conformité inférieur à 1,42 % pour tous les paramètres contrôlés par grade à l'exception de :

- la pression de vapeur du SP 98 et du SP95-E10 avec des taux respectivement de 3,62 % et 5,55 % (problèmes liés aux changements saisonniers de spécifications) ;

- la teneur en soufre du gazole (fixée à 10 mg/kg) avec un taux de non conformité de 2,53 % (contamination dans la chaîne logistique avec d'autres produits) ;

- la teneur en éthanol du SP95 avec un taux de non conformité de 2,56 % ;

- l'indice d'octane moteur du SP98 avec un taux de non conformité de 3,10 %.

Les propriétés physiques telles que l'indice d'octane moteur et l'indice d'octane recherche ont un effet prépondérant sur la qualité des carburants car elles impactent la qualité de la combustion moteur et, de ce fait, les polluants gazeux.

Les composés comme le soufre (limité à 10 mg/kg depuis le 1^{er} janvier 2009), le plomb (interdit depuis le 1^{er} janvier 2000) et le benzène ont, quant à eux, un impact direct sur les émissions polluantes.

Les non-conformités présentent un écart faible par rapport aux valeurs limites. Chacun de ces écarts fait l'objet d'un courrier aux distributeurs concernés. Dans le cas où les non-conformités se situent en dehors des limites de reproductibilité, les stations-service sont tenues de justifier les écarts relevés et de présenter des mesures correctives et préventives appropriées.

Évolution du taux de non-conformité des carburants par spécifications

% de non conformité	SP95			
	2007	2008	2009	2010
Teneur en soufre	0	0,25	0,26	1,42
Pression de vapeur	0,75	2,03	2,81	1,42
Teneur en oxygène	0,50	0,50	1,02	1,42
Teneur en benzène	1,77	0,25	0,77	0,28
Teneur en éthanol	0	0	0,52	2,56
Teneur en éther à 5 atomes de carbone ou +	0,50	0	0	0,28

% de non conformité	SP95-E10	
	2009	2010
Teneur en soufre	4,08	0
Pression de vapeur	4,08	5,55
Teneur en oxygène	0	1,1
Teneur en benzène	2,04	0
Teneur en aromatique	0	1,1

% de non conformité	SP98			
	2007	2008	2009	2010
Teneur en soufre	1,72	0,27	0,26	0,51
Pression de vapeur	2,57	7,39	3,34	3,62
Teneur en oxygène	0	0,27	0,51	1,03
Teneur en éther	1,43	0,27	1,03	0,26
RON	0	0	0,26	0,26
MON	0	0	0	3,10
Teneur en aromatique	0,28	0	0	0
Teneur en benzène	2,00	0,27	0	0

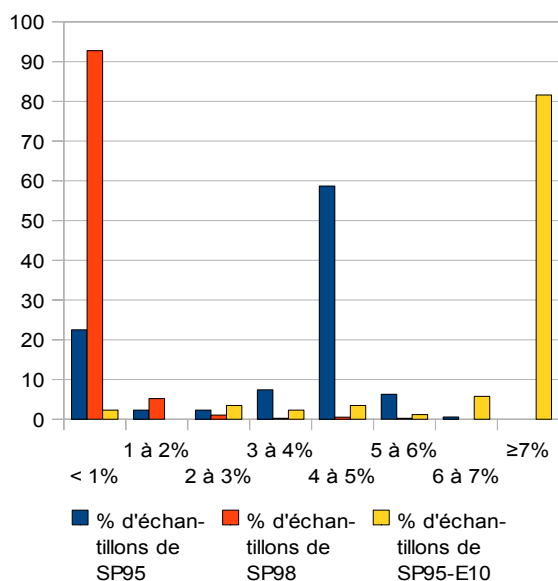
% de non conformité	Gazole			
	2007	2008	2009	2010
Teneur en soufre	0,24	0,37	3,23	2,53
Teneur en EMAG ³	-	-	0,50	1,26
Température à 95% condensé	0	0	0	0,50
Teneur en eau	0	0	0	0,50

¹RON : Indice d'Octane Recherche

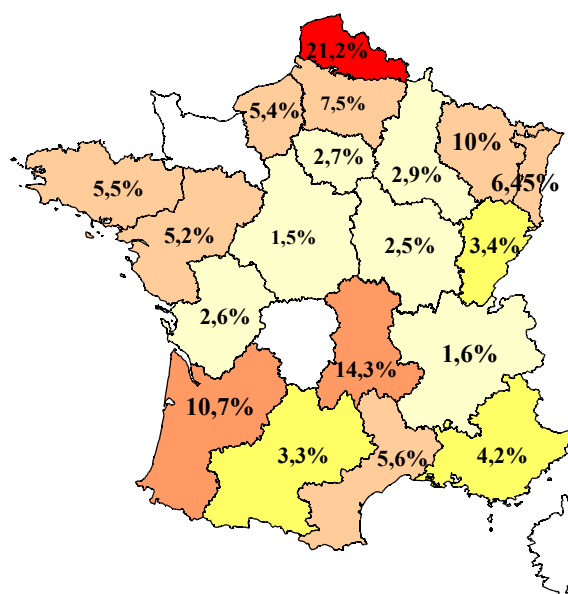
²MON : Indice d'Octane Moteur

³EMAG : Esther Méthylique d'Acides Gras

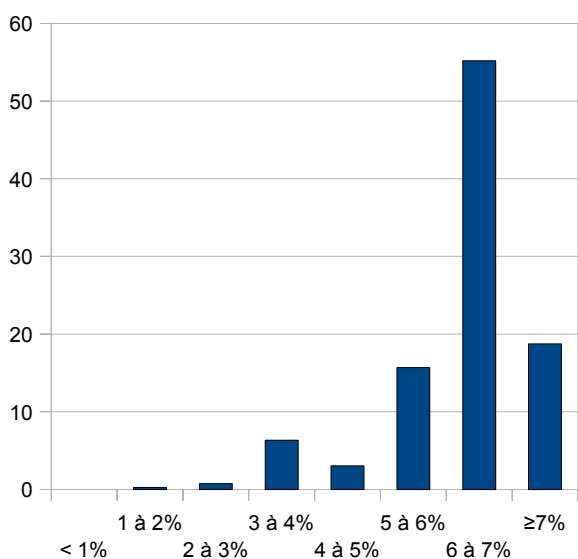
Teneur en éthanol des échantillons de SP95, SP98 et SP95-E10



Résultats des analyses sur les carburants par région



Teneur en esters méthyliques d'acides gras des échantillons de gazole



- Tous les prélèvements sont conformes
- Pourcentage d'échantillons non-conformes inférieur à 3%
- Pourcentage d'échantillons non-conformes compris entre 3% et 5%
- Pourcentage d'échantillons non-conformes compris entre 5% et 10%
- Pourcentage d'échantillons non-conformes compris entre 10% et 20%
- Pourcentage d'échantillons non-conformes supérieur à 20%

- ◆ Armelle BAliAN
- ◆ Élise LEVAILLANT

9 – Les carburants de substitution

Envolée des ventes de véhicules GPLc et progression modérée des biocarburants

En 2010, l'objectif d'incorporation de biocarburants dans les carburants de référence, fixé à 7 % (en énergie), est presque atteint. La consommation de carburants de substitution n'est qu'en légère augmentation.

Le gaz de pétrole liquéfié-carburant (GPLc)

Le GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) carburant est un mélange de 50 % de butane et 50 % de propane, provenant du raffinage de 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. Les véhicules GPLc consomment en moyenne 20 % en volume de plus mais émettent environ 11 % moins de CO₂ (données calculées du puits à la roue) que les carburants conventionnels.

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

En France, 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 ces deux dernières années. Le parc français compte, fin 2010, plus de 214 000 véhicules GPLc.

Le réseau français de stations-service GPLc est resté stable en 2010 et couvre une grande majorité du territoire national. Il compte actuellement, 1696 points de vente publique et 96 stations privées (en partie pour l'approvisionnement des parcs des collectivités).

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

Boom des ventes de véhicules neufs

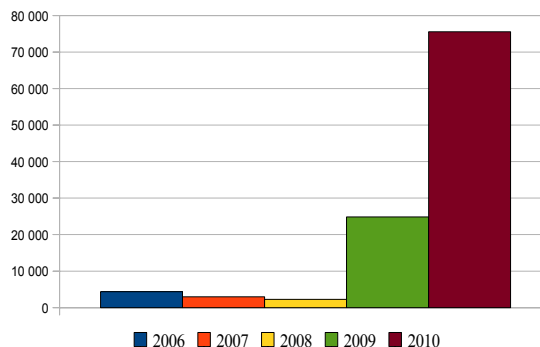
75569 nouvelles immatriculations de véhicules GPLc ont été enregistrées en 2010, contre 24823 en 2009 et 2250 en 2008, soit des ventes multipliées par 33 en deux ans. La part de marché des véhicules GPLc a atteint plus de 3,25 % des véhicules neufs immatriculés en 2010 contre 1,08 % en 2009.

Le prix à la pompe, comme les années précédentes, est moins cher que le SP95 (0,85 € le litre soit 65 centimes de moins-mars 2011), notamment du fait d'une fiscalité réduite.

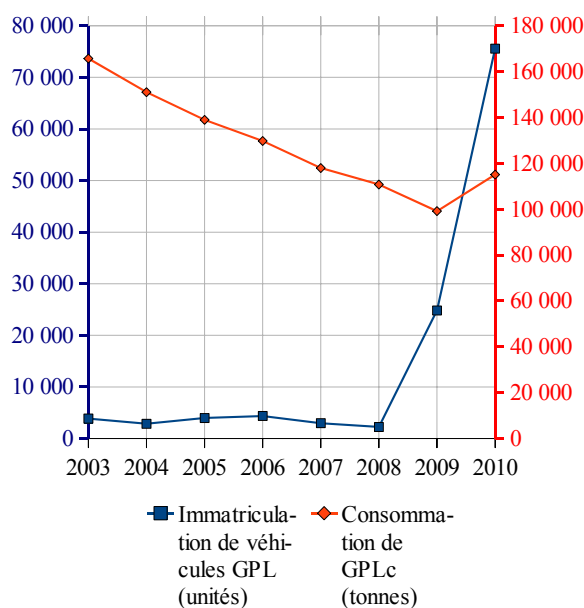
Cette hausse des ventes s'explique par :

- la commercialisation de nouveaux modèles ;
- des avantages fiscaux pour les particuliers et les professionnels.

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



Évolution de la consommation de GPLc



La consommation de GPLc a augmenté en 2010 mais pas de manière proportionnelle aux immatriculations.

Le gaz naturel-véhicule (GNV)

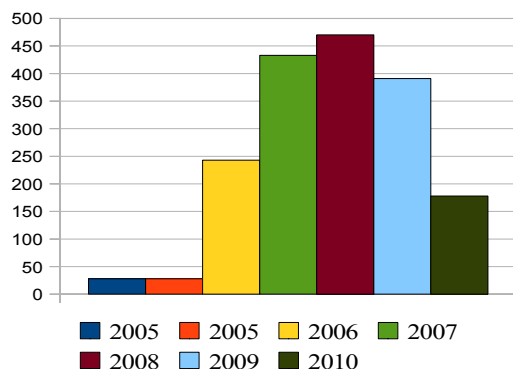
Le GNV est strictement identique au gaz naturel circulant dans les réseaux de distribution (méthane), mais est ici destiné à la consommation automobile. Il est en général issu des gisements de gaz naturel, mais peut aussi être obtenu par

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.

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 (2 100 bus circulent fin 2008), bennes à ordures ménagères et poids lourds (900 fin 2008), véhicules légers d'entreprises et de particuliers (9500 fin 2008). Le parc de véhicules de particuliers est peu développé en France, les stations étant pour leur quasi-totalité privées.

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



Le GNV fait, comme le GPL, partie des carburants alternatifs qui pourront réduire les émissions de CO₂, contribuant ainsi à l'atteinte de l'objectif de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 (article 2 de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005).

Les incitations fiscales à l'utilisation du GPLc et du GNV

Les avantages en faveur des particuliers

Les aides à l'acquisition de véhicules propres :

- l'achat d'un véhicule GPLc neuf dont les émissions de CO₂ n'excèdent pas 140 g/km (135 g/km pour 2010) ouvrait droit en 2010 à l'attribution d'un bonus écologique de 2 000 € ;
- une majoration de 300 € était attribuée si l'acquisition du véhicule GPLc neuf était subordonnée à la mise au rebut d'un véhicule ancien de plus de 15 ans ;
- la transformation d'un véhicule essence de moins de 3 ans dont les émissions n'excédaient pas 155 g

de CO₂ /km en 2010 ouvrait droit à l'attribution d'un bonus écologique de 2000 €.

Une exonération totale ou partielle (50 %) de la taxe sur les certificats d'immatriculation est accordée selon les régions.

L'aide spécifique à l'acquisition ou à la transformation d'un véhicule GPL est supprimée à partir de 2011. L'aide pour l'achat de ce type de véhicule est 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.

Les avantages en faveur des professionnels

- la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN) sur le GNV est nulle. De plus, la TVA sur ce carburant est récupérable à 100 % pour les véhicules utilitaires et les voitures particulières ;

- le GPL bénéficie d'une Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques plus faible (TICPE à taux réduit de 107,6 €/t) qui peut, en outre, être remboursée à hauteur de 40 000 l/an/véhicule pour les exploitants de bus et 9000 l/an/véhicule pour les taxis. De plus, comme pour le GNV, la TVA est récupérable à 100 % pour les véhicules utilitaires et les voitures particulières ;

- exonération de la taxe sur les véhicules de tourisme de société à hauteur de 100 % pour les véhicules mono-carburant et de 50 % pour les véhicules bicarburant ;

- exonération totale ou partielle du coût d'établissement de la carte grise, 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, de 2005 à 2010.

Objectifs d'incorporation français (pci)

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

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 des biocarburants (% pci)

	2007	2008	2009	2010
Objectif	3,5	5,75	6,25	7,00
Réalisé	3,57	5,71	6,04	nd ¹

Les objectifs d'incorporation des biocarburants dans les carburants ont été pratiquement atteints jusqu'en 2008. Depuis, on constate un écart un peu plus important.

En 2010, le pourcentage énergétique (pci) de biocarburants dans les carburants devrait approcher 6,8 % pour l'ensemble des deux filières (6 % estimé pour les essences et presque 7 % pour le gazole), contre 6,04 % en 2009 (5,24 % pour les essences et 6,27 % pour le gazole).

Les bilans 2010 ont été perturbés par le gel des obligations d'incorporation pendant environ un mois, lié à la crise pétrolière d'octobre.

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

L'augmentation de la teneur en biocarburants dans les carburants

Depuis le 1^{er} janvier 2008, la limite maximale du taux d'incorporation d'esters méthyliques d'acides gras (EMAG) dans le gazole est passée de 5 % à 7 % en volume pour la France.

Depuis le 1^{er} avril 2009, un nouveau carburant essence est autorisé à la distribution en France. Il s'agit du SP95-E10 dont la limite supérieure en éthanol est de 10 % en volume.

Le SP95-E10 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 décembre 2010, 2418 stations services proposaient le SP95-E10 à la vente, soit plus de 20 % du parc national.

Le gazole non routier, autorisé depuis décembre 2010, peut contenir, comme le gazole routier, jusqu'à 7 % en volume d'EMAG. Ce nouveau

carburant deviendra obligatoire en 2011 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.

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 déjà mis en circulation en Europe et qu'il nécessite des conditions de maintenance adaptée.

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 20,69 €/hl (contre 23,24 €/hl en 2009), qui permet actuellement de le vendre à un prix moyen de 0,882 €/l (en février 2011).

Enfin, 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 :

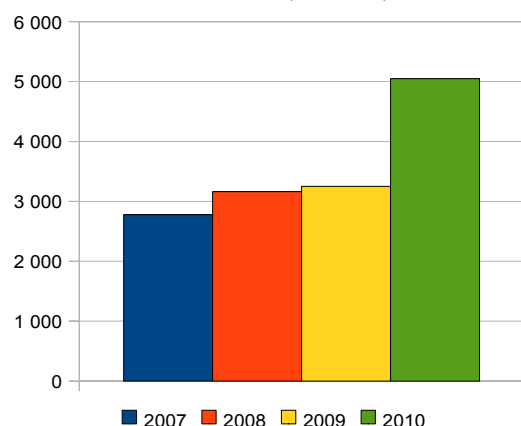
- réduction de la taxe sur les véhicules de sociétés pendant huit trimestres ;
- exonération de 50 % de la taxe additionnelle sur les certificats d'immatriculation.

Depuis le 1^{er} janvier 2009, les voitures fonctionnant à l'E85 sont exemptées du malus si elles émettent moins de 250 g de CO₂/ km.

En février 2011, 321 stations-service commercialisent ce carburant et environ 15 755 véhicules prévus pour fonctionner avec ce carburant ont été immatriculés depuis 2006 (dont 5048 en 2010). Cette filière est encore aujourd'hui dans une phase de démarrage et de montée en puissance.

¹ Donnée non disponible à ce jour. La valeur sera renseignée dès que possible sur la version qui sera mise en ligne sur internet.

Immatriculations de véhicules à carburant modulable (flex fuel)



Les huiles végétales pures (HVP)

L'article 49 de la loi n° 2006-11 du 5 janvier 2006 d'orientation agricole autorise l'utilisation, comme carburant agricole, de l'huile végétale pure par les exploitants ayant produit les plantes dont l'huile est issue. Depuis le 1^{er} janvier 2007, cette autorisation a été élargie à tous les exploitants agricoles et aux pêcheurs.

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

Depuis le 1^{er} janvier 2007, les collectivités locales peuvent expérimenter des huiles végétales pures (HVP), en mélange ou à 100 %, dans leurs véhicules non destinés au transport de passagers. Elles devront préalablement avoir signé avec l'État un protocole précisant notamment les obligations de suivi et de contrôles réguliers des véhicules.

L'utilisation des HVP suscite beaucoup de réserves de la part des constructeurs de véhicules automobiles et de machines agricoles dont certains refusent de donner leur garantie à son usage.

La production de biocarburants

La production 2010 issue d'unités agréées est approximativement stable par rapport à 2009. Cette stabilité est due aux effets de compensation de l'augmentation du taux d'incorporation et du gel lié à la crise pétrolière d'octobre.

Production totale issue d'unités agréées en kt			
2007	2008	2009	2010
1 567	2 675	2 919	2 846 ²
Agréments totaux en kt			
2007	2008	2009	2010
1 603	3 429	3 965	4 268

ETBE et éthanol

Pour la filière bioéthanol, l'éthanol et son dérivé l'ETBE (Ethyl tertio butyl éther) sont introduits 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			
2007	2008	2009	2010
189	215	202	188 ²
Agréments ETBE (en équivalent éthanol) en kt			
2007	2008	2009	2010
222	225	225	225

En 2010, la filière éthanol aurait ainsi produit près de 60 % 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			
2007	2008	2009	2010
232	375	417	522 ²
Agréments d'éthanol en kt			
2007	2008	2009	2010
333	717	867	867

EMAG

Pour la filière oléagineuse, les EMAG (Esters Méthyliques d'Acide Gras) sont introduits essentiellement dans le gazole. La production de biodiesel issu des unités agréées s'est élevée à 2 120 kt en 2010² contre 2 095 kt en 2009 soit le niveau le plus élevé jamais atteint. La filière a ainsi produit près de 69 % des capacités agréées en 2010, contre 80 % en 2009.

Production d'EMAG issue d'unités agréées en kt			
2007	2008	2009	2010
1 146	2 085	2 095	2 120 ³
Agréments EMAG en kt			
2007	2008	2009	2010
1 347	2 487	2 647	3 070

2 Estimation. La valeur sera précisée dès que possible sur la version qui sera mise en ligne sur internet.

3 Estimation. La valeur sera précisée dès que possible sur la version qui sera mise en ligne sur internet.

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 modifié.

L'article 32 introduit en effet une taxe sur la mise à la consommation d'essence d'une part et du gazole d'autre part basée sur le prix de vente hors TVA. Le taux de la taxe générale sur les activités polluantes a été fixé à 1,75% en 2006, majoré de 1,75 point en 2007, de 2,25 en 2008, de 0,5 en 2009. Il est augmenté de 0,75 point en 2010. Ce taux fixé à 7 % reste inchangé en 2011 (art 266 quinquies du Code des Douanes). L'assiette de la TGAP est constituée par les volumes de carburants routiers mis à la consommation.

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

Les recettes de la TGAP

2006	2007	2008	2009	2010
2 M€	25 M€	62 M€	104 M€	nd ⁴

Une fiscalité 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 réduire le surcoût de fabrication des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile.

Après une diminution régulière des taux de défiscalisation des biocarburants, les taux ont été stabilisés à partir de 2011.

⁴ Donnée non disponible à ce jour. La valeur sera renseignée dès que possible sur la version qui sera mise en ligne sur internet.

Les montants de la défiscalisation

€/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 pour 2010 par la loi n° 2005-781 de programme fixant les orientations de politique énergétique du 13 juillet 2005) 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 425 M€ en 2010.

Les montants de la défiscalisation

2007	2008	2009	2010
500 M€	720 M€	521 M€	425 M€ ³

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 et la directive 2009/30/CE en ce qui concerne les spécifications relatives à l'essence, au carburant diesel, et au gazole ainsi que l'introduction d'un mécanisme permettant de surveiller et de réduire les émissions de gaz à effet de serre prévoient notamment :

- le double comptage des biocarburants issus des déchets et de résidus (huiles alimentaires « usagées » et graisses « animales »). Cette disposition a été, en partie, transposée dans le Code des douanes en 2010 ;

- la comptabilisation des biodiesels incorporés dans le gazole non routier ;

- l'instauration d'un objectif d'utilisation d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique de 23 % en 2020, dont 10 % dans le secteur des transports ;

- l'instauration d'un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre produites sur l'ensemble du cycle de vie des carburants de 10 % en 2020.

