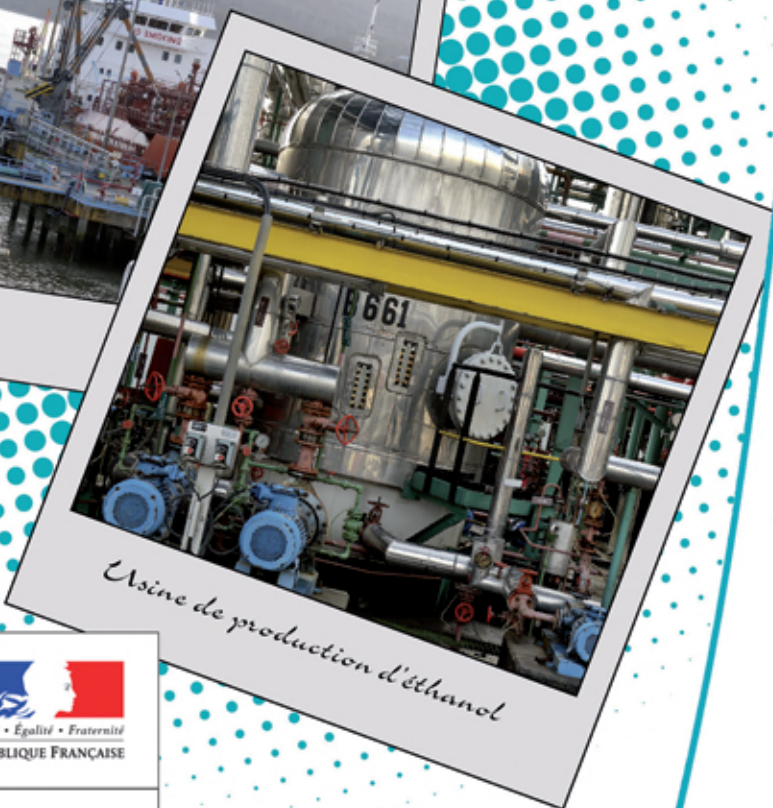


# Rapport sur l'industrie pétrolière et gazière en 2009

Édition 2010



*Usine de production d'éthanol*

Ressources, territoires, habitats et logement  
Énergie et climat Développement durable  
Prévention des risques Infrastructures, transports et mer

**Présent  
pour  
l'avenir**



Ministère de l'Écologie, de l'Énergie,  
du Développement durable et de la Mer  
en charge des Technologies vertes et des Négociations sur le climat

# 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 gaz

**4** L'exploration et la production en France

**5** L'industrie pétrolière et 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** Les infrastructures gazières

**12** Le stockage des produits pétroliers

**13** La consommation de produits pétroliers et gaziers

**14** La fiscalité des hydrocarbures

**15** Les prix du gaz au consommateur final

**16** Les prix des produits pétroliers

**17** La distribution des produits pétroliers

# 1 – Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux

Dans un contexte de crise économique mondiale, les cours du pétrole et du gaz ont affiché en 2009, un net recul par rapport à l'année 2008.

L'année 2009 a été avant tout marquée par une crise économique sévère, qui a fortement impacté les marchés de matières premières.

Après leur chute rapide de la fin 2008 et un premier semestre marqué par la remontée des prix, les cours du pétrole ont retrouvé à partir de mi-2009 un niveau de 60-80 \$ par baril, et l'on a pu observer une certaine forme de stabilisation des cours dans cette fourchette.

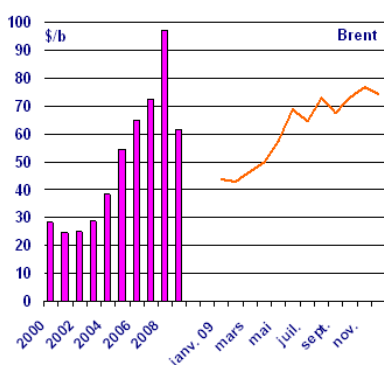
Concernant le gaz, on a pu assister – à la fois sur les marchés spot (américains, européens) et dans le cadre des contrats long terme – à de fortes baisses de prix. La caractéristique principale de l'année 2009 réside cependant dans une déconnexion de plus en plus marquée entre les prix spot et les prix des contrats long terme, qui à terme pourrait remettre en cause les principes d'indexation actuellement en vigueur.

## Pétrole

Après un début d'année marqué par une certaine volatilité, les prix se sont stabilisés dans une fourchette 60-80 \$/baril

Avec une moyenne de 62 dollars par baril (\$/b) en 2009 pour le Brent ICE, les cours du brut sont en net recul (- 36 %) par rapport à ceux de 2008 (97 \$/b), retrouvant sensiblement leur niveau de 2006 (65 \$/b).

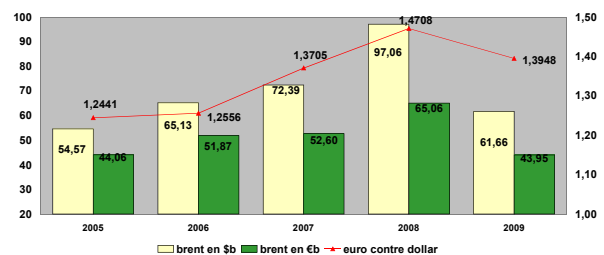
Evolution du Brent et moyennes mensuelles 2009



Source : IFP

Après les fortes variations observées en 2008, l'année 2009 a de nouveau été marquée par une importante volatilité des prix du pétrole. Le point le plus bas (39 \$/b) a été atteint en février, et le point le plus haut (79 \$/b) en octobre et en décembre. Après un premier semestre marqué par la remontée des prix, les cours ont eu tendance à se stabiliser à l'intérieur d'une fourchette 60-80 \$/b.

Exprimé en euros, le prix moyen du Brent s'établit à 44 €/b cette année, en baisse de 32 % par rapport à 2008. Il a atteint son minimum en janvier (30 €/b), avant de se stabiliser sur le deuxième semestre aux environs de 50 €/b. La remontée du cours de l'euro par rapport au dollar a contribué à stabiliser les prix en euros.



Source : DGEC

L'année a été dominée par la crise économique qui a contraint les marchés pétroliers à trouver un nouvel équilibre.

L'effondrement de la croissance mondiale, qui devrait finalement s'établir en 2009 aux environs de - 1 % alors qu'elle s'était maintenue entre 3 et 5 % par an depuis la fin des années 1990, a entraîné une forte baisse de la demande de pétrole (84,9 Mb/j en 2009, contre 86,2 Mb/j en 2008 et 86,5 Mb/j en 2007). Cet épisode clôt ainsi plus de 25 ans de croissance ininterrompue de la demande de pétrole, à un rythme moyen de + 1,6 %/an.

La décision de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en décembre 2008 de réduire sa production a permis un ajustement de l'offre. La production de brut OPEP est ainsi passée de 31,5 Mb/j en septembre 2008 à 29 Mb/j en décembre 2009. En revanche, la production des pays non OPEP a légèrement progressé entre 2008 et 2009, de 50,7 à 51,5 Mb/j, notamment dans les pays de la Communauté des États Indépendants

(CEI). Au total, la production mondiale est ainsi passée de 86,4 Mb/j en 2008 à 84,7 Mb/j en 2009.

### **A court et moyen terme, les capacités de production sont suffisantes**

La baisse de la production mondiale a conduit à une augmentation de la capacité de production non utilisée, qui dépasse désormais les 6 Mb/j selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE). On estime que 4 à 5 Mb/j pourraient être mis en production rapidement, un niveau qui n'avait pas été atteint depuis le début des années 2000. Il s'agit d'un amortisseur intéressant en cas de variation brutale de la demande ou de problème d'approvisionnement, qui devrait avoir un effet stabilisateur sur les prix.

Par ailleurs, le niveau des stocks détenus par l'industrie dans les pays de l'OCDE est resté élevé en 2009, à 2750 millions de barils en moyenne, contre 2630 en 2008. Cette hausse (+ 4,6 %) s'accompagne d'une diminution de la demande, de sorte que la couverture de stocks est en nette progression : elle a été régulièrement supérieure à 60 jours cette année, alors que son niveau habituel est plutôt de 53 jours. Une légère décrue semble toutefois se dessiner depuis la fin d'année 2009.

### **Dans ce contexte, plusieurs facteurs ont contribué au rebond des prix observés depuis février 2009 :**

- les signes de reprise économique : le redressement des exportations asiatiques, la progression des marchés financiers, le relèvement des prévisions de croissance mondiale (désormais estimée à 3,9 % par le FMI pour 2010) sont quelques indices permettant d'espérer une crise moins longue et moins sévère que prévue ;
- la baisse du dollar, qui favorise la remontée des cours depuis février 2009, notamment en induisant des stratégies d'investissement dans les matières premières à titre de couverture contre l'inflation ;
- les anticipations de tensions à moyen-long terme sur le marché du pétrole, qui influencent les prix actuels via les contrats à terme.

En effet, si les dernières prévisions de l'AIE permettent d'envisager, au niveau mondial, le maintien d'une capacité de production excédentaire supérieure à 4Mb/j au moins jusqu'en 2014, l'après 2015 est en revanche plus incertain, et dépend des investissements qui seront réalisés dans les mois qui viennent. Or, en 2009, sous l'effet de la baisse des prix, de la crise économique et des surcapacités actuelles, l'AIE estime la baisse des investissements dans l'amont pétrolier et gazier à 19 % en valeur monétaire.

A plus long terme, l'AIE présente deux scénarios dans son *World Energy Outlook 2009* : un scénario tendanciel, qui prévoit une demande de pétrole de 105 Mb/j en 2030, et un scénario « climatique », compatible avec une hausse de 2 °C de la température terrestre, qui prévoit une demande de 88 Mb/j. Dans les deux cas, les investissements à consentir sont considérables<sup>1</sup>, car la production des champs exploités actuellement va décroître (l'AIE chiffre à 6,7 % le déclin annuel de la production des champs ayant dépassé leur pic de production). Dans ces conditions, certains pétroliers estiment qu'un phénomène de rareté pourrait se faire sentir bien avant 2030.

### **Au-delà des fondamentaux du marché (réels ou anticipés) les travaux menés sur la formation des prix ont permis de mettre en évidence l'influence vraisemblable de nouvelles catégories d'acteurs financiers.**

Au cours des derniers mois, les prix du pétrole ont parfois semblé déconnectés des fondamentaux (équilibre offre/demande et prévisions d'évolution). Les travaux menés sur les prix du pétrole montrent que, face à la crise économique et financière et à la volatilité du dollar, les matières premières en général, et le pétrole en particulier, ont servi de valeurs refuges et ont drainé des fonds traditionnellement dévolus aux valeurs monétaires.

Les marchés financiers dérivés du pétrole ont ainsi vu arriver en nombre de nouveaux investisseurs, qui ont utilisé les matières premières comme un moyen de diversifier leur portefeuille. Ceux-ci affichent un comportement caractérisé par un certain mimétisme et une attitude globalement acheteuse quelle que soit la situation du marché, ce qui a pu engendrer une amplification de certaines variations de prix, dans des proportions non justifiées par les fondamentaux.

<sup>1</sup> 11000 milliards de dollars dans le scénario de référence, 20 % de moins dans le scénario « climatique ».

Le sujet fait l'objet de discussions au niveau international, notamment dans le cadre du Forum international de l'énergie (FIE). A ce jour, il n'existe toutefois pas de consensus sur les parades à adopter pour maîtriser la volatilité des cours.

## Gaz naturel

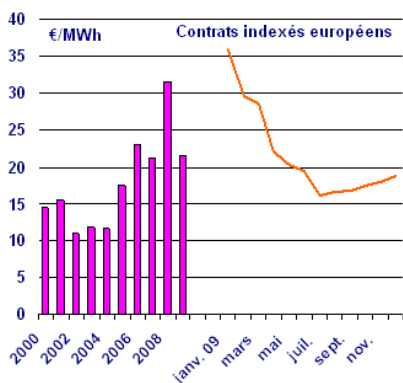
### Baisse des prix et forte divergence entre les prix spot et les prix des contrats long terme en Europe.

€/MWh	2008	2009	+/- %
Europe, contrats long terme	31,5	21,6	- 31,5
NBP UK	24,9	11,8	- 52,8
Henry Hub	20,3	9,7	- 52,2
Brent (\$/b)	97,2	61,7	- 36,6
1€ = \$	1,47	1,39	- 5,3

Source : IFP

### En Europe, le prix du gaz dans le cadre des contrats long terme a baissé de 31%.

Les prix long terme européens, majoritairement indexés sur le prix des produits pétroliers<sup>2</sup>, ont connu une première phase de forte baisse entre janvier et juillet 2009 (de 36 à 16 €/MWh) liée à l'évolution du contexte pétrolier. Avec la remontée des cours du pétrole, ils sont depuis orientés à la hausse, gagnant 2 €/MWh au cours des six derniers mois de 2009. Le prix moyen annuel s'établit à 21,6 €/MWh (8,7 \$/MBtu), retrouvant des valeurs proches des années 2006 (23 €/MWh) ou 2007 (21 €/MWh). En retenant l'hypothèse d'une hausse du prix du brut en 2010 à 80 \$/b, le prix long terme pourrait progressivement remonter pour s'établir en moyenne entre 23 et 26 €/MWh en 2010. Cette anticipation se base sur un taux de l'Euro entre 1,3 et 1,5 \$.

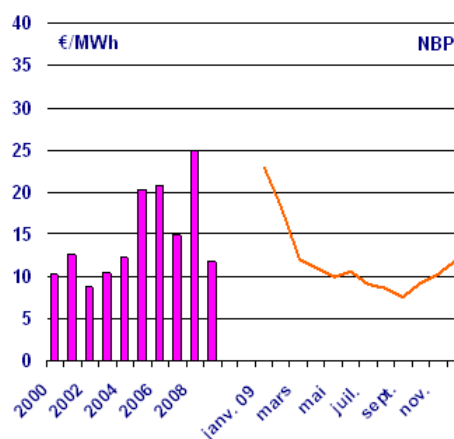


Source : IFP

<sup>2</sup> moyenne glissante sur 6 mois, en général

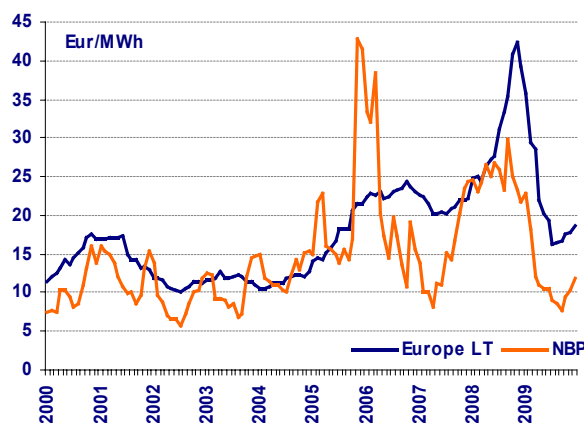
### Sur le marché anglais (NBP), des cours en chute libre : - 53 % par rapport à 2008

Le prix anglais (NBP) a fortement réagi à la baisse de la demande gazière passant de 22,8 €/MWh en janvier 2009 à 10 €/MWh en mars. Il s'établit en moyenne annuelle à 11,8 €/MWh, en recul de 53 % par rapport à 2008. Il se situe dans la zone de prix qui prévalait entre 2000 et 2004 comprise entre 9 et 15 €/MWh.



Source : IFP

Les prix sur les autres places de marché européennes (Zeebrugge, TTF, etc.) suivent les mêmes tendances. On constate ainsi un phénomène de déconnexion croissante entre les prix des contrats long terme européens (qui restent élevés du fait du niveau des prix du pétrole) et les prix spot, tirés vers le bas par l'abondance de gaz.



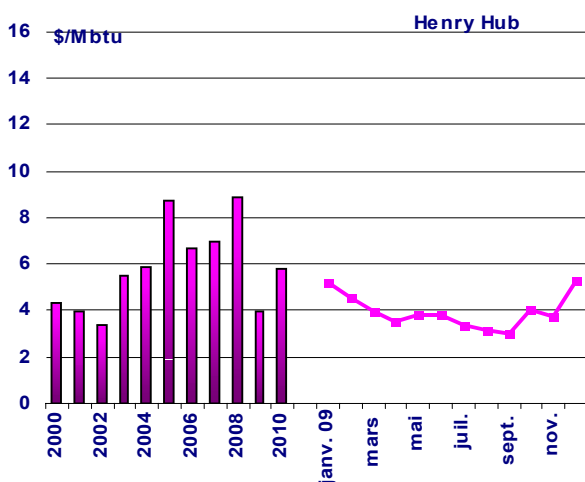
Source : IFP

### Sur le marché américain (Henry Hub) : chute de 55 % sur l'année.

La crise économique a eu également un impact fort sur la demande américaine du secteur industriel (- 8 %), même si globalement le recul de



la demande totale est estimée à seulement 1,5 % compte tenu de la relative stabilité de la consommation dans les autres secteurs (résidentiel, production d'électricité). Dans le même temps, le développement des gaz non conventionnels a favorisé une offre abondante sur le marché américain, compensant le recul des importations canadiennes et limitant le recours aux achats GNL (12 milliards de m<sup>3</sup> en 2009 contre 20 en 2007 et 8 en 2008). Dans ce contexte, le prix Henry Hub a été divisé par deux pour retrouver, à 3,9 \$/MBtu (9,7 €/MWh), son niveau du début des années 2000.



Source : IFP

Ainsi, comme sur les marchés européens, le prix Henry Hub a fortement décroché des prix du pétrole en 2009 – et en particulier du fioul lourd.

## De nouvelles références ?

La crise aura donc fortement bousculé le lien entre prix du pétrole et prix du gaz.

Cette déconnexion croissante pèse sur la compétitivité des contrats long terme indexés sur les prix du pétrole. Plusieurs grands acheteurs européens ont déjà fait part de leur souhait de renégocier les clauses de leurs contrats long terme, à la fois en terme de volumes et de formule de prix, afin d'introduire une part d'indexation sur les prix spot.

On peut en outre noter deux grandes tendances :

- une influence croissante des prix du charbon sur le prix NBP depuis septembre 2008. Le NBP évolue en effet autour du prix maximum qui assure des coûts de production de l'électricité identiques par rapport à une centrale charbon ;
- une convergence depuis avril 2009 entre le prix américain et le prix anglais, avec une prime en général positive pour le NBP (0 à 1 \$/MBtu soit 0 à 2,3 €/MWh). Il s'agit d'une tendance nouvelle alors que par le passé les écarts étaient à la fois plus erratiques et plus élevés (-6 à 6 \$/MBtu). Cette tendance s'explique en particulier par les possibilités d'arbitrage GNL entre les marchés américain et britannique. La pérennité de ce lien fait débat, les volumes de GNL importés par les Etats-Unis ayant vocation à rester faibles.

■ *Nathalie Alba-Saunal*  
 ■ *Julien Tognola*

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

Retour de capacités excédentaires et poursuite du développement du gaz non conventionnel

**L'année 2009 a été marquée par une baisse inédite de la production mondiale d'hydrocarbures, dans un contexte de crise économique et de baisse de la demande.**

**La poursuite du développement des gaz non conventionnels et l'ouverture de l'amont pétrolier irakien constituent sans doute les principaux faits marquants de l'exploration-production dans le monde l'an dernier.**

### La production pétrolière

**Dans un contexte de baisse de la demande, la production de pétrole s'est ajustée en conséquence, passant de 86,5 millions de barils par jour (Mb/j) en 2008 à 84,9 Mb/j en 2009.**

Ce sont principalement les pays de l'OPEP qui ont absorbé cette baisse, en réduisant leur production de plus de 2 Mb/j.

Le reste du monde voit au contraire sa production progresser de 0,75Mb/j, mais les situations sont en réalité hétérogènes.

#### Evolution de la production mondiale en 2009

	Production 2008 (Mb/j)	Production 2009 (Mb/j)	Evolution (kb/j)
Non-OPEP	50,7	51,5	+747
Amérique du nord	13,9	14,3	+224
Amérique latine	4,1	4,3	+205
Europe	4,8	4,6	-237
Afrique	2,6	2,6	-45
Moyen-Orient	1,6	1,7	+39
CEI	12,8	13,3	+459
Asie	7,5	7,4	-37
Biocarburants	0,4	0,4	+98
OPEP	35,6	33,4	-2250
Brut	31,2	28,7	-2500
Condensats	4,4	4,7	+253
TOTAL	86,4	84,9	-1600

Source: AIE

Plusieurs pays non-OPEP ont connu des évolutions très positives :

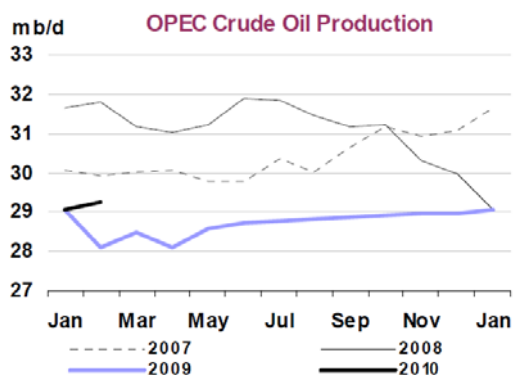
- les Etats-Unis ont connu une augmentation très significative de leur production (8,1Mb/j, + 550 kb/j) avec la mise en production de nouveaux champs dans le golfe du Mexique, et du fait de l'absence de perturbations majeures liées aux ouragans cette année ;
- la Russie (10,2 Mb/j, + 200 kb/j) a vu sa production progresser, notamment grâce à la rapide montée en puissance du champ de Vankor au deuxième semestre (130 kb/j) ;
- en Azerbaïdjan (1,1 Mb/j, + 150 kb/j), la production a augmenté sensiblement après les problèmes techniques rencontrés en 2008 ; le Kazakhstan a également connu une progression sensible, à 1,6 Mb/j (+ 150 kb/j) ;
- le Brésil (2,5 Mb/j, + 120 kb/j) fait partie des pays dont la production croît le plus. Cette tendance devrait se poursuivre dans les années à venir, avec la montée en puissance des champs pré-salins.

Les principales baisses (hors OPEP) ont en revanche concerné :

- le Royaume-Uni (1,5 Mb/j, - 100 kb/j). Pour tenter de limiter le déclin, le gouvernement a annoncé de nouvelles incitations fiscales pour développer le plateau continental, en particulier à l'ouest des Shetlands ;
- la Norvège (2,4 Mb/j, - 80 kb/j) ;
- le Mexique (3 Mb/j, - 200 kb/j), qui souffre toujours du déclin de ses champs matures, en particulier celui de Cantarell. Le gouvernement mexicain a annoncé le maintien des investissements 2010 au niveau de 2009 (soit 15,2 mds\$).

Du côté de l'OPEP, les nouveaux objectifs de production définis en décembre 2008<sup>1</sup> ont entraîné un fort recul de la production de brut (28,7 Mb/j, soit - 2,5 Mb/j), tandis que la production de condensats poursuivait sa progression (+ 0,25 Mb/j).

<sup>1</sup> 24,845 Mb/j pour les 11 pays soumis à quotas.



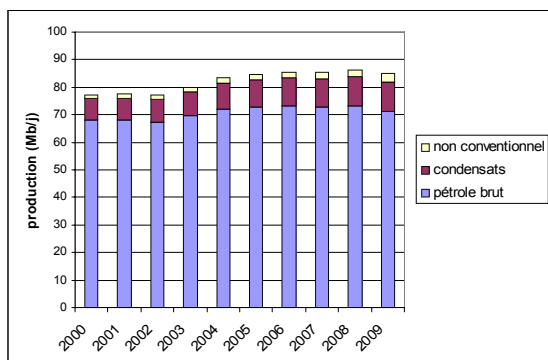
Source : AIE

3 pays ont supporté les deux tiers de la baisse : l'Arabie saoudite (- 1 Mb/j), le Koweït (-330 kb/j) et les Emirats Arabes Unis (- 320 kb/j). Le Venezuela (- 200 kb/j), la Libye (- 180 kb/j) connaissent également une réduction sensible de leur production. La production irakienne, en revanche, progresse de 70 kb/j, à 2,48 Mb/j.