Ces directives prévoient également des critères de durabilité et imposent que seuls les biocarburants et les bioliquides qui respectent ces critères pourront être pris en compte pour l'atteinte de ces objectifs et déterminer l'admissibilité à une aide financière pour leur consommation.

Le respect des critères de durabilité

Le régime de durabilité prévoit que la production des biocarburants et des bioliquides consommés dans l'Union Européenne doit respecter des **critères qualitatifs** (liés à l'utilisation des terres) et **quantitatifs** (liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre).

Ces critères s'appliquent également aux biocarburants et aux bioliquides produits à partir de matières premières en provenance de pays tiers.

Le bilan gaz à effet de serre des biocarburants, du puits à la roue, devra, en particulier, montrer une réduction d'au moins 35 % par rapport aux carburants fossiles dans lesquels ils sont incorporés. Cette limite sera portée à 50 % en 2017.

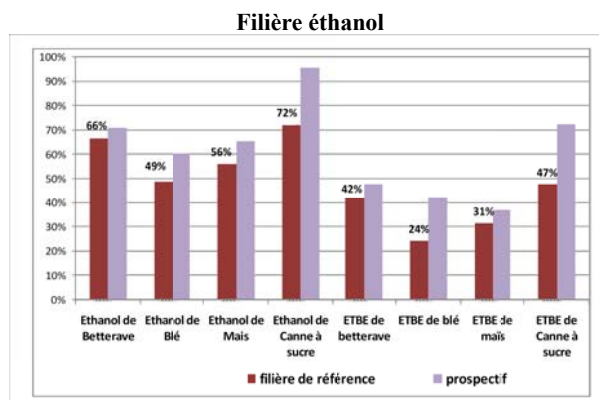
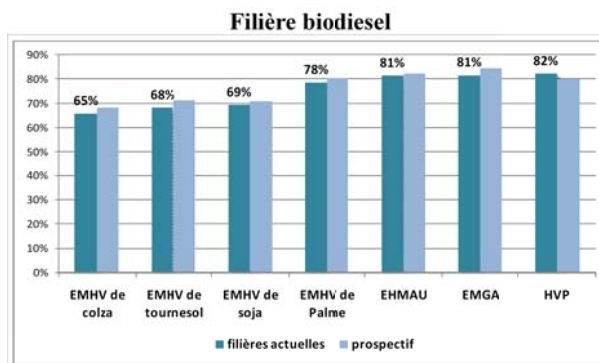
Le principe de durabilité a été introduit dans la législation par la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. En effet, son article 21 précise que « la production en France des biocarburants est subordonnée à des critères de performances énergétiques et environnementales comprenant en particulier leurs effets sur les sols et la ressource en eau ».

Afin d'établir un bilan des biocarburants utilisés en France en matière de consommations énergétiques et d'émissions de gaz à effet de serre, une étude a été confiée à l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

Le rapport final de l'ADEME appelé « **Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France** » 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.

En effet, cette étude montre que les gains nets en émission de gaz à effet de serre, par rapport à des carburants fossiles, sont de 60 à 70 % pour les biodiesels et de 50 à 65 % pour les bioéthanol.

Réduction des émissions de gaz à effet de serre (en % de réduction par rapport à la référence fossile) sans prise en compte de changement d'affectation des sols



ETBE : éthyl tertio butyl éther
 EMHAU : ester méthylique d'huile alimentaire usagée
 EMGA : ester méthylique de graisse animale
 HVP : huile végétale pure

Source : ADEME - Synthèse du rapport « Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France » - avril 2010

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 la protection des débouchés alimentaires, imposent comme priorité le développement de biocarburants de deuxième génération et troisième génération.

- ◆ Elise Levailant
- ◆ Eléa Wermelinger
- ◆ Jean-Michel Lamy

10 – Les transports intérieurs de produits pétroliers

Une année marquée par la grève du mois d'octobre

Le transport de produits pétroliers perturbé par une série d'évènements à caractère exceptionnel (crise sociale du mois d'octobre, éruption du volcan islandais, vague de froid).

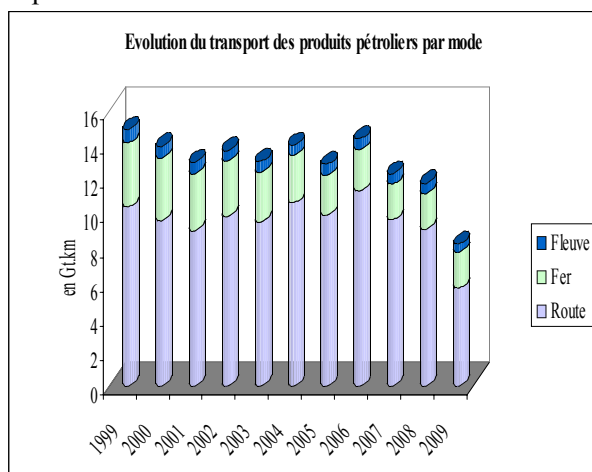
Une hausse de 14 % du transport de pétrole brut par pipelines mais une baisse de 4 % pour le trafic de produits finis en 2010.

La logistique du transport de produits pétroliers

Les produits pétroliers (brut et produits finis) sont importés en France par navires pétroliers essentiellement *via* les ports du Havre, de St Nazaire, de Dunkerque, de Fos-sur-Mer et de Lavéra. Les dépôts de pétrole brut situés dans les ports sont reliés aux réseaux de pipelines qui alimentent en continu les raffineries.

A la sortie des raffineries, les produits finis sont acheminés en direction des dépôts de distribution par pipelines (61 %), par les voies navigables (22 %), par la route (12%) et par le réseau ferroviaire (5 %). Les fleuves (Seine, Rhône, Rhin) permettent la circulation de barges et de chalands d'une capacité comprise entre 900 et 2600 tonnes.

Le transport par la route s'effectue par camions citernes d'une capacité de 40 tonnes. L'utilisation du rail *via* les wagons citernes permet des chargements de 2000 tonnes. Avec un débit pouvant atteindre 5000 tonnes par heure, le pipeline reste de loin le mode de transport le plus important.



Sources: VNF, CPDP et CGDD

En aval des dépôts de distribution, les produits finis sont transportés par la route pour approvisionner les stations-service ou directement les particuliers (cas du fioul domestique). A cet effet, la quasi totalité des dépôts (93 %) est dotée de postes de chargement camions, les autres ayant une fonction de dépôts « tampon » sur les réseaux de canalisations.

Les principaux réseaux de pipelines

Pétrole brut

- Pipeline sud-européen (PSE) : au départ du port pétrolier de Lavéra, il approvisionne les raffineries de Feyzin, Reichstett, Cressier (Suisse) et Karlsruhe (Allemagne) ;
- Pipeline d'Ile-de-France (PLIF) : opéré et détenu par Total, le PLIF achemine du pétrole brut du port du Havre à la raffinerie de Grandpuits située au sud-est de Paris ;
- Antifer-Le Havre : exploité par la Compagnie Industrielle Maritime (CIM), le pipeline transporte du pétrole brut d'Antifer au Havre.

Produits finis

- Le Havre-Paris (LHP) : le pipeline est détenu et opéré par Trapil. Il s'agit du seul réseau de pipelines de produits finis qui alimente la capitale et les aéroports parisiens. Partant du port du Havre, il dessert également Tours et Orléans ;
- Donges-Melun-Metz (DMM) : il traverse la France d'Ouest en Est, du port de Saint-Nazaire vers la Lorraine ;
- Pipeline Méditerranée Rhône (PMR) : exploité par Trapil et propriété de la Société du Pipeline Méditerranée Rhône (SPMR), le réseau de canalisations achemine des produits raffinés du port de Fos-sur-Mer vers la région lyonnaise et la Suisse ;
- Oléoducs de défense commune (ODC) : il s'agit de la partie française du CEPS/OTAN (Central Europe Pipeline System) qui s'étend sur 2 260 km en France. Le SNOI (Service National des Oléoducs Interalliés) est propriétaire et exploitant du réseau. Trapil est l'opérateur des ODC.

Évènements marquants de l'année 2010

En 2010, il n'y a pas eu d'incident majeur impliquant les pipelines. Toutefois, des phénomènes exceptionnels (grève du mois d'octobre, éruption du volcan islandais, vague de froid) ont fortement impacté la logistique de transport des produits pétroliers sur le territoire national.

Janvier 2010

Une vague de froid immobilise les camions, on assiste alors à une baisse de 30 % du trafic routier de produits pétroliers par rapport au mois de janvier 2009 (voir graphique page 4).

Le pipeline de diamètre 40 pouces du PSE reprend son activité le 15 janvier après 5 mois d'immobilisation dus à une fuite survenue au mois d'août 2009 dans la plaine de la Crau.

Février 2010

La grève des aiguilleurs du ciel génère une baisse du trafic aérien impactant le transport de carburéacteurs durant plusieurs jours.

Avril 2010

L'éruption du volcan islandais a fortement perturbé le trafic aérien en Europe, dont la France. Il en a résulté une baisse du trafic de carburéacteurs sur les pipelines.

Octobre 2010

Le mouvement de grève contre la réforme des retraites a fortement impacté la logistique pétrolière nationale. Il a débuté par la grève du port de Marseille le 27 septembre. Il s'est ensuite étendu, à partir du 12 octobre, aux autres ports (Donges et Le Havre), aux raffineries ainsi qu'aux dépôts et s'est arrêté le 29 octobre.

Il a été constaté durant le mois d'octobre une chute moyenne de 30 % du trafic sur les réseaux de pipelines par rapport au mois d'octobre de l'année précédente.

Les exportations ont été particulièrement impactées : -83 % pour les produits finis à destination de la Suisse (SPMR), -65 %¹ pour les livraisons à destination de la raffinerie de Karlsruhe (SPSE).

¹ au mois d'octobre 2010 par rapport au mois de septembre 2010. Une comparaison du trafic avec le mois d'octobre 2009 n'aurait pas été significative du fait d'un trafic exceptionnellement bas en raison de l'accident survenu sur le réseau quelques mois auparavant.

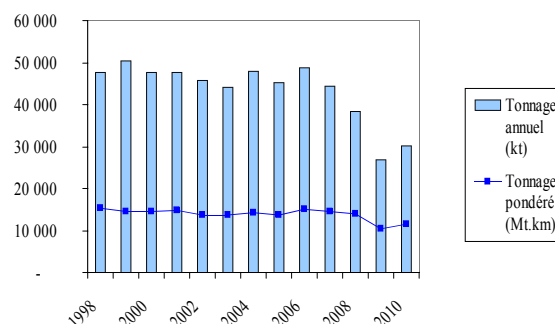
Concernant le trafic routier, on a assisté à une baisse de 30 % du transport de produits finis en comparaison avec le mois d'octobre 2009. Dans le même temps, le niveau des importations par la route a connu une hausse de 170 % s'établissant à 130 000 tonnes de produits finis importés, alors que les exportations à partir de la France ont été divisées par quatre. Toutefois, cela est resté très marginal par rapport aux besoins globaux durant cette période : la capacité de production moyenne mensuelle des raffineries françaises s'établit à 1,6 millions de tonnes de produits finis.

Il semble qu'il y ait eu un léger report du trafic sur les voies navigables (+8 % par rapport au mois d'octobre 2009), notamment *via* les importations de produits pétroliers par le Rhin (+14 %).

Évolution du trafic de produits pétroliers par pipelines

Le trafic de pétrole brut a augmenté de 14 % en 2010, essentiellement du fait de la reprise du trafic sur la canalisation Antifer – Le Havre, arrêtée pour maintenance en 2009.

Evolution du transport de pétrole brut

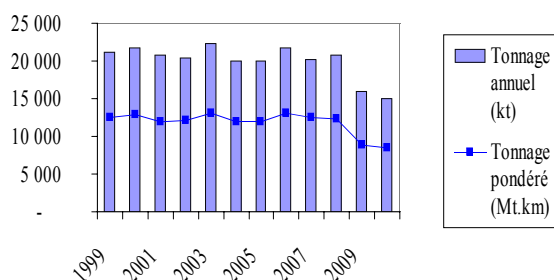


Sources : SPSE, TOTAL, Sté du Pipeline du Jura, Vermillon REP, LUNDIN, CIM

Le trafic sur le réseau du pipeline sud-européen est encore en baisse en 2010 avec 14,9 millions de tonnes de pétrole brut transportés, soit -6 % par rapport à 2009 qui était déjà une année exceptionnellement déficitaire en raison de l'accident survenu dans la plaine de la Crau.

Au cours des six premiers mois de l'année, le réseau était encore perturbé par un débit limité sur la ligne 40 pouces, ce qui explique un trafic en net recul par rapport à 2009. La fin de l'année a, quant à elle, été marquée par la grève du mois d'octobre qui a entraîné une chute du trafic de 50 % par rapport au mois de septembre 2010.

Evolution du trafic sur le SPSE

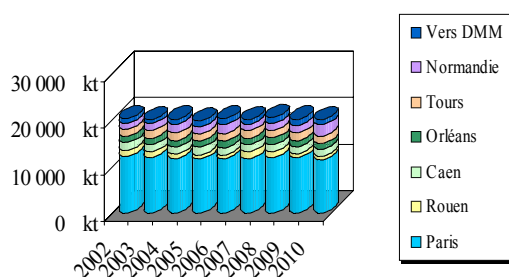


Le trafic de produits raffinés sur les principaux réseaux de pipelines a baissé de 4 % en 2010, s'établissant à 36 millions de tonnes.

Le réseau LHP de TRAPIL totalise un trafic de près de 20 millions de tonnes de produits pétroliers en 2010, en continuité avec l'année précédente (19,8 millions de tonnes). Toutefois, cette stabilité masque des disparités. En effet, la région normande est la seule à connaître une hausse de son trafic en 2010 (+55 %), du fait de l'approvisionnement de Valenciennes suite à l'arrêt de la raffinerie de Dunkerque.

En revanche, on a assisté à une baisse de 18 % du trafic à destination du DMM, en raison de la crise du mois d'octobre et de la reprise du SPSE au mois de janvier 2010. En effet, durant la deuxième moitié de l'année 2009, le réseau LHP avait accru ses expéditions vers l'Est de la France *via* le DMM afin de pallier un défaut d'approvisionnement en provenance du SPSE. Quant à la zone de Rouen, elle a souffert des conséquences de la crise du mois d'octobre avec un trafic en forte baisse au dernier trimestre (-40 %).

Trafic annuel du réseau TRAPIL



Source : TRAPIL

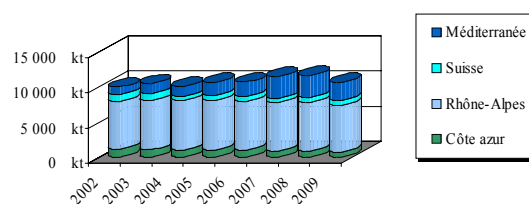
En ce qui concerne le pipeline Méditerranée-Rhône, le trafic a baissé de 4,8 % en 2010 par rapport à l'année précédente, et s'établit à un volume de 10 millions de tonnes.

Ce phénomène est la conséquence d'un marché de l'essence et du fioul domestique en nette dégradation (respectivement -7 % et -18 %) et de la fermeture du dépôt du Pontet (Vaucluse).

La branche Côte d'Azur (département du Var) est également en perte de vitesse avec un trafic d'essence en chute de 20 % en 2010 (en raison de l'arrêt de l'exploitation de l'essence au dépôt EPPA) et une concurrence du transport pétrolier par la route de plus en plus marquée.

La branche Rhône-Alpes a connu une baisse de trafic de 8 %, alors que la branche méditerranéenne (département des Bouches du Rhône) est en hausse de 4 % en 2010. Le trafic à destination de la Suisse, quant à lui, a chuté de 11 % en 2010, en partie du fait de la baisse de trafic du fioul domestique.

Trafic annuel du réseau PMR



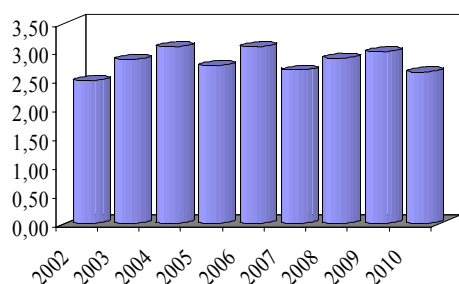
Source : SPMR

Sur l'ODC, le trafic a chuté de 17 % en 2010, avec 3,8 millions de tonnes livrées². Cette évolution est due à l'arrêt de la raffinerie de Dunkerque qui a fortement impacté le trafic depuis le Nord, en baisse de 32 %.

On observe également une diminution des livraisons sur la ligne Marseille-Strasbourg qui avait contribué à l'approvisionnement de l'Est de la France, suite à l'accident survenu sur le réseau SPSE.

Enfin, le trafic sur le DMM a chuté de 12 % en 2010 par rapport à l'année précédente, avec un trafic de 2,7 millions de tonnes en 2010. Un déclin de 83 % du trafic de jet et de 20 % du trafic d'essence expliquent cette baisse due en partie à la baisse de la consommation, mais également à une forte activité du Rhin (+28 %) qui a pénalisé l'activité du dépôt de Saint-Baussant, dernier dépôt sur le pipeline.

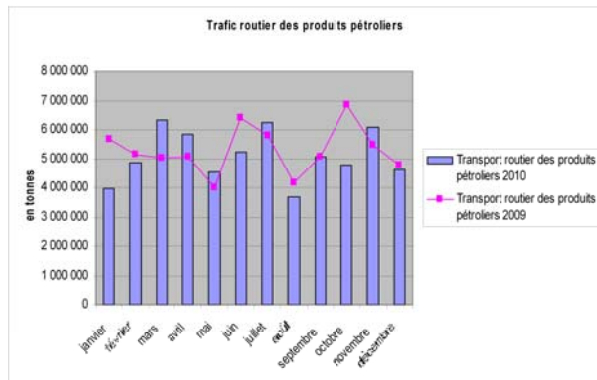
Trafic du réseau DMM



Source : SFDM

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

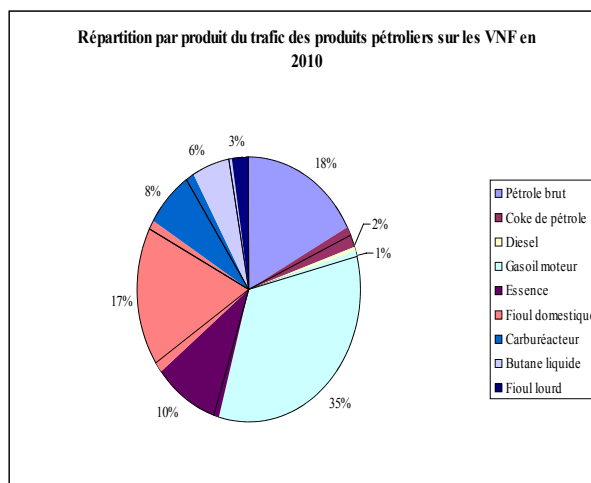
Le transport des produits pétroliers par la route a baissé de 3,8 % en 2010, s'établissant à 61 millions de tonnes et 5,6 milliards de tonnes.kilomètres. Le trafic routier reste plutôt stable malgré deux événements marquants : une baisse de 30 % du trafic au mois de janvier 2010 par rapport à l'année précédente, en raison d'une vague de froid à l'origine de l'immobilisation des camions, et une baisse de 30 % du trafic au mois d'octobre suite à la grève du secteur pétrolier.



Source : CGDD

En ce qui concerne les voies navigables françaises (VNF), le trafic de produits pétroliers s'est élevé à 4,5 millions de tonnes et 550 millions de tonnes kilométriques en 2010, soit une hausse de près de 22 % par rapport à 2009. Le transport de pétrole brut sur les VNF a presque doublé en 2010 par rapport à 2009 (+74 %). Le trafic de gazole a, quant à lui, augmenté de 42 %.

Comme on peut le voir sur le graphique ci-dessous, les barges transportent essentiellement du gazole (35 %), du pétrole brut (18 %) et du fioul domestique (17 %).



Source : VNF

Contrairement aux autres voies navigables, il existe sur le Rhin une cotation "barges" à Amsterdam dont les cours évoluent quotidiennement et permettent de déterminer le prix du fret par barge pour les cargaisons au départ de Rotterdam et à destination des ports allemands, suisses et français (Strasbourg).

Les tarifs de transport par barge s'échelonnent entre 6 et 14 euros la tonne, en fonction de la destination, du niveau du Rhin³ et des arbitrages entre l'offre et la demande.

Il est à noter que depuis 2009 les données de transport sur le réseau ferroviaire ne sont plus disponibles. Aucune analyse de l'évolution du trafic des produits pétroliers par rail ne peut être fournie pour l'année 2010.

L'année 2010 a une nouvelle fois mis en exergue la nécessité de conserver un réseau dense pour le transport des produits pétroliers, reposant sur un fonctionnement optimal des canalisations d'hydrocarbures liquides qui permettent un approvisionnement massif et sûr. La sécurité d'approvisionnement repose également sur un tissu industriel développé afin d'assurer la chaîne logistique en bout de pipelines (dépôts, stations services).

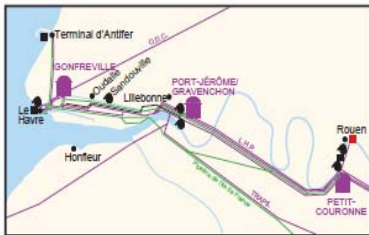
◆ Marion Ripaux

³ Les cargaisons chargées sont plus ou moins importantes selon le niveau du fleuve. Par ailleurs, un niveau du Rhin trop élevé ne permet plus le passage des barges (en raison des tirants d'eau).