On assiste toutefois depuis quelques mois à une remontée de la production de l'OPEP : + 800 kb/j entre le deuxième et le quatrième trimestre 2009. A fin 2009, les onze pays soumis à quotas dépassaient leurs objectifs de production de 1,8 Mb/j.

Depuis 10 ans, la croissance de la production de pétrole provient pour l'essentiel des condensats (tirés par l'augmentation de la production de gaz naturel) et du pétrole non conventionnel (sables bitumineux, pétrole extra-lourd de l'Orénoque...). L'extraction de brut, quant à elle, semble avoir amorcé son déclin.

#### Evolution de la production mondiale de pétrole, par type de production



Source: AIE

En 2009, la capacité de production excédentaire a atteint son plus haut niveau depuis 2002, à 6,1 Mb/j (dont 5,1Mb/j de capacité « effective »), contre seulement 3,1Mb/j en 2008.

Cette forte progression s'explique à la fois par la baisse de la demande, mais aussi par la mise en service de nouvelles capacités de production. L'Arabie saoudite, par exemple, a augmenté sa capacité de production de 1,2 Mb/j cette année, avec le gisement de Khurais. Le développement du champ de Manifa se poursuit.

Le niveau de capacité excédentaire devrait encore progresser en 2010 pour atteindre 6,7 Mb/j, selon l'AIE, puis se maintenir entre 4 et 5 Mb/j au moins jusqu'en 2014. L'après 2015 est en revanche plus incertain et dépendra de la réalisation, dès aujourd'hui, des investissements nécessaires.

#### Perspectives de renouvellement des réserves

On estime à environ 9 milliards de barils les découvertes effectuées en 2009, à comparer avec les volumes produits (de l'ordre de 30 milliards de barils).

Les principales découvertes concernent le Brésil (bassins de Campos et Santos), le Golfe du Mexique (le gisement géant de Tiber contiendrait 4 à 6 milliards de barils de pétrole) et le nord-est de l'Irak.

A moyen terme (2008-2014), les gisements de croissance hors OPEP seraient, selon l'AIE : les sables bitumineux du Canada, le Golfe du Mexique, les condensats russes, l'Azerbaïdjan, le Kazakhstan, la Colombie et le Brésil.

A une échelle sans doute plus modeste, on voit également émerger de nouveaux acteurs significatifs en Afrique, comme le Ghana (champ de Jubilee), ou l'Ouganda.

Au sein de l'OPEP, l'Irak jouera bien sûr un rôle particulier dans les années à venir. Les deux appels d'offres qui se sont tenus en 2009 ont en effet permis d'attribuer une dizaine de champs représentant un potentiel de production de 9,6 Mb/j (la production actuelle de l'Irak est de 2,4 Mb/j). Un tel niveau de production constitue toutefois une perspective de long terme. Compte-tenu des goulets d'étranglement qui existent dans les infrastructures et des défis techniques et humains, l'AIE préfère en effet retenir une hypothèse prudente de 3,1 Mb/j pour 2014.



## La production gazière

La production mondiale de gaz a nettement reculé sous l'effet de la baisse de la consommation qui, selon les premières estimations, s'établirait aux environs de 4 % en 2009.

On observe des évolutions contrastées : en Europe, la production gazière baisse fortement au Royaume-Uni et aux Pays-Bas (respectivement - 14 % et - 8 %).

La Norvège résiste mieux (+ 4 %), en prenant des parts de marché à la Russie, notamment.

La Russie a vu sa production baisser de 10 % (de 640 milliards de m<sup>3</sup> (Gm<sup>3</sup>) en 2008 à 575 Gm<sup>3</sup> en 2009), perdant ainsi son statut de 1<sup>er</sup> producteur mondial de gaz au profit des Etats-Unis (610 Gm<sup>3</sup>), où la production a progressé de 4 % grâce à l'essor du gaz non conventionnel.

L'Asie et le Moyen-Orient continuent d'accroître leur contribution à la production mondiale de gaz. On peut en particulier noter une augmentation substantielle de la production chinoise (83 Gm<sup>3</sup>, + 9 %), indienne (+ 22 à 25 %), mais aussi de l'Australie et de la Thaïlande.

Sur le marché du GNL, les capacités de liquéfaction ont augmenté de 25% en 2009, soit près de 70 Gm<sup>3</sup>.

Le Qatar représente à lui seul 50 % de cette capacité additionnelle, avec le train 6 de RasGas et les trains 4 et 5 de QatarGas (soit au total une capacité de 33 Gm<sup>3</sup>). Les autres projets inaugurés en 2009 sont :

- en Russie, le terminal de Sakhalin 2, mis en service en février 2009, d'une capacité de l'ordre de 13 Gm<sup>3</sup>/an ;
- le premier train de Yemen LNG (4,5 Gm<sup>3</sup>/an) ;
- en Indonésie, le projet Tangguh, troisième terminal méthanier du pays avec une capacité de 10 Gm<sup>3</sup>/an.

A l'heure actuelle, les principaux projets de terminaux de liquéfaction sont au Qatar (une capacité de l'ordre de 30 Gm<sup>3</sup> supplémentaires devrait être inaugurée dans les 2 ans qui viennent), en Asie-Océanie (principalement Australie), et en Afrique (Algérie, Angola notamment).

On peut noter deux décisions finales d'investissements importantes en 2009 :

- le projet Gorgon, porté par Chevron, en Australie, qui devrait permettre de liquéfier 20 Gm<sup>3</sup> de gaz par an dès 2014 ;
- le projet PNG LNG en Papouasie Nouvelle Guinée, porté par ExxonMobil (9 Gm<sup>3</sup>/an).

2009 a également vu l'arrivée de trois nouveaux importateurs de GNL : le Chili, le Canada et le Brésil.

Dans le contexte actuel de faible demande, Cedigaz anticipe un excès d'offre de l'ordre de 90 Gm<sup>3</sup> sur le marché du GNL en 2010. Le besoin d'importation des Etats-Unis, en particulier, est très en retrait par rapport aux scénarios d'il y a seulement quelques années, du fait du développement des gaz non conventionnels<sup>2</sup>.

A moyen terme, le développement des besoins d'importation en Asie, notamment, devrait contribuer à rééquilibrer le marché, sans doute pas avant 2014-15.

### Un phénomène majeur : le développement de la production de gaz non conventionnels.

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. Leur extraction nécessite en effet des techniques de production beaucoup plus complexes que les réservoirs classiques. 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. Leur taux de croissance a atteint environ 10 % par an entre 1990 et 2006. Depuis quatre ans, les gaz non conventionnels connaissent une nouvelle dynamique, notamment grâce au développement du gaz de schiste, permis par l'amélioration des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique des roches.

<sup>2</sup> En 2009, les terminaux de réception américains ont été utilisés à environ 10 % de leur capacité (13 Gm<sup>3</sup>).

## Evolution de la production de gaz non conventionnel aux Etats-Unis



source: DoE

La production de gaz non conventionnel aux Etats-Unis a été de 300 Gm<sup>3</sup> en 2008, et selon les premières estimations aurait atteint 330 Gm<sup>3</sup> en 2009. Elle représente désormais plus de la moitié du gaz extrait du sous-sol américain. A l'avenir, le développement des gaz de schistes devrait permettre de soutenir la production américaine, qui passerait de 560 à 640 Gm<sup>3</sup> d'ici à 2035, selon le Département de l'énergie (DoE).

Les réserves prouvées américaines de gaz non conventionnels sont aujourd'hui de l'ordre de 3 000 Gm<sup>3</sup>, dont environ 600 Gm<sup>3</sup> de gaz de houille, 900 Gm<sup>3</sup> de gaz de schistes, et 1500 Gm<sup>3</sup> de gaz de réservoirs compacts, soit environ la moitié des réserves prouvées américaines (6730 Gm<sup>3</sup>).

Plus globalement, 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.

Les récents progrès technologiques et l'exemple américain ont suscité un regain d'intérêt pour les gaz non conventionnels. L'Australie et la Chine veulent développer rapidement leurs ressources en gaz de houille. De grands pays exportateurs de gaz conventionnel, comme la Russie et l'Algérie ont également lancé des programmes pour valoriser leur gaz non conventionnel.

Concernant l'Europe, des études préliminaires ont montré la présence de gaz de schiste en Allemagne, au Royaume-Uni, en Pologne, en Turquie et en France.

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'IFP qui devrait aboutir, d'ici trois ans, à une connaissance beaucoup plus fine des ressources.

L'impact environnemental de l'exploitation des gaz non conventionnels reste toutefois un sujet de débat. Elle nécessite en effet l'utilisation de quantités importantes d'eau, de sable et de produits chimiques pour la fracturation des roches et le risque de pollution des nappes phréatiques suscite des interrogations. L'Agence américaine pour la protection de l'environnement a récemment annoncé le lancement d'une étude sur les impacts sanitaires et environnementaux de la fracturation hydraulique. En 2004, une étude similaire portant sur le cas particulier de l'exploitation du gaz de houille, avait conclu à l'absence de menace de contamination de l'eau. L'introduction de réglementations environnementales plus strictes pourrait ralentir le développement des gaz non conventionnels, y compris aux Etats-Unis.

## Nouvelles découvertes de gaz conventionnel en 2009.

2009 a été une année sans relief pour l'exploration gazière. On estime à 1800 Gm<sup>3</sup> environ les réserves de gaz conventionnel prouvées et probables découvertes en 2009, à comparer avec une production de l'ordre de 3000 Gm<sup>3</sup>. Aucun champ super-géant n'a été découvert.

Les principales découvertes se concentrent en Australie (environ 1/3 des réserves découvertes : Poseidon, Kentish Knock, Satyr, Burnside, Achilles, soit au total 600 Gm<sup>3</sup>).

Parmi les autres découvertes importantes, on peut citer :

- le gisement de Tamar, opéré par Noble, au large des côtes d'Israël (environ 200 Gm<sup>3</sup>);
- Perla, au Venezuela, opéré par Repsol YPF (150 Gm<sup>3</sup>)
- Sefid Ba'ghoun en Iran (120 Gm<sup>3</sup>)
- Mutriba Deep au Koweït (70 Gm<sup>3</sup>)
- Gro en Norvège (60 Gm<sup>3</sup>)

## Principales tendances pour les entreprises pétrolières.

Dans leur ensemble, les compagnies pétrolières internationales sont parvenues à maintenir leur niveau de production, mais elles affichent des résultats en forte baisse.

Pour les compagnies européennes, la production de brut est restée globalement stable en 2009, avec néanmoins des évolutions différenciées. Ainsi, la production de pétrole de Total et de Shell baisse de 5 %, tandis que BP progresse de 6 %. Dans le gaz naturel, BP, Shell, Total et Statoil sont stables ou progressent tandis que Repsol voit sa production baisser de 8 % et OMV de 3 %.

Les compagnies américaines ont quant à elles bénéficié d'une saison des ouragans plus clémente en 2009 et voient leur production de pétrole progresser en moyenne de 6 % (+ 1 % pour le gaz).

Dans l'ensemble, les compagnies pétrolières internationales ont connu un fort recul de leurs bénéfices en 2009, qui s'explique notamment par la baisse des prix du pétrole et du gaz. La baisse varie entre - 25 % et - 60 % pour les principales entreprises européennes et américaines. Cette baisse des résultats concerne à la fois l'amont (entre - 35 % et - 70 %) et le raffinage (plusieurs entreprises sont en pertes sur l'ensemble de l'année 2009).

En 2009, la crise économique, les surcapacités de production et la baisse des prix du pétrole et du gaz ont constitué un cadre assez défavorable pour les investissements.

Selon l'AIE, les investissements dans l'amont pétrolier et gazier auraient baissé de 19 %, avec des situations très différentes selon les types d'entreprises. Les compagnies internationales (IOC) ont pour la plupart maintenu leurs investissements, contrairement aux entreprises de taille plus modeste – particulièrement affectées par la baisse des prix et la crise du crédit – et aux compagnies nationales, qui ont parfois souffert des difficultés budgétaires de leurs pays.

La baisse des investissements a touché les régions productrices de manière hétérogène : les investissements auraient ainsi baissé de 37 % en Amérique du Nord, mais de 8 % seulement dans le reste du monde. Ils ont baissé de 25 % en Russie, mais de 6 % seulement en Amérique latine.

Les développements les plus coûteux, notamment les sables bitumineux, semblent avoir prioritairement fait les frais de cette baisse des investissements.

Les conséquences de la baisse des investissements doivent toutefois être relativisées, compte tenu de la baisse des coûts dans l'amont pétrolier. Une étude de IHS/CERA montre en effet que les coûts auraient baissé de 12 % entre leur plus haut du troisième trimestre 2008 et le troisième trimestre 2009.

Par ailleurs, l'année 2009 s'est terminée sur une tendance plus positive pour les investissements, liée à la remontée des prix du baril. L'OPEP, qui avait annoncé en février 2009 le gel du développement de 35 nouveaux projets, a récemment indiqué que ce gel n'était plus d'actualité. Pour 2010, l'IFP s'attend à une stabilité, voire une légère hausse des investissements.

### L'intérêt croissant des « majors » pétrolières pour le gaz non conventionnel.

Le rythme des fusions/acquisitions s'est ralenti en 2009 dans un contexte d'incertitudes sur l'évolution des marchés. Les deux principales opérations sont le rachat de Petro-Canada par Suncor pour 19 mds\$ – donnant naissance à la 5ème compagnie pétrolière d'Amérique du nord – et le rachat du spécialiste américain du gaz de schiste XTO (qui produit environ 30 Gm3/an) par Exxon Mobil pour 41 mds\$.

Plus généralement, on peut noter l'intérêt croissant des compagnies pétrolières internationales pour les gaz non conventionnels, alors que le secteur était jusqu'à présent plutôt structuré autour d'entreprises de dimension régionale.

Ces entreprises, parfois très endettées, sont aujourd'hui contraintes de conclure des partenariats pour financer le développement de leur portefeuille de projets.

Ainsi, Total et Chesapeake ont signé un accord, pour 2,25 mds\$, permettant à Total de racheter 25 % des actifs de Chesapeake dans le Barnett Shale, après des accords similaires avec BP et Statoil, respectivement sur les schistes de Fayetteville et Marcellus.

On peut également citer l'acquisition du spécialiste australien du gaz de houille Arrow Energy par Shell et Petrochina, ainsi qu'un grand nombre de partenariats existants ou en projet (Total/CNPC

pour l'exploitation du gaz non conventionnel chinois, CNOOC/BG, Petronas/Santos, ConocoPhillips/Origin pour le gaz australien).

Dans les mois qui viennent, les stratégies de réévaluation de leur portefeuille d'actifs menées par exemple par ConocoPhillips (qui a décidé de céder 10 % de son portefeuille) et Devon (qui se recentre sur ses activités en Amérique du nord) devraient être propices à de nouvelles opérations d'acquisitions.

[Les compagnies asiatiques axent leurs stratégies sur la sécurisation de leur portefeuille d'approvisionnement.](#)

Cela passe à la fois par l'acquisition directe de ressources pétrolières et gazières, mais aussi par des financements adossés à des contrats d'approvisionnement à long terme.

Les compagnies chinoises CNPC, Sinopec et CNOOC sont particulièrement actives. On peut par exemple citer l'acquisition d'Addax Petroleum par Sinopec (450 Mb de réserves en Afrique), l'accord CNPC/BP pour le développement du champ de Rumaila en Irak, les accords CNOOC/NIOC et CNPC/NIOC pour des développements sur South Pars et Azadegan North en Iran.

De la même façon :

- la Korea National Oil Corporation a racheté en octobre pour 1,7 mds\$ la compagnie canadienne Harvey Energy Trust et en décembre le kazakhstanais Sumbe ;
- la compagnie indienne ONGC Videsh, instrument entièrement tourné vers le développement de ressources à l'international, produit désormais de l'ordre de 200 kb/j.

Par ailleurs, l'État chinois a accordé des prêts, souvent remboursables en pétrole, à un certain nombre de compagnies (Rosneft, Transneft) ou États producteurs : Venezuela, Brésil, Équateur. D'autres accords de financement concernent la construction d'oléoducs (Russie), gazoducs (Kazakhstan, Turkménistan), usines de liquéfaction de gaz naturel (Papouasie Nouvelle Guinée, Australie, Indonésie) ou raffineries (Costa Rica, Iran, Niger, Soudan).

■ *Julien Tognola*

### **Marée noire dans le Golfe du Mexique**

Le 20 avril 2010, la plateforme d'exploration pétrolière Deepwater Horizon de la société Transocean, opérant dans le Golfe du Mexique pour BP par plus de 1500 m de profondeur d'eau et à 80 km des côtes de la Louisiane, a connu une explosion, suivie d'un incendie. Celle-ci a causé la mort de 11 personnes et a provoqué une fuite importante de pétrole. Un dysfonctionnement du système de prévention des explosions sur la tête du puits serait à l'origine de cet accident.

La fuite de pétrole, initialement estimée à 5 000 barils/ jour, a été réévaluée, sans qu'on sache précisément la quantifier, à 12 à 25 000 barils/jour. A fin mai, la quantité de pétrole libérée était donc d'ores et déjà deux fois plus importante que celle de l'ExxonValdez en 1989.

La marée noire a conduit le gouvernement américain à prendre un certain nombre de mesures (moratoire sur les nouveaux forages d'exploration, interruption de 33 forages dans l'offshore profond pour mettre en place de nouvelles mesures de sécurité), qui pourraient à terme affecter le niveau de production des Etats-Unis si elles devaient se prolonger.

Les conséquences les plus immédiates sont une pollution importante, mais là aussi difficile à évaluer, des milieux marins et des côtes des états riverains, notamment la Louisiane, bien que d'importantes mesures aient été prises pour tenter de contenir le pétrole au large. Cette pollution a également des répercussions sur les activités économiques, en particulier la pêche.

Cette marée noire se produit dans une zone très importante pour la production pétrolière américaine. En effet, le Golfe du Mexique produit 30 % du brut américain, et représente 15 % des réserves pétrolières (prouvées) du pays.



### 3 – Les enjeux des approvisionnements européens en gaz

Une situation d'excès d'offre dans un contexte de crise économique et de développement des gaz non conventionnels aux USA

**L'année 2009 aura été marquée par une crise d'approvisionnement sans précédent en janvier, au cours de laquelle un différend entre la Russie et l'Ukraine a entraîné la perte de 20 % des approvisionnements européens pendant plus de deux semaines.**

**L'autre caractéristique importante de cette année est la crise économique, entraînant pour la première fois une baisse de la consommation mondiale de gaz, et un relatif excès d'offre sur les marchés, accentué par le développement des gaz non conventionnels.**

**Une situation d'excès d'offre du fait de la crise économique et de l'essor du gaz non conventionnel.**

Une consommation en nette diminution du fait de la crise économique.

Principalement en raison de la crise économique, la consommation gazière mondiale a, pour la première fois, diminué en 2009 (- 4 %), et celle de l'Europe est en baisse de 6,4 % à 484 Gm<sup>3</sup> contre environ 515 Gm<sup>3</sup> en 2008<sup>1</sup>.

Si l'ensemble des fournisseurs de l'Europe a été touché, la Russie a été particulièrement affectée. Globalement les exportations russes de gaz à destination de l'Europe (Turquie et Balkans compris) ont baissé de 160 Gm<sup>3</sup> à 140 Gm<sup>3</sup> en 2009<sup>2</sup>. Les importations de gaz russe de l'UE ont atteint 115 Gm<sup>3</sup>.

La crise russo-ukrainienne de janvier 2009 qui avait conduit, pendant deux semaines, à une coupure totale des livraisons de gaz russe transitant par l'Ukraine, ne représente qu'une faible part de la baisse observée, que l'on peut estimer tout au plus entre 3 et 4 Gm<sup>3</sup>.

La baisse des importations de gaz russe est plus marquée encore dans les pays de la CEI puisqu'elle est passée de 85 à 55 Gm<sup>3</sup> en 2009, notamment à cause de la baisse des importations de l'Ukraine (- 50 % en 2009).

Selon Cedigaz, on peut estimer que la consommation devrait repartir légèrement à la hausse en 2010 grâce à la reprise économique et à la baisse des prix du gaz sur les marchés spot, qui a renforcé sa compétitivité pour la production d'électricité. La croissance annuelle de la consommation mondiale de gaz est actuellement estimée par Cedigaz entre 1 et 1,5 % en 2010 et entre 1,5 et 2 % sur la période 2010-2012, soit un rythme plus lent qu'avant la crise, malgré le dynamisme de la consommation en Asie, au Moyen-Orient et en Amérique latine.

Une production globalement en baisse, mais soutenue par les gaz non conventionnels et par le GNL.

Conséquence directe de la baisse de consommation, la production gazière mondiale affiche également une chute de l'ordre de 4,8 % en 2009<sup>3</sup> (voir fiche sur la production pétrolière et gazière). La situation actuelle est toutefois caractérisée par des capacités de production excédentaires, conséquence de deux tendances majeures :

- en premier lieu, l'essor des gaz non conventionnels s'est largement confirmé en 2009 pour les États-Unis et un certain nombre de pays ont, soit démarré leur propre production, soit décidé d'explorer leur propre territoire à la recherche d'éventuelles ressources ;
- concernant le GNL, l'année 2009 a vu un renforcement notable des capacités de liquéfaction de gaz, renforcement qui devrait se poursuivre dans les années à venir.

1 Source : Eurogas

2 Source Gazprom, hors CEI, y compris Turquie et Balkans.

3 Source : Cedigaz



## Vers une évolution de la relation entre producteurs et consommateurs ?

L'arrivée de quantités supplémentaires de GNL sur le marché, couplée à la montée en puissance des gaz non conventionnels et à la baisse de la demande a eu pour conséquence de créer une "bulle gazière" au plan mondial qui a conduit à une forte baisse des prix spots (prix moyen divisé par deux entre 2008 et 2009). Il en résulte, sur le continent européen, une augmentation importante de l'écart entre prix spots et prix des contrats de long terme (traditionnellement indexés sur les prix des produits pétroliers), qui représentent 70 à 80 % des ventes<sup>4</sup>. Cette situation pourrait favoriser une mutation progressive de la relation entre producteurs et consommateurs sur le continent européen.

Ainsi, plusieurs entreprises européennes se sont engagées dans une renégociation de leurs contrats long terme, portant à la fois sur les engagements de volumes et sur les modalités d'indexation des prix.

Les contrats de long terme sont un élément stratégique de la sécurité d'approvisionnement de l'Europe. En effet, ceux-ci, d'une durée généralement de 10 à 30 ans, permettent historiquement un partage du risque entre pays producteurs et consommateurs et permettent de garantir la livraison de volumes stables et convenus à l'avance, sur de longues périodes.

La possibilité de changer de mode d'indexation est aujourd'hui évoquée, les fondamentaux de l'offre et de la demande en gaz pouvant différer de ceux des produits pétroliers. Il n'existe pas de solution pleinement satisfaisante. En particulier, une indexation reposant uniquement sur le prix spot du gaz est peu envisageable.

Le marché spot reste aujourd'hui en effet un petit marché d'ajustement, peu liquide. S'il est actuellement surcapacitaire, rien ne dit que cette situation sera durable. Il ne fournit donc pas un indice très pertinent pour indexer substantiellement des contrats de long terme.

De leur côté, les pays producteurs n'ont pas tous la même lecture de la situation. La plupart veulent conforter les contrats long terme (quitte à revoir leur indexation), tandis que d'autres, comme l'Algérie, défendent un modèle plus flexible basé sur des contrats de plus courte durée. Certains pays

<sup>4</sup> Voir fiche sur les marchés pétroliers et gaziers mondiaux.

producteurs évoquent en outre une réduction concertée de leur production de gaz eu égard à la faiblesse de la demande, de manière à faire remonter les prix spots. La problématique de la décorrélation entre les prix spots et les prix des contrats long terme a été retenue comme thème prioritaire par plusieurs pays membres du Forum des pays exportateurs de gaz (FPEG). Les conséquences de cette réflexion sur le fonctionnement du FPEG sont incertaines. La transformation du FPEG en « OPEP du gaz » paraît toutefois improbable.

## La sécurité d'approvisionnement de l'Europe après la crise de janvier 2009 : l'enjeu des investissements en infrastructures.

L'Union européenne ne produit que 35 % du gaz qu'elle consomme. Son approvisionnement extérieur est aujourd'hui assuré à 85 % par gazoducs, et à 15 % sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL). En 2008, le volume de gaz acheminé par gazoducs à destination de l'Europe est de l'ordre de 275 milliards de m<sup>3</sup> (Gm<sup>3</sup>), dont une moitié en provenance de Russie (130 Gm<sup>3</sup>), le reste se partageant essentiellement entre la Norvège (95 Gm<sup>3</sup> environ) et l'Algérie (35 Gm<sup>3</sup> environ).

Cette dépendance 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.

## La crise russo-ukrainienne : un test "grandeur nature" pour la sécurité d'approvisionnement en Europe

Partie d'un différend bilatéral entre la Russie et l'Ukraine sur le prix du gaz, la situation s'est rapidement dégradée pour conduire à une interruption totale des flux de gaz russe transitant par l'Ukraine.

Le 7 janvier, le transit du gaz vers l'Europe a été interrompu. Pendant 14 jours, les flux de gaz russe transitant par l'Ukraine (soit 30 % des importations européennes) ont été arrêtés, les deux parties se rejetant mutuellement la responsabilité de cette situation.

Face à cette crise, totalement inédite par son intensité et par sa durée, des accords commerciaux ont pu être négociés afin de sécuriser l'approvisionnement des pays les plus en difficulté. En pratique, c'est souvent l'absence d'interconnexions qui a été le facteur limitant,

empêchant d'acheminer le gaz là où il était le plus nécessaire. Plusieurs pays ont dû recourir à des restrictions de consommation, avec un impact économique certain.

La crise russo-ukrainienne de janvier 2009 a été un véritable test pour la sécurité d'approvisionnement de l'Europe, qui a perdu 30 % de ses approvisionnements extérieurs pendant 2 semaines.

**Investissements dans les infrastructures : plusieurs concrétisations en 2009, et le plan de relance européen devrait maintenir la dynamique.**

● Le développement du GNL se poursuit

En 2008, l'Europe disposait d'une capacité d'importation de GNL de 110 Gm<sup>3</sup>/an. Trois nouveaux terminaux de regazéification ont été mis en service en 2009 et plusieurs sont en construction. Par ailleurs, l'Espagne a décidé d'augmenter sensiblement la capacité de ses installations existantes.

**Nouvelles infrastructures de regazéification mises en service et en construction**

Nom	Pays	Capacités de regazéification	Mise en service
<b>Nouveaux terminaux</b>			
South Hook	Royaume-Uni	10 Gm <sup>3</sup> /an	2009
Dragon LNG	Royaume-Uni	6 Gm <sup>3</sup> /an	2009
Adriatic LNG	Italie	8 Gm <sup>3</sup> /an	2009
Fos Cavaou	France	8,25 Gm <sup>3</sup> /an	
<b>Terminaux en construction</b>			
El Musel	Espagne	10,5 Gm <sup>3</sup> /an	En construction 2011
Gate LNG	Pays-Bas	9 Gm <sup>3</sup> /an	En construction 2011
OLT Offshore LNG Toscana	Italie (Livorno)	3,75 Gm <sup>3</sup> /an	En construction
<b>Augmentations de capacité</b>			
Isle of Grain (phase 3)	Royaume-Uni	6,5 Gm <sup>3</sup> /an	En construction Hiver 2010-11
South Hook (phase 2)	Royaume-Uni	10 Gm <sup>3</sup> /an	En construction
Augmentations de capacités	Espagne	≈15 Gm <sup>3</sup> /an	En construction

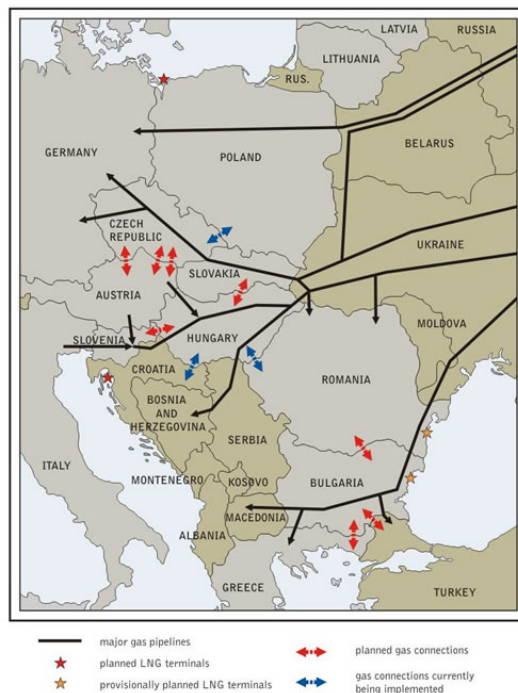
De nombreux autres projets, plus ou moins avancés, sont également à l'étude à l'heure actuelle, notamment en Pologne, en Croatie, en Italie, en Espagne, au Portugal, en Grèce ou encore en France.

Certains de ces projets de terminaux ont une dimension régionale et pourront permettre d'approvisionner plusieurs pays. À titre d'exemple, le projet Adria LNG, actuellement à l'étude pour être construit sur la côte croate de la mer Adriatique pourrait également approvisionner la Slovénie (qui envisage de construire, conjointement avec la Croatie, un gazoduc à cet effet entre les deux pays) et la Hongrie, notamment.

- Les projets d'interconnexions gazières ont été relancés par la crise gazière et par le plan de relance européen

Dans le cadre du plan de relance de la Commission européenne un certain nombre de projets de gazoducs intra-européens destinés à relier des pays limitrophes qui ne le sont pas encore ou à permettre une réversibilité des flux sur les gazoducs transfrontaliers existants se sont vus attribuer des financements à hauteur de 1,39 milliard d'euros pour 31 projets de gazoducs au total.

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.



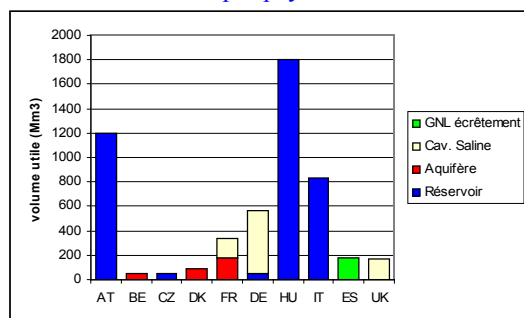
Source : d'après informations de la Commission européenne

- **Un fort développement des stockages**

Les sites de stockage souterrains 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 Gm<sup>3</sup>. L'organisation professionnelle Gas Storage Europe (GSE) estime à un peu plus de 5 Gm<sup>3</sup> la capacité de stockage supplémentaire mise en service en Europe au cours des 30 derniers mois, dont une grande partie en Europe centrale. Le renforcement des capacités de stockage en Hongrie et en Autriche, conjugué au développement des flux rebours, devrait ainsi permettre d'améliorer significativement la sécurité d'approvisionnement dans la région.

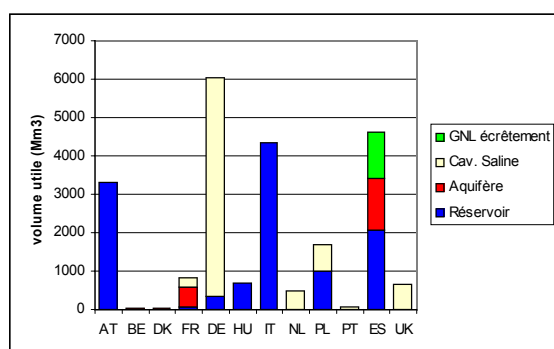
Capacité de stockage mise en service depuis juin 2007, par pays



Source : GSE

A l'avenir, la capacité de stockage devrait connaître une expansion soutenue. Le dernier recensement réalisé par GSE fait en effet état de 125 projets, représentant une capacité potentielle de 70 Gm<sup>3</sup>. 33 % de cette capacité serait d'ores et déjà en construction, et 28 % supplémentaires dans la phase de demande de permis. GSE prévoit donc que la capacité de stockage en Europe pourrait s'accroître de 17 Gm<sup>3</sup> d'ici 2012.

État des projets en construction par pays et par type de stockage



Source : GSE

Par ailleurs, plusieurs projets de grande envergure sont envisagés pour accompagner la baisse de la production en Europe du Nord-Ouest même si, pour la plupart, la construction n'a pas encore débuté. On peut citer, par exemple, les projets de stockages offshore au Royaume-Uni (dont le volume prévu pourrait dépasser 10 Gm<sup>3</sup>), le stockage de Bergermeer aux Pays-Bas (4,1 Gm<sup>3</sup>), ou encore le stockage d'Etzel en Allemagne (2,5 Gm<sup>3</sup>).

Il existe également des projets dans les Balkans, mais qui sont moins avancés : stockage de Banatski Dvor en Serbie (0,8 Gm<sup>3</sup>), trois projets en Roumanie (2,1 Gm<sup>3</sup>) et l'extension du stockage de Chiren en Bulgarie. La concrétisation de ces projets pourrait à l'avenir atténuer les effets d'une crise d'approvisionnement dans cette région de l'Europe du Sud-Est.

**Les projets de gazoducs internationaux ont connu des avancées en 2009.**

À plus long terme, la sécurité d'approvisionnement de l'Europe passe aussi par la mise en œuvre de nouveaux gazoducs permettant de diversifier les routes et les sources d'approvisionnement.

La diversification des voies de transit, en particulier, est une préoccupation commune aux pays producteurs et consommateurs. L'Europe doit également faire face à la baisse prévisible de sa production de gaz, qui nécessitera d'explorer de nouvelles sources d'approvisionnement.

Aujourd'hui, 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 et l'Afrique sub-saharienne.

Dans ce contexte, 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 stratégique.

La construction de nouveaux gazoducs peut en effet permettre à l'Europe de sécuriser son accès à la ressource gazière alors qu'elle risque d'être soumise à une concurrence toujours plus forte à l'avenir, notamment en provenance d'Asie (Inde et Chine notamment).

### Les principaux projets de gazoducs internationaux

Projet	Capacité (Gm <sup>3</sup> /an)	Date prévisionnelle de mise en service	Trajet
Medgaz*	8	2010	Algérie – Espagne
Nord stream*	27,5, puis 55	2011 et 2012	Russie – Allemagne
Galsi	8	2014	Algérie – Italie
Nabucco	30	2014	Turquie – Autriche
South Stream	63	2015	Russie – Autriche et Italie
ITGI	11	n.d.	Turquie – Italie
TAP	10 à 20	n.d.	Grèce – Italie

\*projets en construction

L'AIE estime le besoin d'importations de l'Europe entre 390 et 430 Gm<sup>3</sup> par an en 2020, et entre 430 et 520 Gm<sup>3</sup> en 2030.

Cela correspond à un besoin d'importation supplémentaire de l'ordre de 100 Gm<sup>3</sup> en 2020 par rapport à aujourd'hui (300 Gm<sup>3</sup>) et de 150 à 200 Gm<sup>3</sup> en 2030. Ce chiffre est à rapprocher de la capacité des gazoducs et des terminaux GNL actuellement en construction (respectivement 35 et 40 Gm<sup>3</sup>/an). Il montre la nécessité de développer des infrastructures d'importation supplémentaires, même si toutes ne pourront voir le jour : la capacité cumulée de l'ensemble des projets envisagés dépasse largement le besoin identifié à l'horizon 2030.

Les projets de gazoducs internationaux desservant l'Europe sont à des stades de développement très hétérogènes. Parmi les projets les plus avancés figurent notamment :

- **Medgaz** : Medgaz est destiné à transporter du gaz directement d'Algérie en Espagne. L'année 2009 a été consacrée à la fin de sa construction et au début des tests de fonctionnement. Il devrait pouvoir démarrer ses premières livraisons en juillet 2010.
- **Nord Stream** : l'année 2009 a été consacrée à obtenir les accords des pays riverains de la mer Baltique dont les eaux territoriales seront traversées par le gazoduc et à préparer le dossier de financement de la première tranche d'une capacité de 27,5 Gm<sup>3</sup>/an. La construction a débuté en avril 2010 pour une

mise en service au quatrième trimestre de 2011. Une deuxième tranche, d'une capacité identique, pourrait être mise en service fin 2012. GDF Suez a signé un protocole d'accord pour rentrer dans le projet Nord Stream qui devrait permettre au groupe de devenir actionnaire à hauteur de 9 %.

- **Galsi** : ce gazoduc devrait permettre le transport direct de gaz entre l'Algérie (Hassi R'mel) et l'Italie (Toscane) *via* la Sardaigne. Sa construction a débuté en 2009 sur le sol algérien. Elle devrait se poursuivre en 2010 pour une mise en service prévue en 2014. Il est par ailleurs prévu qu'une branche du gazoduc approvisionne la Corse.

D'autres projets d'envergure sont à l'étude, en particulier dans le cadre du Corridor Sud. Cependant, dans un contexte de faiblesse de la demande et d'inquiétudes sur l'évolution de la consommation, ils restent encore aujourd'hui relativement incertains, et pourraient subir des retards. Les deux projets principaux sont :

- **Nabucco** : devant permettre à l'Europe d'accéder aux réserves de la région de la mer Caspienne, il devrait relier la Turquie à l'Autriche. Un accord intergouvernemental a été signé le 13 juillet 2009 permettant une avancée notable dans les négociations. Cependant, des interrogations demeurent sur la disponibilité du gaz et le règlement des questions relatives au transit, notamment en Turquie.
- **South Stream** : ce gazoduc devrait permettre de diversifier les voies d'approvisionnement en gaz russe en évitant les pays de transit historiques que sont l'Ukraine et le Bélarus.

L'année 2009 a été principalement consacrée à des négociations entre la Russie et les futurs pays de transit, et des accords gouvernementaux ont été signés avec quasiment tous les pays situés sur le futur trajet. Autre fait important : la Turquie a donné son accord pour que soient lancées les premières études de faisabilité sur le tronçon sous-marin devant traverser ses eaux territoriales. EDF a signé un accord en vue de sa possible entrée dans le consortium.

Enfin, deux projets destinés à relier la Grèce à l'Italie pour y acheminer, notamment, du gaz de la mer Caspienne sont également à l'étude :



- **ITGI** (Interconnector Turquie-Grèce-Italie) : destiné à acheminer du gaz vers l'Italie en complétant les réseaux existants, il devrait avoir une capacité de 11 Gm<sup>3</sup>/an. La partie Turquie-Grèce de ce gazoduc est déjà opérationnelle depuis fin 2007.
- **TAP** (TransAdriatic Pipeline) : ce gazoduc doit relier la Grèce et l'Italie du Sud, via l'Albanie. Le gazoduc a une capacité prévue de 10 Gm<sup>3</sup>/an, avec une possibilité d'extension, à terme, à 20 Gm<sup>3</sup>/an.

- Comme pour Nabucco et South Stream, le calendrier de ces projets est incertain. En pratique, des rapprochements ne sont pas non plus exclus, ITGI ou TAP pouvant par exemple trouver leur place en tant que (tronçon de la) branche sud de Nabucco ou de South Stream.

■ Nathalie Alba-Saunal



Source : MAEE



**L'année 2009 a vu, sur le territoire français, une augmentation significative de l'exploration ainsi qu'un effort d'investissement des opérateurs alors que la production reste stable.**

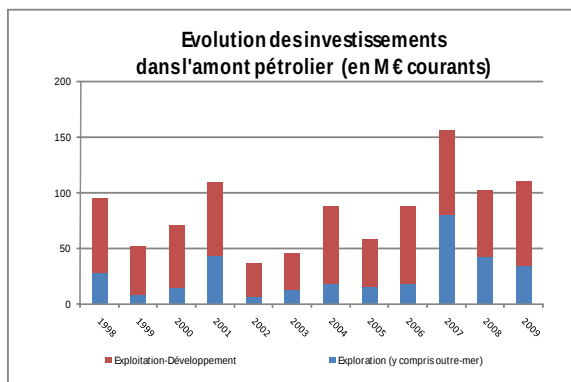
#### Vers une reprise des investissements

En 2009, malgré la crise économique, les dépenses d'exploration qui se sont montées à 34,8 M€, ne sont finalement qu'en léger retrait par rapport à l'année précédente. Cela est dû à l'effet « pépite » des travaux lourds réalisés en Outre-mer alors qu'en métropole après l'envolée des cours du brut au premier semestre 2008 qui avait stimulé l'effort d'exploration, ce dernier s'est effondré à partir du deuxième semestre et en 2009.

L'année 2010 s'annonce plutôt sous de bons auspices avec la reprise à la hausse des cours du brut. Dix à quinze forages, sous réserve de la disponibilité d'appareils, pourraient être réalisés.

Les investissements de production-développement sont passés de 59,6 M€ en 2008 à 76,1 M€ (+ 27,7 %).

En effet, après une chute de plus des deux tiers du volume de travaux entre 2007 et 2008 (passage de 21 à 6 forages), on observe une légère progression en 2009, année pendant laquelle 8 puits de développement et d'extension ont été réalisés, exclusivement dans le bassin de Paris. De plus, en 2010, une dizaine de forages sont prévus sur les gisements pour des investissements en nette augmentation (84,9M€).



Source : DGEC

#### Une exploration en hausse

##### A terre

Au cours de l'année 2009, la superficie des permis d'exploration a augmenté de 13.784 km<sup>2</sup>, passant de 28.882 à 42.666 km<sup>2</sup>. Cette augmentation de 47,7 % résulte de l'attribution de 12 permis exclusifs de recherches, alors qu'un seul permis est arrivé à expiration et 821 km<sup>2</sup> ont été restitués dans le cadre de renouvellement de permis.

Dix des permis attribués se trouvent dans les zones d'intérêt pétrolier classique du bassin de Paris (six) et d'Aquitaine (quatre), les deux autres sont situés en Savoie et dans le Sud-Est.

Le nombre de demandes de permis de recherches enregistrées au cours de l'année 2009 est en nette progression par rapport à 2008 (24 contre 18 en 2008). Quatorze de ces demandes sont situées dans le bassin de Paris, une en Aquitaine et les huit autres se trouvent dans le Sud-Est, le Jura et l'Alsace.

Le volume des travaux d'exploration terrestres en 2009 a fléchi par rapport à l'année précédente, avec au total quatre puits achevés dans le Bassin de Paris. Trois d'entre eux ont débouché sur une découverte d'huile, dans le Rhétien (Villeseneux 1), dans le Lusitanien (Saint Martin de Bossenay 701) et dans le Dogger (Saint Lupien 1H).

Deux campagnes géophysiques de vibrosismique (dont l'une tridimensionnelle était presque terminée en fin d'année) et une campagne gravimétrique ont été enregistrées.

##### En mer

Alors que la superficie des permis marins en Métropole est restée inchangée, Outre-mer la superficie des permis a légèrement diminué, passant de 136 959 km<sup>2</sup> à 122 385 m<sup>2</sup>. Cette diminution de 11 % est liée aux rendus associés à deux demandes de renouvellement de permis.

#### Maintien de l'effort de production et de développement

Le nombre de concessions a été réduit d'une unité en 2009 avec la fin de validité de Chailly-en-Bière et de Nesles, tandis que trois nouvelles concessions

ont été accordées (La Vignotte, Nonville et Muehlweg). Aucune de ces dernières n'est issue d'un permis de recherche : la première vient en lieu et place du dernier permis d'exploitation d'hydrocarbures, la seconde a pour but la remise en exploitation du gisement abandonné de Villemer et la troisième fait suite à des essais de production de longue durée conduits sous le régime des articles 7 et 8 du code minier.

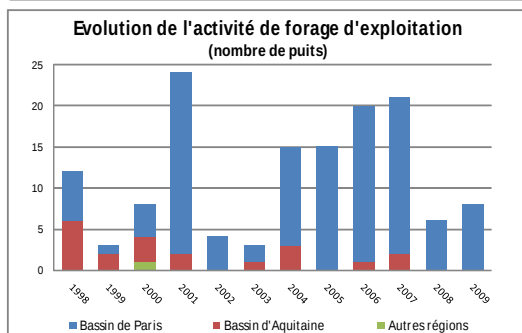
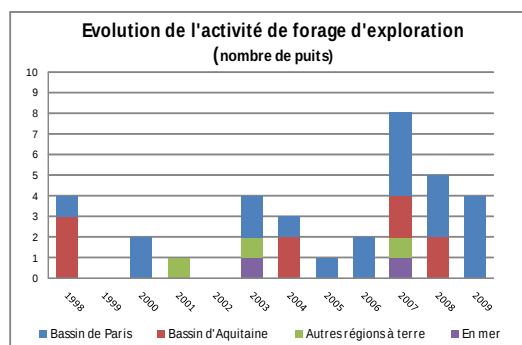
Activité de forage, de développement et d'extension

Huit forages ont été réalisés au cours de l'année 2009, dont deux reprises en side-track, tous situés dans le bassin de Paris.

Ils ont été réalisés au cours des deux seules campagnes de forage de l'année. Celle de Saint-Martin-de-Bossenay a débuté en janvier et est encore en cours après deux interruptions en juin et novembre ; on peut noter qu'il s'agit principalement de puits neufs et que l'un des side-track correspond à la délimitation du gisement de Saint-Lupien. La campagne de Vermilion sur le gisement de Champotran a duré trois mois et visait à définir l'extension du réservoir vers le Nord et le Sud.

Cinq de ces puits se sont révélés producteurs dont trois sur le gisement de Saint-Martin-de-Bossenay deux sur celui de Saint-Lupien. Deux autres puits sont en test de production fin décembre.

L'ensemble de ces puits représente un total de 16.359 mètres forés (5,2 mois appareil) contre 7.008 mètres forés l'an passé (5,0 mois appareil).

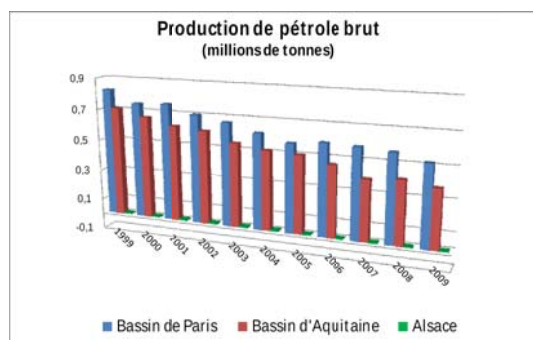


Source : DGEC

## Activité d'exploitation

En 2009, la production d'huile s'est élevée à 0,90 millions de tonnes, contre 0,98 millions de tonnes l'année précédente. Les travaux d'optimisation réalisés sur les gisements ont permis de limiter le déclin de la production nationale de pétrole brut à 7,8 %. La forte augmentation du déclin constatée entre 2007 et 2008, était dû principalement à l'incident d'Ambès en 2007. La production 2009 est plus cohérente avec le déclin normal des principaux gisements.

La production annuelle de gaz naturel est de 1,54 milliard de mètres cubes en 2009 (contre 1,60 milliard l'an passé) pour une production de gaz commercialisée de 0,88 milliards de mètres cubes. Ce recul est lié à une baisse de 4,5 % de la production annuelle du gisement de Lacq profond.