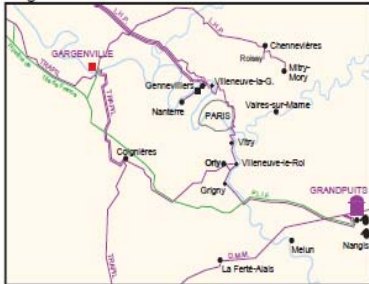
Le pétrole en France

Situation début 2010

Basse-Seine



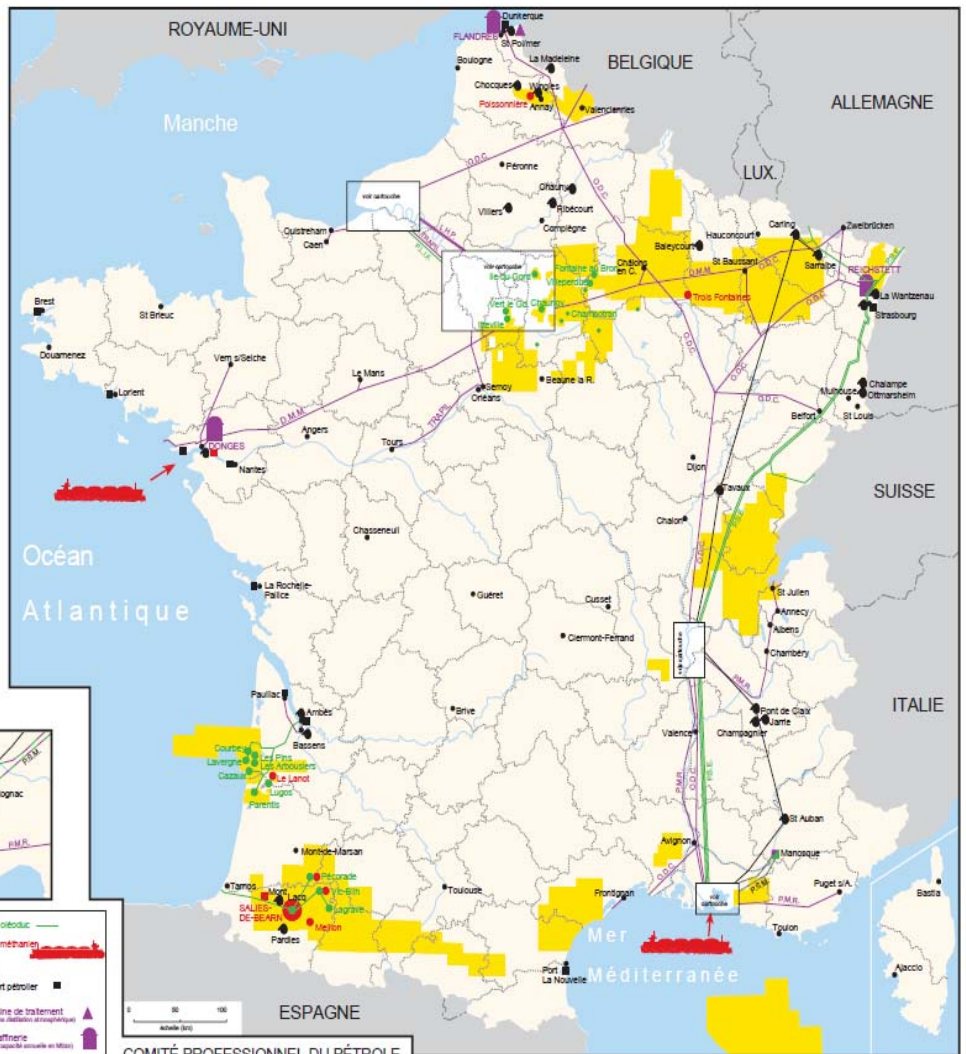
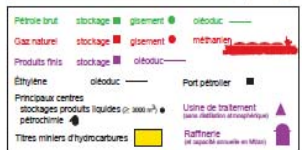
Région Parisienne



Lyonnais



Berre-Marseille



COMITÉ PROFESSIONNEL DU PÉTROLE

Statistiques de transport des pipelines de pétrole brut

	Longueur (en km)	Tonnage annuel transporté			Tonnage kilométrique annuel (en Mt.km) *		
		2009	2010	Evolution 2010/2009	2009	2010	Evolution 2010/2009
Pipeline sud-européen	1 796	15 895 kt	14 924 kt	- 6,1 %	8886,3	8368,2	- 5,8 %
dont France		6 773 kt	6 752 kt	- 0,3 %	2599,8	2826,0	+ 8,7 %
<i>pour Feyzin</i>		4 622 kt	4 323 kt	- 6,5 %	1092,3	1125,6	+ 3,0 %
<i>pour Carling</i>		212 kt	114 kt	- 46,0 %	155,8	81,7	- 47,5 %
<i>pour Reichstett</i>		1 939 kt	2 315 kt	+ 19,4 %	1355,8	1618,7	+ 19,4 %
dont Suisse (Cressier)		2 499 kt	2 266 kt	- 9,3 %	1192,1	1081,2	- 9,3 %
dont Allemagne (Karlsruhe)	6 623 kt	5 906 kt	- 10,8 %	5094,3	4542,7	- 10,8 %	
Oberhoffen-Carling (naphta)	106	484 kt	518 kt	+ 7,1 %	51,7	28,0	- 45,8 %
Pipeline du Jura	56	2 442 kt	2 266 kt	- 7,2 %	136,8	126,9	- 7,2 %
Antifer-Le Havre	26,5	0 kt	5 540 kt	-	0,0	146,8	-
Le Havre-Grandpuits **	252	7 170 kt	6 815 kt	- 4,9 %	1397,0	1327,0	- 5,0 %
Villeperdue-Grandpuits	58	239 kt	226 kt	- 5,4 %	9,8	9,0	- 8,5 %
Vert le Grand-Grandpuits	33	124 kt		- 100,0 %	4,0		- 100,0 %
Parentis- Ambès (3 antennes)	94	738 kt	712 kt	- 3,5 %	69,4	66,9	- 3,5 %
dont Guagnot-Berganton	48	29 kt	26 kt	- 10,6 %	1,4	1,3	- 7,4 %
dont Cazaux-Caudos	19	107 kt	109 kt	+ 2,3 %	2,0	2,0	- 1,6 %
dont Lugos-Sillac	9	13 kt	14 kt	+ 11,2 %	0,1	0,1	- 14,5 %
Total Parentis		886 kt	861 kt	- 2,9 %	72,9	70,3	- 3,6 %
Lacq - Boucau (3 antennes)	86	0 kt	0 kt	#DIV/0!	0,0	0,0	#DIV/0!
Total Lacq	102	149 kt	118 kt	- 20,7 %	5,4	4,3	- 20,8 %
		149 kt	118 kt	- 20,7 %	5,4	4,3	- 20,8 %
TOTAL		27 389 kt	31 269 kt	+ 14,2 %	10563,9	10080,5	- 4,6 %

* : 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, Sté du Pipeline du Jura,
Vermillon REP, LUNDIN, CIM

11 – Le stockage stratégique

Une composante majeure de la sécurité énergétique

La France étant un pays très 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 réglementation

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). 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 avions. L'obligation s'apprécie par catégorie de produits sur l'ensemble des mises à la consommation réalisées au cours de l'année civile précédente. La France a isolé le carburéacteur dans une catégorie spécifique⁽¹⁾. 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 2010, 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 95 jours d'importations nettes.

Crise sociale d'octobre 2010

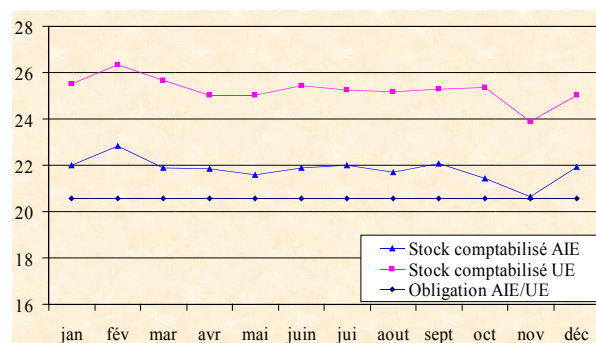
Au mois d'octobre 2010, un mouvement social de grande ampleur a perturbé les approvisionnements des dépôts pétroliers. Certains stocks ayant été consommés à cette occasion, la France a déclaré à l'AIE un montant de stocks équivalent à 90,3 jours d'importations nettes à fin octobre 2010.

¹ En France, Les produits pétroliers se répartissent en quatre catégories : cat. I les essences, cat. II le gazole et le FOD, cat. III le carburéacteur et cat. IV les fiouls lourds.

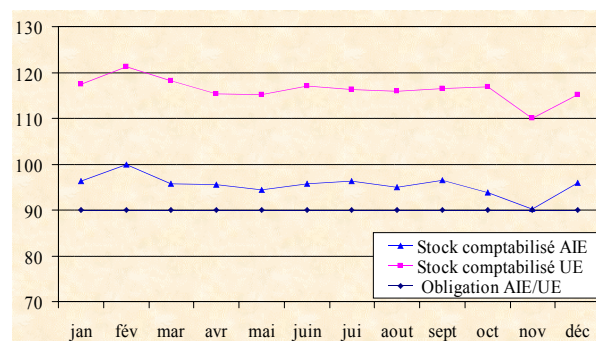
L'obligation européenne

La directive européenne 2006/67/CE du 24 juillet 2006 dispose que les Etats-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 II. Pour tenir compte des contraintes logistiques des opérateurs, la directive les autorise à substituer du pétrole brut aux produits finis, sans toutefois descendre au 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 115 jours en 2010.

Déclaration des stocks en 2010 (en Mtep)



Déclaration des stocks en 2010 (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 institue

l'existence d'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 fixée au 31 décembre 2012.

L'obligation française

Base du calcul

L'obligation de stockage stratégique pour la période juillet 2010 - juin 2011 est calculée sur la base d'un pourcentage (27 %) des mises à la consommation de l'année 2009. La diminution des mises à la consommation constatée en 2009 par rapport à l'année 2008 s'est traduite par une baisse de l'obligation de stocks stratégiques d'environ 0,4 Mt.

Mises à la consommation brutes

(kt)		cat.I	cat.II	cat.III	cat.IV
Raffineurs	2008	2 522	17 593	3 453	1 475
	2009	2 412	17 461	3 524	1 154
	2010	2 197	16 884	3 606	837
Grande distribution	2008	4 975	13 007	0	0
	2009	4 864	13 529	0	0
	2010	4 603	13 924	0	0
Autres ⁽²⁾	2008	1 613	16 284	3 020	1 092
	2009	1 499	15 775	2 505	761
	2010	1 338	16 271	2 310	617
Total	2008	9 111	46 884	6 474	2 568
	2009	8 775	46 765	6 029	1 915
	2010	8 138	47 079	5 916	1 454

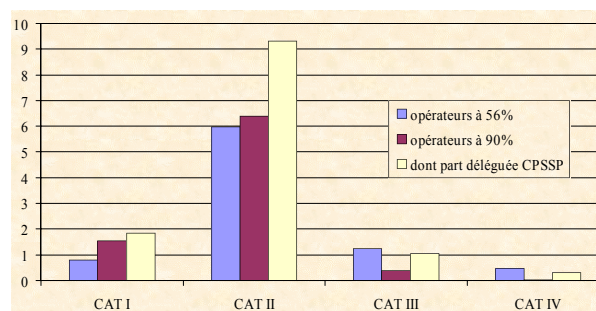
Répartition de l'obligation

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 en présente la répartition par type d'opérateurs.

(kt)	(1 ^{er} juillet 2010 - 30 juin 2011)			
	cat.I	cat.II	cat.III	cat.IV
Nationale	2 338	12 574	1 618	507
Opérateurs à 56%	799	5 983	1 235	477
Opérateurs à 90%	1 539	6 382	383	31
Non agréés	-	208	-	-
dont CPSSP	1 833	9 303	1 036	295

² Compagnies pétrolières sans outil de raffinage en France

L'obligation 2010 (en Mt)



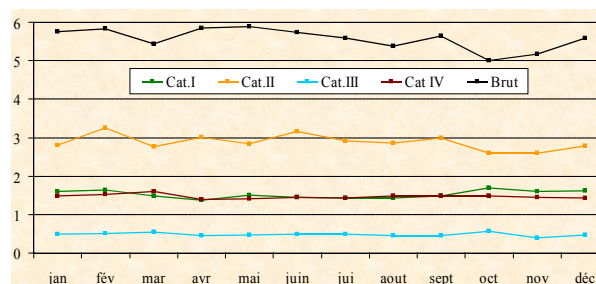
Les stocks des opérateurs

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.

Les stocks de produits finis (essences, gazole, FOD, carburacteur, fiouls lourds) et de pétrole brut détenus par les opérateurs et déclarés mensuellement à l'administration, ont été maintenus à des niveaux relativement stables tout au long de l'année excepté au mois d'octobre, mois pendant lequel l'approvisionnement des dépôts en produits pétroliers et pétrole brut a été fortement perturbé par des mouvements sociaux.

Répartition des stocks pétroliers des opérateurs (Mt)



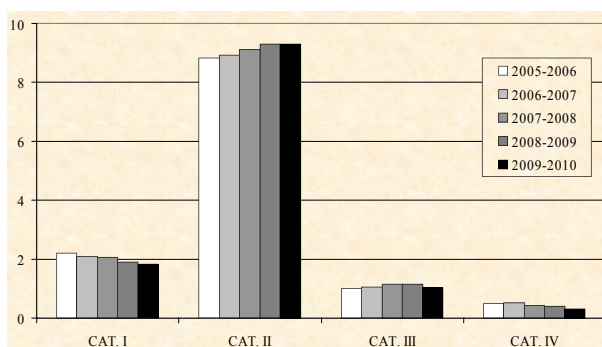
Dans le cadre d'accords bilatéraux, la France autorise les opérateurs pétroliers à contracter des mises à disposition de produits pétroliers (MAD) à l'étranger, conformément à la directive 2006/67/CE du Conseil du 24 juillet 2006 qui dispose que la maîtrise, la disponibilité, le contrôle et l'identification 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 représentent un total de 0,4 Mt tous produits confondus.

Les stocks d'agence nationale

En 2010, la part de l'obligation nationale assurée par le CPSSP s'élevait à 73 %. 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 1,7 Mt.

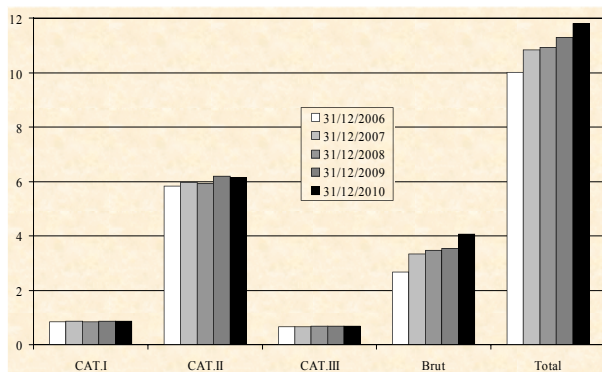
Obligation à la charge du CPSSP (en Mt)



Les Stocks SAGESS

Au 31 décembre 2010, la SAGESS disposait des stocks suivants :

- cat. I : 876 kt
- cat. II : 6 255 kt
- cat. III : 679 kt
- pétrole brut : 4 041 kt⁽³⁾



Crise sociale d'octobre 2010

Pour faire face aux conséquences d'un mouvement social qui a fait peser sur la chaîne logistique d'approvisionnement en produits pétroliers des contraintes extrêmement fortes tout au long du mois d'octobre 2010, le gouvernement a notamment autorisé le recours aux stocks stratégiques détenus par la SAGESS pour un montant total de 2,2 Mt de produits finis et pétrole brut. Ces stocks ont été cédés sur la base de prêts contractuels ou échangés contre des stocks non utilisés appartenant aux opérateurs. L'ensemble des stocks cédés ont été restitués à la SAGESS dans les deux mois qui ont suivi la fin de la crise.

Le retour d'expérience actuellement en cours, devrait permettre d'améliorer encore davantage le système des stocks stratégiques français, notamment en ce qui concerne la localisation et la disponibilité des stocks, l'organisation de la remontée des informations, la mise en œuvre et l'évaluation de l'efficacité des mesures pouvant être prises.

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 stockage d'une tonne de stock stratégique par le CPSSP, s'est élevé à 24,41 € en 2010.

Les départements d'outre-mer

La réglementation française distingue le cas des départements d'outre-mer. L'obligation de stockage stratégique y est calculé 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 régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement.

◆ *Didier Letertre*

³ Soit 3 233 kt équivalent produits finis

STOCKS STRATÉGIQUES EN MÉTROPOLE

Obligation légale nationale (27% MAC)

	Couverture CPSSP	Catégorie I essences	Catégorie II gazole - FOD	Catégorie III carburéacteur	Catégorie IV fiouls lourds		Total :
Obligation légale juillet 2009 - juin 2010	X	2 424 kt	12 598 kt	1 737 kt	682 kt		17 441 kt
Obligation légale juillet 2010 - juin 2011	X	2 338 kt	12 574 kt	1 618 kt	507 kt		17 038 kt
Décomposition de l'obligation légale - 1^{er} juillet 2010 - 30 juin 2011 (MAC de l'année 2009)							
Raffineurs	56%	652 kt	4 666 kt	942 kt	302 kt		6 562 kt 38,51%
Grande distribution	90%	1 299 kt	3 648 kt	0 kt	0 kt		4 947 kt 29,04%
Indépendants	56%	148 kt	1 317 kt	293 kt	175 kt		1 932 kt 11,34%
Autres opérateurs à 90%	90%	240 kt	2 734 kt	383 kt	31 kt		3 388 kt 19,89%
opérateurs non agréés	100%	0 kt	208 kt	0 kt	0 kt		208 kt 1,22%
Total :		2 338 kt	12 574 kt	1 618 kt	507 kt		17 038 kt
<i>Couverture CPSSP</i>		<i>1 833 kt</i>	<i>9 303 kt</i>	<i>1 036 kt</i>	<i>295 kt</i>		<i>12 467 kt</i>
<i>Taux de couverture CPSSP</i>		<i>78,4%</i>	<i>74,0%</i>	<i>64,1%</i>	<i>58,1%</i>		<i>73,2%</i>
<i>Nbre de jour de consommation intérieure 2009-2010</i>		<i>77,2</i>	<i>72,9</i>	<i>63,1</i>	<i>57,2</i>		<i>72,1</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 :
Rappels : stocks au 31 décembre 2009	2 kt	9 kt	1 kt	1 kt	14 kt	7 kt	22 kt
Stocks en propriété par catégorie d'opérateurs au 31 décembre 2010							
Raffineurs	1 181 kt	1 435 kt	327 kt	788 kt	3 731 kt	3 586 kt	7 317 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>178,6</i>	<i>30,3</i>	<i>34,2</i>	<i>256,9</i>	<i>56,0</i>		<i>109,8</i>
Grande distribution	177 kt	333 kt	0 kt	0 kt	510 kt	0 kt	510 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>13,4</i>	<i>9,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>10,2</i>		<i>10,2</i>
Autres opérateurs agréés	368 kt	839 kt	154 kt	507 kt	1 867 kt	82 kt	1 950 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>93,4</i>	<i>20,4</i>	<i>22,4</i>	<i>242,8</i>	<i>34,6</i>		<i>36,1</i>
SAGESS	876 kt	6 255 kt	679 kt	0 kt	7 810 kt	3 234 kt	11 044 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>36,9</i>	<i>49,0</i>	<i>41,3</i>	<i>0,0</i>	<i>45,2</i>		<i>63,8</i>
<i>pourcentage de l'obligation légale</i>	<i>37,4%</i>	<i>49,7%</i>	<i>42,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>45,8%</i>		<i>64,8%</i>
<i>pourcentage dans la couverture CPSSP</i>	<i>47,8%</i>	<i>67,2%</i>	<i>65,5%</i>	<i>0,0%</i>	<i>62,6%</i>		<i>88,6%</i>
Stock total au 1 ^{er} janvier 2010	2 602 kt	8 862 kt	1 160 kt	1 294 kt	13 918 kt	6 902 kt	20 820 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>110</i>	<i>69</i>	<i>71</i>	<i>251</i>	<i>80</i>		<i>120</i>
<i>taux de couverture</i>	<i>107,3%</i>	<i>70,3%</i>	<i>66,8%</i>	<i>189,7%</i>	<i>79,8%</i>		<i>122,2%</i>
<i>variation de stocks 2009/2010</i>	<i>2 599 kt</i>	<i>8 853 kt</i>	<i>1 159 kt</i>	<i>1 293 kt</i>	<i>13 904 kt</i>	<i>6 895 kt</i>	<i>20 799 kt</i>

Coût de stockage d'une tonne de stock stratégique

(en €/t)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Variation
Catégorie I	21,9	20,4	25,0	22,7	29,6	29,9	20,6	-31,1%
Catégorie II	19,9	18,7	22,0	26,2	31,3	24,4	24,0	-1,6%
Catégorie III	25,2	26,0	31,0	31,6	34,8	32,4	32,4	0,0%
Catégorie IV	17,5	22,0	25,0	23,0	35,0	22,0	30,9	40,5%
Ensemble :	20,6	19,7	23,4	25,8	31,4	25,1	24,4	-2,8%

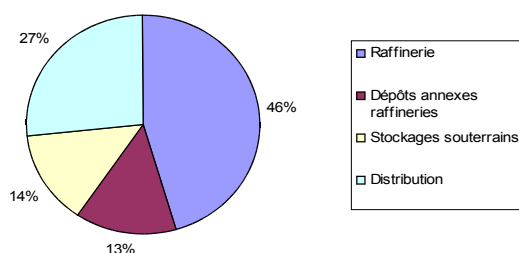
12 – Le stockage des produits pétroliers

Une composante majeure de la sécurité énergétique

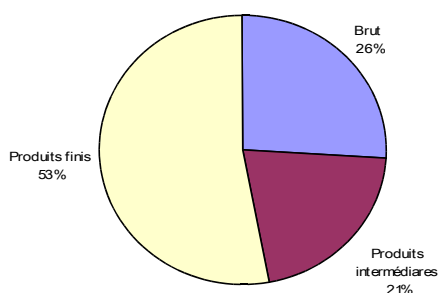
Les infrastructures de stockage

La France dispose d'une capacité globale de stockage en produits pétroliers de l'ordre de 46 millions de m³.