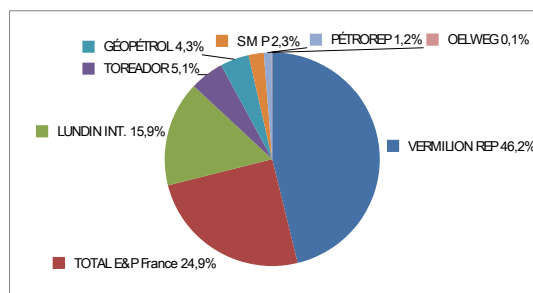
Source : DGEC

## Répartition de la production

Les répartitions par société opératrice et géographique restent pratiquement inchangées depuis la fusion absorption Vermilion Emerald REP par Vermilion REP au 1<sup>er</sup> janvier 2008.

La production nationale de pétrole brut est opérée à 87 % par les trois principaux opérateurs : Vermilion Rep (46 %), Total E&P France (25 %) et Lundin Int (16 %), et provient en grande majorité du bassin de Paris (57 %) et du bassin aquitain (42 %).

La production nationale de gaz naturel est opérée à 95 % par Total E&P France et provient à 95,6 % du bassin aquitain.



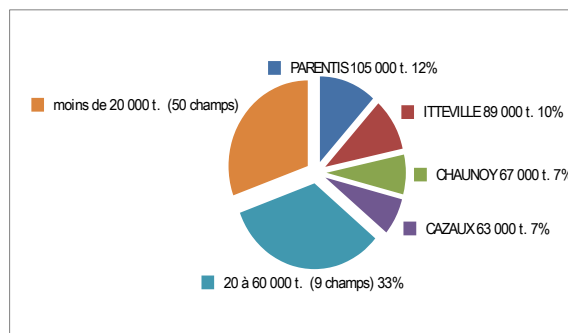
Source : DGEC

La production de brut peut se répartir en trois grands groupes de gisements :

□ quatre gisements produisant plus 60 000 tonnes par an (36 % de la production nationale). Mis à part Itteville dont la capacité production a été réduite en 2009 suite à des travaux sur ITV 7, on notera les résultats obtenus sur Parentis et Chaunoy où le niveau de production se maintient avec un déclin inférieur à 10 % et sur Cazaux qui enregistre une augmentation importante de sa production annuelle (+10 %) ;

□ neuf gisements produisant au-delà de 20 000 tonnes annuelles (33 % de la production nationale). On y retrouve Vert la Gravelle avec une production annuelle maintenue, Saint-Martin-de-Bossenay, Champotran et Les Pins en augmentation et Courbey avec une baisse prononcée en 2009 ;

□ cinquante gisements produisant moins de 20 000 tonnes annuelles (31 % de la production nationale). On peut souligner une forte progression de Saint-Firmin (15 kt, + 6 %), Scheibehard (4 kt, +6 %), Sivry (4 kt, +10 %), Brie-Chartrettes (1 kt, +7 %), Eschau (1kt, +8 %).



Source : DGEC

### Production gazière

Le nombre de gisements producteurs de gaz naturel reste inchangé (12 au total).

La production provient principalement de cinq gisements : Lacq Profond (70 % de la production nationale), Meillon (12,8 %), Poissonnière (4 %), le Lanot (4 %) et Pécorade (4 %).

Dans le Nord-Pas-de-Calais, on peut noter la hausse de 21 % entre 2008 et 2009 de la production de gaz de mine des gisements de Divion, Méthamine et Désirée-la-Naville qui s'élève en 2009 à 68 millions de mètres cubes.

■ Patrick Gouge

### ***Le gaz non conventionnel, un nouveau thème de recherche en France.***

*Le terme de **gaz non conventionnel** recouvre différents types de gaz dont le « tight gas », le « shalegas » et le « coal bed methane (CBM).*

*Le « tight gas », gaz de réservoir compact ou gaz coincé, est présent dans une roche réservoir ayant une faible perméabilité (mobilité des hydrocarbures réduite). Ce gaz a migré depuis la roche mère où il est né vers la roche réservoir où il est piégé et à partir de laquelle il peut être produit.*

*Le « shale gas », gaz d'argile ou gaz de schistes, est présent dans une roche mère argileuse ou schisteuse ayant une très faible perméabilité, il présente donc la particularité d'être produit directement depuis la roche mère.*

*Le « CBM », gaz de houille, est du gaz piégé (adsorbé) dans le charbon et qui peut être produit par désorption du méthane, suite à la dépressurisation de la veine de charbon.*

*Depuis 2004, six permis d'exploration couvrant des zones favorables à l'existence de ressources en « gaz non conventionnel » ont été attribués. Cinq de ces permis ont pour objectif le « gaz de houille » et un le « gaz coincé ». Aucune de ces autorisations n'a permis à ce stade de déboucher sur une commercialisation de gaz.*

*Face au développement d'une nouvelle thématique pétrolière non conventionnelle concernant du gaz contenu dans des argiles ou des schistes compacts en Amérique du nord et des technologies associées permettant de produire avec succès ce gaz piégé, par analogie, le bassin du sud est de la France a suscité l'intérêt de plusieurs sociétés en 2009.*

*Ce bassin sédimentaire a déjà été exploré dans le cadre d'une exploration conventionnelle il y a une trentaine d'année et quelques puits profonds avait effectivement montré de beaux indices de gaz au niveau de ces argiles qui n'ont pas été valorisés à l'époque.*

*Ainsi, des demandes de permis ont été instruites au cours de l'année 2009 et les attributions ont été finalisées en 2010.*



## 5 – L'industrie pétrolière et parapétrolière

### Une baisse de la demande et un retour des surcapacités

**Suite à la crise économique qui s'est approfondie en 2009, l'industrie pétrolière et parapétrolière est marquée par une baisse de la demande et un retour des surcapacités. Affecté par la baisse des investissements, le secteur parapétrolier a connu une baisse d'activité.**

#### L'industrie pétrolière

La baisse de la demande et l'arrivée de nouvelles capacités de production ont entraîné une reconstitution des **capacités excédentaires** de l'OPEP qui s'élèvent à près de 6Mb/jour depuis février 2009.

- Une demande en baisse

La demande pétrolière a chuté de 1,3 Mb/j par rapport à 2008 pour s'établir à 84,9 Mb/j dans un contexte de baisse sensible de la demande énergétique mondiale. Ce ralentissement de la demande de pétrole est important en Amérique du Nord (-0,9 Mb/j) et moindre en Europe. Ces deux zones représentent plus de 45 % de la demande mondiale de pétrole en 2009.

#### Demande, offre et variations des stocks pétroliers mondiaux

Mb/j	2006	2007	2008	2009
Demande mondiale	85,3	86,5	86,2	84,9
Variation [n-(n-1)]	+ 1,3	+ 1,2	- 0,3	- 1,3
Offre mondiale	85,4	85,5	86,4	84,7
Variation [n-(n-1)]	+ 0,7	+ 0,1	+ 0,9	- 1,7
Variation des stocks	+ 0,2	- 1,0	+ 0,1	- 0,2

Source : Oil Market Report (AIE) -February 2010

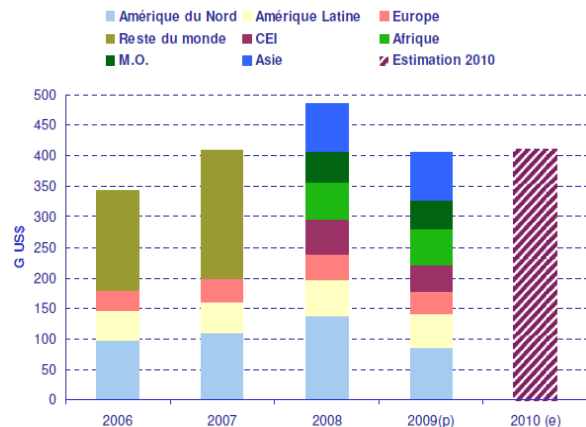
- Un prix du baril stabilisé

Le prix du baril a atteint son niveau le plus bas à 35 \$/b fin décembre 2008, après une hausse qui s'est approchée de la barre symbolique des 150 \$/b début juillet 2008. En 2009, le contexte pétrolier est marqué par une remontée progressive du prix du brut pour atteindre 70 \$/b à l'automne. Cette remontée tendancielle du prix du baril est un signal positif pour l'industrie pétrolière.

- Des investissements en baisse

En valeur monétaire, les investissements mondiaux en exploration-production ont fortement baissé, soit une chute de 16 % pour atteindre 406 G\$.

#### Evolution des investissements en exploration-production



(p): prévisions (e): estimations  
Source : IFP

Compte tenu des coûts élevés des services et des équipements, les compagnies pétrolières ont préféré différer certains investissements en attendant des conditions plus favorables.

L'Amérique du Nord a été la zone la plus touchée par la baisse des investissements (- 37 %) contre 8 % pour le reste du monde pour l'année 2009. En Europe, les investissements ont chuté de 12 % par rapport à 2008 pour atteindre 37 G\$.

Cette évolution marque une pause dans un cycle haussier initié en 2003. Les investissements restent à un niveau élevé en 2009 et sur la deuxième partie de l'année les coûts connaissent une certaine baisse.

- Un effet de crise contrasté

L'effet de la crise sur les compagnies pétrolières a été contrasté. De petites structures n'ont pas résisté à la baisse de la demande et du prix du brut, conjuguée à des difficultés de financement (durcissement des conditions d'accès aux crédits), alors que les 5 majors Exxon Mobil, BP, RDSshell, Chevron et Total annoncent une hausse de leurs investissements en exploration-production hors Amérique du Nord.



Les compagnies chinoises sortent gagnantes de cette crise grâce à leurs liquidités qui financent des développements à l'international afin d'assurer leur sécurité d'approvisionnement en hydrocarbures à long terme. Le rachat par Sinopec d'Addax Petroleum en 2009 témoigne du phénomène de prise de participation massive par des compagnies chinoises.

### L'industrie parapétrolière par secteur

La conjoncture économique en 2009 n'a pas incité les compagnies pétrolières à investir. Or, les investissements en exploration-production déterminent le niveau d'activité et de revenu du secteur parapétrolier.

Le ralentissement de l'économie a donc affecté les compagnies parapétrolières qui ont connu **une baisse d'activité en 2009**.

Les appels d'offres sont plus rares et des efforts doivent être consentis sur les marges. En début d'année, Schlumberger et Baker Hughes ont procédé à des plans de licenciements pour répondre à cette baisse d'activité.

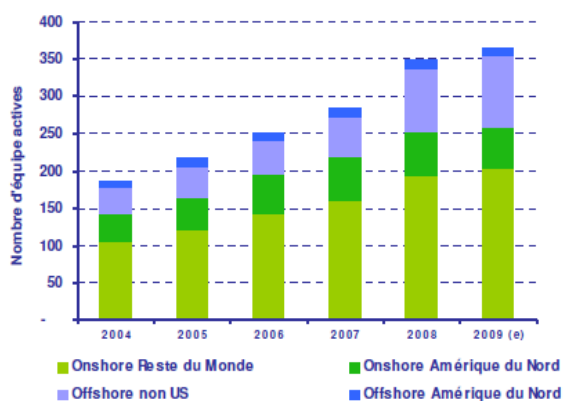
L'industrie parapétrolière intervient principalement dans trois grands secteurs d'activité : la géophysique, le forage, et la construction d'équipements de production en mer.

- **Le secteur de la géophysique**

- **un niveau d'activité inégalé**

De 2004 à 2008, le nombre total d'équipes sismiques a doublé. En 2009, cette activité sismique a augmenté de 8 % sur les 9 premiers mois de l'année par rapport à la même période en 2008. En février 2009, un pic d'activité a été atteint avec 394 équipes actives à l'échelle mondiale.

#### Equipes actives dans le monde à terre et en mer



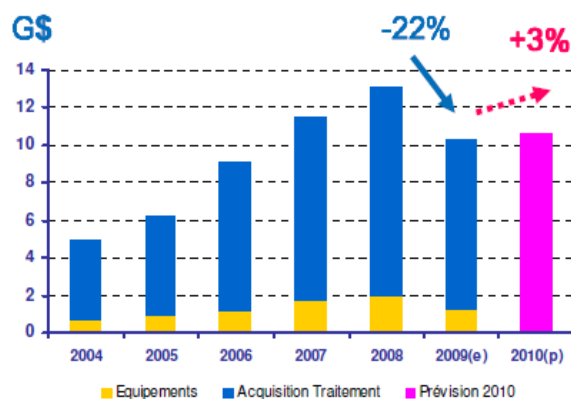
(e): estimations - Source : IFP

En 2009, l'activité sismique est en progression au Moyen-Orient (+ 45 %), l'Asie du Sud-Est (+ 20 %) et l'Afrique (+ 18 %). L'Amérique du Nord affiche les baisses d'activité les plus importantes (- 50 % au Canada et - 9 % aux États-Unis).

- **un marché en surcapacité**

Le chiffre d'affaires global du marché de la géophysique enregistre une chute en 2009. Les surcapacités de l'offre en moyens d'acquisition (équipes sismiques et matériels) exercent une pression sur les prix. Une baisse moyenne du chiffre d'affaires de 20 % a pour effet une chute des bénéfices de l'ordre de 50 %.

#### Marchés géophysiques de l'acquisition, du traitement et des équipements



(p): prévisions (e): estimations  
Source : IFP

La contraction globale des marchés géophysiques est estimée à 22 %. Le marché de l'acquisition et du traitement sismique est en baisse de 19 % et le marché des équipements géophysiques enregistre une baisse de 37 %.

En matière d'acquisition et traitement géophysique, le leader français du secteur à l'échelle mondiale, CGGVeritas, connaît une baisse limitée de son chiffre d'affaires (1 %) sur les 6 premiers mois de 2009.

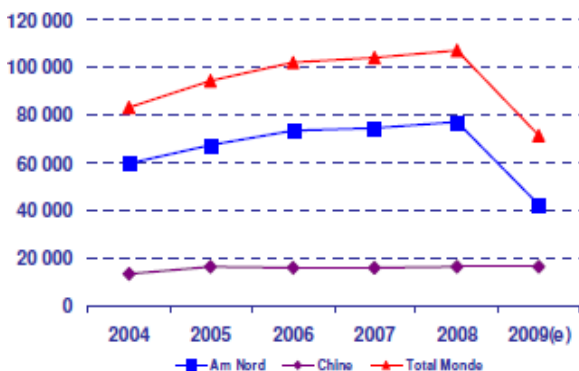
En revanche, d'autres compagnies du secteur, comme PGS et WesternGeco, affichent un chiffre d'affaires (- 18 %) et des résultats en baisse (- 60 %).

- **Le secteur du forage**

- **une activité en forte baisse**

L'activité du forage a connu une diminution de 32 % en 2009 par rapport à 2008, atteignant 74 000 puits dans le monde (dont 96 % à terre).

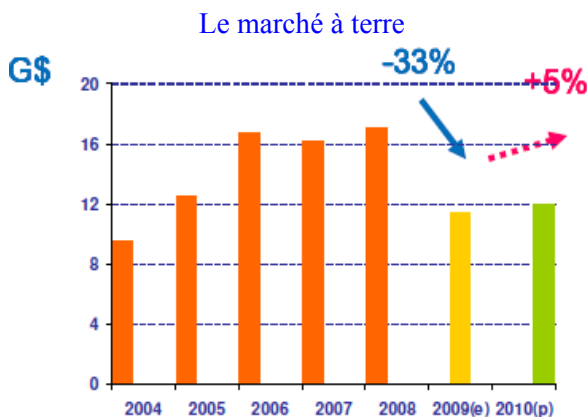
### Nombre total de puits forés à terre



Source : IFP

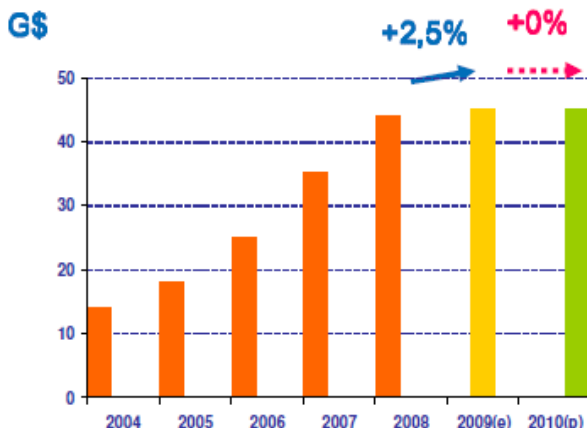
#### ➤ une activité contrastée en fonction du marché

Le marché du forage à terre est très touché (-33%). Les États-Unis et le Canada enregistrent les plus fortes baisses d'activité avec - 45 %, suivis par l'Europe avec - 39 %.



(p): prévisions (e): estimations

### Le marché en mer



(p): prévisions (e): estimations

Source : IFP

La crise économique a eu moins d'effet sur le marché du forage en mer qui devrait légèrement progresser par rapport à l'année 2008 (+ 2,5 %). Mais la saturation des plateformes de forage en

grande profondeur étant proche, une croissance en 2010 est difficilement envisageable.

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

##### ➤ une activité toujours en croissance

Un record a été atteint sur les 9 premiers mois de l'année 2009 : la moyenne des constructions offshore atteint 400 unités. Pour 2009, 679 projets sont planifiés ou en phase de design, ce qui correspond à une augmentation de 7 % sur un an.

La répartition des constructions est la suivante :

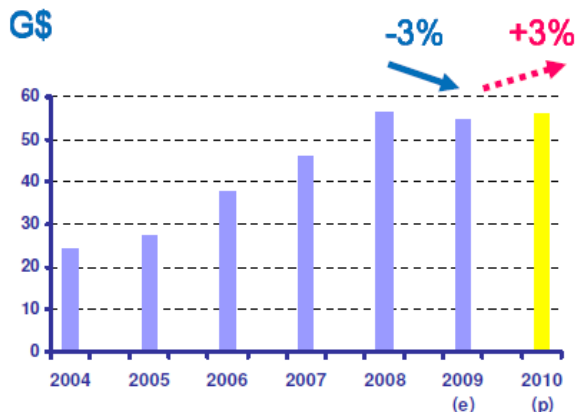
- 59 % en plateformes fixes et un nombre de projets planifiés en augmentation de 10 % ;
- 12 % en plateformes flottantes et un nombre de projets planifiés en augmentation de 18 % ;
- 29 % en constructions sous-marines et un nombre de projets planifiés en stagnation compte tenu des coûts (services et matières premières) encore élevés en 2009.

La zone de la Mer Caspienne concentre 20 % de l'activité mondiale de construction, suivie de la zone Asie-Pacifique (12 %), puis de l'Europe de l'Ouest (9 %).

##### ➤ un marché en légère baisse

Après des années de forte croissance (entre 2005 et 2008, le marché a doublé passant de 27 G\$ à 54 G\$), l'année 2009 est marquée par une légère baisse du marché à hauteur de 3 %.

### Le marché de la construction offshore



(p): prévisions (e): estimations

Source : IFP

Les acteurs les plus modestes tel Acergy ont été les plus touchés par la crise, contrairement aux trois acteurs principaux (Saipem, Technip et Zker Kvaener) dont le chiffre d'affaires a continué

de progresser en 2009 (avec respectivement 14 %, 4 % et 2 % de croissance). Pour 2010, un retour à une hausse modeste du marché est attendu (+ 3 %). Certains projets en mer grande profondeur pourraient enfin voir le jour.

## L'industrie parapétrolière en France

- 4<sup>ème</sup> rang mondial

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

- CGGVeritas, première compagnie de géophysique mondiale ;
- Technip, classé parmi les cinq premiers groupes mondiaux d'ingénierie et de production ;
- Saipem SA, anciennement Bouygues Offshore, filiale du groupe italien Saipem s.p.a, première société mondiale de construction en mer.

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

- Un chiffre d'affaires en baisse

En 2008, le chiffre d'affaires des sociétés du secteur parapétrolier français a atteint environ 32 G€, soit une progression de 7 % par rapport à l'année précédente. En 2009, ce chiffre d'affaires s'élève à environ 28 G€, soit une baisse sensible de 9,5 % par rapport à 2008.

Chiffre d'affaires de l'industrie parapétrolière en France



(p) : prévisions  
Source : GEP&IFP

Sur le long terme, les projets de développement en exploration-production offrent toujours des opportunités, mais nécessitent des technologies de plus en plus complexes.

- Un nouveau dispositif de financement : le programme CITEPH

En juillet 2007, les compagnies pétrolières et gazières ainsi que les principaux majors des services et de l'ingénierie du secteur parapétrolier ont lancé, avec le concours de l'IFP, un dispositif de financement de projets de R&D dans l'exploration-production des hydrocarbures : le programme CITEPH (Concertation pour l'Innovation Technologique dans l'Exploration et la Production des Hydrocarbures).

Ce programme propose à des PME et PMI des financements privés pour des projets à finalité industrielle dans un grand nombre de domaines : forage, construction, transport et stockage... Il vise notamment à renforcer les actions de promotion de la technologie française.

Le programme CITEPH est mis en œuvre et coordonné au sein du GEP (Groupement des entreprises parapétrolières et paragazières). Trois appels à projets ont d'ores et déjà été réalisés, ce qui a permis de financer 80 projets ([www.gep-france.com/citeph](http://www.gep-france.com/citeph)).

■ Eléa Wermelinger

Sources :

*Les investissements en exploration-production et raffinage 2009*, A. SANIERE, S. SERBUTOVIEZ, C. SILVA, Direction Économie et Veille, IFP.

*L'industrie parapétrolière, Enquête 2009*, GEP, IFP.

*Le programme CITEPH, 2009*, GEP.

## 6 - Les importations en hydrocarbures

### Une forte baisse des importations de pétrole brut

**Les importations de pétrole brut s'effondrent (- 14 %) et l'activité des raffineries baisse d'autant. D'où un accroissement des importations de produits raffinés et une réduction des exportations.**

**Les importations de gaz diminuent très légèrement.**

#### L'approvisionnement en pétrole brut

La production de pétrole brut en France diminue encore en 2009, passant de 1 million de tonnes à 0,9 Mt. Elle diminue aussi bien en Aquitaine que dans le bassin de Paris ; elle représente 1 % de la consommation nationale.

Les quantités de **pétrole brut** importées pour raffinage s'effondrent de façon spectaculaire. Elles passent en effet de 83 millions de tonnes en 2008 à moins de 72 millions de tonnes en 2009, soit une chute de 14 %. Le phénomène est général en Europe (la baisse du raffinage est de 8 % pour l'ensemble des pays européens de l'OCDE). Il faut remonter plus de vingt ans en arrière, entre 1983 et 1989, après le second choc pétrolier, pour trouver des chiffres aussi faibles. Depuis 1999, les importations de pétrole brut restaient assez stables, fluctuant entre 80 et 86 millions de tonnes. La baisse de la demande nationale (- 5 %) ne suffit pas à expliquer cet effondrement. Au contexte de faiblesse de la demande en Europe et aux Etats-Unis s'ajoute en effet le développement de nouvelles capacités au Moyen-Orient et en Asie, ce qui conduit à une compression des marges et à une réduction de l'activité des installations : Total a confirmé début 2010 la fermeture de sa raffinerie à Dunkerque, dont la production avait été stoppée en septembre 2009, et Esso a fait état publiquement des difficultés de ses installations de Fos-sur-Mer et de Normandie. Enfin, la fuite accidentelle du pipeline SPSE en août 2009 a conduit à l'inactivité de la raffinerie PETROPLUS de Reichstett au 3<sup>ème</sup> trimestre. Les 72 millions de tonnes traitées en 2009 traduisent une sous-activité importante, si on les rapporte à la capacité de production annoncée à 98 millions de tonnes.

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

Cette baisse s'accompagne d'une sensible redistribution géographique de l'approvisionnement. Les gisements de Mer du Nord

poursuivent leur déclin, ils ne représentent plus que 18 % de nos importations totales. Les quantités provenant de l'ex-URSS se maintiennent dans un contexte de baisse générale, si bien que leur part est désormais d'environ un tiers du total. La Russie est devenue le premier fournisseur de brut de la France, devant la Norvège et le Kazakhstan.

Malgré le recul du Nigeria et de la Guinée, les pétroles africains progressent grâce à l'Angola et au Congo. L'Afrique noire représente désormais 20 % du total. L'Afrique du Nord au contraire régresse sensiblement avec de faibles importations algériennes.

La baisse vient surtout des importations du Moyen-Orient, avec de fortes réductions pour nos trois principaux fournisseurs : l'Arabie Saoudite, l'Iran et l'Irak. Le Moyen-Orient ne représente plus en 2009 que 17 % de l'approvisionnement de la France.

Dans le même temps, les importations de **produits raffinés**<sup>(1)</sup> progressent de trois millions de tonnes, et les exportations diminuent de 5 Mt (-18 %). 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 du tiers des besoins). De la même façon, les raffineries de France produisent du fioul lourd destiné aux soutes maritimes internationales, en excédent par rapport aux besoins nationaux, et l'exportent, alors qu'il faut importer du fioul lourd peu riche en soufre.

En 2009, les importations de gazole ont augmenté de 3,8 millions de tonnes. Elles représentent à elles seules la moitié du tonnage des importations de produits raffinés. Un tiers provient de Russie, 9 % 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, chuté de 23 % entre 2008 et 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, a réduit ses importations de 43 % en 2009.

(1) Données estimées principalement à partir de celles des Douanes.

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

- les importations de brut diminuent de 12 Mt (- 14 %) ;
- les importations de produits raffinés augmentent de 3 Mt (+ 8 %) ;
- les exportations de produits raffinés diminuent de 5 Mt (- 18 %) ;
- globalement, le solde importateur s'est donc réduit d'environ 4 Mtep (- 4 %).

Les stocks de pétrole brut sont stables en 2009, comme en 2008 ; ceux de produits raffinés progressent de 0,5 Mt. Les mouvements sont de faible ampleur.

en millions de tonnes	2000	2008	2009
Moyen-Orient	31,6	18,5	12,2
Afrique du Nord	6,3	11,1	9,3
Afrique noire	7,6	13,1	14,1
Mer du Nord <sup>1</sup>	31,9	16,4	12,6
Ex-URSS	8,0	23,8	23,5
Autres	0,3	0,4	0,1
<b>Total</b>	<b>85,6</b>	<b>83,3</b>	<b>71,7</b>
dont OPEP <sup>2</sup>	41,8	37,7	31,0
OPEP hors Irak	34,5	34,8	28,5

#### Principaux fournisseurs

Russie	5,0	11,8	10,5
Norvège	21,1	12,7	9,5
Kazakhstan	2,2	9,2	9,4
Angola	1,9	5,7	7,9
Libye	2,4	6,8	6,5
Arabie Saoudite	15,2	7,6	5,6
Azerbaïdjan	0,6	2,9	3,7
Nigeria	4,8	4,4	3,2
Iran	5,2	4,5	2,9
Royaume-Uni	9,9	3,1	2,7
Irak	7,2	2,9	2,5
Algérie	3,5	3,7	2,0

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

2: OPEP dans sa géographie de 2010 (Algérie, Angola, Arabie saoudite, Emirats arabes unis, Equateur, Irak, Iran, Koweït, Lybie, Nigeria, Qatar, Venezuela)

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2009

## L'approvisionnement en gaz

La production nationale continue de baisser (- 6 %) et n'est plus que de 9,9 TWh, soit 2 % des ressources.

Le solde net des entrées-sorties de gaz naturel en France passe de 504,0 TWh en 2008 à 501,3 TWh en 2009. Les exportations ont fortement augmenté, passant de 10,0 TWh en 2007 à 14,2 TWh en 2008 et 24,9 TWh en 2009, du fait sans doute des échanges de GDF Suez avec la Belgique.

Le portefeuille des entrées de gaz s'est peu modifié en 2009 par rapport à 2008 :

- malgré un fléchissement (- 3,5 %), les entrées en gaz naturel liquéfié (GNL) représentent toujours environ un quart des entrées totales de gaz ;

- les importations sur contrats de long terme ont globalement peu diminué (- 0,6 %) : les importations en provenance de Russie, qui avaient beaucoup baissé en 2007, progressent de 2,9 % (après + 14 % en 2008), mais ne retrouvent pas encore le niveau de 2006 ; les arrivées venant de Norvège progressent de 4,2 %, elles représentent près du tiers des importations totales ; les importations en provenance des Pays-Bas diminuent de 8,5 % et celles d'Algérie restent stables. Les nouvelles provenances, Egypte, Nigeria, Qatar, restent des volumes faibles (6,4 % des entrées de gaz) et progressent très sensiblement ; les contrats de court terme ont été un peu moins sollicités qu'en 2008 : ils représentent 6 % des entrées de gaz naturel en 2009 contre 5 % en 2008.

L'activité de transit de gaz (gaz transporté sur le territoire français à destination d'un autre pays) est en diminution très nette : le transit représentait 14,7 % des entrées de gaz en France en 2007 et seulement 7,6 % en 2009. Le développement de ports méthaniers en Europe et la baisse de l'activité économique sont des explications à cette baisse.

Les stocks de fin d'année progressent de 14,1 TWh en 2009. A la fin de l'hiver 2008-2009, les stocks utiles étaient à 38,9 TWh contre 51,7 TWh en avril 2008.

	2008	2009
Total des entrées brutes (transit inclus)	<b>592,0</b>	<b>569,2</b>
Total des sorties (transit inclus)	<b>88,0</b>	<b>67,9</b>
Total des entrées nettes (transit et exportations exclus)	<b>504,0</b>	<b>501,3</b>
<b>dont : Contrats de long terme</b>	465,0	462,3
Russie	75,2	77,3
Norvège	164,0	170,8
Pays-Bas	92,9	85,0
Algérie	84,2	85,0
Egypte	11,2	17,1
Nigeria	4,6	5,2
Qatar	4,4	5,5
Swap*	22,2	8,8
Autres et indéterminés	6,2	7,6
<b>Contrats de court terme</b>	39,0	34,6
<b>dont : Gaz naturel sous forme gazeuse</b>	354,3	356,9
<b>Gaz naturel liquéfié (GNL)</b>	149,7	144,4

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

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2009

■ *Véronique Paquel*

■ *Bernard Nanot*



## 7 – Le raffinage en France

### Une situation préoccupante

**La situation du raffinage en France s'est révélée très préoccupante en 2009.**

#### Un point sur le raffinage mondial

L'année 2009 confirme la baisse de demande mondiale de pétrole constatée en 2008.

Dans le secteur du raffinage, l'année 2009 se caractérise par :

- d'importantes surcapacités de raffinage ;
- un effondrement des marges de raffinage ;
- une diminution des investissements dans le secteur du raffinage.

#### Le cas de l'Europe

Depuis plusieurs années, l'Europe doit répondre à deux préoccupations :

- améliorer la capacité de ses raffineries à traiter des bruts lourds tout en répondant aux spécifications des produits et dans le respect de l'environnement ;
- satisfaire une consommation accrue de gazole routier.

Le secteur européen du raffinage est confronté à une demande de distillats moyens en constante augmentation et à la gestion corrélative d'un surplus croissant d'essence.

La baisse de consommation d'essence aux États Unis provoque une diminution de leurs importations européennes. L'excédent d'essence en Europe est par conséquent amplifié. Pour le résorber, il faut trouver de nouveaux débouchés pour ce surplus ou améliorer le ratio gazole/essence.

Le choix doit être fait entre accroître les importations ou investir dans de nouvelles unités de conversion ( hydrocraquage) pour répondre à la demande de distillats moyens.

#### La situation en France

##### Pétrole brut traité en raffinerie en 2009

La quantité de pétrole brut traité dans les raffineries de métropole est égale à 73,7 Mt et a connu une diminution de 13 % en 2009.

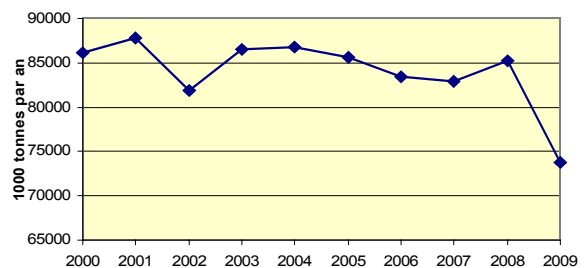
La capacité totale de distillation de pétrole brut disponible en métropole est estimée à 97 Mt. Le pourcentage d'utilisation de cette capacité (facteur de service) connaît une baisse importante en 2009 : il est égal à 76 % alors que sa valeur était de 88,2 % en 2008.

Le nombre de jours cumulés de fonctionnement des raffineries s'établit à 3894 jours en 2009, en baisse par rapport à celui de 2008 qui était de 4170 jours.

Cette baisse s'explique notamment par :

- les conséquences de l'arrêt du pipeline SPSE pendant près de six mois, qui a fortement perturbé le fonctionnement des raffineries qu'il alimente, à savoir pour la France, Feyzin et Reichstett ;
- la mise à l'arrêt de la raffinerie des Flandres à partir du mois de septembre 2009.

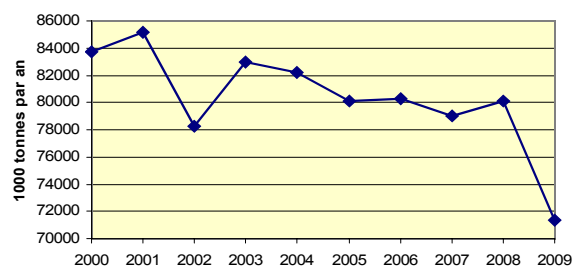
#### Traitement du brut dans les raffineries de métropole



Source : DGEC

#### Production des raffineries en 2009

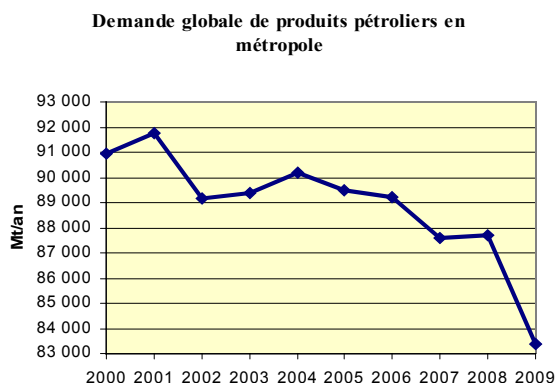
En 2009, la production nette des raffineries françaises s'élève à 71,4 Mt et a baissé de 11 %.



Source : UFIP/CPDP

## Équilibre offre-demande

### Demande de produits pétroliers en métropole



Source : CPDP

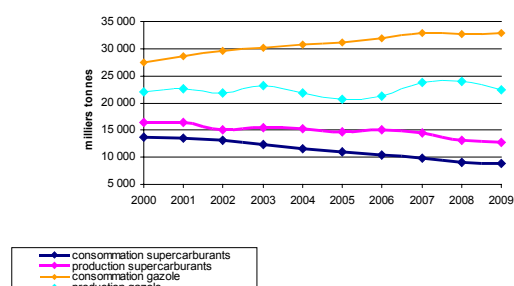
La demande globale de produits pétroliers est en baisse de 5 % en 2009 (83,3 Mt) par rapport à 2008 (87,7 Mt).

Les évolutions de consommation de produits pétroliers entre 2008 et 2009 sont différentes selon les produits.

### Supercarburants et gazole routier

La consommation de supercarburants qui s'est élevée à 8,8 Mt en 2009 poursuit sa décroissance annuelle (3 %) à un rythme qui s'est toutefois ralenti. En 2008, la décroissance était légèrement supérieure (5 %).

En 2009, la production nette de supercarburants dans les raffineries françaises est égale à 12,8 Mt. La surproduction se contracte légèrement depuis 2006.



Source : CPDP

La consommation de gazole routier est stable entre 2008 et 2009 et se maintient à 32,9 Mt. Cette stabilité est observée depuis 2007.

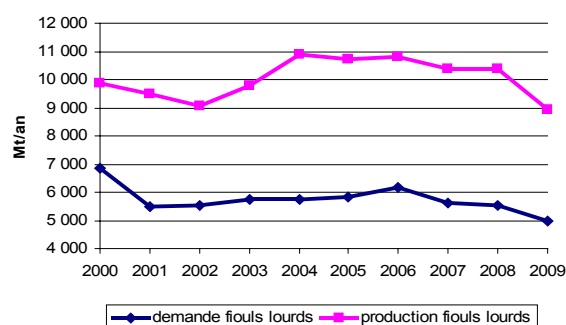
En 2009, la production nette de gazole routier dans les raffineries françaises est égale à 22,4 Mt, en baisse de 6,3 %. En conséquence, le déficit de production s'est sensiblement creusé en 2009.

### Fioul domestique

La consommation de fioul domestique est en baisse de 4 % entre 2008 (14,2 Mt) et 2009 (13,6 Mt) pour une production nette dans les raffineries françaises égale à 9,7 Mt.

### Fiouls lourds

La demande globale de fiouls lourds y compris les soutes maritimes s'élève à 5 Mt en 2009 et enregistre une baisse de 10 % par rapport à 2008.



Source : CPDP

La production de fiouls lourds enregistre une forte baisse (13,5 %), les excédents dont les niveaux restent importants trouvent des débouchés à l'export.

### Commerce extérieur

Avec des valeurs d'importation et d'exportation de produits raffinés respectivement égales à 38,7 Mt et 28,5 Mt, le solde global des produits pétroliers s'établit à une importation de 10,2 Mt, en très forte hausse par rapport au solde de l'année 2008 qui s'établissait à 2,6 Mt.

En 2009, l'exportation française de produits raffinés a enregistré une baisse de 14 % et l'importation une hausse de 8 %.

### Quelques éléments techniques concernant le secteur du raffinage

La répartition des principaux procédés de raffinage utilisé en France n'évolue pas par rapport à 2008 et est reportée dans le tableau ci-après, en pourcentage de la capacité totale de distillation.

<b>Distillation Atmosphérique</b>	<b>100%</b>
<b>Réformage Catalytique de bases essences</b>	<b>18%</b>
<b>Désulfuration des Gazoles</b>	<b>37%</b>
<b>Craquage catalytique</b>	<b>22%</b>
<b>Hydrocraquage</b>	<b>7%</b>
<b>Viscoréduction &amp; Craquage Thermique</b>	<b>9%</b>

Source : DGEC

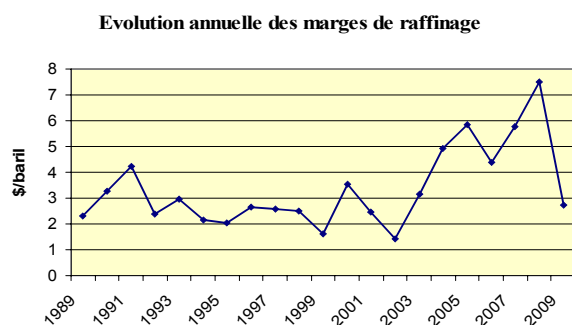
Les provenances et les répartitions des bruts traités dans les raffineries françaises sont rassemblées dans le tableau suivant :

	<b>kt/an</b>	<b>%</b>
<b>Moyen Orient</b>	<b>12 172</b>	<b>17</b>
<b>Afrique</b>	<b>23361</b>	<b>32,6</b>
dont Méditerranée	9264	12,9
dont autres pays	14097	19,7
<b>Europe</b>	<b>35 916</b>	<b>50,1</b>
dont CEI	23314	32,5
dont Mer du Nord	12 589	17,6
<b>Amérique</b>	<b>249</b>	<b>0,3</b>

Les importations depuis le Moyen Orient baissent de 5 % et celles provenant d'Afrique et d'Europe augmentent de 3 %.

### Évolution des marges de raffinage

En 2009, exprimées en dollar par baril, les marges brutes de raffinage (calculées par la DGEC) se sont effondrées et reviennent à un niveau quasiment équivalent à celui de 2001. En Europe, la baisse entre 2008 et 2009 atteint 60 % et aux États Unis, elle est égale à 75 %.



Source : DGEC

En 2009, les deux tendances qui ont été le ralentissement de la demande mondiale et la mise en service de nouvelles capacités de raffinage en Asie, se sont traduites par une réduction des taux d'utilisation des raffineries et l'apparition d'importantes surcapacités en Europe de l'Ouest et aux États Unis.

Les niveaux de ces surcapacités et les perspectives de marché pourraient entraîner des fermetures de raffineries de part et d'autre de l'Atlantique.

### Les investissements dans le secteur du raffinage

Pour l'Europe, l'effondrement des marges de raffinage pénalise les investissements qui devraient être réalisés pour adapter les capacités de raffinage existantes aux orientations de la demande et aux spécifications des produits.

Seules les régions du monde où la demande est forte, essentiellement l'Asie, bénéficient d'investissements pour des projets de nouvelles raffineries. L'Asie concentre les trois quarts des projets recensés en 2009.

En 2009, l'Europe ne représente que 6 % des projets de nouvelles capacités de distillation et 7 % des projets de nouvelles capacités de conversion.

■ Armelle Balian

*Après l'annonce de la fermeture de la raffinerie TOTAL des Flandres, Jean-Louis Borloo, Ministre d'Etat, Ministre de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer et Christian Estrosi, Ministre chargé de l'Industrie ont organisé, le 15 avril 2010, une table ronde nationale sur le raffinage.*

*Il est notamment ressorti des débats que le maintien d'une industrie du raffinage performante constitue un enjeu européen et national, en particulier pour des raisons de sécurité d'approvisionnement. Les trois groupes de travail permettront d'approfondir le sujet.*

**Capacité théorique de traitement des raffineries françaises en 2009**  
(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
<b>TOTAL</b>	<b>52 704</b>	<b>7 333</b>	<b>21 526</b>	<b>5 805</b>	<b>12 786</b>	<b>2 905</b>	<b>742</b>	<b>2 378</b>	<b>252</b>
Feyzin	5 688	463	2 777	883	1 514	-	185	-	93
Grandpuits	4 789	599	2 210	798	1 575	-	173	-	-
Donges	11 428	1 511	3 736	1 849	2 740	-	227	134	-
Gonfreville	16 275	2 485	6 405	1 400	2 590	2 905	-	1 260	88
La Mède	7 700	1 225	3 990	875	1 925	-	158	455	-
Mardyck	6 825	1 050	2 408	-	2 441	-	-	529	72
<b>BASELL</b>	<b>6 300</b>	<b>840</b>	<b>2 135</b>	<b>-</b>	<b>1 050</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Berre	6 300	840	2 135	-	1 050	-	-	-	-
<b>PETROPLUS</b>	<b>11 305</b>	<b>1 855</b>	<b>3 028</b>	<b>1 680</b>	<b>1 995</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Petit-Couronne	7 350	1 225	1 925	700	1 225	-	-	-	-
CRR Reichstett	3 955	630	1 103	980	770	-	-	-	-
<b>ESSO SAF</b>	<b>16 870</b>	<b>2 177</b>	<b>5 915</b>	<b>-</b>	<b>3 570</b>	<b>2 958</b>	<b>358</b>	<b>392</b>	<b>-</b>
Port-Jérôme-Gravenchon	11 305	1 337	3 465	-	2 100	2 958	358	392	-
Fos-sur-Mer	5 565	840	2 450	-	1 470	-	-	-	-
<b>INEOS Lavera</b>	<b>9 800</b>	<b>543</b>	<b>3 570</b>	<b>1 400</b>	<b>1 566</b>	<b>1 094</b>	<b>-</b>	<b>630</b>	<b>-</b>
<b>SARA Le Lamentin</b>	<b>788</b>	<b>126</b>	<b>445</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Métropole</b>	<b>96 979</b>	<b>12 747</b>	<b>36 173</b>	<b>8 885</b>	<b>20 967</b>	<b>6 956</b>	<b>1 100</b>	<b>3 400</b>	<b>252</b>

**Brut distillé dans les raffineries françaises de métropole**

Groupe	Nombre de raffineries	2007			2008			2009		
		Brut raffiné Mt/an	Facteur de service %	Nombre de jours cumulés en dist. de brut	Brut raffiné Mt/an	Facteur de service %	Nombre de jours cumulés en dist. de brut	Brut raffiné Mt/an	Facteur de service %	Nombre de jours cumulés en dist. de brut
<b>Total</b>	6	<b>45,26</b>	86,5	2043,1	<b>45,88</b>	87,6	2040	<b>39,26</b>	74,5	1918,2
Shell	3	<b>13,37</b>	75,9	979	<b>9,18</b>	81,2	722	<b>7,30</b>	<b>64,59</b>	609
Petroplus					<b>4,94</b>	78,5	364	<b>3,99</b>	<b>63,40</b>	341
Basell					<b>16,33</b>	96,8	710	<b>15,09</b>	<b>89,43</b>	702
Esso	2	<b>16,16</b>	95,8	706	<b>8,90</b>	90,8	333	<b>8,08</b>	<b>82,43</b>	324
Ineos	1	<b>8,18</b>	80,6	327,51						
<b>Total</b>	12	<b>82,96</b>	85,6	4056	<b>85,24</b>	88,2	4170	<b>73,72</b>	76,0	3894

## 8 - La qualité des carburants

La réduction des émissions de gaz à effet de serre : une préoccupation majeure

**Comme en 2008, les résultats des contrôles effectués sur les carburants français sont satisfaisants.**

La réduction de la consommation des 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, du réchauffement climatique et de 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 CO<sub>2</sub> et la qualité de l'air, les carburants automobiles et les combustibles liquides ont vu leurs propriétés fortement évoluer ces dernières années. Ces évolutions concernent principalement la teneur en soufre et le taux d'incorporation de biocarburants.

### Les directives européennes

Les exigences de qualité des carburants vendus au sein de l'Union européenne et le système de contrôle à mettre en place sont définis par :

- la directive européenne 2009/30/CE qui modifie la directive 98/70/CE modifiée relative à la qualité des carburants ;

- la décision de la commission 2002/159/EC relative au format du rapport à produire sur le contrôle qualité des carburants, et la norme EN 14274 : 2003 relative au système de suivi de la qualité des carburants.

La directive 2009/30/CE du 23 avril 2009 met l'accent sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre produites sur l'ensemble du cycle de vie des carburants. Les biocarburants utilisés pour atteindre les objectifs de réduction des gaz à effet de serre fixés par cette directive devront dès 2011 satisfaire à des critères de durabilité.

Les paramètres qui ont un effet prépondérant sur la qualité des carburants sont :

– les propriétés physiques telles que RON<sup>(1)</sup> et MON<sup>(2)</sup> qui impactent la qualité de la combustion moteur et de ce fait les polluants gazeux ;

– les composés comme le soufre, le plomb et le benzène qui ont un impact direct sur les émissions polluantes.

Le plomb a été interdit par l'UE depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2000.

La teneur maximale en soufre des carburants est limitée à 10 ppm depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

La directive 2003/17/CE impose aux états membres de l'union Européenne de mettre en place un système de contrôle de la qualité des carburants (FQMS Fuel Quality Monitoring System) en accord avec la norme européenne EN 14274 : 2003.

### La nature des contrôles en France

La Direction de l'Energie, au sein de la Direction Générale de l'énergie et du climat (DGEC) est responsable de l'application des directives relatives à la qualité des carburants et 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) par grade de carburants vendus sur son territoire (supercarburants SP 95, SP 98 et gazole moteur). Le nouveau carburant SP95-E10 fait l'objet d'un prélèvement dès lors qu'il est présent dans la station contrôlée.