Ce stockage est réalisé principalement dans les raffineries et leurs dépôts annexes puisqu'ils représentent 73 % de la capacité totale (environ 33,5 millions de m³). Les stockages souterrains y contribuent pour 6,5 millions de m³ (14 % de la capacité totale).



Les stockages de brut et de produits intermédiaires représentent respectivement 12 et 9,7 millions de m³. Les capacités de produits finis quant à elles s'élèvent à environ 24,3 millions de m³.



En 2010, les stocks de produits pétroliers s'élevaient à 23,2 millions de tonnes, répartis en 14,1 millions t de produits finis et 9,1 millions t de brut et produits intermédiaires.

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 2010 contre 213 en 2009.

Leur capacité globale est de l'ordre de 11,3 millions de m³ en 2010, en légère diminution par rapport à 2009 (11,8 millions de m³).

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. Leur répartition par taille est la suivante :

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

Il est à noter que 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 1000 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.

La répartition géographique des infrastructures et l'approvisionnement

Les stockages sont inégalement répartis sur le territoire national. Ils se trouvent essentiellement dans les ports d'importation de pétrole brut ou de produits raffinés, à proximité des raffineries et le long des pipelines et des principaux fleuves.

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

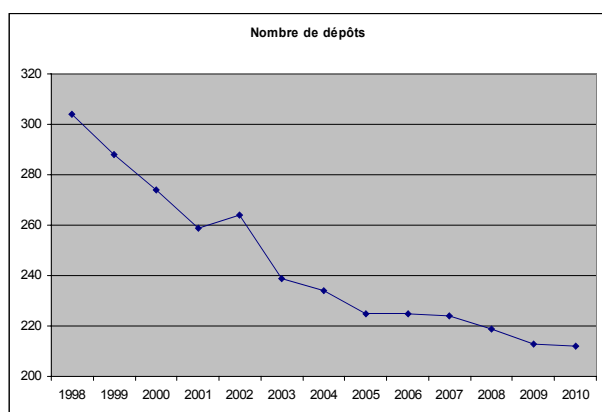
Par ailleurs, la région située entre la Méditerranée et l'Atlantique, et comprenant l'Auvergne, le Limousin, Midi-Pyrénées, une partie de l'Aquitaine et du Centre est dépourvue de pipeline. Ses dépôts sont uniquement approvisionnés par voie ferrée.

Concernant les stocks stratégiques, le plan de localisation de la SAGESS 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 de crise.

Les évolutions de la réglementation et leur impact sur le maillage

La réglementation des installations classées (plans de prévention des risques technologiques ou PPRT, entre autres) s'est renforcée ces dernières années. Elle a donc entraîné des investissements dans les dépôts pour la mise en conformité des installations, contribuant ainsi globalement à l'amélioration du niveau de sécurité.

Par ailleurs, la mise en place de nouveaux produits (gazole non routier, biocarburants...) entraîne une adaptation de l'infrastructure et génère par conséquent des investissements.



Source : DGEC

Il faut s'attendre à ce que le nombre de dépôts continue à baisser dans les années à venir, avec un impact sur la résistance et l'adaptabilité du système logistique.

Une conséquence de la disparition de certains dépôts peut être l'augmentation du trafic des camions citernes.

L'aménagement du territoire et l'impact sur la localisation des dépôts

La présence de certains dépôts en zone urbaine peut gêner des projets d'aménagement du territoire. Dans certains cas, la fermeture et éventuellement la relocalisation sont envisagées.

A titre d'exemple, dans le cadre de l'Opération d'Intérêt National destinée à l'aménagement du territoire Seine Amont, l'établissement public (EPORSA) étudie actuellement les possibilités de fermeture, de réduction de capacité ou de déplacement des dépôts de Vitry (94) et de Villeneuve-le-Roi (94).

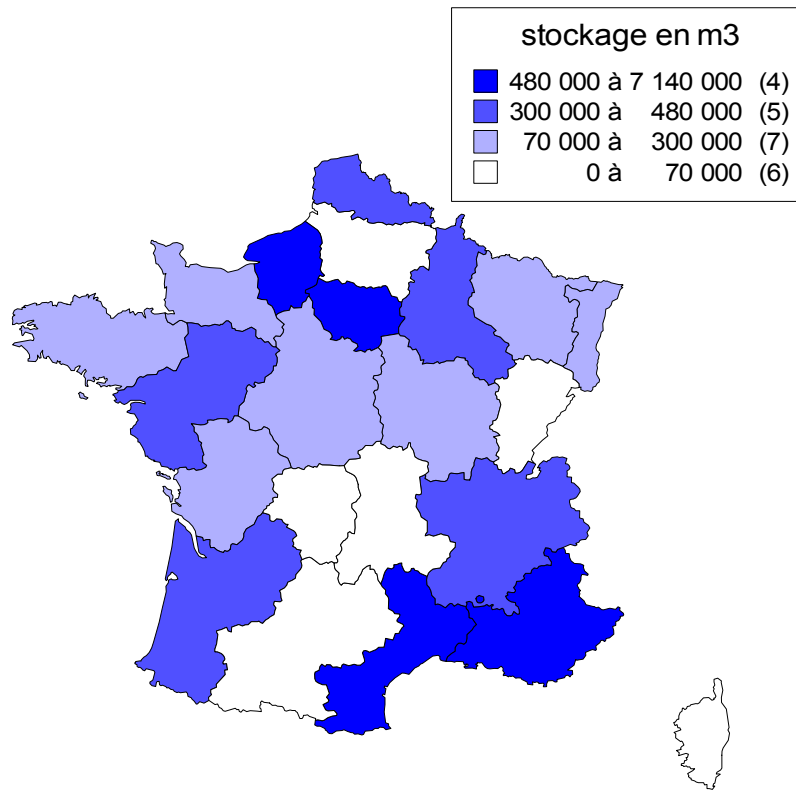
La crise d'octobre 2010

L'année 2010 a été marquée par une crise pétrolière majeure due au blocage des principaux ports d'importation, à l'arrêt de onze raffineries sur douze et au blocage de plusieurs dépôts. Le ministère chargé de l'énergie a géré cette crise en relation avec les opérateurs. Il a pris des mesures pour assurer autant que possible la continuité de l'approvisionnement des stations service dans un contexte très tendu.

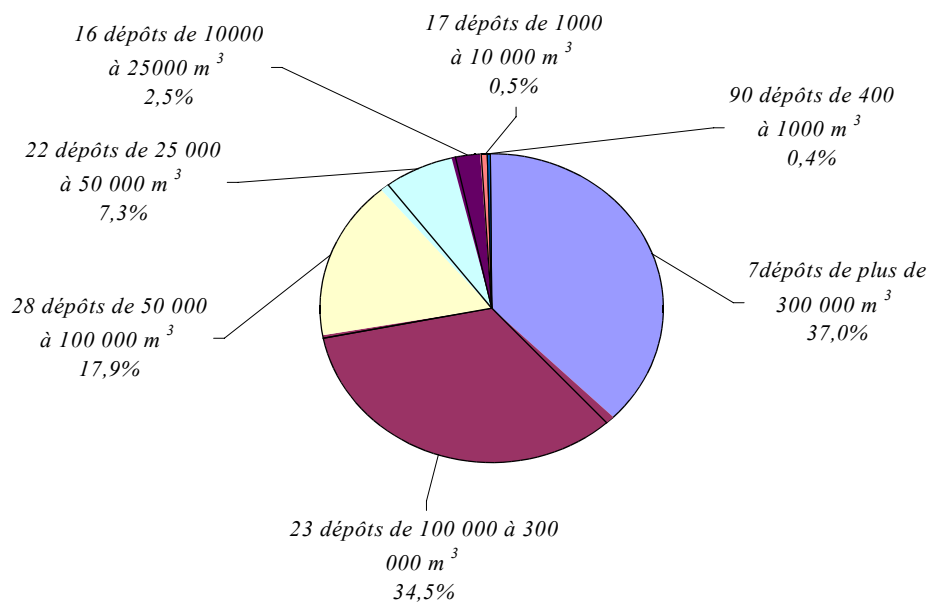
Les principales mesures ont consisté en l'utilisation des stocks stratégiques (baisse de l'obligation en propre des opérateurs, usage par délocalisation et prêts) et en la mise en place de dérogations aux spécifications des produits pétroliers. Cette crise a confirmé que les dépôts de distribution concourent directement à la sécurité d'approvisionnement du territoire.

◆ Lylian Cattenne

Volumes des stocks détenus par la SAGESS dans les dépôts de plus de 400 m³ par région au 31/12/2010



Répartition du nombre de dépôts par capacité



13 – Les infrastructures gazières

Amélioration de la fluidité du marché du gaz

Les infrastructures gazières se décomposent ainsi : 37 160 km de réseau de transport et 194 000 km de réseau de distribution, 15 stockages de gaz naturel, 3 terminaux méthaniers.

Importation de 98 % du gaz naturel consommé en France (2850 GWh/j de capacités d'entrée sur le territoire).

Des projets de développement de nouveaux terminaux méthaniers.

Organisation de l'injection du biométhane dans les réseaux.

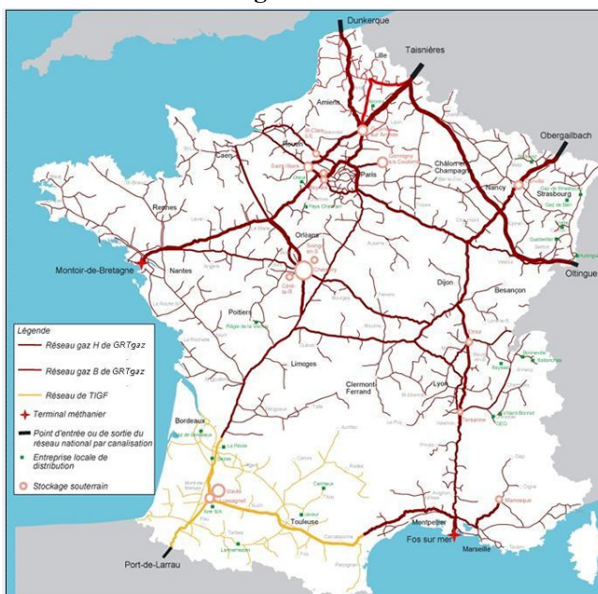
Les réseaux de transport de gaz naturel

Le réseau français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation sur le territoire national (interconnexions terrestres et terminaux méthaniers) jusqu'aux lieux de livraison (distributions publiques et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain.

Il est exploité par deux opérateurs :

- GRTgaz, filiale à 100 % de GDF-SUEZ, exploite 7 168 km de réseau principal et 25 095 km de réseau régional ;
- TIGF, filiale à 100 % de Total, exploite 600 km de réseau principal et 4 300 km de réseau régional.

Réseau de gazoducs en France



Fin 2010, les capacités journalières d'importation sur le territoire français s'élevaient à 2 850 GWh (~ 265 Mm³/j), dont 75 % pour les gazoducs et 25 % pour les terminaux méthaniers.

Les investissements dans les infrastructures gazières permettent de fluidifier le marché du gaz naturel et favorisent ainsi la concurrence entre les fournisseurs, au bénéfice des consommateurs. Ils contribuent également à conforter la sécurité d'approvisionnement.

L'année 2010, malgré une forte reprise des consommations et des quantités acheminées par les deux gestionnaires de réseau de transport après la baisse de 2009, a cependant confirmé le ralentissement des rythmes de développement des projets.

Les investisseurs sont restés prudents, dans un contexte de marché qui reste assez peu favorable.

Les investissements dans les réseaux de transport se sont établis en 2010 à 630 M€ pour GRTgaz et 80 M€ pour TIGF.

Sur les interconnexions franco-espagnoles, une Open-Season¹ a été lancée au premier semestre 2010 de manière coordonnée par la France et l'Espagne. Elle faisait suite à une première Open-Season réalisée en 2009 et à la suite de laquelle il avait été décidé de porter à 165 GWh/j les capacités d'échange dans les deux sens à Larrau, à l'ouest des Pyrénées. Cette seconde phase portait sur le développement de nouvelles capacités à l'horizon 2015, avec le renforcement de l'interconnexion à Biriattou² (60 GWh/j dans les deux sens) et/ou la construction d'une nouvelle interconnexion à l'Est (le projet Midcat, 180 GWh/j dans le sens France-Espagne et 230 GWh/j dans le sens Espagne-France).

¹ Procédure de consultation du marché, permettant au porteur d'un projet (d'infrastructure gazière en l'occurrence) de tester l'intérêt de celui-ci auprès de ses clients potentiels (utilisateurs de l'infrastructure) et à ces derniers de réserver les capacités qui seraient ainsi créées.

² Le renforcement de l'interconnexion à Biriattou était déjà proposé dans la première Open-Season. La partie française a considéré que la demande des expéditeurs n'était pas suffisante pour justifier une prise de décision sur ce projet. Il a cependant été décidé de re-proposer ces capacités dans le cadre de la seconde Open-Season.

Les résultats connus en juillet 2010 ont permis de valider une première phase d'investissement à Biriadou à l'est des Pyrénées. En revanche, les engagements long-terme de réservation de capacités par les expéditeurs n'ont pas été suffisants pour valider le projet Midcat.

En parallèle, afin d'être compatible avec le calendrier affiché par cette Open-Season, GRTgaz a organisé, conformément à la décision de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP), un débat public sur le projet de canalisation entre Saint-Martin-de-Crau et Saint-Avit (projet **Eridan**, DN 1200, 220 km).

Le débat s'est tenu entre le 11 juin et 7 novembre 2009. Le bilan, qui a été présenté par la CNDP le 5 janvier 2010, ne soulève pas de difficultés particulières. La plupart des interventions ont porté sur la présence de vignobles classés, sur les conditions de réalisation du chantier de pose du gazoduc et sur les modalités d'indemnisation des exploitants en cas de dommages. Fort des apports de ce débat, GRTgaz a notifié, le 25 mars 2010, sa décision de poursuivre son projet pour lequel GRTgaz bénéficie d'un soutien communautaire dans le cadre du Plan de relance européen à hauteur de 75 M€.

Le dépôt de la demande d'autorisation de construction et d'exploitation de ce gazoduc doit intervenir au second semestre 2011, pour une mise en service prévue pour 2016.

Par ailleurs, une **Open-Season a été lancée en novembre 2010 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 en milieu d'année 2011.

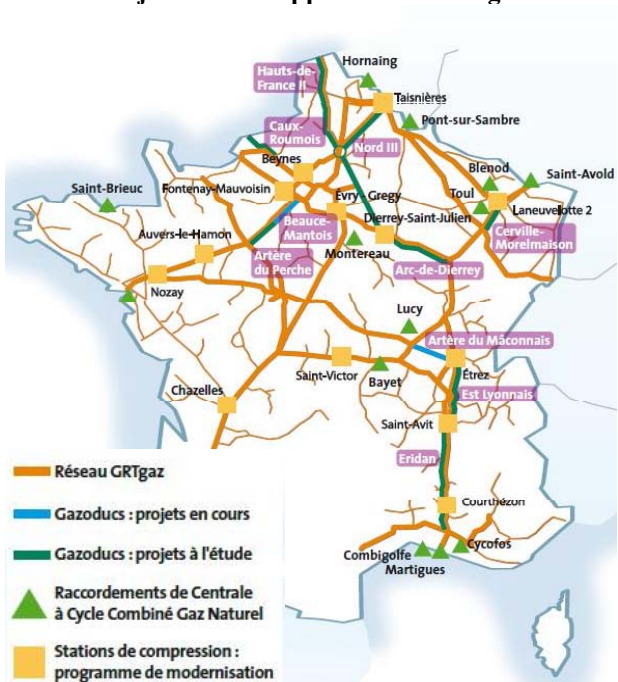
Enfin, suite au succès de l'Open-Season organisée à l'automne 2008 pour le développement de nouvelles capacités à Taisnières (interconnexion franco-belge) et dans la perspective d'un potentiel raccordement d'un terminal méthanier à Dunkerque, GRTgaz a organisé fin 2009/début 2010 un débat public sur le projet de canalisation entre la station de compression de Cuvilly et celle de Voisines et traversant les départements de la Somme, de l'Oise, de la Seine et Marne, de l'Aube et de la Haute Marne (projet « **Arc de Dierrey** », DN 1200, 300 km).

Le débat s'est déroulé du 22 septembre 2009 au 16 janvier 2010. Le bilan de ce débat public, dressé le 9 mars 2010 par le Président de la CNDP, a conclu

que l'opportunité du projet n'est pas remise en cause par le public, sous réserve d'adapter le tracé de la canalisation aux projets de développement de l'urbanisation des communes concernées, de la protection de certaines zones sensibles et de veiller aux retombées du projet sur l'emploi local.

Par lettre du 20 mai 2010, GRTgaz a notifié sa décision de poursuivre ce projet. Suite à l'annonce d'EDF de réaliser son projet de terminal méthanier de Dunkerque, le dépôt formel du dossier de demande d'autorisation de transport devrait intervenir dans le courant de l'année 2011.

Projets de développement de GRTgaz



Deux nouvelles demandes d'autorisation ministérielle ont été déposées en 2010.

La première, en date du 30 mars 2010, a été déposée par GRTgaz en vue de renforcer son réseau en zone nord par la pose d'un gazoduc dénommé « Artère du Perche ». Cette canalisation reliera la station de compression de Cherré (Sarthe) au poste de sectionnement de Saint-Arnoult-des-Bois (Eure-et-Loir) pour une longueur de 68 km avec un diamètre de 900 mm. Le coût de l'ouvrage et des installations annexes (notamment trois postes de sectionnement) est estimé à 80 M€ et sa mise en service est prévue pour 2012.

La seconde demande, datée du 6 décembre 2010, émane de TIGF et vise à la construction et l'exploitation d'une canalisation dite « Artère du Béarn » reliant l'usine de Lacq (Pyrénées-Atlantiques) au site de stockage de Lussagnet

(Landes). Ce gazoduc, long de 57 km et de 800 mm de diamètre, aura pour but, d'une part, d'accroître les capacités de transport entre la France et l'Espagne et, d'autre part, de diversifier les sources d'approvisionnement en gaz naturel du bassin industriel qui s'est constitué autour du gisement de Lacq, dont l'arrêt de la production est programmé pour 2013.

Le montant des investissements afférents à ce gazoduc est estimé par TIGF à 104 M€ et sa mise en service est prévue pour fin 2012.

Par ailleurs, **seize arrêtés ministériels ont autorisé des renonciations** à l'exploitation de canalisations et de sept postes de distribution publique. Ces renonciations ont abouti à retirer 21 kilomètres du réseau de transport de TIGF et 33 kilomètres du réseau de GRTgaz.

Ces renonciations sont consécutives à la construction de déviations motivées par l'implantation de nouvelles infrastructures (autoroutes, création de zones industrielles...) ou au transfert de canalisations à l'activité de distribution.

Les réseaux de distribution de gaz naturel

La desserte du gaz naturel aux 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 pour caractéristiques d'être réalisées en petit diamètre (15 à 300 mm) et de véhiculer du gaz sous faible pression (20 mbars à 4 bars généralement, 16 bars exceptionnellement).

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 9200 communes sont desservies 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 10000 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 d'offre, 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 36 de la loi du 7 décembre 2006 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 2010, 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 193 700 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 (exploitant notamment le réseau de distribution de la commune de Schweighouse), Veolia Eau (Compagnie Générale des eaux), et Védig (Dalkia), cette dernière ayant reçu son agrément en 2010.

L'année 2010 a également vu le déploiement d'un projet piloté par GrDF visant à évaluer la faisabilité et à tester la **télé-releve des compteurs pour les clients particuliers**.

Les bénéfices attendus d'un tel système sont, notamment, une facturation au plus près de la consommation réelle, mais aussi la possibilité d'éviter les aléas dus à l'absence des clients lors du passage du releveur.

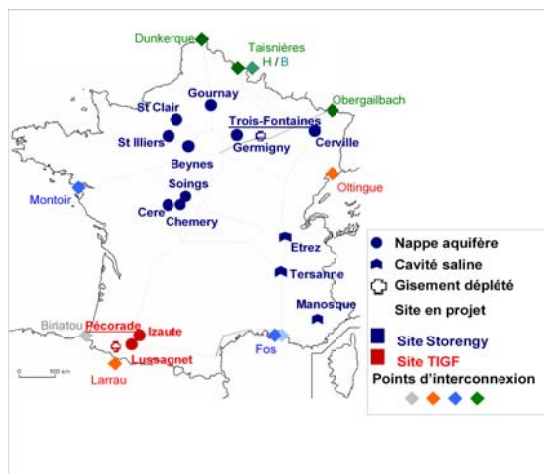
Des expérimentations chez environ 5000 clients, répartis sur quatre communes de France, ont débuté à l'été 2010 et se poursuivront jusqu'à fin juin 2011.

Les retours d'expérience ont déjà permis d'affiner les choix techniques. Leur bilan final, associé à une étude économique pilotée par la Commission de Régulation de l'Énergie, servira de base à une éventuelle décision de généralisation.

Les stockages souterrains de gaz naturel

Les stockages souterrains de gaz naturel sont un maillon logistique essentiel de son approvisionnement pour un pays non- producteur tel que la France. En injectant du gaz dans les stockages durant l'été et en le soutirant pendant l'hiver, ils permettent aux fournisseurs d'ajuster leurs importations à la consommation de leur clientèle, fortement dépendante du climat pour la plupart d'entre eux.

Des sites de stockage répartis inégalement sur le territoire



Deux gestionnaires exploitent les stockages souterrains en France :

- Storengy, filiale à 100 % de GDF-SUEZ, gère un parc de 13 sites en France, 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 113 TWh (80 % 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 29 TWh (20 % des capacités françaises).