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

Chaque année, l'ensemble du territoire métropolitain est couvert par les contrôles.

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.

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.

### L'exécution des contrôles

Un appel d'offres européen ouvert a été lancé par la DGEC début juillet 2006 pour une durée de 4 ans et la société « Intertek Calebb Brett France » a été retenue. Cette société est filiale d'un groupe international spécialisé dans ce type de prestations. Elle exerce son activité de contrôle en France dans tout le secteur pétrolier et bénéficie d'une accréditation COFRAC pour l'analyse des produits pétroliers.

Les échantillons sont prélevés et analysés selon les dispositions de la directive européenne 98/70/CE modifiée 2003/17/CE et de la directive 1999/32/CE. Ces contrôles représentent annuellement près de 17 000 analyses.

### Les contrôles en dépôts pour l'année 2009

99 dépôts ont été contrôlés.

Sur les sites sélectionnés, 109 échantillons ont été prélevés et se répartissent en 59 échantillons de fioul domestique, 44 de gazole pêche et 6 échantillons de fioul lourd.

Sur ces échantillons, 682 analyses en laboratoire ont été réalisées. Aucune non-conformité n'a été relevée sur l'ensemble des analyses.

### Les contrôles en station-service pour l'année 2009

439 stations-service ont été échantillonnées en 2009, réparties sur toute la France. Les stations-service contrôlées ont donné lieu au prélèvement de 1231 échantillons qui se répartissent en 402 échantillons de gazole, 389 d'essence « sans-plomb » SP 98, 391 d'essence « sans-plomb » SP 95 et 49 échantillons de supercarburant SP95-E10.

Sur ces échantillons, 17 244 analyses en laboratoire ont été réalisées et le taux de non-conformité est inférieur à 2,04 % pour tous les paramètres contrôlés par grades à l'exception de :

- la pression de vapeur du SP98, du SP95 et SP95-E10 avec des taux respectivement de 3,34 %, 2,81 % et 4,08 % (problèmes liés aux spécifications inter-saisons) ;

- la teneur en soufre du gazole 10 ppm avec un taux de non conformité de 3,23 % et la teneur en soufre du SP95-E10 avec un taux de 4,08 % (contamination dans la chaîne logistique avec d'autres produits). Le taux de résultat non conforme du SP95-E10 est cependant à mettre en relation avec le faible nombre d'échantillons (2 échantillons non conformes sur 49).

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 des méthodes d'analyse, les stations services sont tenues de justifier les écarts relevés et de présenter des mesures correctives et préventives appropriées.

### Non-conformités relevées en station service

Tests présentant des non conformités	SP95		SP95-E10	
	Nombre de tests non conformes	% de non conformité	Nombre de tests non conformes	% de non conformité
Teneur en soufre	1	0,26	2	4,08
Pression de vapeur	11	2,81	2	4,08
Teneur en oxygène	4	1,02	0	0
Teneur en benzène	3	0,77	1	2,04

Tests présentant des non conformités	SP98	
	Nombre de tests non conformes	% de non conformité
Teneur en soufre	1	0,26
Pression de vapeur	13	3,34
Teneur en oxygène	2	0,51
RON	1	0,26
Teneur en éther	4	1,03

Tests présentant des non conformités	Gazole 10ppm de soufre	
	Nombre de tests non conformes	% de non conformité
Teneur en soufre	13	3,23
Teneur en EMAG <sup>(3)</sup>	2	0,50

(1)(1)RON : Indice d'Octane Moteur

(2)MON : Indice d'Octane Recherche

(3)EMAG : Esther Méthylique d'Acides Gras

■ Armelle Ballian

■ Elise Levailant

## 9 – Les carburants de substitution

Une énergie renouvelable en progression

En 2009, la consommation de carburants de substitution est en hausse. En 2010, l'objectif est d'incorporer 7 % (en énergie) de biocarburants dans les carburants.

### Les biocarburants

La production de biocarburants issus d'unités agréées s'est élevée à 2 919 kt en 2009 contre 2 675 kt en 2008, soit une augmentation de 244 kt.

Production totale issue d'unités agréées				
	2006	2007	2008	2009
<b>kt</b>	807	1 567	2 675	2 919
Agréments totaux				
	2006	2007	2008	2009
<b>kt</b>	979	1 603	3 429	3 965

#### ● La filière essence : ETBE et éthanol

La production d'ETBE (Ethyl tertio butyl éther) 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. Cette fraction d'éthanol s'est élevée à 407 kt en 2009 contre 215 kt en 2008. La filière a produit à 90 % des capacités agréées en 2009, contre 96 % en 2008.

Production d'ETBE (éthanol) issue d'unités agréées				
	2006	2007	2008	2009
<b>kt</b>	146	189	215	407
Agréments ETBE (éthanol)				
	2006	2007	2008	2009
<b>kt</b>	164	222	225	451

En 2004, les premiers des agréments ont été accordés à des unités de production d'éthanol. En 2009, la filière a produit près de 47 % des capacités agréées. Une très grande partie de cet éthanol sert à la production d'ETBE.

Production d'éthanol issue d'unités agréées				
	2006	2007	2008	2009
<b>kt</b>	94	232	375	417
Agréments d'éthanol				
	2006	2007	2008	2009
<b>kt</b>	137	333	717	867

#### ● La filière gazole : EMAG

Pour la filière oléagineuse, les EMAG (Esters Méthylliques d'Acide Gras) sont introduits essentiellement dans le gazole.

La production de biodiesel issu des unités agréées s'est élevée à 2 095 kt en 2009 contre 2 085 kt en 2008 soit le niveau le plus élevé jamais atteint. La filière a produit à près de 80 % des capacités agréées en 2009, contre 84 % en 2008.

Production EMAG issue d'unités agréées				
	2006	2007	2008	2009
<b>kt</b>	567	1 146	2 085	2 095
Agréments EMAG				
	2006	2007	2008	2009
<b>kt</b>	677	1 347	2 487	2 647

#### ● Les bilans d'incorporation globaux

Bilan d'incorporation des biocarburants (% pci)				
	2006	2007	2008	2009
<b>Objectif</b>	1,75	3,5	5,75	6,25
<b>Réalisé</b>	1,76	3,57	5,71	6,04

Les objectifs d'incorporation des biocarburants dans les carburants sont pratiquement atteints depuis 2006. En 2009, le pourcentage énergétique (pci) de biocarburants dans les carburants s'élève à 6,04 % pour l'ensemble des deux filières (5,24 % pour les essences et 6,27 % pour le gazole), contre 5,71 % en 2008 (5,55 % pour les essences et 5,75 % pour le gazole).

#### ● Une politique européenne volontariste

➤ **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.

➤ **La directive 2003/30/CE** relative à la promotion de l'utilisation des biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports, dresse la liste des produits pouvant être considérés comme biocarburants et les formes sous lesquelles ils peuvent se présenter. Elle demande aux États Membres de fixer des objectifs nationaux d'incorporation des biocarburants dans les carburants, avec un objectif de référence de 5,75 % pci en 2010.

➤ **La directive 98/70/CE** relative à la qualité des carburants autorise l'incorporation jusqu'à 5 % en volume d'éthanol et de 15 % en volume d'ETBE dans l'essence.

➤ **Les directives 2009/30/CE et 2009/28/CE** modifient respectivement les directives 98/70/CE et 2003/30/CE suite à une révision en décembre 2008 sous présidence française. La date limite de transposition de la directive relative aux spécifications des carburants est fixée au 31 décembre 2010. Les principales évolutions portent sur :

- l'augmentation de la limite maximale d'incorporation de biocarburants dans l'essence (limite portée de 5 % à 10 % en volume - E10) et dans le gazole (limite portée de 5 % à 7 % en volume - B7) ;
- le maintien de la distribution d'une essence ayant une teneur maximale de 5 % en volume d'éthanol afin de garantir une compatibilité avec tous les véhicules existants ;
- le double comptage des carburants issus des déchets (en France, cette disposition a déjà été prise en compte dans la loi de finances pour 2010) ;
- la comptabilisation des biodiesels incorporés dans le gazole non routier, (en France ce carburant sera lancé à l'été 2010 ; il permettra de réduire les émissions des moteurs qui devront l'utiliser) ;
- l'obligation d'avoir recours à des biocarburants respectant les principes de durabilité : les biocarburants ne devront ainsi pas être issus de matières premières provenant de terres ayant une grande valeur en terme de biodiversité biologique ;
- l'instauration d'un objectif de réduction de gaz à effet de serre.

### Le plan biocarburants français

La France s'est engagée dans un programme ambitieux de développement des biocarburants et met en œuvre une série de mesures permettant d'encourager leur production et leur mise sur le marché.

La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique de la France fixe comme axe de développement des biocarburants les objectifs contraignants figurants dans le tableau suivant :

### Objectifs d'incorporation français (pci)

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

Cet engagement s'est traduit par la publication de plusieurs appels à candidatures européens pour l'agrément d'unités de production de biocarburants. Les appels à candidatures ont conduit à l'agrément de 29 unités de production de biodiesel, 4 unités de production d'ETBE et 23 unités de production de bioéthanol en France.

A l'horizon 2020, il est prévu que les biocarburants apporteront la contribution la plus importante à l'objectif européen de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, la limite maximale du taux d'incorporation d'EMAG dans le gazole est passée de 5 % à 7 % en volume pour la France.

**Depuis le 1<sup>er</sup> 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.** La mise en place de cette nouvelle filière essence était l'un des objectifs fixés par le Président de la République lors du Salon de l'automobile le 9 octobre 2008.

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 2009, 1841 stations services proposaient le SP95-E10 à la vente, soit presque 15 % du parc national

### Les filières carburants à haute teneur en biocarburants

#### ● Le gazole B30

Le gazole B30, un gazole contenant 30 % en volume d'EMAG, 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<sup>er</sup> janvier 2007.

Ainsi le superéthanol bénéficie d'une fiscalité avantageuse de 23,24 €/hl (contre 28,33 €/hl en 2008), qui permet actuellement de le vendre à un prix moyen de 0,86 €/l (octobre 2009).

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 :

- octroi d'une faculté d'amortissement exceptionnel des véhicules sur 12 mois ;
- réduction de la taxe sur les véhicules de sociétés pendant huit trimestres ;
- exonération de 50 % de la taxe additionnelle aux certificats d'immatriculation.

Le 9 octobre 2008, au salon de l'automobile, le Président de la République a exprimé sa volonté d'exonérer du malus les véhicules à carburant modulable, (le malus ne tenait pas compte du bénéfice environnemental complet de tels véhicules) confirmant ainsi le soutien du gouvernement à cette filière : la loi n° 2008-1425 du 27 décembre 2008 de finances pour 2009 a complété le III de l'article 1011 bis du code général des impôts afin de faire bénéficier les véhicules spécialement équipés pour fonctionner au moyen du superéthanol E85, d'un abattement de 40 % sur les taux d'émissions de dioxyde de carbone, au sens de la directive 70/156/CEE du Conseil, du 6 février 1970. Cet abattement ne s'applique pas aux véhicules dont les émissions de dioxyde de carbone sont supérieures à 250 grammes par kilomètre.

Au 31 octobre 2009, 316 stations services commercialisent ce carburant et environ 9500 véhicules prévus pour fonctionner avec ce carburant ont été immatriculés. Cette filière est encore aujourd'hui dans une phase de démarrage et de montée en puissance.

- **Les huiles végétales pures**

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<sup>er</sup> janvier 2007, cette autorisation a été élargie à tous les exploitants agricoles et aux pêcheurs pour une utilisation en substitution du fioul marine.

Les HVP utilisées bénéficient d'une exonération de la taxe intérieure de consommation (TIC).

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2007, les collectivités locales qui en font la demande 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 fiscalité**

- **Le principal levier incitatif : la taxe générale sur les activités polluantes**

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. Son taux est croissant, de 1,2 % en 2005 à 7 % en 2010 ; il est diminué de la part de biocarburants mis sur le marché en % pci, et ce pour le supercarburant d'une part et le gazole de l'autre.

## Les recettes de la TGAP

2006	2007	2008	2009
2 M€	25 M€	62 M€	103 M€

### • La défiscalisation

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

Son montant est fixé chaque année en loi de finances pour l'année suivante. Le dispositif permet également d'assurer la traçabilité des biocarburants incorporés en France.

Seuls les biocarburants issus des unités agréées bénéficient de cette défiscalisation, dans la limite des quantités fixées lors de l'agrément.

### Les montants de la défiscalisation

€/hl	2007	2008	2009	2010	2011
EMAG*	25	22	15	11	8
ETBE**	33	27	21	18	14
Éthanol					
EEHV***	30	27	21	18	14
BS****	25	22	15	11	8

\* esters méthyliques d'acide gras

\*\* seule la part éthanol peut en bénéficier

\*\*\* esters éthyliques d'huiles végétales

\*\*\*\* biogazole de synthèse

### Les coûts de la défiscalisation

2006	2007	2008	2009
260 M€	500 M€	720 M€	520 M€

Malgré la diminution régulière des taux de défiscalisation des biocarburants, l'augmentation des taux d'incorporation a conduit à une augmentation régulière des coûts globaux générés par cette mesure jusqu'en 2008. En 2009, la défiscalisation représente un manque à gagner, pour l'État, s'élevant à 520 M€.

## Les enjeux de la performance énergétique et environnementale des biocarburants consommés en France

- Le respect des critères de durabilité et les objectifs d'efficacité

### ➤ Au niveau national

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 groupe de travail mis en place dans ce cadre comprend les représentants des filières agricoles et industrielles concernées, les instituts techniques (INRA, IFP, ADEME) ainsi que les services de l'État compétents.

Depuis le 8 avril 2010, le rapport final de l'ADEME appelé « **Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France** » est disponible en ligne sur les sites de l'ADEME, du Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et de la Pêche et du Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer.

### ➤ Au niveau européen

La directive européenne 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (appelée directive EnR), adoptée dans le cadre du « paquet énergie-climat », précise les critères de durabilité pour les biocarburants. Elle fixe un objectif de 20 % d'énergie renouvelable de la consommation énergétique totale à l'horizon 2020, **dont 10 % dans le secteur des transports**.

Dans cette perspective, un plan d'action national en faveur des énergies renouvelables pour la période 2010-2020 est en cours d'élaboration. Sur la base des objectifs déterminés dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, il définira les trajectoires pluriannuelles et les différentes formes d'énergies renouvelables prévues pour atteindre les objectifs fixés. Ce plan d'action national sera remis à la Commission Européenne avant le 30 juin 2010.

Conformément à la directive EnR, le bilan de gaz à effet de serre des biocarburants, du puits à la roue, devra 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.



## • Les biocarburants de deuxième génération

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. A ce titre, le gouvernement a confié à l'ADEME la gestion d'un fonds afin de soutenir les recherches engagées dans les différents domaines des nouvelles technologies de l'énergie. Dans ce cadre, l'ADEME a lancé un appel à manifestation d'intérêt (AMI) sur les biocarburants de deuxième génération. Les dossiers de candidatures ont été examinés et trois projets ont été sélectionnés :

- **Futurol** basé sur un procédé biologique de transformation de la biomasse pour produire de l'éthanol ;
- **BioTfuel** basé sur un procédé thermochimique de transformation de la biomasse puis de la synthèse Fischer Tropsch pour produire un biodiesel de synthèse ;
- **Gaya** basé sur un procédé de gazéification -méthanation pour produire un biocarburant gazeux.

## 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.

En effet, une étude européenne de l'*European Emission Test Programme* (EETP), réalisée par 4 laboratoires indépendants dont l'Institut Français du Pétrole, comparant les différentes motorisations du marché a mis en évidence, en particulier, que les moteurs GPLc rejettent 20 fois moins d'oxydes d'azote que les moteurs Diesel, aucune particule, et moins de CO<sup>2</sup> (données calculées du puits à la roue) que les carburants conventionnels.

Cependant, les véhicules GPLc consomment en moyenne 20 % en volume de plus et émettent plus de monoxyde de carbone et d'hydrocarbures qu'un véhicule à carburant conventionnel.

Le marché européen des véhicules GPLc a connu un très fort développement avec environ 7 millions de véhicules actuellement en circulation.

En France, le nombre de véhicules particuliers équipés est passé de 26 000 en 1996 (début de la défiscalisation) à 210 000 en 2001. En baisse depuis cette date, le parc français s'établit aujourd'hui à 140 000 véhicules.

Le réseau français de stations-service GPLc est resté stable en 2009 et couvre une grande majorité du territoire national. Il compte actuellement, 1850 points de vente publique et 150 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.

## • Les ventes de véhicules neufs en forte hausse

Plus de 24 000 nouvelles immatriculations de véhicules GPL ont été enregistrées en 2009, contre 2 600 en 2008, soit des ventes multipliées par 9. La part de marché du GPL a atteint plus de 1 % des véhicules neufs immatriculés en 2009 contre 0,1 % en 2008.

Cette hausse s'explique par :

- la commercialisation de nouveaux modèles ;
- un prix à la pompe le moins cher : 0,68 € le litre soit 60 centimes de moins que le super sans plomb 95 ;
- des avantages fiscaux pour les particuliers et les professionnels.

## • Forte baisse du marché de la transformation

En revanche, le marché de la transformation de véhicules essence au GPL est en baisse. Après une forte progression en 2008 (4 400 véhicules transformés soit + 24 %) seulement 1 412 véhicules ont été transformés sur les 8 premiers mois de l'année, contre 2 635 sur la même période en 2008 (- 46 %).

Cette baisse s'explique par le fait que traditionnellement ce marché était constitué de propriétaires de grosses cylindrées ou de 4x4 essence désireux de réduire leur budget carburant et de limiter leurs émissions de CO<sup>2</sup>.

Ces véhicules étant fortement pénalisés par le système de malus, leur nombre tend à diminuer.

- **Les incitations fiscales à l'utilisation du GPLc**

Le GPLc bénéficie d'une taxe intérieure à la consommation (TIC) au taux réduit de 10,76 €/hl.

➤ **Les avantages en faveur des particuliers**

L'achat d'un véhicule GPLc neuf dont les émissions n'excèdent pas 140 g/km (135 g/km pour 2010) ouvre droit à l'attribution d'un bonus écologique de 2 000 €.

Une majoration de 300 € est attribuée si l'acquisition du véhicule GPLc neuf est 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'excèdent pas 160 g/kg (155 g/kg en 2010) ouvre 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.

➤ **Les avantages en faveur des professionnels**

Une exonération de la TVTS (taxe sur les véhicules de tourisme de société) à hauteur de 100 % est accordée pour les véhicules monocarburant et de 50 % pour les véhicules bicarburant.

Un amortissement exceptionnel sur 12 mois (au lieu de 60 mois) est attribué pour la location de longue durée ou l'achat d'un véhicule neuf au GPLc et pour l'équipement au GPLc d'un véhicule essence.

Le montant d'amortissement est assujéti aux niveaux de CO<sub>2</sub> du véhicule : (18 300 € pour les véhicules qui n'excèdent pas 140 g de CO<sub>2</sub> par km et 9 900 € pour les autres véhicules).

Une exonération totale ou partielle de la carte grise est accordée selon les régions.

**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, CO<sup>2</sup>, Nox, 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 privatives.

Le GNV fait, comme le GPL, partie des carburants alternatifs qui pourront contribuer 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).

- *Elise Levaillant*
- *Eléa Wermelinger*
- *Jean-Michel Lamy*

**Une série d'incidents qui a perturbé considérablement le transport intérieur des produits pétroliers.**

**Une baisse de 22 % du transport des produits pétroliers par pipelines, dont une chute de 30 % pour le trafic de pétrole brut.**

**Une réorganisation du transport intérieur, caractérisée notamment par un report du trafic des produits pétroliers sur la route et sur les fleuves, afin d'assurer l'approvisionnement français.**

#### Le réseau de pipelines français<sup>1</sup>

Le transport des produits pétroliers s'effectue essentiellement *via* un réseau de pipelines relié aux grands ports pétroliers français (Le Havre, Fos, Lavéra, St Nazaire et Dunkerque). On distingue les pipelines de pétrole brut qui alimentent les raffineries du territoire et des pays frontaliers :

- Pipeline sud-européen (PSE) : au départ du port pétrolier de Lavéra, il approvisionne les raffineries de 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 transfère du pétrole brut d'Antifer au Havre ;
- Les pipelines miniers : ils alimentent les raffineries à partir des sites de production de Lacq et de l'Aquitaine.

Une majorité des pipelines acheminent des produits finis, les principaux étant :

- Le Havre-Paris (LHP) : le pipeline est détenu et opéré par Trapil. Il constitue le seul réseau de pipelines alimentant 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, il reste néanmoins la propriété de la Société du Pipeline Méditerranée Rhône (SPMR). Le réseau de canalisations achemine des produits raffinés de Fos vers Lyon, tout en desservant la Suisse ;

- Oléoducs de défense commune (ODC) : il s'agit de la partie française du CEPS (Central Europe Pipeline System) qui s'étend sur 2 260 km en France et dont la propriété et l'exploitation s'effectuent au SNOI (Service National des Oléoducs Interalliés). Trapil est l'opérateur des ODC.

Sur les réseaux de pipelines, l'exploitant peut se distinguer du propriétaire. Le propriétaire conserve l'élaboration des budgets d'investissement et les responsabilités. En revanche, l'exploitation du pipeline, la surveillance et même la fourniture du personnel sont à la charge de l'exploitant.

#### Faits marquants de l'année 2009

L'année 2009 a été marquée par des incidents survenus sur les pipelines, mettant à l'épreuve la logistique pétrolière d'approvisionnement du territoire. En effet, l'incident sur le pipeline sud-européen (40 pouces) survenu le 7 août 2009, dans la plaine de La Crau a significativement impacté l'approvisionnement français, durant près de 5 mois.

Les raffineries desservies par le PSE ont été fortement touchées, notamment la raffinerie de Reichstett qui n'a été remise en service que fin décembre 2009. La raffinerie a mis à profit cet arrêt pour avancer ses travaux de maintenance annuels.

Le 40 pouces a été remis en exploitation au mois de janvier 2010 pour une période de six mois, le temps des vérifications sur la canalisation inertée de 34 pouces qui devrait être mise en service au mois de juillet prochain, en remplacement du 40 pouces.

<sup>1</sup> Voir en annexe une carte du réseau

### Les mesures mises en œuvre

Des moyens alternatifs ont donc été engagés, afin de pallier la perte d'approvisionnement du PSE : l'utilisation d'un additif réducteur de trainée sur la partie nord du 40 pouces pour augmenter le débit de pétrole qui est alors passé de 1400 m<sup>3</sup>/h à 2000 m<sup>3</sup>/h pour la même pression, un flux accru des barges sur le Rhin, un renforcement du trafic dans les pipelines du réseau OTAN ou du Donges-Melun-Metz, ainsi qu'un transport par voies ferrées. Ces éléments ont permis à la région Grand Est de faire face aux pics hivernaux de la consommation.

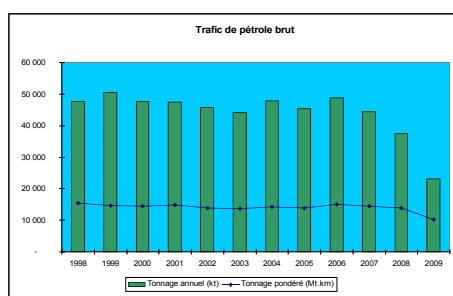
Un autre incident a eu lieu au mois de décembre 2009, avec une fuite sur le 34 pouces de Total approvisionnant la raffinerie de Normandie, dans le port du Havre. Des travaux étaient déjà en cours sur une autre canalisation de 34 pouces inertée. Elle a donc pu être remise en service en quelques jours, en remplacement du pipeline défectueux.

Les conséquences sur le fonctionnement de la raffinerie n'ont donc été que très modérées.

La liaison Antifer-Le Havre, en arrêt depuis septembre 2008, a connu une série de travaux durant toute l'année 2009. Cependant, la canalisation a repris son exploitation en ce début d'année 2010.

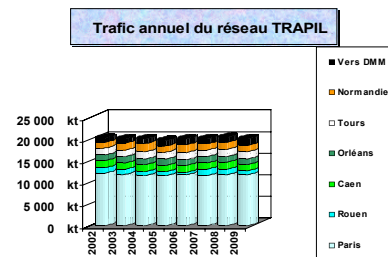
### Évolution du trafic par pipelines

- Le trafic de pétrole brut par pipelines a été fortement perturbé cette année : il a baissé de 30 % en 2009 par rapport à 2008, s'établissant à 24 millions de tonnes. Sont mis en cause une baisse de 24 % du trafic sur le réseau SPSE (dont une chute de 80 % des livraisons vers Carling et de 40 % vers la raffinerie de Reichstett), un recul de 66 % du trafic sur la ligne Oberhoffen-Carling en raison d'une explosion survenue dans un vapocraqueur de l'usine pétrochimique de Carling au mois de juillet 2009, ainsi qu'un trafic nul sur le réseau Antifer-Le Havre.



Sources : SPSE, Total, Sté du Pipeline du Jura, Vermillon REP, Lundin, CIM

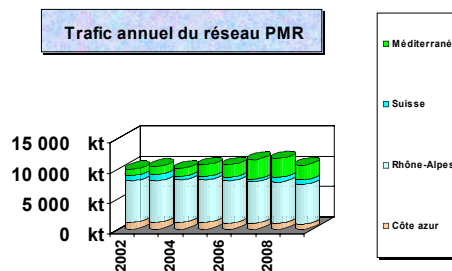
- En ce qui concerne le transport des produits finis par pipelines, on a assisté à une baisse de 5 % en 2009 du trafic des principaux pipelines métropolitains.



Source : TRAPIL

Le réseau LHP est resté stable avec une légère baisse des livraisons (- 2 %). Cependant, cette relative stabilité masque d'importants écarts : une chute de 28 % du trafic vers Rouen expliquée par une réduction des livraisons de gazole (- 35 %), et surtout de fioul (- 41 %) en raison d'une hausse des entrées bateaux spécifiquement en fioul du terminal Rubis à Rouen. Le réseau a également été marqué par une croissance de 15 % du trafic vers le DMM, afin d'accroître l'approvisionnement en produits pétroliers vers l'Est de la France, suite à l'accident survenu sur le SPSE.

Le PMR, quant à lui, a connu une baisse de 9 % de son trafic en 2009 tirée par une chute de 20 % des livraisons vers la région méditerranéenne. Cette dernière est en effet impactée par une forte décroissance de la consommation de gasoil (- 40 % en 2009 par rapport à 2008). Par ailleurs, les livraisons à destination de la Côte d'Azur ont également réduit de 20 % cette année du fait d'une contamination des carburateurs destinés à l'aéroport du Puget, due à la présence d'esters méthyliques d'huiles végétales (EMHV) au-delà de la norme des 5ppm. Les délais de vidange des bacs ont été de près de 5 mois car les deux bacs infectés ont dû être évacués par camions citernes vers l'aéroport du Puget. En substitution, ce sont près de 400 camions qui ont effectué le trajet entre l'étang de Berre et l'aéroport de Nice, ce qui montre l'intérêt économique et environnemental du transport par pipelines.

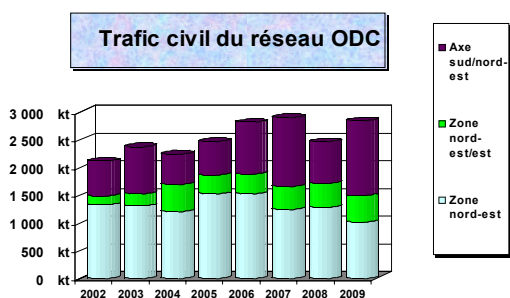


Source : SPMR

Ce phénomène est caractéristique des impacts négatifs de l'incorporation des biocarburants dans les canalisations d'hydrocarbures. En effet, l'incorporation des EMHV dans le gazole génère des risques élevés de pollution des carburateurs. Or, le retraitement des contaminants nécessite des investissements supplémentaires à réaliser dans l'acquisition de nouveaux bacs. De même, l'incorporation d'éthanol dans les bases essences entraîne des pertes de capacité de transport sur les réseaux d'oléoducs. En effet, l'additivation de l'éthanol dans l'essence ne peut se faire qu'en aval.

En conséquence, les pipelines servent au transport des bases essences, ce qui réduit les capacités de transport allouées aux autres produits. Enfin, le durcissement de la réglementation liée au taux de soufre dans certains produits augmente sensiblement les budgets d'exploitation prévus dans le cadre du retraitement des contaminants.

Sur les ODC, le trafic est en hausse de 16 % avec près de 3 millions de tonnes livrées en 2009. Cette croissance du trafic provient essentiellement de la reprise du trafic sur la branche Marseille-Strasbourg, en raison de l'arrêt du SPSE.

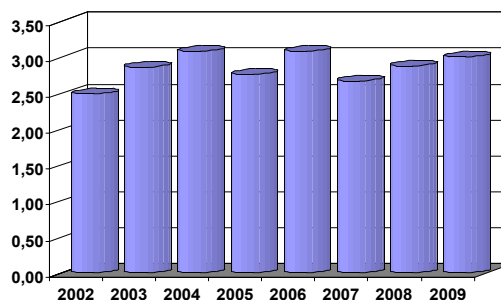


Source : SNOI

Le trafic des produits raffinés sur le DMM est en hausse de 4 % par rapport à l'année précédente, avec 3 millions de tonnes livrées en 2009. L'évolution par produit est néanmoins bien plus significative. En effet, les produits non marchands tels que le naphta ou le carburateur-mérox<sup>2</sup> ont connu une baisse de trafic de 73 % en 2009. Une fois de plus, c'est le durcissement des spécifications sur la caractéristique EMHV qui a empêché le transport du carburateur-mérox. En revanche, on a assisté à une hausse de 244 % du trafic de jet en 2009, en raison de la reprise du transport de carburateur pour le compte de la CEPMA (Agence de gestion des oléoducs en Centre-Europe).

<sup>2</sup> Le mérox est un procédé de désulfuration du kérosène.

Trafic du réseau DMM



Source : SFDM

## La multimodalité du transport des produits pétroliers

Les incidents survenus au courant de l'année 2009 ont mis en exergue la nécessité de conserver un réseau dense pour la distribution des produits pétroliers. La sécurité d'approvisionnement repose notamment sur la conservation en l'état des canalisations inertées, permettant alors de faire office de voies de secours en cas de défaut d'approvisionnement, et sur la diversification des modes d'approvisionnement (pipelines, trains, bateaux, camions, etc.).

En France, le réseau de pipelines est complété par l'utilisation de fleuves (Seine, Rhône, Rhin) qui permettent la circulation de barges et de chalands d'une capacité comprise entre 900 et 2 600 tonnes. La route sert également au transport des produits pétroliers *via* des camions citernes d'une capacité de 30 tonnes. Enfin, l'utilisation du rail par le biais des wagons citernes permet des chargements de 2000 tonnes. Avec une moyenne de 5 000 tonnes par heure, le pipeline reste de loin le mode de transport le plus efficace.

Pourtant, depuis 10 ans, les modes de transport des produits pétroliers ont peu évolué au niveau national en ce qui concerne les routes, le trafic fluvial et les pipelines.

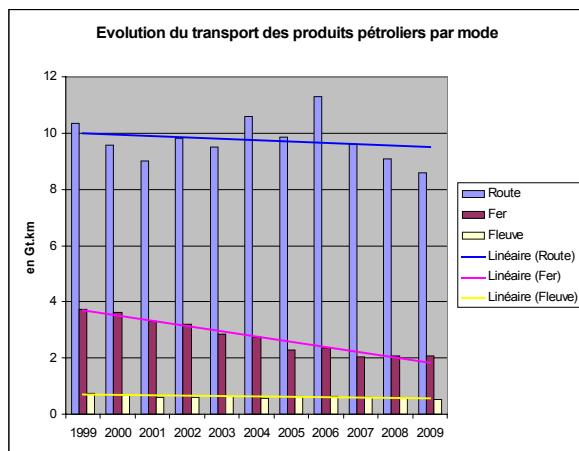
En effet, les voies routières se maintiennent à un niveau constant de 10 milliards de tonnes.kilomètres par an. Cependant, cette stabilité au niveau national masque des évolutions régionales. Même si cela reste encore marginal, on observe un transfert modal du pipeline vers la route (particulièrement dans le sud-est), les contraintes évoquées plus haut pesant sur le transport par pipeline sont mises en cause. Il s'agit d'un phénomène susceptible de s'intensifier dans les prochaines années.



Le trafic par les voies fluviales est également stable avec une moyenne de 0,5 milliards de tonnes.kilomètres depuis 10 ans. Les capacités de ces dernières dépendent des fleuves et des possibilités de tirants d'eau pour passer au-dessous des ponts : le Rhin permet des chargements de 3000 m<sup>3</sup> lorsque son niveau est élevé, seulement 1000 m<sup>3</sup> sinon. La Seine et le Rhône permettent des chargements maximum de 1000 m<sup>3</sup>. Des projets sont en cours dans l'optique de développer l'utilisation des fleuves pour le transport, c'est notamment le cas des projets d'aménagements du Grand Port Maritime du Havre (GPMH).

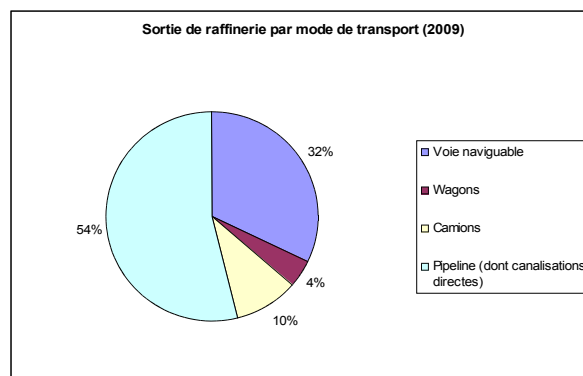
Quant aux pipelines, le trafic reste stable depuis 10 ans avec une moyenne de 20 milliards de tonnes.kilomètres chaque année.

En revanche, on peut noter que l'utilisation du rail est en forte baisse (- 45 % depuis 1999). Les tarifs de fret, particulièrement élevés pour le transport des produits pétroliers par rail, en sont certainement une des causes. En revanche, des villes telles que Toulouse, Dijon et Hauconcourt dépendent uniquement d'un approvisionnement par rail.



Source: CCTN (Commission des Comptes des Transports de la Nation).

A la sortie des raffineries, les produits sont essentiellement évacués par pipes ou par voies navigables.

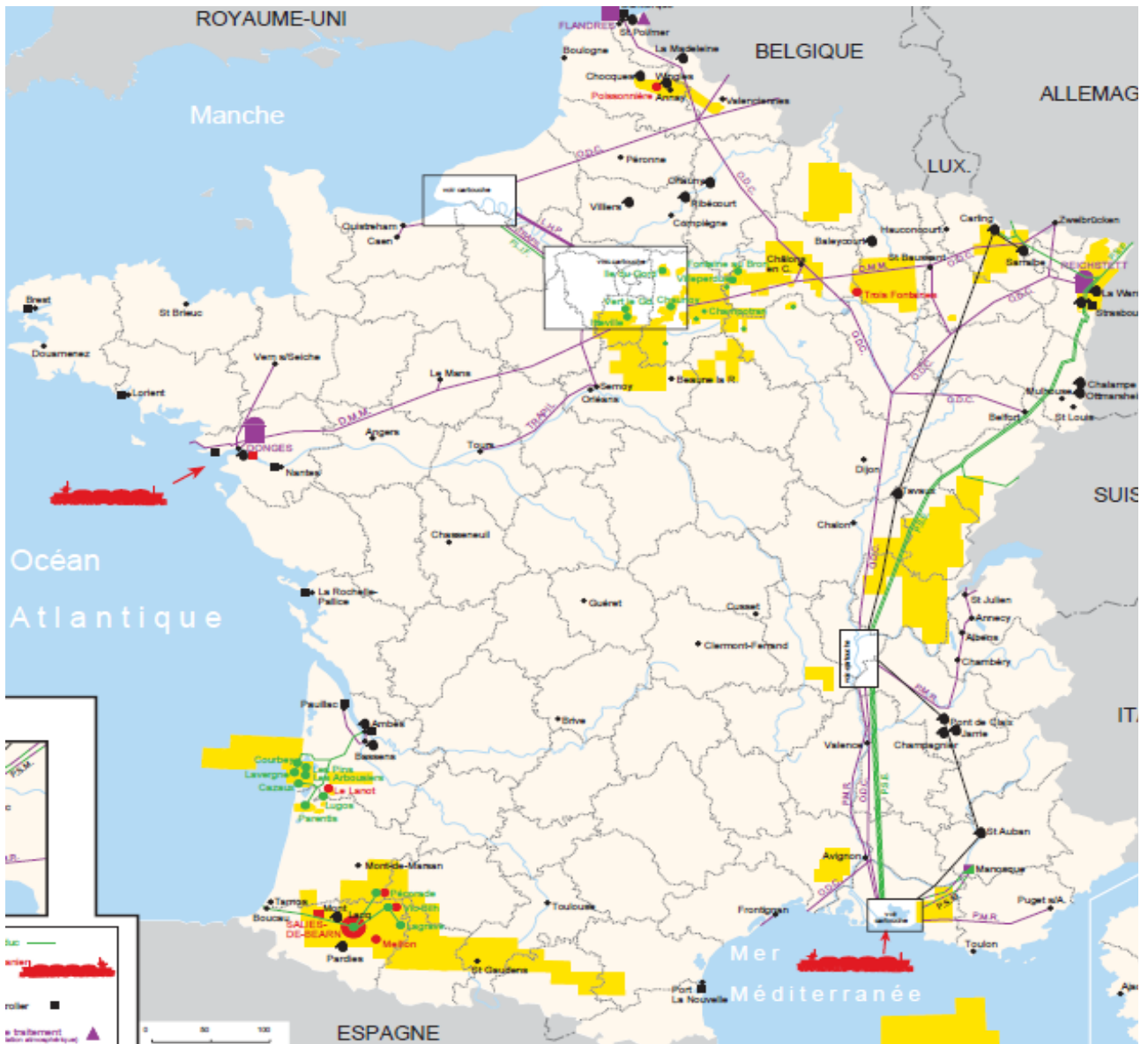


Source : Raffineries

Pour le moment, le pipeline reste **le mode de transport privilégié** avec plus des 2/3 du transport des produits pétroliers en France : il s'agit en effet d'un mode de transport massif et économique. Le pipeline reste aussi le moyen de transport le plus discret et le plus sûr. Il est encadré par une réglementation prévoyant la surveillance, la maintenance et l'entretien des canalisations (arrêté du 4 août 2006, dit arrêté multifluide).

■ Marion Ripaux

## Réseau d'oléoducs français



Source : CPDP

## Ouvrages de transport de pétrole brut

	Longueur (en km)	Tonnage annuel transporté				Tonnage kilométrique annuel (en Mt.km) *			
		2008	2009	Evolution 2009/2008		2008	2009	Evolution 2009/2008	
<b>Pipeline sud-européen</b>	<b>1 796</b>	<b>20 789 kt</b>	<b>15 895 kt</b>	<b>- 4 894 kt</b>	<b>- 23,5 %</b>	<b>12 334,7</b>	<b>8886,30</b>	<b>-3 448,4</b>	<b>- 28,0 %</b>
<b>dont France</b>		<b>9 621 kt</b>	<b>6 773 kt</b>	<b>- 2 848 kt</b>	<b>- 29,6 %</b>	<b>4 441,96</b>	<b>2599,80</b>	<b>-1 842,2</b>	<b>- 41,5 %</b>
<i>pour Feyzin</i>		5 246 kt	4 622 kt	- 624 kt	- 11,9 %	1366,06	1092,30	-273,8	- 20,0 %
<i>pour Carling</i>		1 112 kt	212 kt	- 900 kt	- 80,9 %	794,41	155,80	-638,6	- 80,4 %
<i>pour Reichstett</i>		3 263 kt	1 939 kt	- 1 324 kt	- 40,6 %	2281,49	1355,80	-925,7	- 40,6 %
<b>dont Suisse (Cressier)</b>		<b>2 388 kt</b>	<b>2 499 kt</b>	<b>+ 111 kt</b>	<b>+ 4,6 %</b>	<b>1139,32</b>	<b>1192,10</b>	<b>52,8</b>	<b>+ 4,6 %</b>
<b>dont Allemagne (Karlsruhe)</b>		<b>8 780 kt</b>	<b>6 623 kt</b>	<b>- 2 157 kt</b>	<b>- 24,6 %</b>	<b>6753,38</b>	<b>5094,30</b>	<b>-1 659,1</b>	<b>- 24,6 %</b>
<b>Oberhoffen-Carling (naphta)</b>	<b>108</b>	<b>1 430 kt</b>	<b>484 kt</b>	<b>- 947 kt</b>	<b>- 66,2 %</b>	<b>135,85</b>	<b>51,70</b>	<b>-84,2</b>	<b>- 61,9 %</b>
<b>Pipeline du Jura</b>	<b>56</b>	<b>2 450 kt</b>	<b>2 442 kt</b>	<b>- 8 kt</b>	<b>- 0,3 %</b>	<b>135,70</b>		<b>-135,7</b>	<b>- 100,0 %</b>
<b>Antifer-Le Havre</b>	<b>26,5</b>	<b>6 506 kt</b>	<b>0 kt</b>	<b>- 6 506 kt</b>	<b>- 100,0 %</b>	<b>172,40</b>	<b>0,00</b>	<b>-172,4</b>	<b>- 100,0 %</b>
<b>Le Havre-Grandpuits **</b>	<b>252</b>	<b>5 853 kt</b>	<b>6 555 kt</b>	<b>+ 702 kt</b>	<b>+ 12,0 %</b>	<b>1045,27</b>	<b>1279,26</b>	<b>234,0</b>	<b>+ 22,4 %</b>
<b>Villeperdue-Grandpuits</b>	<b>58</b>		<b>239 kt</b>	<b>+ 239 kt</b>			<b>9,84</b>	<b>9,8</b>	
<b>Vert le Grand-Grandpuits</b>	<b>33</b>	<b>148 kt</b>	<b>124 kt</b>	<b>- 23 kt</b>	<b>- 15,8 %</b>	<b>4,72</b>	<b>3,98</b>	<b>-0,7</b>	<b>- 15,8 %</b>
<b>Parentis- Ambès (3 antennes)</b>	<b>94</b>	<b>774 kt</b>	<b>738 kt</b>	<b>- 36 kt</b>	<b>- 4,6 %</b>	<b>72,76</b>	<b>69,37</b>	<b>-3,4</b>	<b>- 4,7 %</b>
<b>dont Guagnot-Berganton</b>	<b>48</b>	<b>35 kt</b>	<b>29 kt</b>	<b>- 6 kt</b>	<b>- 16,5 %</b>	<b>1,69</b>	<b>1,40</b>	<b>-0,3</b>	<b>- 16,8 %</b>
<b>dont Cazaux-Caudos</b>	<b>19</b>	<b>105 kt</b>	<b>107 kt</b>	<b>+ 1 kt</b>	<b>+ 1,4 %</b>	<b>1,98</b>	<b>2,03</b>	<b>0,1</b>	<b>+ 2,9 %</b>
<b>dont Lugos-Sillac</b>	<b>9</b>	<b>15 kt</b>	<b>13 kt</b>	<b>- 2 kt</b>	<b>- 15,6 %</b>	<b>0,13</b>	<b>0,12</b>	<b>0,0</b>	<b>- 12,8 %</b>
<b>Total Parentis</b>		<b>929 kt</b>	<b>886 kt</b>	<b>- 42 kt</b>	<b>- 4,6 %</b>	<b>76,55</b>	<b>72,93</b>	<b>-3,6</b>	<b>- 4,7 %</b>
<b>Lacq - Boucau (3 antennes)</b>	<b>86</b>	<b>166 kt</b>	<b>0 kt</b>	<b>- 166 kt</b>	<b>- 100,0 %</b>	<b>14,33</b>	<b>0,00</b>	<b>-14,3</b>	<b>- 100,0 %</b>
<b>Total Lacq</b>	<b>102</b>	<b>173 kt</b>	<b>149 kt</b>	<b>- 24 kt</b>	<b>- 13,9 %</b>	<b>6,29</b>	<b>5,43</b>	<b>-0,9</b>	<b>- 13,7 %</b>
<b>Total Aquitaine</b>		<b>1 268 kt</b>	<b>1 035 kt</b>	<b>- 233 kt</b>	<b>- 18,4 %</b>	<b>97,2</b>	<b>78,35</b>	<b>-18,8</b>	<b>- 19,4 %</b>
<b>TOTAL</b>		<b>38 443 kt</b>	<b>26 774 kt</b>	<b>- 11 670 kt</b>	<b>- 30,4 %</b>	<b>14 002,3</b>	<b>10382,36</b>	<b>-3 620,0</b>	<b>- 25,9 %</b>
<b>dont trafic français</b>		<b>23 897 kt</b>	<b>14 323 kt</b>	<b>- 9 573 kt</b>	<b>- 40,1 %</b>	<b>7 248,9</b>	<b>5288,06</b>	<b>-1 960,9</b>	<b>- 27,1 %</b>

\* : 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 – Les infrastructures gazières

### Amélioration de la fluidité du marché du gaz

**36 000 km de réseau, 15 stockages de gaz naturel, 3 terminaux méthaniers.**

**Importation de 98 % de gaz naturel consommé en France ( 2850 Gwh/j).**

**Des projets de développement de nouveaux terminaux méthaniers.**

**L'avènement de l'injection du biométhane dans le réseau.**

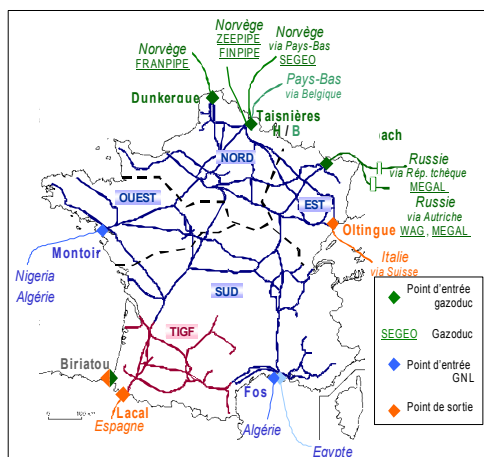
#### Les réseaux de transport de gaz naturel

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

Il est exploité par deux opérateurs :

- GRTgaz, filiale à 100 % de GDF-SUEZ, exploite 6 600 km de réseau principal et 24 500 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



En 2009, les capacités journalières d'importation sur le territoire français s'élevaient à 2 850 GWh (~ 265 Mm<sup>3</sup> de gaz naturel par jour), dont 75 % pour les gazoducs et 25 % pour les terminaux méthaniers.

Les travaux en cours permettront d'augmenter les capacités d'entrée sur différents points en 2010, à Obergailbach à la frontière allemande (620 GWh/j, soit une hausse de 70 GWh/j) et à Larrau à la frontière espagnole (30 GWh/j). L'entrée en service du terminal de Fos Cavaou sur la Méditerranée permettra également d'augmenter les capacités d'importation (cf. infra).

Les investissements importants dans les infrastructures gazières permettront de fluidifier le marché du gaz naturel et favoriser ainsi la concurrence entre les fournisseurs.