Fin 2010, Storengy a mis en service un nouveau site à Trois-Fontaine (Haute-Marne), dont les capacités ne seront commercialisées qu'à partir de 2011.

Par ailleurs, TIGF a poursuivi l'extension initiée en 2009 de ses capacités de stockage sur le site de Lussagnet, avec un nouveau pallier d'1 TWh supplémentaire comme l'année précédente. 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.

L'année 2010 a également vu de nouveaux ajustements du dispositif d'accès des tiers aux stockages, mis en place en 2007.

Les modalités d'accès aux stockages sont définies par le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 et précisées par arrêté du 7 février 2007. Elles garantissent aux fournisseurs nouveaux entrants la flexibilité nécessaire pour répondre aux besoins de modulation de leurs clients durant la période hivernale et ainsi la possibilité de développer leurs activités dans des conditions identiques à celles des opérateurs historiques.

Chaque fournisseur dispose en effet 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 représentent les différents usages du gaz naturel (cuisson / chauffage / eau chaude sanitaire). Pour les clients reliés au réseau de transport, les profils en vigueur jusqu'à présent ont été supprimés en 2010 et remplacés par une formule de calcul des droits individuels attachés à chaque client.

C'est en ce sens que le décret n°2010-129 du 10 février 2010 a modifié le décret du 21 août 2006 susvisé. De plus, un arrêté du 10 février 2010, modifiant l'arrêté du 7 février 2007 susvisé, a permis de redéfinir l'enveloppe et les droits unitaires pour l'année en cours et de préciser la méthode de calcul des droits attachés aux clients reliés au réseau de transport.

Chaque fournisseur peut ainsi prétendre à des capacités de stockage qui représentent la somme des droits de stockage des clients de son portefeuille.

Pour la première fois depuis la mise en place de l'accès des tiers au stockage en 2007, l'année écoulée a été marquée par un niveau significatif de capacités invendues (près de 9 TWh sur un peu

plus de 140, après 0,2 TWh en 2009). Ceci s'explique essentiellement par le faible différentiel observé durant l'année 2010 entre les prix été et hiver sur les marchés gaziers, qui a rendu moins attractif pour les expéditeurs le recours au stockage. Il s'agit a priori d'un phénomène conjoncturel, lié à la relative abondance de l'offre sur les marchés gaziers européens et dont on peut anticiper qu'il disparaîtra lorsque le différentiel offre/demande se résorbera à court/moyen terme.

Les terminaux méthaniers

En 2010, le gaz naturel liquéfié à - 160° (GNL) a représenté environ 29 % des importations totales françaises (soit 155 TWh), ce qui correspond à un taux d'utilisation de l'infrastructure supérieur à 75 %. Le GNL arrivant en France provient essentiellement d'Algérie, du Nigeria et d'Égypte.

Trois terminaux méthaniers sont actuellement opérationnels en France : deux situés dans la zone portuaire de Fos-sur-Mer, celui de Fos Tonkin (7 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 en charge de l'activité d'exploitation et de développement des terminaux méthaniers du groupe GDF-Suez en France.

L'année 2010 a vu la **mise en service commercial du troisième terminal français** par la **Société du Terminal de Fos Cavaou**. Ce terminal est la propriété commune de GDF-SUEZ (69,7 %) et de Total (30,3 %) et exploité par la société Elengy. Ce terminal peut recevoir des navires allant jusqu'à 210 000 m³ et possède une capacité de regazéification de 8,25 Gm³/an.

En mai 2011, **EDF a également fait part de sa décision d'investissement sur son projet de terminal à Dunkerque** (projet porté avec le Port de Dunkerque). Ce dernier représentera une capacité annuelle d'expédition de 13 Gm³ de gaz naturel. Sa mise en service est prévue fin 2015.

Un autre projet de nouveau terminal méthanier est à l'étude. Il s'agit du projet **Fos Faster**, porté par les sociétés Vopak (à 90 %) et Shell (à 10 %). D'une capacité initiale de 8 Gm³/an, sa date d'entrée en service est prévue pour 2016. Un débat public sur ce projet a été organisé par la CNDP pendant l'automne 2010.

Il s'est tenu en parallèle de celui sur le projet d'extension du terminal de Fos-Tonkin au cours de l'année 2010.

Concernant le projet d'**Antifer** sur le Port du Havre, porté par la société Gaz de Normandie créée par POWEO (74 %) et par la Compagnie Industrielle Maritime (CIM, 26 %), celui-ci a été suspendu le 2 janvier 2011, Gaz de Normandie n'ayant pas réservé dans les temps le site sur lequel elle devait construire le terminal. Poweo a indiqué qu'il se porterait acquéreur des parts de la CIM dans Gaz de Normandie, le projet pouvant être relancé lorsque les conditions pour le développement de nouvelles infrastructures GNL seront plus favorables.

Enfin, des possibilités d'extension sont possibles et envisagées sur les sites existants. Ainsi, un débat public a été organisé cet automne par la CNDP sur le projet **Cap Tonkin** d'Elengy, qui vise à prolonger l'activité commerciale du terminal de Fos Tonkin jusqu'en 2034 et augmenter ses capacités. Une procédure d'appel au marché sera organisée courant 2011 et une décision pourrait être prise d'ici fin 2011.

De même, une procédure d'appel au marché pourrait-être lancée ultérieurement sur les extensions de capacité du terminal de Montoir (+2,5 à +6,5 Gm³/an).

En conclusion, plusieurs projets de nouveaux terminaux ou d'extensions sont aujourd'hui en cours, à des stades d'avancement variés. Les projets de construction de terminaux méthaniers sont des projets longs, complexes et coûteux, dont le succès n'est jamais garanti à l'avance.

Après une année 2010 marquée par un certain attentisme, voire un renoncement, des porteurs de projet, l'année 2011 a débuté par l'annonce de la décision positive d'EDF à Dunkerque et devrait continuer à voir le paysage français des infrastructures GNL s'éclaircir, avec des prises de décision (dans un sens ou dans l'autre) sur les autres projets présentés.

En outre, compte tenu de leur intérêt stratégique, en matière de sécurité d'approvisionnement et de renforcement de la concurrence, il est souhaitable qu'il y ait, en France, plusieurs projets proposés. Leur poursuite sera suivie avec attention, sans pour autant négliger les objectifs de protection de l'environnement et de sécurité industrielle.

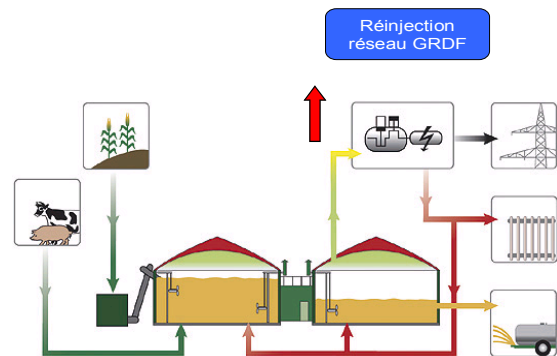
L'organisation de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel

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 d'organiser la filière de l'injection du biométhane. Elle prévoit notamment la mise en place d'un tarif d'achat par les fournisseurs garanti pour les producteurs de biométhane.

Suite à la promulgation de la loi Grenelle 2, un ensemble de textes réglementaires (3 décrets et 3 arrêtés) ont été préparés par la DGEC, en lien avec les acteurs de la filière, afin d'organiser la filière de l'injection du biométhane. La publication de ces textes est prévue pour la mi-2011. Ce dispositif réglementaire adopté sera alors complété par un arrêté fixant le niveau et la structure du tarif de rachat.

En attendant la publication de ces textes, les projets de développement d'unité de méthanisation de déchets agricoles ou urbains se sont poursuivis en 2010. Si aucune installation n'a pu être raccordée aux réseaux de gaz naturel en 2010, plusieurs projets devraient pouvoir commencer à injecter dès la publication du dispositif réglementaire évoqué ci-dessus.

Traitement des effluents d'élevage par méthanisation



- ◆ *Jean-Claude Hervet*
- ◆ *Jean-Michel Lamy*
- ◆ *Thibaud Delvincourt*
- ◆ *Thomas Pertuiset*

14 – La consommation de produits pétroliers et gaziers

Hausse de la consommation de gaz naturel et nouvelle baisse de la consommation pétrolière

La baisse de la consommation de pétrole en France métropolitaine s'est poursuivie en 2010 et retrouve son niveau de 1985.

En 2010, la consommation finale de gaz naturel a fortement rebondi sans atteindre les niveaux d'avant la crise économique.

La consommation primaire¹ de pétrole et produits pétroliers, corrigée des variations climatiques, est en recul quasi-constant depuis 2000 mais ce recul s'est fortement accentué depuis 2008.

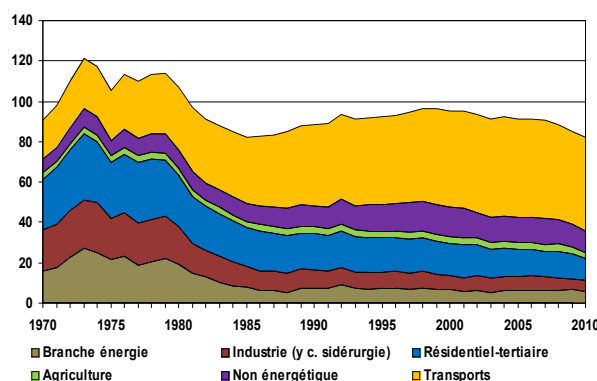
Après avoir atteint un pic de 121,5 Mtep en 1973 avant le premier choc pétrolier, la consommation était tombée à 82,3 Mtep en 1985 après le second choc pétrolier. Elle avait ensuite repris régulièrement (environ +1 % par an) jusqu'à un maximum de 96,3 Mtep en 1999. Depuis, la tendance était à la baisse, avec une perte moyenne de l'ordre de 0,7 Mtep par an.

En trois ans, depuis 2007, la consommation a chuté de 10 %, diminuant chaque année d'environ 3 Mtep. En 2010, elle revient ainsi à son niveau de 1985 : à 82,0 Mtep, elle perd 3,4 % par rapport à 2009.

Dans la pétrochimie, soumise à la forte concurrence des pays asiatiques et du Moyen-Orient notamment, la baisse de la consommation est de 2,3 %.

Cette baisse a été amplifiée par les mouvements sociaux qui ont touché les secteurs portuaire et pétrolier en 2010.

Evolution annuelle depuis 1970 de la consommation de pétrole corrigée des variations climatiques par secteur d'utilisation



Source : SoeS, bilan de l'énergie 2010

La consommation de pétrole corrigée des variations climatiques par secteur

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							10/09	09/08	08/02	02/90	90/73
Branche énergie	27,0	7,3	6,5	6,5	6,7	5,9	-12,9%	4,2%	-0,1%	-1,0%	-7,4%
Consommation finale (corrigée du climat)	85,4	70,8	75,0	69,9	67,3	65,5	-2,6%	-3,6%	-1,2%	0,5%	-1,1%
Industrie (y.c. sidérurgie)	24,1	9,3	7,2	6,3	5,4	5,3	-3,0%	-13,4%	-2,3%	-2,2%	-5,4%
Résidentiel-tertiaire	32,7	18,0	15,0	13,0	12,5	10,8	-13,7%	-3,9%	-2,4%	-1,5%	-3,5%
Agriculture	3,3	3,3	3,5	3,5	3,3	3,2	-3,9%	-5,4%	0,2%	0,4%	0,1%
Transports	25,3	40,1	49,3	47,1	46,1	46,3	0,5%	-2,1%	-0,8%	1,7%	2,8%
Non énergétique	9,1	10,3	12,3	12,1	10,9	10,7	-2,4%	-9,7%	-0,4%	1,6%	0,7%
Total consommation primaire (corrigée)	121,5	88,3	93,8	88,4	85,0	82,0	-3,4%	-3,9%	-1,0%	0,5%	-1,9%

Hors usages non énergétiques et consommation de la branche énergie (centrales électriques au fioul et consommation propre des raffineries), la consommation finale énergétique² diminue un peu moins : -2,6 %, à 65,5 Mtep, après -3,6 % en 2009. Elle est proche du niveau historiquement bas de 1985 (64,9 Mtep).

La **consommation non énergétique** recule de nouveau (-2,4 % à 10,7 Mtep), mais moins fortement que les deux années précédentes.

¹ Hors soutes maritimes internationales.

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

La consommation de produits pétroliers pour produire de l'énergie, que ce soit dans les raffineries, dans les centrales électriques ou ailleurs, a chuté en 2010 (-12,9 %).

Le fioul est en effet délaissé comme combustible parce que, à valeur énergétique égale, il émet plus de CO₂ que le gaz et coûte plus cher.

Les raffineries et les centrales, dans la mesure du possible, se tournent donc vers le gaz pour respecter leurs quotas d'émission. 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 de 10,8 % en 2010.

Les usages énergétiques du pétrole par l'**industrie** (sidérurgie incluse) continuent à diminuer, même si, avec la reprise industrielle, le recul est moins marqué qu'en 2009 et en 2008 (-3 % contre -12 % en moyenne au cours des deux années précédentes). Ils ne comptent plus que pour 8 % de la consommation finale de produits pétroliers.

L'indice de la production industrielle (IPI) progresse de 7,3 % pour l'industrie manufacturière et de 5,2 % seulement pour les industries grandes consommatrices d'énergie ; les activités industrielles utilisant beaucoup de produits pétroliers ont été dans l'ensemble moins dynamiques que la moyenne, d'où un effet de structure négatif sur la consommation : ainsi, l'activité du secteur agro-alimentaire n'augmente que de 1 %, celle de la chimie organique de 2 % et celle des cimenteries de moins de 3 %.

En outre, du fait des hausses de prix de ces dernières années et avec la mise en place de quotas d'émissions, les gros consommateurs 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 pouvaient alors pas répercuter facilement la hausse des prix.

La consommation du **résidentiel-tertiaire**, corrigée des variations climatiques, s'effondre (-13,7 %). Elle représente 16,5 % de la consommation finale énergétique de produits pétroliers. La consommation de fioul domestique pour le chauffage diminue régulièrement depuis les années 1980. Dans l'habitat individuel, le fioul domestique a quasiment disparu de la construction neuve.

La baisse se fait donc par l'abandon progressif du fioul dans le parc en l'absence quasi totale de nouvelles installations. Mais cette baisse a été nettement accentuée en 2010 par la forte augmentation des prix (+27 %) qui a également concerné le fioul lourd utilisé dans le chauffage urbain.

La consommation de l'**agriculture** (pêche incluse) diminue de 3,9 % à 3,2 Mtep après avoir reculé de 5 % en 2009. Le fioul domestique en constitue la plus grande part. Après une chute de plus de 30 % entre 2003 et 2008, la consommation de gazole de la pêche s'est stabilisée.

La consommation des **transports** (46,3 Mtep), qui représente un peu plus de 70 % de la consommation finale de produits pétroliers, a

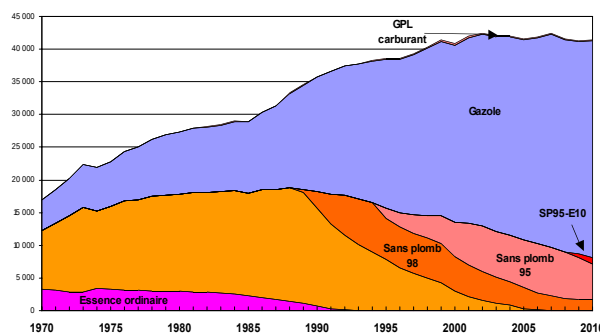
légèrement progressé en 2010 (+0,5 %). Elle reste cependant en-dessous de son niveau bas de 2008. Depuis 2002, elle avait cessé d'augmenter et oscillait autour de 48 Mtep. En 2008, elle a brutalement décroché de -3,6 %, et ne s'est pas relevée en 2009 (-2,1 %). Malgré la hausse des prix des carburants, l'année 2010 est caractérisée par une nette reprise de la circulation routière (+1,9 % en véhicules-km selon les comptes provisoires des transports) qui touche tous les types de véhicules.

La reprise est toutefois plus marquée pour les véhicules utilitaires légers (+5,0 %) et pour les poids lourds, bus et cars (+3,2 %) que pour les véhicules particuliers (+1,0 %). Le transport routier de marchandises s'est redressé en 2010 après deux années de recul du fait de la crise économique.

La « diesélisation » du parc de voitures particulières se poursuit, encouragée par la perspective de prix durablement élevés pour les carburants. Le bonus-malus et la prime à la casse jouent aussi en faveur d'une moindre consommation unitaire.

En terme de consommation de carburants, la hausse du trafic de poids lourds a renforcé la progression du gazole qui gagne plus d'un point de part de marché au détriment de l'essence et dépasse désormais 80 %. Au total, les livraisons de carburants routiers (y compris biocarburants) ont augmenté de 0,4 % (+2,4 % pour le gazole et -6,3 % pour l'essence).

Evolution annuelle depuis 1970 de la consommation totale de carburants routiers en kt (biocarburants inclus)



Source : SoeS d'après CPDP

Le surcroît d'incorporation de biocarburants, qui figurent au bilan des énergies renouvelables et non à celui des produits pétroliers, s'est légèrement accru en 2010 (2,64 Mtep contre 2,46 Mtep en 2009) et a donc permis une moindre consommation de produits pétroliers.

Le supercarburant SP95-E10, commercialisé depuis le 1^{er} avril 2009 et pouvant contenir jusqu'à 10 % d'éthanol, a représenté 12,7 % des ventes de supercarburants en 2010, pourcentage qui semble se stabiliser début 2011 un peu au-dessus de 13 %.

Après leur forte baisse en 2009, les livraisons de carburateurs ont légèrement augmenté en 2010 avec la reprise du transport aérien. Celles de carburants pour la navigation intérieure ont également progressé du fait de l'essor du transport fluvial.

Enfin, les soutes maritimes, essentiellement constituées de fioul lourd, et non comptabilisées dans le bilan national par convention, se sont un peu réduites. Elles représentent 2,4 Mtep, en baisse de 2,8 % par rapport à 2009.

La consommation de gaz naturel en France rebondit en 2010, mais ne fait qu'osciller autour du pallier atteint en 2001.

La consommation totale de gaz (non corrigée du climat) s'établit en 2010 à 550 TWh, en hausse de 10,6 %, après une baisse de 3,6 % en 2009. Elle s'inscrit à nouveau dans la tendance haussière des années précédentes. Corrigée du climat, elle augmente de 3,5 %.

La consommation finale énergétique de gaz naturel corrigée du climat augmente de 3,4% à 448 TWh, rattrapant ainsi la forte baisse de 2009, sans pour autant atteindre les niveaux précédents, aux alentours de 460 TWh.

Dans le secteur résidentiel et tertiaire

La consommation de gaz naturel³ (corrigée du climat) qui avait crû régulièrement entre 1990 et 2005 au rythme annuel moyen de 3,7 %, est restée quasi-stable en 2006 et 2007, pour ensuite entamer une légère diminution en 2008.

En 2010, elle recule de 2,5 %. Ce recul semble tenir aux mesures d'économie d'énergie et à des changements d'énergie. En données réelles, la consommation de gaz naturel augmente de 8,4 % en 2010.

Le gaz naturel est l'énergie de chauffage central de 42% des résidences principales⁴ (64 % des appartements avec chauffage central collectif,

³ Il s'agit des livraisons et non des facturations.

⁴ Données calculées par le Ceren à partir, pour le parc, des enquêtes logement de l'Insee et des statistiques de la construction neuve (SOeS), et des panels du Ceren pour les consommations.

46 % des appartements ayant un chauffage central individuel, 33% des maisons individuelles). Mais le gaz recule dans les constructions neuves :

- 25 % seulement des maisons neuves avec chauffage central⁵ sont chauffées au gaz contre 43 % en 2004 ; du fait de l'engouement pour les pompes à chaleur électriques;

- 34 % des appartements neufs avec chauffage central individuel, contre 43% en 2004, sont chauffés au gaz ; la hausse des prix de l'immobilier favorise le chauffage électrique qui a un faible coût d'installation.

Les appartements neufs avec chauffage central collectif continuent à privilégier le gaz (72 % en 2008 contre 67 % en 2004).

Dans l'industrie

La consommation énergétique de gaz dans l'industrie (hors sidérurgie) atteint un niveau de 157 TWh en 2010, en forte hausse par rapport à 2009, qui était particulièrement bas. Elle retrouve alors un niveau qui prolonge la tendance quasi stable depuis 2003, autour de 150 TWh.

La consommation de gaz naturel de la sidérurgie est surtout le fait des laminoirs. Stabilisée depuis 1995 entre 8 et 9 TWh, elle a fortement baissé en 2009 (à 5,5 TWh) avec la baisse générale de la production dans ce secteur, tandis qu'elle remonte en 2010 à 6,6 TWh, niveau encore inférieur aux années précédant la baisse d'activité.

Production d'électricité et de chaleur

La production d'électricité à partir du gaz naturel qui tournait autour de 33 TWh depuis 2004 et ce jusqu'en 2008, augmentait de 14 % en 2009 à 36,9 TWh, puis de 8,5 % en 2010 à 40 TWh.

En 2010, la production dans les centrales de cogénération augmente légèrement. Les centrales à cycle combiné au gaz ont augmenté leur consommation de gaz naturel : la centrale DK6 à Dunkerque qui utilisait en priorité du gaz sidérurgique, utilise depuis 2009 majoritairement du gaz naturel en substitution de ce gaz industriel défaillant (la consommation de gaz naturel est passée de 3,8 TWh en 2008 à 5,5 TWh en 2009 et 5,9 TWh en 2010).

La centrale Combigo, située à Fos-sur-mer a été

⁵ est considéré comme chauffage central le chauffage avec boucle d'eau chaude, mais également le chauffage électrique dans le cas de maisons dont le chauffage est tout électrique. Un chauffage électrique d'appoint est lui considéré comme un appareil indépendant.

mise en service le 12 juillet 2010 ; tandis que la centrale SPEM de Montoir-de-Bretagne fonctionne depuis le 8 novembre 2010.

La centrale Emile Huchet en Lorraine augmente sa production à partir du gaz naturel, depuis le 4^{ème} trimestre 2009.

La centrale de Martigues, quant à elle, va transformer deux unités de production au fioul en unités à cycle combiné au gaz d'ici 2012. En Lorraine, une centrale à cycle combiné au gaz à Blénod-lès-Pont-à-Mousson sera mise en service courant 2011.

Dans les autres secteurs

La consommation en gaz des raffineries augmentait régulièrement depuis plusieurs années, mais elle a atteint un maximum en 2008 et ne cesse de diminuer depuis. La consommation de gaz naturel, utilisé pour la production d'hydrogène à des fins de raffinage pétrolier⁶, progressait régulièrement pour atteindre un maximum en 2008 à 10,5 TWh. La baisse d'activité des raffineries entamée en 2009 se poursuit en 2010 (respectivement -12,1 % et -9,7 %).

L'utilisation du gaz naturel dans les transports reste faible, de l'ordre de 1,1 TWh depuis 2008, bien que la plupart des constructeurs automobiles mondiaux s'y intéressent. Le gaz naturel est à ce jour le carburant alternatif non dérivé du diesel le plus répandu pour la propulsion des autobus. Au total, plus de 2 000 bus et 750 bennes à ordures ménagères fonctionnant au GNV sont déjà en circulation.

La production d'engrais est le principal secteur utilisateur de gaz naturel en tant que matière première. Après une baisse de 26 % en 2009 liée à la baisse de la production d'engrais, la consommation de gaz naturel augmente de près de 15 % en 2010, atteignant 17 TWh.

- ◆ Cécile Welter-Nicol
- ◆ Bernard Kormam
- ◆ Thierry Quintaine

Evolution de la consommation pétrolière
(en milliers de tonne)

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	var 10/09
GPL	3 219	2 797	3 178	3 096	2 982	2 818	2 876	2 720	2 563	2 450	2 460	2 295	2 393	4,3%
dont GPLc	16	50	217	210	188	166	151	139	130	118	111	99	115	16,2%
Supercarburants	17 746	18 231	13 781	13 570	13 098	12 272	11 675	10 970	10 327	9 863	9 101	8 756	8 214	-6,2%
Carburéacteur	2 427	3 735	5 978	5 868	5 847	5 773	6 070	6 125	6 370	6 574	6 613	6 114	6 141	0,4%
Gazole	9 533	17 461	27 355	28 684	29 670	30 081	30 762	31 048	31 891	32 958	32 827	32 881	33 588	2,2%
FOD	28 244	17 052	15 583	17 257	15 597	16 022	16 042	15 749	14 560	12 921	14 205	13 638	12 910	-5,3%
Fioul lourd	25 437	6 237	4 292	3 325	3 391	3 337	2 960	3 281	3 468	2 808	2 759	2 475	2 145	-13,3%
Autres	11 886	14 123	17 694	17 328	16 053	16 313	16 708	16 733	17 222	17 067	15 550	14 566	13 624	-6,5%
Total	98 491	79 636	87 861	89 128	86 638	86 616	87 092	86 626	86 401	84 641	83 515	80 725	79 015	-2,1%

Source : CPDP

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

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	var 10/09
Voitures particulières	18440	23 010	27 480	28 380	28 930	29 360	29 730	30 000	30 250	30 550	30 775	30 950	31 174	0,7%
dont diesel	730	3 265	9 261	10 435	11 356	12 276	13 160	13 969	14 746	15 533	16 338	17 106	17 773	3,9%
dont essence en %	96,0	85,8	66,3	64,4	62,1	59,5	56,9	54,5	51,3	49,2	46,9	44,7	43,0	
dont diesel en %	4,0	14,2	33,7	35,6	37,9	40,5	43,1	45,5	48,7	50,8	53,1	55,3	57,0	
Véhicules utilitaires	2 550	4 680	5 529	5 753	5 897	5 903	5 986	6 057	6 115	6 261	6 333	6 384	6 416	0,5%
dont diesel	1 032	2 342	4 202	4 482	4 686	4 757	4 898	5 030	5 149	5 356	5 491	5 639	5 776	2,4%
dont essence en %	59,5	50,0	23,7	22,1	20,5	19,2	18,0	16,8	15,8	14,5	13,3	11,7	10,0	
dont diesel en %	40,5	50,0	76,3	77,9	79,5	80,8	82,0	83,2	84,2	85,5	86,7	88,3	90,0	
Total tous véhicules	20 990	27 690	33 090	33 813	34 597	35 144	35 628	36 039	36 298	36 811	37 108	37 334	37 590	0,7%
dont diesel	1 762	5 607	13 543	14 462	15 575	16 659	17 707	18 999	19 579	20 889	21 829	22 745	23 549	3,5%
dont essence en %	91,6	79,8	59,1	57,2	55,0	52,6	50,3	48,1	46,1	43,3	41,2	39,1	37,4	
dont diesel en %	8,4	20,2	40,9	42,8	45,0	47,4	49,7	51,9	53,9	56,7	58,8	60,9	62,6	

Source : CCEA

⁶ Les raffineries produisent aussi fréquemment de l'électricité et de la chaleur, ces consommations sont analysées plus haut avec la consommation de gaz pour la production d'électricité et de chaleur.

Une fiscalité qui fait l'objet de nombreuses dérogations.

Des recettes fiscales moindres que celles escomptées.

Un nouveau projet de révision de la directive 2003/96 CE relative à la taxation des produits énergétiques et de l'électricité est à l'étude.

Les taxes en vigueur sur les hydrocarbures

Trois taxes différentes reposent sur l'activité pétrolière : Accises et Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) sont acquittées par le consommateur final lors de l'achat de produit, tandis que la Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP) pèse sur les entreprises du secteur.

Les Accises

La directive 2003/96/CE relative à la taxation des produits énergétiques et de l'électricité encadre le régime des accises, Taxe Intérieure de consommation sur les Produits Energétiques (TICPE) et Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel (TICGN).

Les montants de TICPE et TICGN sont fixés par produit et figurent à l'article 265 du code des douanes.

Plusieurs activités économiques bénéficient de réductions ou d'exemption de TICPE :

- les professionnels du transport disposant de véhicules de plus de 7,5 t (article 265 septies du code des douanes) ;
- les exploitants de transport public de voyageurs (art. 265 octies du code des douanes) ;
- les taxis (art. 265 sexies du code des douanes) ;
- les agriculteurs bénéficient du régime du gazole sous condition d'emploi (arrêté du 29 avril 1970) ;
- les pêcheurs bénéficient d'une exemption totale (art. 265 bis du code des douanes) ;
- le transport fluvial de marchandises (art. 265 bis du Code des douanes) ;
- les compagnies aériennes bénéficient d'une

exonération totale (art. 265 bis du code des douanes).

Par ailleurs, il convient de signaler que le code des douanes prévoit des exemptions de taxe pour la consommation de produits pétroliers dans certains secteurs notamment ceux dit « secteur hors champ » de la directive taxation (art. 265 C, art. 265 bis du code des douanes, art. 266 quinquies A et B) :

- les produits faisant l'objet d'un double usage (réduction chimique, électrolyse...) ;
- les produits utilisés dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques (fabrication de ciment, de chaux, de plâtre, de céramique...) ;
- les produits utilisés autrement que comme carburant ou combustible (fabrication de produits chimiques...) ;
- 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 (installations de cogénérations hors obligations d'achat, installations de cogénérations mises en service au plus tard au 31/12/2007, cycles combinés à gaz...).

En sus de ces montants nationaux de TICPE, il existe depuis le 1^{er} janvier 2007 une TICPE régionale. Les Régions peuvent ainsi décider d'une fraction de TICPE à appliquer dans leur ressort territorial, dans la limite de 1,15 €/hl pour le gazole et 1,77 €/hl pour le supercarburant sans plomb.

Depuis le 1^{er} janvier 2011, les régions peuvent majorer la TICPE d'une deuxième tranche dans la limite de 0,73 c€/l pour les supercarburants et de 1,35 c€/l pour le gazole.

Le régime de la TICGN est prévu à l'article 266 quinquies du code des douanes. La taxe s'applique quel que soit le niveau de consommation de l'utilisateur lorsque le gaz naturel est employé comme combustible. Il est collecté par les fournisseurs de gaz naturel. Le taux de taxation est de 1,19 €/MWh.

L'article 266 quinquies précise que la taxe n'est pas due lorsque le gaz naturel est utilisé pour la consommation des particuliers y compris sous forme collective.

Par ailleurs, certains usages industriels bénéficient d'exonération lorsque :

- le gaz est utilisé «autrement que comme combustible», c'est à dire comme matière première ou carburant ;
- le gaz est utilisé à un double usage, le double usage consistant à utiliser un produit énergétique «à la fois comme combustible et pour des usages autres que carburant et combustible». La définition de la notion de double usage fait l'objet du décret n° 2008-1001 du 24 septembre 2008 ;
- le gaz est utilisé dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques ;
- le gaz est utilisé 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 de la taxe. Les produits énergétiques sont listés au code des douanes (huiles minérales, huiles destinées à être incorporées dans des carburants...) et les établissements concernés par l'exonération sont ceux qui les fabriquent (raffineries, établissements de production de biocarburants) ;
- le gaz est utilisé pour la production d'électricité ;
- le gaz est utilisé pour les besoins de son extraction ou de sa production (utilisation dans les terminaux méthaniers) ;
- le gaz est utilisé dans les installations de cogénération. Les installations mises en service au plus tard le 31 décembre 2007 peuvent bénéficier, pendant 5 ans, d'une exonération complète de TICGN sur le gaz consommé par l'installation. Les installations de cogénération mises en service après cette date ne peuvent plus bénéficier de l'exonération pendant 5 ans. Elles peuvent, en revanche, bénéficier de l'exonération sur la part de gaz 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 servant à produire de la chaleur pour le chauffage d'immeubles à usage principal d'habitation ou en usine exercée.

La Taxe sur la Valeur Ajoutée

Le taux de TVA en vigueur sur la consommation de produits pétroliers et de gaz naturel est le taux normal, soit 19,6 %.

Il existe cependant certaines exceptions (taux de 5,5 % sur les abonnements de gaz naturel, exonération de TVA pour la consommation de produits pétroliers par les pêcheurs, TVA de 13 % en Corse).

La Taxe Générale sur les Activités Polluantes

Les sociétés qui mettent les carburants routiers à la consommation sont soumises à la TGAP. Cette taxe est définie à l'article 266 quindecies du Code des douanes qui fixe les objectifs d'incorporation de biocarburants dans les carburants et prévoit une pénalité pour les opérateurs qui n'atteignent pas ces objectifs.

Le montant de cette taxe, proportionnel à la différence entre l'objectif fixé et le pourcentage réellement incorporé, est fortement incitatif.

Les principales mesures fiscales adoptées en 2010

Régime fiscal des biocarburants

La défiscalisation dont bénéficient les biocarburants vise à réduire le surcoût de fabrication des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile. Elle a été revue à la baisse depuis 2009 pour l'ensemble des produits jusqu'en 2011 et continue d'être appliquée en 2012 et 2013.

Les esters méthyliques d'huiles végétales, les esters méthyliques d'huiles animales et le biogazole de synthèse, continuent de bénéficier d'une réduction 8 €/hl en 2012 et 2013, comme en 2011.

Les dérivés de l'éthanol, de l'alcool éthylique d'origine agricole et les esters éthyliques d'huiles végétales continuent de bénéficier d'une réduction de 14 €/hl en 2012 et 2013, comme en 2011 (art 138 LFI 2011).

Modification de la fiscalité des Emulsions d'Eau dans le Gazole

La fiscalité des Emulsions d'Eau dans le Gazole est maintenue à 28,71 €/hl au 1er janvier 2011, appliquant ainsi le minimum communautaire de taxation (33 €/hl au lieu de 30,2 €/hl) sur la seule part du gazole contenue dans le produit (art 4-5 LFR 2010).

Mesures concernant le transport fluvial de marchandises

Les produits utilisés pour le transport fluvial de marchandises sont exonérés de TICPE (art 30 LFI 2011 art 265 bis du Code des douanes).

Mesures concernant le secteur agricole

Les agriculteurs (et l'ensemble des personnes reconnues comme telles par le code rural) utilisant le gazole sous condition d'emploi bénéficient d'un remboursement sur le montant de TICPE acquitté à hauteur de 5 €/hl, pour les volumes acquis en 2010.

Pour le gaz, une mesure identique a été prise. Le remboursement est de 1,071 € par MWh pour les volumes de gaz acquis en 2010.

Pour le fioul lourd acquis au cours de l'année 2010, la réduction de TICPE est de 1,665 €/quintal.

Ces remboursements représentent 90 % de la taxe normalement acquittée (art 76 LFR 2010).

Parts départementale et régionale de TICPE

Le montant de la fraction de TICPE accordée par l'Etat aux régions et départements est modifié pour tenir compte des consommations de carburants dans chacune de ces collectivités (art 50 LFI 2011).

Régionalisation de la TICPE

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. Seules la Corse et le Poitou-Charentes ont voté un taux nul. Les autres ont voté le maximum.

Part de TICPE régionale affectée au financement d'infrastructures de transport

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 aux carburants vendus au consommateur final sur leur territoire.

Les recettes sont exclusivement affectées au financement d'une infrastructure de transport durable, ferroviaire ou fluvial mentionnée aux articles 11 et 12 de la loi du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (art 94 LFI 2011).

Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP)

Le taux de la taxe générale sur les activités polluantes a été fixé à 1,75% en 2006, majoré de 1,75 point en 2007, de 2,25 en 2008, de 0,5 en 2009. Il est augmenté de 0,75 point en 2010. Ce taux fixé à 7 % reste inchangé en 2011 (art 266 quindecies du Code des Douanes). L'assiette de la TGAP est constituée par les volumes de carburants routiers mis à la consommation.

L'application de la TGAP biocarburants dans les départements d'outre-mer est reportée au 1er janvier 2013 (art 266 quindecies du Code des Douanes).

Les recettes fiscales en 2010

Le montant de la TICPE s'est élevé en 2010 à 23,9 milliards d'euros.

Elle a rapporté 14,2 milliards d'euros à l'État et la loi de finances pour 2011 prévoit un montant de recettes de 14,1 milliards d'euros, intégrant la perspective d'un nouveau recul des consommations des produits pétroliers.

Elle a rapporté 6 milliards d'euros aux départements et 3,7 milliards d'euros aux régions.

Les recettes de TICGN s'élèvent à 282 M€.

Enfin, le montant de TVA précompte lié à la vente des produits pétroliers en 2010 est de 8,3 milliards d'euros.

En 2010, les rentrées fiscales provenant des produits pétroliers (TICPE et TICGN) occupaient le 4^{ème} rang, derrière la TVA (127,3 milliards d'euros), l'impôt sur le revenu (47,4 milliards d'euros) et l'impôt sur les sociétés (32,9 milliards d'euros).

Part de la fiscalité dans le prix à la consommation

En 2010, la part de la fiscalité dans le prix à la consommation a diminué de - 5,1 % pour l'essence, - 5,4 % pour le gazole et - 1,9 % pour le fioul domestique, évolution contraire à l'année 2009.

De façon « mécanique », la part de fiscalité dans les prix à la consommation (constante en valeur absolue) diminue d'autant que ces prix augmentent.

En %	2004	2006	2008	2009	2010
Eurosuper (SP95)	72,0	64,0	61,1	66,5	61,4
SP 98	70,8	62,6	59,9	65,2	60,3
Gazole	63,4	55,1	50,1	59,1	53,7

Révision de la directive 2003/96 CE 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.

La principale nouveauté est l'introduction d'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.

Les objectifs de la nouvelle proposition 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 pour le carbone sur les secteurs en dehors du système d'échange de quotas d'émissions de l'union européenne (ETS), tout en évitant le chevauchement des 2 instruments sur la taxation liée au CO₂ ;
- de mettre fin à certaines exonérations ou réductions pour certains secteurs.

Une fois adoptée, la proposition sera envoyée au Parlement européen pour un avis non obligatoire et au Conseil pour l'adoption à l'unanimité.

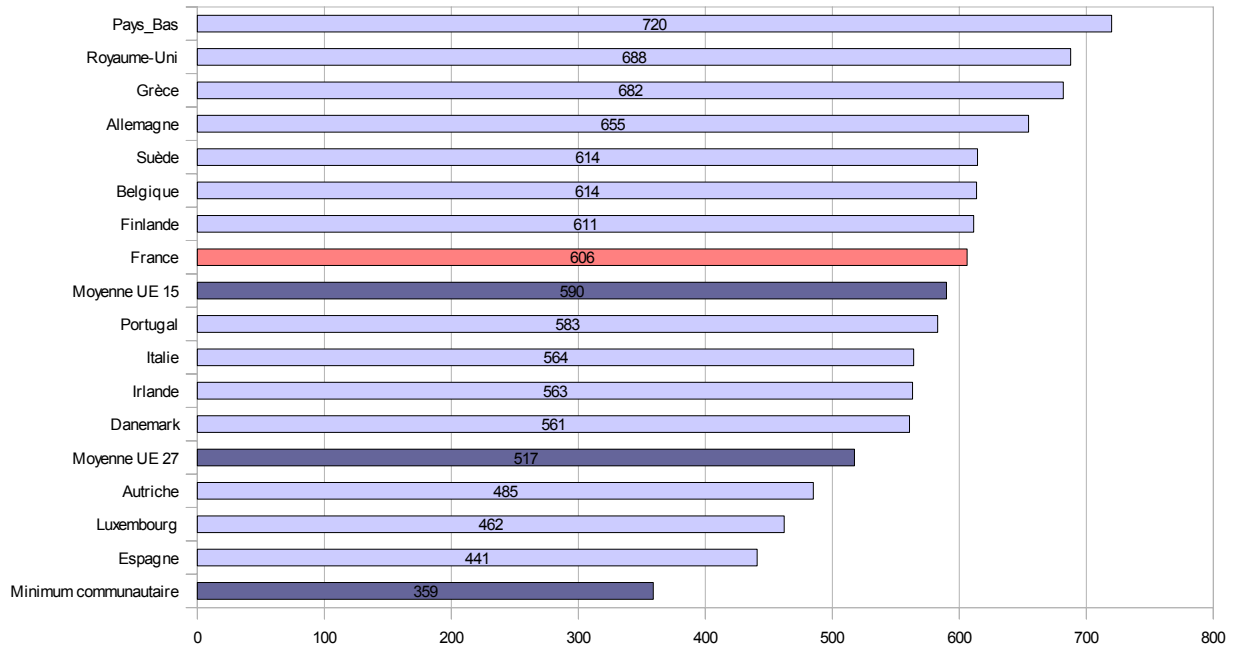
◆ *Charlotte Terracol-Hermez*

Accises en vigueur sur les carburants dans l'Union européenne

(Source : Bulletin pétrolier de la Commission Européenne)

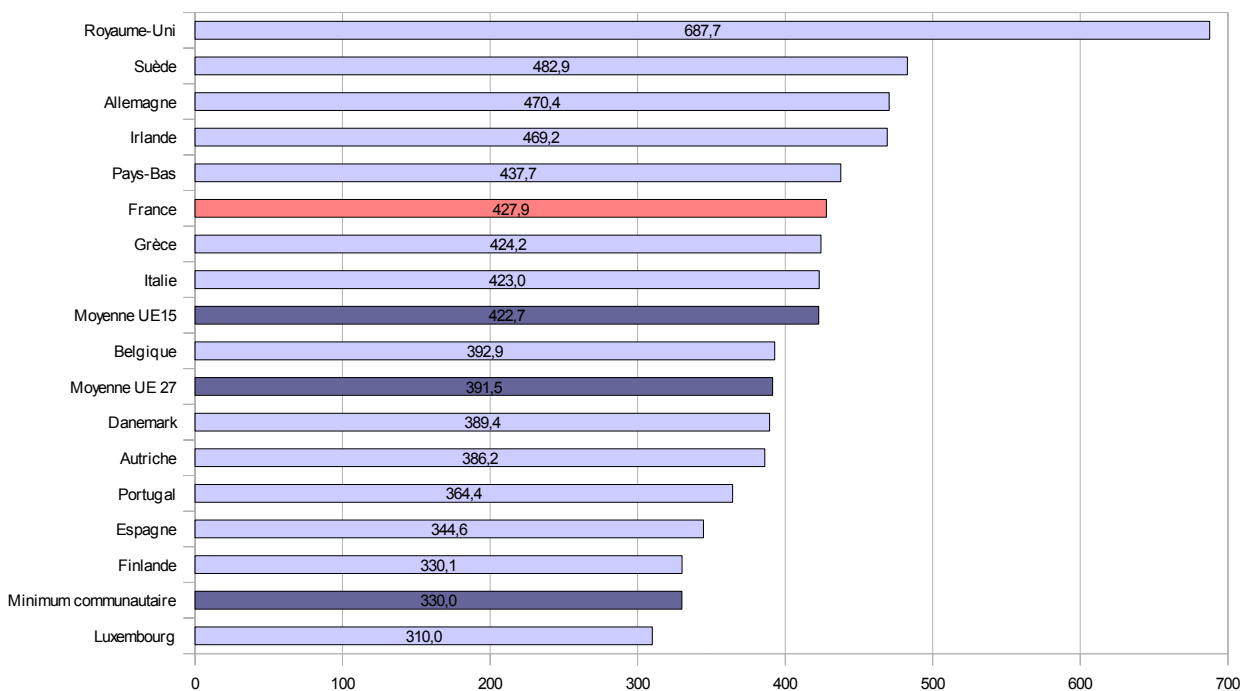
Accise sur l'essence au 31 décembre 2010

(en €/1000 l)



Accise sur le gazole au 31 décembre 2010

(en €/1000 l)



Montant des accises en France

Les montants de TICPE et de TICGN inscrits à l'article 265 du code des douanes au 1^{er} janvier 2011 sont :

	en Euros	
	Unité	Taxe Intérieure ⁽¹⁾
Superéthanol E85	hl	17,29
Super sans plomb SP95-E10	hl	60,69 ⁽²⁾
Super sans plomb	hl	60,69 ⁽²⁾
Gazole	hl	42,84 ⁽²⁾
EEG: émulsion d'eau dans le gazole(carburant)	hl	28,71
Fioul domestique	hl	5,66
Essences aviation	hl	35,90
Carburéacteur (usage avion)	hl	0,00
GPL Carburant	t	107,60
<i>GPL Carburant (3)</i>	hl	5,99
Butane	t	0,00
Propane	t	0,00
Fiouls lourds	t	18,50
Gaz naturel carburant	100 m ³	0,00
Gaz naturel combustible	MWh	1,19

1) TICPE pour les produits pétroliers et TICGN pour le gaz naturel à l'état gazeux (combustible). La taxe parafiscale perçue en faveur de l'Institut français du Pétrole (IFP) est intégrée depuis le 1^{er} janvier 2003 à la TICPE et à la TICGN.

(2) il faut tenir compte d'une réfaction de 1,77 €/hl pour le supercarburant sans plomb et de 1,15 €/hl pour le gazole, et de la part régionale votée par chaque Conseil Régional.

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

Evolution des recettes fiscales

en millions d'euros

TICPE et TICGN	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007(1)	2008(1)	2009	2010
Super plombé	1 762	1 293	943	664	282	66	0	0	0	0
Supers sans plomb	8 453	8 698	8 643	8 399	8 271	7 990	7 841	7 312	7 013	6 425
Gazole	12 294	12 988	13 549	14 737	15 038	15 450	16 302	16 408	16 419	16 546
Fioul domestique	771	855	1 049	1 052	1 064	973	863	0	0	852
Fioul lourd	59	62	65	56	51	63	0	0	0	0
Gaz naturel (TICGN)	152	155	160	168	187	194	201	242	266	282
Autres	36	66	54	55	67	104	73	113	0	97
Total	23 527	24 117	24 463	25 131	24 959	24 833	25 276	25 019	24 683	24 202
Autres taxes	194	191	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Général	23 721	24 308	24 463	25 131	24 959	24 833	25 276	25 019	24 683	24 202
TVA nette	7 361	6 488	6 814	7 726	8 092	9 301	8 610	10 252	7 683	8 270

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

(e) estimation

16 – La distribution des produits pétroliers

Une quasi-stabilité des ventes de carburants

Hausse des ventes de gazole.

Poursuite du déclin des ventes des essences. Nouveau recul du nombre de points de vente.

Légère baisse des ventes de fioul domestique.

En 2010, le total des ventes des carburants routiers a atteint 51,2 Mm³ contre 50,1 Mm³ en 2009, enregistrant une nette hausse de 1,1 Mm³. Les ventes totales de fioul domestique ont légèrement reculé, les volumes livrés s'établissant à 15,7 Mm³, en baisse de 1,9 % par rapport à 2008 (+0,3 Mm³).

Le marché des carburants routiers

Les ventes de carburants déclarées par les entrepositaires agréés¹ sont réparties en trois secteurs :

- les ventes en vrac² (incluant en particulier le réseau européen AS24) qui sont destinées essentiellement aux consommateurs possédant des flottes de véhicules ainsi qu'aux administrations ;
- les ventes au réseau de distribution par le biais des stations-service ;
- les ventes à des distributeurs non EA³. Elles sont réalisées auprès des négociants-revendeurs pour l'essentiel et alimentent aussi des stations-service libres, des magasins ou des supérettes et des petites entreprises.

De plus, les importations effectuées directement par des distributeurs non EA ont été ajoutées aux ventes totales. Elles se sont élevées à 1,66 Mm³ (source : DGDDI), en forte augmentation par rapport à 2009 (+1,16 Mm³) et ont été répertoriées en gazole (1,5 Mm³) et en SP 95 (0,16 Mm³).

¹ 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.

² Les ventes en vrac incluent en particulier les ventes effectuées par le réseau AS24, qui est un réseau européen dédié aux poids lourds mais dont l'utilisation peut être partagée exceptionnellement par les particuliers.

³ Les ventes à des distributeurs non agréés et les importations ont été réparties entre le vrac et les livraisons aux stations-service à partir du résultat 2010 du bilan de la circulation (source : compte des transports de la nation) qui fait état d'une augmentation d'environ 0,55 Mm³ de la consommation de carburants des véhicules lourds sur le territoire français.

En 2010, les ventes en acquitté⁴ d'essence ont poursuivi leur mouvement de baisse (-6,5 %) pour s'établir à 10,9 Mm³. Ces livraisons représentent 21,4 % du total contre 78,4 % pour le gazole. Le recul significatif du SP 95 (-1,5 Mm³) n'a pas été couvert entièrement par le développement du SP95-E10, commercialisé depuis le 1^{er} avril 2009 (+ 0,84 Mm³). Les ventes de superéthanol E85 ont augmenté de 10,5 % tout en se situant à un niveau marginal avec 33 466 m³) contre 30 276 m³) en 2009.

Marché des ventes totales

en Mm3	2009	2010	Variation
E85	0,03	0,03	10,5%
SP 95	8,68	7,19	-17,2%
SP 95 - E10	0,71	1,55	118,3%
Total SP 95/SP 95-E10	9,39	8,74	-6,9%
SP 98	2,27	2,16	-4,8%
Total essences	11,7	10,9	-6,5%
Gazole	38,31	40,15	4,8%
B30	0,02	0,02	2,5%
GPL_c	0,08	0,08	0,0%
Total	50,1	51,2	2,2%

La forte activité du transport routier, accompagnée d'un taux de croissance élevé de la dieselisation du parc automobile, a entraîné une croissance soutenue de 4,8 % de la consommation de gazole (1,84 Mm³) par rapport à l'année précédente pour s'établir à 40,15 Mm³.

La distribution des carburants automobiles

Les ventes en vrac

En 2010, les ventes en vrac ont enregistré une forte progression d'environ 0,6 Mm³ et ont atteint 8,5 Mm³ soit 16,7 % de la distribution totale des carburants routiers. Les livraisons de gazole, incluant les ventes de B30 pour 18 501 m³, ont représenté 99,3 % de l'approvisionnement total de ce secteur d'activité.

Les ventes dans le réseau de distribution

Les ventes de carburants commercialisées dans les stations-service se sont inscrites en nette hausse de 0,97 Mm³ (+2,3 %) à 42,64 Mm³ en 2010 par rapport à 2009. Les ventes effectuées sur le réseau autoroutier ont enregistré une nouvelle hausse de 0,2 Mm³ pour atteindre 2,8 Mm³, soit 6,6 % de l'approvisionnement total du réseau de distribution.

⁴ Produits pétroliers ayant déjà supporté la TIPP.

L'augmentation de la consommation de carburants routiers est en particulier due à la hausse de la circulation des véhicules particuliers (+1 %), portée par une croissance du parc roulant (+0,7 %) et par une modification de la structure d'âge des voitures particulières ; la prime à la casse et l'octroi d'un bonus-malus ont favorisé le remplacement de véhicules anciens peu utilisés par des véhicules neufs roulant plus.

Ventes totales dans le réseau de distribution par opérateurs et par carburants en 2010

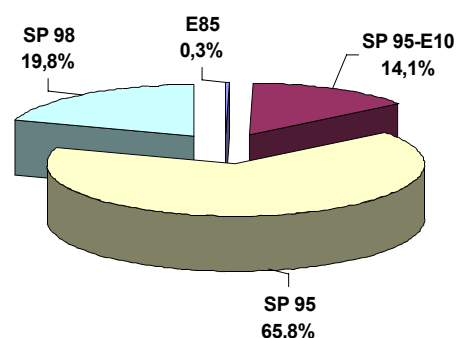
en Mm ³	Pétroliers	GMS	Autres	Total
E85	0,004	0,028	0,001	0,03
SP 95-E10	1,35	0,17	0,01	1,54
SP 95	1,28	5,54	0,32	7,14
Total SP 95/SP 95-E10	2,63	5,71	0,33	8,67
SP 98	0,87	1,19	0,08	2,1
Total essences	3,51	6,93	0,42	10,85
Gazole	12,29	18,11	1,31	31,71
GPL	0,06	0,01	0,01	0,08
Total	15,85	25,05	1,74	42,64

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

- les pétroliers regroupent les sociétés affiliées à l'Union Française des Industries Pétrolières (UFIP) ;
- les magasins de la grande et moyenne distribution ;
- les indépendants 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 distributeurs ou négociants-revendeurs qui se sont approvisionnés auprès d'un entrepositaire agréé ou en provenance directe de l'étranger.

En 2010, les ventes de carburants routiers dans les stations-service ont suivi et amplifié les tendances observées les années précédentes. Les livraisons d'essence se sont élevées à 10,85 Mm³, subissant un nouveau recul de 0,55 Mm³ (-4,8 %) et ne représentent plus que le quart (25,4 %) de l'ensemble de la distribution contre 74,4 % pour le gazole. La part du GPLc demeure faible à un niveau stable (0,55 Mm³ , soit 0,2 %).

Répartition des ventes d'essence dans le réseau de distribution en 2010

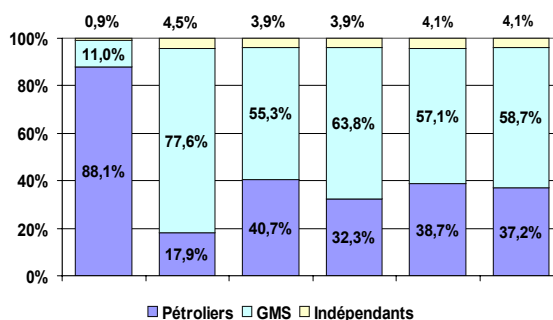


Avec 8,7 Mm³, les ventes de SP95 et de SP95-E10 ont diminué de 0,5 Mm³ (-5,4 %) tandis que celles du SP98 (2,15 Mm³) sont demeurées à un niveau quasi-stable (-0,06 Mm³). La distribution du SP95 à la pompe a représenté pratiquement les deux tiers (65,8 %) du total des essences.

Les livraisons de gazole dans les points de vente se sont élevées à 31,7 Mm³ en 2010 s'appréciant fortement 1,5 Mm³, en augmentation de 5 % par rapport à 2009.

La part des véhicules diesel est restée stable dans les immatriculations neuves (70,4 %). Cependant, le remplacement des véhicules anciens, roulant principalement à l'essence, a profité aux ventes de véhicules diesel (+3,9 %) alors que celles d'essence ont poursuivi leur déclin (-3,2 %) conduisant à un accroissement de la part des véhicules dans le parc.

Répartition des ventes de carburants par opérateurs dans les stations-service en 2010



Les parts de marché des distributeurs ont légèrement évolué cette année. Sur l'ensemble des produits, les volumes commercialisés par la grande distribution et les pétroliers ont progressé de 0,2 % représentant respectivement 58,7 % et 37,2 %. La part des opérateurs indépendants, en repli 0,5 %, a atteint 4,1 %.

Les livraisons dans les stations du SP95 – E10 ont été principalement réalisées par les pétroliers (88,1 %) au détriment de l'approvisionnement du SP95 (17,9 %).

Le réseau de distribution a poursuivi sa restructuration en 2010, entraînant une nouvelle diminution du nombre de points de vente.

Le réseau de distribution contient 12 158 stations-service à la fin de l'année 2010, soit un nouveau déclin de 175 unités. Les points de vente sous enseigne des sociétés pétrolières et des indépendants se compose de 7 298 points de vente (-202 points de vente) alors que la grande distribution totalise 4 860 stations-service, en hausse de 27 unités.

L'adaptation du réseau nécessite la modernisation des stations-service dans un contexte où les consommations de carburants progressent modérément.

Les distributeurs doivent répondre à de nombreuses difficultés dont les principales sont l'incorporation de biocarburants et le renforcement des normes réglementaires pour la protection de l'environnement.

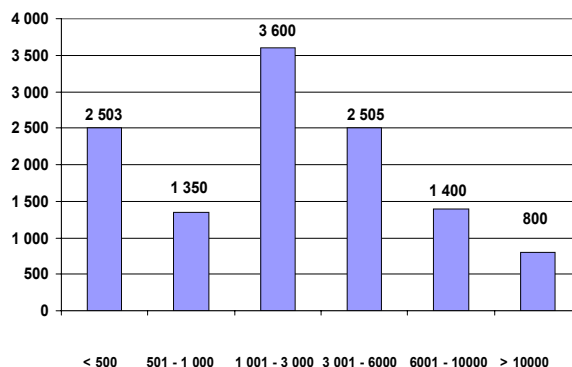
Un arrêté du 22 juin 1998 prévoyait que les réservoirs enterrés simple enveloppe, non stratifiés et non placés en fosse, devaient être remplacés ou transformés en réservoirs enterrés double enveloppe avec détection de fuite, au plus tard pour le 31 décembre 2010. Aujourd'hui, la grande majorité des stations-service a déjà réalisé les travaux nécessaires.

Cependant le gouvernement est très attentif à la situation financière des petites stations-service qui n'auraient pas encore procédé à cette amélioration de leur stockage, notamment du fait de l'attente d'une décision d'octroi d'une aide financière via le Comité Professionnel de la Distribution des Carburants (CPDC). Fin 2010, le gouvernement a donc reporté de trois ans l'échéance de cette obligation permettant la poursuite d'exploitation des stations-service concernées jusqu'au 31 décembre 2013.

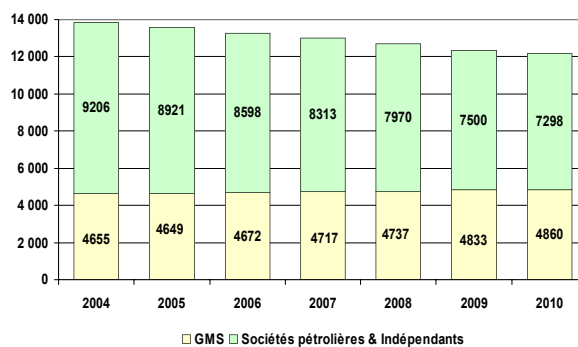
La restructuration du réseau de distribution est accompagnée par les pouvoirs publics par le biais du CPDC. Cet organisme, créé par le décret n° 91-284 du 19 mars 1991 modifié, s'adresse exclusivement aux indépendants, excluant les Majors et les grandes surfaces. Il octroie des aides individuelles aux 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.

En 2010, le CPDC a examiné 984 dossiers de demande d'aides (contre 1167 en 2009) et en a soutenu 492 (contre 577 en 2009), pour un montant global d'aides octroyées de 7,23 M€. L'aide moyenne distribuée par dossier s'est donc établie à 14 700 € (comme en 2009). La majorité des aides engagées a porté sur la mise aux normes pour la protection de l'environnement et l'aménagement des installations de distribution.

Répartition des stations-services selon les volumes vendus (en m³ par an)



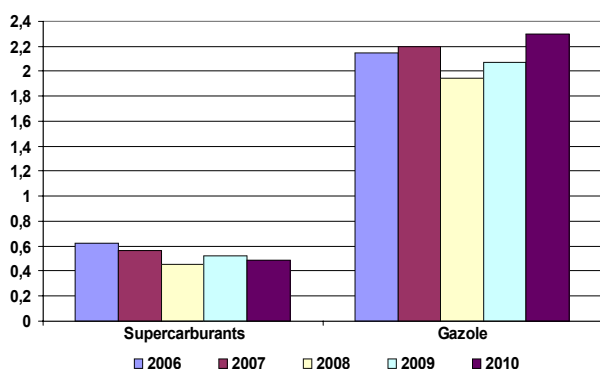
Evolution du nombre de stations services depuis 2004



La distribution de carburants sur autoroute

Les ventes sur le réseau autoroutier ont enregistré une nouvelle hausse en 2010, approchant le seuil des 3 Mm³ à 2,8 Mm³, en progression de 0,2 Mm³ (+7,3 %). A l'exception des mois de juillet et août, les ventes des carburants sont en augmentation ; Cette évolution haussière est particulièrement marquée en octobre (+39,2 %), période de très forte perturbation de l'approvisionnement des stations-service à cause des mouvements sociaux, en particulier dus aux grèves dans les raffineries françaises et dans les ports pétroliers.

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



La répartition des ventes des supercarburants sur autoroutes a fortement évolué : avec 39,2 % du total des livraisons, le SP95 précède le SP95-E10 (37,3 %) et le SP98 (23,1 %). Le nombre de stations autoroutières est demeuré stable avec 420 unités au 31 décembre 2010.

Ainsi, le débit moyen annuel des points de vente autoroutiers est en forte augmentation en 2010 avec 6 423 m³ contre 6 287 m³ en 2009.

Le marché du fioul domestique

En 2010, les ventes totales en acquitté de fioul domestique destinées au consommateur final se sont élevées à 15,7 Mm³, en légère diminution de 0,6 % (0,1 Mm³) par rapport à 2010.

Les modes de distribution

La part des sociétés pétrolières et de leurs filiales non entrepositaires agréées a atteint 43,9 % du total des ventes ; la part de la grande distribution s'est élevée à 5,7 %, tandis que celle des indépendants a représenté plus de la moitié du marché (50,4 %).

Parts de marchés des ventes de fioul domestique par groupes des distribution

	Pétroliers	GMS	Indépendants
Volumes en Mm ³	6,9	0,9	7,9
Parts de marché	43,9%	5,7%	50,4%

Avec 8,9 Mm³, plus de la moitié des ventes de fioul domestique au consommateur final sont réalisées par des négociants-revendeurs (56,7 %) qui s'approvisionnent principalement auprès des entrepositaires agréés (88,1 % du total). En revanche, les ventes directes des entrepositaires agréés sont assurées en majorité par les filiales des EA (2,5 Mm³ soit 62,8 %).

Mode de distribution du fioul domestique au consommateur final

	ventes à des distributeurs non EA		ventes directes		Total
	Volumes	% du total	Volumes	% du total	
Ventes de l'entrepositaire agréé	8 915 439	56,7%	6 813 487	43,3%	15 728 926
dont :					
effectuées par l'EA lui-même	7 856 123	88,1%	2 535 504	37,2%	10 391 627
effectuées par ses filiales non EA	1 059 316	11,9%	4 277 983	62,8%	5 337 299

Les secteurs de consommation⁵

Les ventes de fioul domestique à destination du chauffage domestique ont représenté plus de la moitié de la distribution. Les secteurs de consommation affectés au chauffage domestique, à la production agricole et à l'industrie ont constitué plus du 80 % des ventes.

En 2011, la commercialisation du gazole non routier en remplacement du fioul domestique pour les moteurs d'engins non routiers (autorisation de mise sur le marché depuis le 1er janvier 2011, obligation de commercialisation à partir du 1er mai 2011) va entraîner une baisse significative de la consommation du fioul domestique au profit du gazole non routier.

Répartition sectorielle des ventes de fioul domestique en 2010

	Volumes en Mm ³	en %
Particuliers	8,77	55,8%
Production agricole	2,13	13,5%
Industrie	1,89	12,0%
Tertiaire	0,88	5,6%
B.T.P	0,64	4,1%
Chauffagiste	0,48	3,1%
Transports	0,44	2,8%
Autres	0,33	2,0%
Administration	0,17	1,1%
Total	15,73	100,0%

◆ Lylian Cattenne

◆ Thierry Quintaine

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.

⁵ L'enquête annuelle de la distribution ne permet pas de connaître l'usage des ventes effectuées par les négociants-revendeurs. Ainsi, seules les ventes déclarées par les entrepositaires agréés par usage de consommation qui ont représenté 50 % du total des ventes ont servi au calcul des ventes par secteur de distribution.

17 – Les prix des produits pétroliers

Des prix à la consommation qui suivent l'évolution des cotations internationales

Des cotations internationales qui se sont appréciées tout au long de 2010, marquées, comme les cours du brut, par une forte volatilité.

Des prix à la consommation qui ont suivi cette évolution.

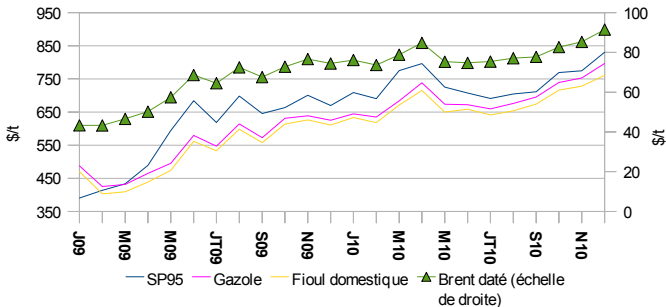
Un marché français qui reste compétitif.

L'année 2010 a été marquée par une forte hausse des cours du pétrole, résultant, notamment, d'une reprise économique plus importante qu'attendue, entraînant une rapide augmentation de la demande mondiale de pétrole.

Sur le marché de Rotterdam, les cotations des produits pétroliers, en augmentation par rapport à 2009, ont atteint des niveaux très élevés en fin d'année.

Les cotations internationales s'établissent en moyenne en 2010 à 740 \$/t pour l'essence (+28 %), à 697,1 \$/t pour le gazole (+29 %) et à 676,7 \$/t pour le FOD (+30 %).

Evolution mensuelle des cotations de produits pétroliers à Rotterdam



Exprimée en centimes d'euro par litre, l'appréciation des cotations des produits raffinés a été renforcée par le repli du cours de l'euro par rapport au dollar (-4,8 %). Le cours moyen de l'essence a augmenté de 11 c€/l (+34,2 %), s'établissant à 42,2 c€/l, celui du gazole de 12 c€/l (+35,7 %) et celui du fioul domestique de 11 c€/l (+36,3 %), atteignant respectivement 44,5 c€/l et 43,2 c€/l.

Les cotations des produits pétroliers (SP 95 ou eurosuper, gazole et fioul domestique) ont débuté avec des valeurs plus importantes que la moyenne de 2009, soit 708,6 \$/t pour le SP95, 644,3 \$/t pour le gazole et 633,3 \$/t pour le fioul domestique.

- De janvier à février, les cotations internationales des produits pétroliers ont été orientées à la baisse dans un contexte d'incertitude sur la reprise

économique et la demande, en repli de 2,5 % pour l'essence et le fioul domestique et de 1,5% pour le gazole.

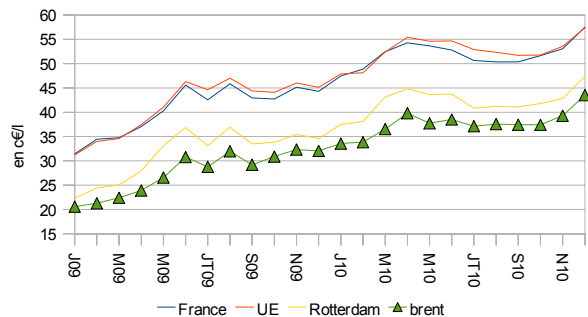
- De février à avril 2010, les cotations ont suivi une tendance haussière importante, due notamment à un niveau élevé du cours du brut poussé par une série d'indicateurs traduisant une amélioration des conditions économiques, renforcée par la baisse des stocks américains d'essence et le repli du cours de l'euro par rapport au dollar.

- En mai, dans un contexte de nouvelles inquiétudes sur l'état des économies européennes, de renforcement du dollar et de stocks américains abondants, les cotations se sont inscrites en baisse. La période de « driving season », période de forte consommation aux Etats-Unis, débouché traditionnel de l'essence produite en Europe, n'a pas eu d'impact sur les marchés européens.

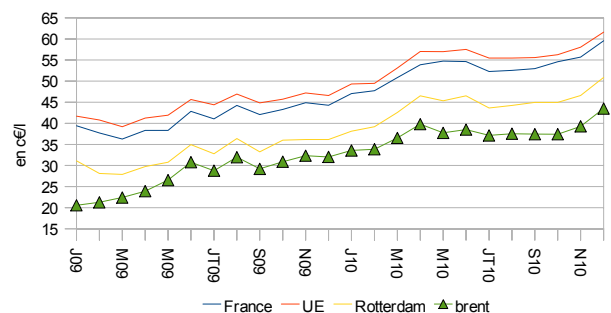
- De juin à septembre, cette incertitude persistante a favorisé la forte volatilité des marchés pétroliers.

- De septembre à la fin de l'année, la reprise économique et l'augmentation de la demande pétrolière ont poussé à la hausse les cotations qui se sont constamment appréciées, jusqu'à atteindre le 31 décembre 2010 des niveaux records depuis octobre 2008, soit 830,4 \$/t pour le SP95, 796,6 \$/t pour le gazole et 760,9 \$/t pour le fioul domestique. La vague de froid hivernale de novembre à décembre a contribué à soutenir cette tendance haussière.

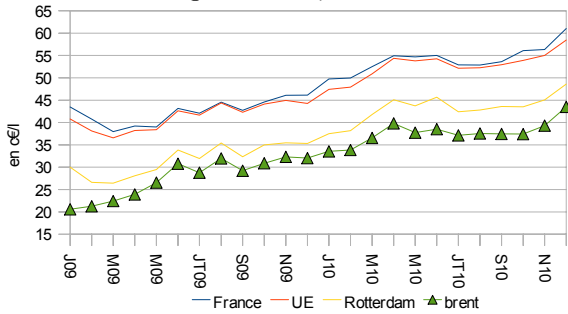
Evolution du cours du Brent daté et des prix HTT de l'eurosuper en c€/l (France/UE/Rotterdam)



Evolution du cours du Brent daté et des prix HTT du gazole en c€/l (France/UE/Rotterdam)



Evolution du cours du Brent daté et des prix HTT du fioul domestique en c€/l (France/UE/Rotterdam)



En 2010, les cotations internationales des produits raffinés ont suivi les évolutions des cours du pétrole brut. Ces corrélations ont reflété au cours de l'année, la reprise économique mais également des inquiétudes quant à cette reprise.

La marge brute de raffinage sur le Brent a atteint une valeur moyenne en 2010 de 3,72 \$/b (+36 % par rapport à 2009), de 21 €/t (+40%).

Malgré une appréciation des valeurs entre 2009 et 2010, les marges de raffinage se situent à des valeurs faibles. Ceci s'explique notamment par des excédents en essence, la demande en distillats moyens croissante, conforme à la diésélisation du parc automobile.

Cela pourrait entraîner un mouvement de restructuration de cet outil aussi bien en France qu'en Europe, amorcé par la fermeture des raffineries de Reichstett et de Dunkerque.

En France, les prix à la consommation ont suivi l'appréciation des cotations des produits raffinés.

Ils s'établissent en moyenne¹ pour 2010 à 134,6 c€/l pour l'essence SP 95 (+11,35 %), à 114,68 c€/l pour le gazole (+14,4 %) et à 71,6 c€/l pour le fioul domestique (+24,4 %).

L'année 2010 a débuté avec des prix supérieurs aux prix moyens de l'année 2009. Au 1er janvier 2010 les prix étaient respectivement de 126 c€/l pour le SP95 (+4 %), de 106 c€/l pour le gazole (+5,8 %) et de 65,7 c€/l pour le fioul domestique (+14,2 %). Ces valeurs représentent les plus faibles enregistrées en 2010 aussi bien pour le SP95 que pour les distillats moyens.

Le début de l'année 2010 a été marqué par une hausse quasi-continue des prix des carburants. De

¹ Prix moyens à la consommation calculés à partir de la moyenne des prix hebdomadaires

janvier à avril, le gazole et l'essence se sont appréciés respectivement de 7,6 % et 6,3 %. Les prix à la consommation en France ont suivi globalement l'augmentation des cotations internationales des produits raffinés. Cette hausse n'a eu aucune incidence sur la consommation des carburants qui a progressé de février à avril.

Après cette appréciation continue, les prix ont suivi la tendance baissière des cotations internationales en corrélation avec la dépréciation du cours du brut, accentué par un repli de l'euro par rapport au cours du dollar.

À partir du mois d'août, les prix ont augmenté de façon continue, phénomène accru par la volatilité des cours du brut et des cotations internationales.

Les mouvements sociaux de septembre-octobre, ayant affecté en premier lieu le secteur portuaire, puis l'activité du raffinage et celle de la distribution pétrolière, ont généré une légère augmentation des prix du 1^{er} au 31 octobre 2010 (environ 4 c€/l). Cela s'explique, notamment, par la hausse des coûts de transport et de distribution causée par la perturbation de la distribution pétrolière (de 2 à 4 c€/l).

La vague de froid hivernale, l'augmentation du cours du Brent daté et des cotations internationales ont amplifié l'appréciation des prix en novembre et décembre. Le 31 décembre 2010, les prix de l'eurosuper et du gazole ont atteint des niveaux records depuis octobre 2008, respectivement de 143,3 c€/l et de 124,7 c€/l, le fioul domestique atteignant 81,3 c€/l.

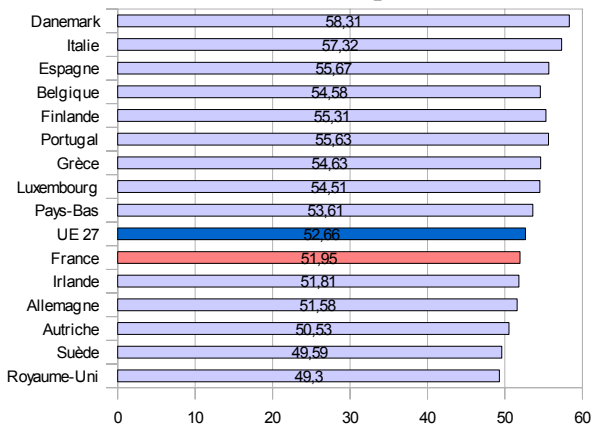
Concernant les moyennes annuelles des consommations, le fioul domestique et l'essence ont connu une baisse par rapport à 2009, respectivement de 5 % et 3 %. Seul le gazole a vu sa consommation augmenter de 3 %.

Le budget « carburant » des ménages rebondit en 2010 (+14 %) à 990 €/ménage, du fait de la forte hausse du prix des carburants et bien que les voitures soient en moyenne un peu plus économes. Cette dépense moyenne en carburant des ménages a culminé en 2008 à 1052 €/ménage puis elle a diminué à 870 € en 2009² avec la chute des prix du pétrole et des carburants.

² Cette dépense moyenne en carburant des ménages, issue d'un panel d'automobilistes, a été révisée à la baisse en prenant en compte des ménages qui utilisent très peu leur voiture dans l'année.

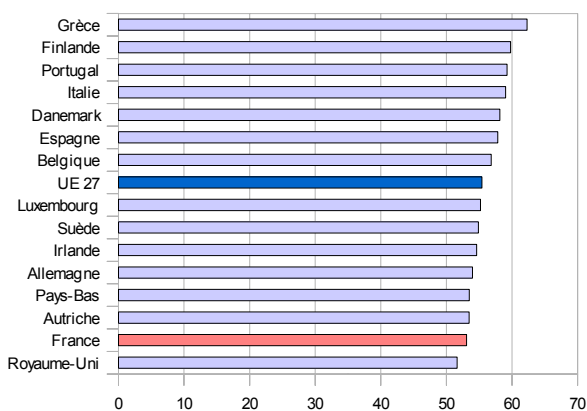
Les prix HTT des carburants en France sont demeurés à un niveau inférieur à la moyenne communautaire (UE 27) de 2,4 c€/l pour le gazole et de 0,8 c€/l pour l'essence SP 95. En revanche, le prix moyen du fioul domestique est supérieur de 1,35 c€/l à la moyenne de l'UE.

Prix H.T.T de l'eurosuper en c€/l



La France occupe le second rang sur le gazole derrière le Royaume-Uni où l'on observe les prix les plus bas en Europe sur les carburants, et le sixième rang sur l'eurosuper (contre le quatrième en 2009).

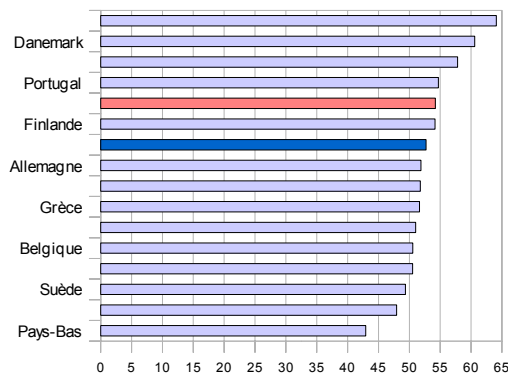
Prix H.T.T du gazole en c€/l



Les prix TTC en France se sont révélés inférieurs à la moyenne communautaire (UE 27) pour le gazole (-2,5 c€/l), qui représente 78 % des carburants routiers, et pour le fioul domestique (-2,1 c€/l) ; en revanche, ils sont supérieurs de 1,3 c€/l pour le supercarburant sans plomb.

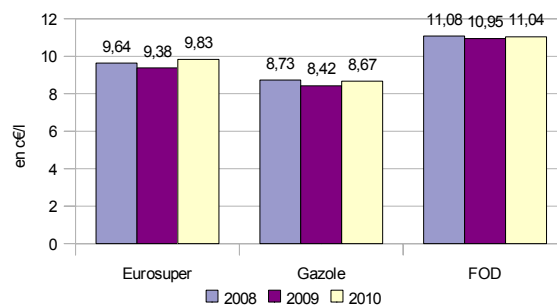
Parmi les pays limitrophes de la France, le Luxembourg et l'Espagne pratiquent par le biais de la taxation une politique de prix inférieure sur l'ensemble des prix des produits pétroliers. Le coût du fioul domestique en Belgique et en Allemagne est plus faible qu'en France. En revanche, les prix à la consommation du gazole et de l'eurosuper en Allemagne, en Belgique et en Italie se situent à un niveau supérieur à la moyenne française.

Prix H.T.T du fioul domestique en c€/l

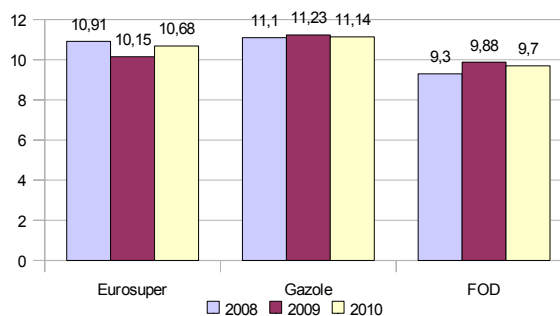


En France et dans l'UE, les marges de transport-distribution³ sont en légère augmentation par rapport à 2009 pour le SP95, le gazole et le fioul domestique (FOD). En revanche, les marges des distillats (gazole et FOD) diminuent légèrement dans l'UE.

Evolution des marges moyennes de transport et de distribution en France



Evolution des marges moyennes de transport et de distribution dans l'Union Européenne



Contexte international de l'année 2011

L'instabilité politique affectant certains pays d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient au début de l'année 2011 a amplifié la hausse des cours du pétrole brut et des cotations internationales. Le prix à la consommation de l'essence a dépassé le record de 2008. Les prix des distillats ont poursuivi leur tendance haussière sans atteindre les niveaux records de 2008.

◆ Charlotte Terracol-Hermez

³ Les marges brutes de transport-distribution résultent de la différence entre le prix HTT et le cours du produit à Rotterdam.

Prix de vente moyens des carburants et des combustibles en France en 2010

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	50	52	55	57	57	56	54	53	53	54	56	60
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	48	48	52	55	55	55	53	52	52	52	54	58
Gazole	c€/l	47	48	51	54	55	55	52	53	53	55	56	60
GPL carburant	c€/l	52	53	53	53	54	54	57	58	57	58	57	61
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	50	50	52	55	55	55	53	53	54	56	56	61
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	46	47	49	52	51	52	49	49	50	53	53	58
Fioul lourd TBTS	€/t	370	371	381	413	402	402	399	400	389	379	392	417

Source DGEC

Prix de vente TTC des produits (HTVA pour les fiouls lourds) (moyennes mensuelles)													
Produits	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Jui.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 98	c€/l	133	134	139	141	140	139	137	136	136	138	139	145
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	129	131	135	137	137	136	133	133	133	134	136	141
Gazole	c€/l	107	108	112	116	117	117	114	114	115	116	118	122
GPL carburant	c€/l	70	70	71	71	72	72	75	76	75	77	76	80
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	66	67	70	72	72	73	70	70	71	74	74	80
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	62	63	66	69	68	69	66	66	67	70	70	76
Fioul lourd TBTS	€/t	388	389	400	431	421	420	417	419	407	398	411	436

Source DGEC

Prix de vente moyens des carburants et des combustibles dans l'Union Européenne (27) en 2010

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	48	48	52	55	55	55	53	52	52	52	54	58
Gazole	c€/l	49	49	53	57	57	58	55	55	56	56	58	62
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	47	48	51	54	54	54	52	52	53	54	55	59
Fioul lourd <=1% (BTS)	€/t	375	381	397	423	422	420	419	422	414	406	413	439

Source : Bulletin Pétrolier

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	125	126	132	136	136	136	134	134	133	133	135	140
Gazole	c€/l	109	109	114	119	119	120	118	118	118	119	121	126
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	66	67	70	75	75	77	75	75	76	75	76	80
Fioul lourd <=1% (BTS)	€/t	424	431	448	476	476	474	474	476	469	460	469	495

Source : Bulletin Pétrolier

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.

◆ *Claudie Guerrault*

18 – Les prix du gaz au consommateur final

Des prix essentiellement déterminés par ceux des produits pétroliers

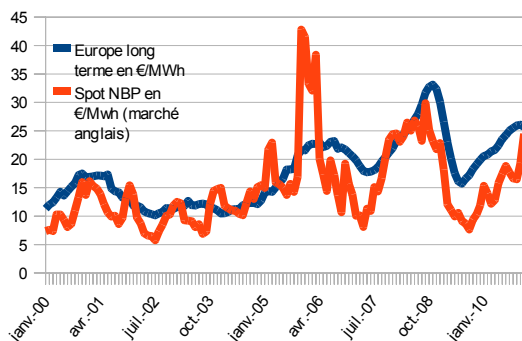
Différents systèmes de prix de vente au consommateur final coexistent. Leurs évolutions dépendent principalement de celles des prix du pétrole.

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 sur la base de contrats à long terme.

Les contrats à long terme sont indispensables en termes de sécurité d'approvisionnement, alors que GDF Suez importe 95 % de son gaz naturel. Ils sont indexés sur des paniers de produits pétroliers historiquement en raison du fait que ces produits étaient les principaux concurrents du gaz naturel. Cette indexation donne de la visibilité aux consommateurs envisageant de substituer le gaz naturel à une autre source d'énergie. Elle s'accompagne d'un lissage qui protège les consommateurs de la volatilité des prix.

Parallèlement à ces contrats à long terme, un marché de court terme dit « spot » apporte une certaine flexibilité dans l'approvisionnement gazier. Ce marché qui sert aujourd'hui essentiellement de marché d'ajustement connaît une décorrélation avec les prix à long terme. Les prix spot étaient conjoncturellement plus faibles en 2010 que les prix indexés pétrole (cf. graphique ci-dessous).



En 2010, à la demande du gouvernement, GDF Suez a renégocié certains de ses contrats d'approvisionnement à long terme en incluant, dans les formules des prix une part d'indexation spot.

Les fournisseurs de gaz naturel

Il y a actuellement 125 fournisseurs (historiques et alternatifs confondus) autorisés à vendre du gaz à

des clients finals en France, dont 36 à des clients résidentiels.

Leur liste est disponible sur le site Internet du ministère :

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Liste-des-fournisseurs-autorises.html>

Les tarifs réglementés sont proposés par les fournisseurs historiques, au nombre de 24 : GDF Suez, TEGAZ et 22 entreprises locales de distribution (ELD). Ils 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 (ELD)

22 ELD, réparties sur tout le territoire français fournissent du gaz aux consommateurs finals sur leurs zones de desserte. Ces ELD proposent chacune leurs propres tarifs réglementés en distribution publique, fonction de leurs propres coûts.

Localisation des ELD



Les différents prix du gaz

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.

La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité 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.

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.

Fin 2010, les offres de marché représentaient :

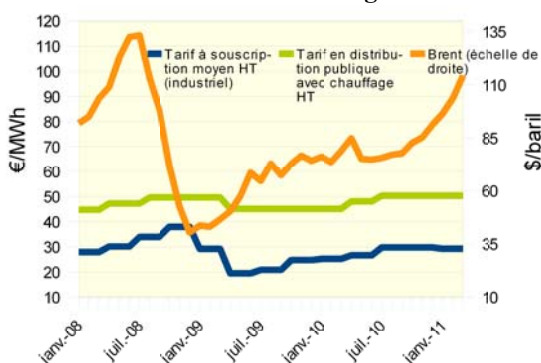
- 12 % des volumes consommés par les clients résidentiels ;
- 72 % des volumes consommés par les clients non résidentiels.

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.

Évolutions comparées des prix du pétrole et des tarifs du gaz



Les tarifs en distribution publique concernent en principe les petits clients, professionnels et résidentiels, raccordés au réseau de distribution consommant moins de 5 GWh par an. Les fournisseurs historiques qui proposent des tarifs en distribution publique sont GDF Suez et 22 Entreprises Locales de Distribution (ELD) sur leurs zones de desserte (CF carte p.1).

Les tarifs en distribution publique évoluent principalement par rapport aux cours des produits pétroliers, de façon différée et lissée selon des formules reflétant les coûts. Le principe du lissage est protecteur du 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 a fait l'objet d'un arrêté en date du 21 décembre 2009. Les variations appliquées sur les tarifs de cet opérateur en 2010 résultant de ses coûts d'approvisionnement ont donc été calculées en toute transparence.

La formule d'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF Suez appliquée en 2010 :

$$\Delta m = \Delta FOD\text{€}/t * 0,01988 + \Delta FOL\text{€}/t * 0,02652 + \Delta BRENT\text{€}/bl * 0,06206 + \Delta EURUSD * 1,3107$$

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 ;

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

À la suite de la renégociation des contrats d'approvisionnement de GDF Suez évoquée plus haut, le prix du marché spot du gaz naturel, a été pris en compte à hauteur de 9,4 % des coûts d'approvisionnement de GDF Suez. La formule en résultant a donné lieu à un arrêté du 9 décembre 2010 pour une application en 2011.

Les tarifs à souscription s'appliquent en principe aux gros clients : clients raccordés au réseau de transport et clients raccordés au réseau de distribution consommant plus de 5 GWh par an.

Les tarifs à souscription évoluent tous les trimestres, selon une formule réactive qui suit de près le cours des produits pétroliers. Ils offrent ainsi une grande visibilité aux clients industriels sur leur approvisionnement.

Comment sont fixés les tarifs réglementés ?

Le dispositif réglementaire institué par décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 et qui concernait fin 2010 GDF Suez et 14 ELD, prévoit que les tarifs propres à chaque fournisseur peuvent évoluer à leur initiative pour retranscrire la variation de leurs coûts d'approvisionnement, selon des formules établies, 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 prix de marché

Les prix de marché sont librement négociés par les fournisseurs et leurs clients, qui construisent leurs offres en fonction de leurs stratégies commerciales.

◆ *Vartouhie CESARI*



DICOM-GECC/CE/11010 - juin 2011 - imprimé sur des papiers sur de forêts gérées durablement, avec des encres végétales - illustration S. Gigney

www.developpement-durable.gouv.fr

www.industrie.gouv.fr