Plusieurs projets sont par ailleurs à l'étude et des décisions ont été ou sont en passe d'être prises pour augmenter les capacités d'échange de la France avec ses pays voisins, à l'horizon 2013-2015.

Sur les interconnexions franco-belges, une consultation du marché sous forme « d'Open Season » (appel au marché) a été lancée à l'automne 2008 de manière coordonnée entre GRT gaz et Fluxys (transporteur belge) pour le développement de nouvelles capacités à Taisnières. Les premiers résultats ont mis en évidence une forte demande des expéditeurs.

Si cette demande se confirme, elle pourrait se traduire par une augmentation importante des capacités d'importation depuis la Belgique, qui atteindraient 930 Gwh/j en 2014, soit une hausse de 340 Gwh/j.

Aujourd'hui, GRTgaz n'a pas encore pu prendre sa décision finale d'investissement. Des délais supplémentaires ont été nécessaires, suite au report des prises de décision sur les réseaux amonts aux Pays-Bas et en Belgique. GRT gaz bénéficie par ailleurs d'un soutien communautaire pour ce projet dans le cadre du Plan de relance européen, à hauteur de 130 M€.

Les travaux nécessaires dans le cadre de ce développement concerneraient principalement le renforcement du cœur de réseau. Conformément à la décision de la CNDP (Commission Nationale du Débat Public) GRTgaz a organisé un débat public sur le projet de canalisation entre Cuvilly et Voisines traversant les départements de la Somme, de l'Oise, de la Seine et Marne, de l'Aube et de la Haute Marne (Arc de Dierrey, DN 1200, 300 km). Le débat s'est déroulé du 22 septembre 2009 au 16 janvier 2010, Le bilan de la CNDP est attendu d'ici avril 2010.

**Sur les interconnexions franco-espagnoles,** une Open-Season a été lancée au second semestre 2009 de manière coordonnée par la France et l'Espagne. Elle portait sur le développement de nouvelles capacités d'interconnexion à l'horizon 2013. Compte tenu des demandes des expéditeurs, il a été décidé de porter à 165 GWh/j les capacités d'échange dans les deux sens à Larrau. Différents travaux sont aussi prévus d'ici à 2013 chez GRTgaz et TIGF (nouvelles canalisations sur plus de 100 km et renforcement des stations de compression). Les deux transporteurs bénéficient d'un soutien communautaire pour ces projets, dans le cadre du Plan de relance européen, à hauteur de 102 M€.

Une seconde "Open-Season" va être lancée au 1er semestre 2010. Elle concerne le développement de nouvelles capacités à l'horizon 2015, avec le renforcement de l'interconnexion à Biriadou<sup>1</sup> (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). Les résultats sont attendus à l'été 2010.

Le projet Midcat impliquerait tout d'abord la construction d'un nouveau gazoduc qui traverserait les Pyrénées à l'Est et nécessiterait dans le même temps de renforcer le cœur de réseau de GRTgaz, notamment dans le couloir rhodanien.

<sup>1</sup> Le renforcement de Biriadou 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.

Dans ce cadre, et pour être compatible avec le calendrier de l'Open-Season, GRTgaz a organisé, conformément à la décision de la 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. Fort des apports de ce débat, GRTgaz doit désormais publier, à son tour, sa décision sur le principe et les modalités de poursuite du projet. GRTgaz bénéficie par ailleurs d'un soutien communautaire pour ce projet dans le cadre du Plan de relance européen à hauteur de 75 M€.

Par ailleurs, cinq autorisations ministérielles de transport de gaz ont été délivrées à GRTgaz en 2009 :

- la première autorisation, dénommée « Nozay – Bain de Bretagne », délivrée en mars 2009, a pour but de renforcer la capacité du réseau de transport en Loire-Atlantique et en Ile-et-Vilaine par la construction d'un gazoduc de 33,7 km en diamètre nominal (DN) 500 mm ;

- une seconde autorisation, dite « Saint Arnould des Bois – Fontenay Mauvoisin », accordée par arrêté du 6 avril 2009, permet la pose d'une canalisation de 65 km (Eure-et-Loir & Yvelines) en DN 900 venant doubler l'Artère de Beauce, construite en 1980 ;

- en mai 2009, la construction et l'exploitation du gazoduc « Bréteil – La Chapelle du Lou – Plénée Jugon », ont été autorisées. Ce gazoduc, d'un diamètre de 400 mm et long de 45 km, est destiné à faire face à l'augmentation des consommations de gaz du Nord de la Bretagne ;

- l'autorisation « Blénod – Lès Pont à Mousson – Toul » a été délivrée en octobre 2009 en vue de la pose d'un gazoduc de 27,8 km de DN 400. Cet ouvrage permettra de renforcer le réseau reliant les Artères de Lorraine à la zone industrielle de Toul, pour alimenter la future centrale électrique par cycle combiné fonctionnant au gaz projetée par POWEO ;

- un arrêté en date du 6 novembre 2009 a autorisé GRTgaz à construire et exploiter le gazoduc « Gévelard – Etrez », dénommé « Artère du Mâconnais ». Cette canalisation, longue de 85 km et de DN 600, sera posée



dans les départements de Saône-et-Loire et de l'Ain. Ce gazoduc devra faciliter le transit du gaz entre l'ouest et l'est du réseau de GRTgaz, principalement entre les stockages souterrains en nappes aquifères du Centre (Chémery dans le Loir-et-Cher, notamment), d'une part, et le stockage en cavités salines d'Étrez situé dans l'Ain, d'autre part.

Ces cinq autorisations de transport de gaz représentent un investissement de l'ordre de 195 M€.

### Projets de développement



### 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.

A la différence de l'électricité, 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 soient économiquement rentables a été réaffirmé, le gaz étant substituable dans ses divers usages.

Aujourd'hui, plus de 9 200 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 10 000 habitants est desservie en gaz.

Les communes non desservies ont aujourd'hui la possibilité de faire appel à l'opérateur de leur choix, sous réserve de son agrément par le ministre chargé de l'énergie. En outre, l'article 36 de la loi du 7 décembre 2006 et le décret n° 2008-740 du 28 juillet 2008 permettent désormais aux autorités concédantes d'apporter une contribution financière aux gestionnaires des réseaux de distribution publique.

Cette mesure est destinée à permettre la rentabilité des opérations de densification des réseaux existants ou la création de nouvelles distributions publiques à condition que ces aides 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.

Les réseaux nationaux 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), les 22 entreprises locales de distribution (situées pour l'essentiel dans le sud-ouest et dans l'est) et Antargaz (société nouvellement agréée exploitant notamment le réseau de distribution de la commune de Schweighouse). La pression d'exploitation de ces réseaux, plus faible, permet d'assurer la disponibilité du gaz naturel pour le client final tout au long de l'année.

Si le développement des réseaux de distribution est largement réalisé, la mise en œuvre du décret « participation » de 2008 devrait favoriser la création de nouvelles concessions, même si ce potentiel reste relativement limité. L'enjeu essentiel se trouve aujourd'hui dans la densification des réseaux existants, qui permettra de valoriser au mieux les investissements déjà réalisés.

L'année 2009 a également vu le démarrage d'un projet piloté par GrDF visant à évaluer la faisabilité et à tester le télé-relevé des compteurs pour les clients particuliers.

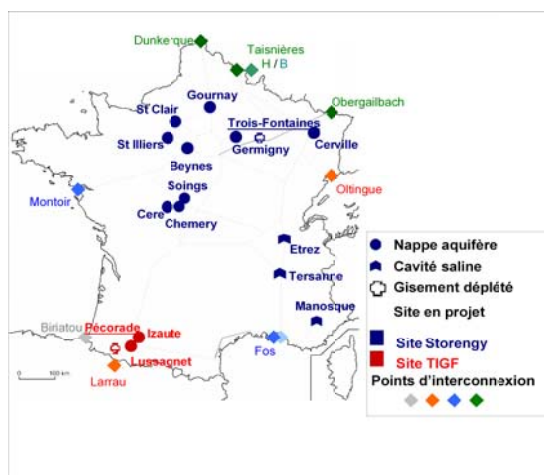
Les bénéfices attendus d'un tel système sont, notamment, une facturation au plus près de la consommation réelle, mais aussi la possibilité d'éviter les aléas dus à l'absence des clients lors du passage du releveur.

L'expérimentation chez le client, qui se déroulera dans quatre communes de France, devrait débuter à l'automne 2010 pour prendre fin au premier trimestre 2011. Il pourra alors être décidé, en fonction du retour d'expérience, de généraliser le système.

## Les stockages souterrains de gaz naturel

Les stockages souterrains de gaz naturel sont un maillon logistique essentiel de l'approvisionnement en gaz naturel pour un pays non producteur tel que la France. Ils permettent en effet aux fournisseurs d'ajuster leurs importations de gaz naturel à la consommation de leur clientèle, fortement dépendante du climat dans la plupart des cas.

### Des sites de stockage répartis inégalement sur le territoire



Deux gestionnaires exploitent les stockages souterrains en France :

- Storengy, filiale à 100 % de GDF-SUEZ créée début 2009, gère un parc de 12 sites en France, dont 9 en nappes aquifères (centrés sur le bassin parisien) et 3 en cavités salines (dans le sud-est), représentant un volume total de 109 TWh (80 % des capacités françaises) ;
- TIGF exploite dans le sud-ouest deux sites en nappes aquifères, à Izaute et Lussagnet, qui représentent un volume utile total de 28 TWh (20 % des capacités françaises).

En 2008, la société TIGF a été autorisée à augmenter les capacités de stockage de Lussagnet de 27,6 TWh à 40,25 TWh (décret du 9 avril 2008). Ces possibilités de

développement devraient être progressivement exploitées sur les prochaines années. Un premier pallier de développement a ainsi été réalisé en 2009 (environ 1 Twh).

L'année 2009 a également permis de confirmer les résultats du nouveau dispositif d'accès des tiers aux stockages, qui avait été mis en œuvre en 2007. Même si le dispositif est complexe, ces deux premières années ont constitué un réel succès auprès des opérateurs.

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 nouveaux fournisseurs 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 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. 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 et chauffage pour les particuliers ; production d'électricité ou fabrication de produits chimiques pour des industriels).

Chaque fournisseur peut ainsi prétendre à des capacités de stockage qui représentent la somme des droits de stockage des clients de son portefeuille. Les droits unitaires de stockage, l'enveloppe globale correspondant à ces droits, les modalités d'établissement des mécanismes d'allocation et les principes de calcul du supplément de consommation hivernal sont définis dans l'arrêté du 7 février 2007 relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage.

L'arrêté du 20 janvier 2009 modifiant l'arrêté susmentionné a permis de redéfinir l'enveloppe et les droits unitaires pour l'année en cours, tout en améliorant la cohérence des droits et des besoins des clients (calcul des droits par station météorologique, plutôt que par zone d'équilibrage). Cette troisième année de mise en œuvre n'a pas soulevé de difficultés particulières.

## Les terminaux méthaniers

En 2009, le gaz naturel liquéfié à  $-160^{\circ}$  (GNL) a représenté environ 24 % des importations totales françaises (soit 141 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.

Deux terminaux méthaniers sont actuellement opérationnels en France à Fos Tonkin (7 Gm<sup>3</sup>/an) et à Montoir de Bretagne (10 Gm<sup>3</sup>/an). Tous deux sont la propriété d'Elengy, filiale à 100 % de GDF-SUEZ créée début 2009 et dédiée au terminaux méthaniers.

Un troisième terminal est en cours de construction à Fos sur Mer par la Société du Terminal de Fos Cavaou. Ce terminal est la propriété commune de GDF-SUEZ (69,7 %) et de Total (30,3 %). Le terminal pourra recevoir des navires allant jusqu'à 210 000 m<sup>3</sup> et possédera une capacité de regazéification de 8,25 Gm<sup>3</sup>/an. Suite à la décision prise par le tribunal administratif de Marseille en juin 2009 qui annule l'arrêté d'autorisation d'exploiter, le terminal reste en phase de test et ne peut pas dépasser un taux d'utilisation de l'ordre de 20 %.

Plusieurs projets de nouveaux terminaux méthaniers sont aujourd'hui à l'étude.

Il s'agit :

- **de Dunkerque.** Ce projet est porté par EDF et le Port de Dunkerque. Il représente une capacité annuelle d'expédition comprise entre 10 G m<sup>3</sup> et 13 G m<sup>3</sup> de gaz naturel. La décision finale d'investissement pourrait être prise au premier semestre 2010, pour une mise en service prévue en 2014
- **de Fos Faster,** de la société Shell rejoint en 2009 par la société Vopack. D'une capacité de 8 G m<sup>3</sup>/an, la date d'entrée en service est prévue pour 2015. La CNDP a décidé d'organiser un débat public sur ce projet. Il se tiendra en parallèle de celui sur le terminal de Fos-Tonkin au cours de l'année 2010.
- **d'Antifer** sur le Port du Havre. Ce projet est porté par la société Gaz de Normandie créée par POWEO (74 %) et par la Compagnie Industrielle Maritime (CIM, 26 %). Il représente une capacité annuelle

d'expédition de 9 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel. Gaz de Normandie a annoncé début 2010 sa décision de ralentir les procédures de demande d'autorisations administratives par rapport au calendrier initialement prévu, dans l'attente de nouveaux partenaires.

Concernant le projet du **Verdon** soutenu par la société 4Gas, la convention de réservation du terrain sur le Grand Port Maritime de Bordeaux, qui arrivait à échéance en août 2009, n'a pas été prolongée.

Enfin, des possibilités d'extension sont possibles et envisagées sur les sites existants. Elengy a ainsi prévu de lancer une Open-Season durant le 1<sup>er</sup> semestre 2010 pour prolonger l'activité commerciale du terminal de Fos Tonkin jusqu'en 2034. Une seconde "Open-Season" pourrait être lancée plus tard sur les extensions de capacité du terminal de Montoir (+ 2,5 à + 6,5 Gm<sup>3</sup>/an).

En conclusion, plusieurs projets de nouveaux terminaux ou d'extension sont actuellement en cours ou envisagés, mais aucune décision d'investissement n'a encore été prise par les entreprises. Il est probable que certains des projets évoqués ne soient pas menés à terme, sans qu'il soit possible de dire aujourd'hui lesquels aboutiront. Les projets de construction de terminaux méthaniers sont en effet des projets longs, complexes et difficiles, dont le succès n'est jamais garanti à l'avance.

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.

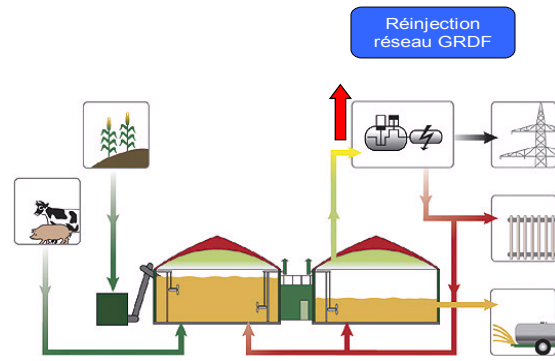
## L'avènement de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel

En 2009, le groupe de travail mis en place par la DGEC a rendu ses conclusions au travers d'un rapport qui, (outre des informations multiples sur, par exemple, le potentiel de production, la réglementation, les données techniques et économiques pour injecter etc...) propose des solutions pour encadrer cette nouvelle filière. Parmi ces propositions,

certaines ont été retenues et seront traduites en termes législatifs et réglementaires. Il s'agit notamment de garantir la vente de biogaz par les producteurs à des fournisseurs à un tarif public. Une fois la loi adoptée, 3 décrets et 2 arrêtés décriront le mécanisme d'achat, celui de la garantie d'origine et celui de la compensation.

En attendant la promulgation de cette loi et les textes réglementaires qui en découlent, les opérations d'injection pourront se faire par le biais de contrats entre producteurs, opérateurs et fournisseurs. C'est ainsi qu'en 2010 le CVO (Centre de Valorisation Organique) de la communauté urbaine de Lille effectuera la première opération d'injection de biométhane dans un réseau de distribution de gaz naturel en France.

## Traitement des effluents d'élevage par méthanisation



- *Christophe Wendling*
- *Jean-Claude Hervet*
- *Jean-Pierre Holuigue*
- *Jean-Michel Lamy*



## 12 – Le stockage des produits pétroliers

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.**

### Les stocks stratégiques

#### 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. En plus des 3 catégories européennes, la France a isolé le carburéacteur dans une catégorie spécifique<sup>1</sup>. 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'importation nette 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 2009, les stocks cumulés des opérateurs et de la SAGESS (Société Anonyme de Gestion de Stocks de Sécurité) ont assuré à la France un niveau moyen de stocks d'environ 97 jours d'importations.

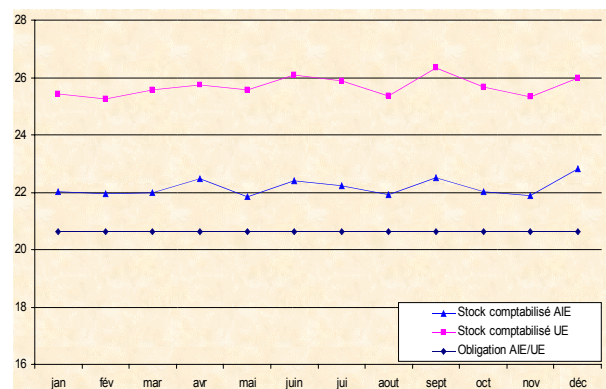
<sup>1</sup> En France, Les produits pétroliers se répartissent en quatre catégories : cat. I les essences, cat. II le gazole et le FOD, cat. III le carburéacteur et cat. IV les fiouls lourds.

#### L'obligation européenne

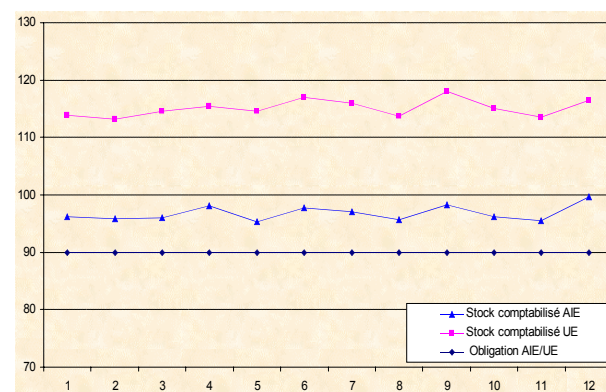
La directive européenne 2006/67/CE du 24 juillet 2006 dispose que les Etats-Membres doivent entretenir de façon permanente un stock de produits pétroliers équivalent à au moins 90 jours de consommation intérieure moyenne de l'année civile précédente.

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 2009.

#### Déclaration des stocks en 2009 (en Mtep)



#### Déclaration des stocks en 2009 (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 2009 - juin 2010 est calculée sur la base d'un pourcentage (27 %) des mises à la consommation de l'année 2008.

Après la baisse observée entre 2006 et 2007 (- 2,4 %), le total des mises à la consommation 2008 est resté stable par rapport à 2007 (+ 0,4 %), l'évolution de la consommation dans la catégorie II (+ 2,4 %) ayant compensé celle dans les catégories I et IV (- 7,5 % et - 5,5 %).

Le total des mises à la consommation effectuées en 2009 (- 2,1 %) permet d'anticiper que l'obligation 2010-2011 sera en diminution.

Mises à la Consommation brutes (kt)		(1 <sup>er</sup> juillet 2009 - 30 juin 2010)			
		cat. I	cat. II	cat. III	cat. IV
<b>Raffineurs</b>	2007	2 734	16 649	3 467	1 556
	2008	2 522	17 593	3 453	1 475
	2009	2 433	17 500	3 511	1 219
<b>Grande distribution</b>	2007	5 190	12 366	0	0
	2008	4 975	13 007	0	0
	2009	4 851	13 429	0	0
<b>Autres<sup>2</sup></b>	2007	1 925	16 738	3 003	1 159
	2008	1 613	16 284	3 020	1 092
	2009	1 518	15 803	2 537	841
<b>Total</b>	2007	9 850	45 753	6 471	2 716
	2008	9 111	46 884	6 474	2 568
	2009	8 802	46 732	6 048	2 060

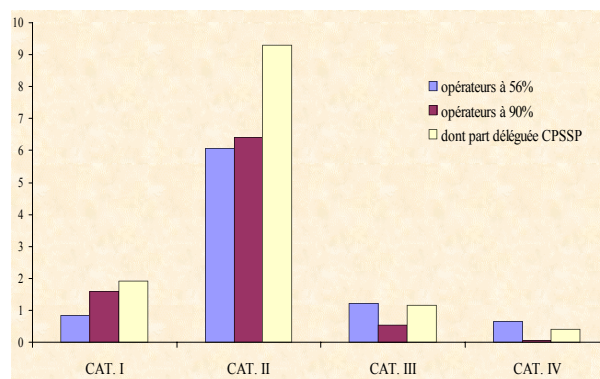
<sup>2</sup> Compagnies pétrolières sans outil de raffinage en France

## 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 <sup>er</sup> juillet 2009 - 30 juin 2010)			
	cat. I	cat. II	cat. III	cat. IV
<b>nationale</b>	2 424	12 598	1 737	682
<b>opérateurs à 56%</b>	827	6 051	1 211	636
<b>opérateurs à 90%</b>	1 596	6 410	526	46
<b>non agréés</b>	-	136	-	-
<b>dont CPSSP</b>	1 900	9 294	1 151	397

### L'obligation 2009 (en Mt)



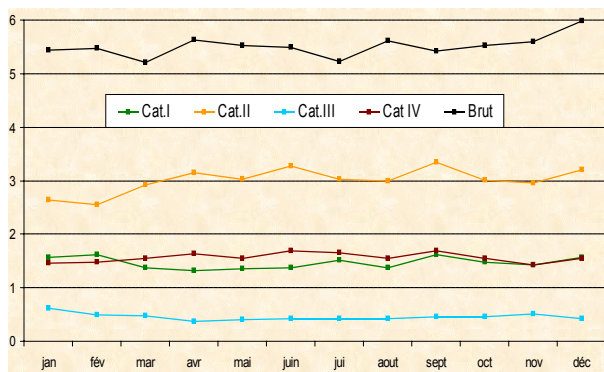
## Les stocks des opérateurs

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 quantités de produits finis (essences, gazole, FOD, carburacteur, fiouls lourds) et de pétrole brut déclarées mensuellement par les opérateurs, sont restées relativement stables en 2009.

### Répartition des stocks pétroliers des opérateurs (en Mt)



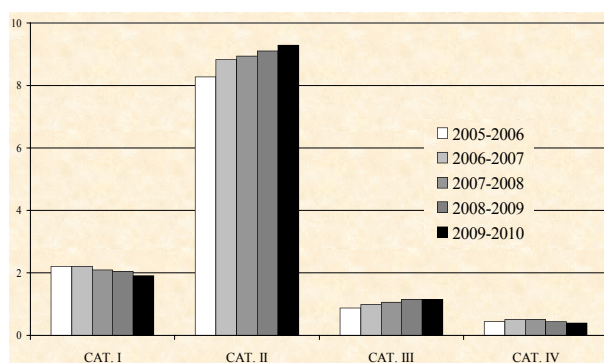
Dans le cadre d'accords bilatéraux, la France autorise les opérateurs pétroliers à contracter des mises à disposition de produits pétroliers (MAD) à l'étranger, conformément à la directive 2006/67/CE du Conseil du 24 juillet 2006 qui dispose que la maîtrise, la disponibilité, le contrôle et l'identification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

La part de l'obligation nationale assurée par le CPSSP s'élève en 2009 à 73 %. Conformément au décret 93-131, le comité peut recourir aux stocks de la société anonyme de gestion de stocks de sécurité (SAGESS). Pour compléter la couverture de son obligation, le CPSSP a recours à des stocks de produits finis mis à sa disposition par l'ensemble des opérateurs (~2,4 Mt).

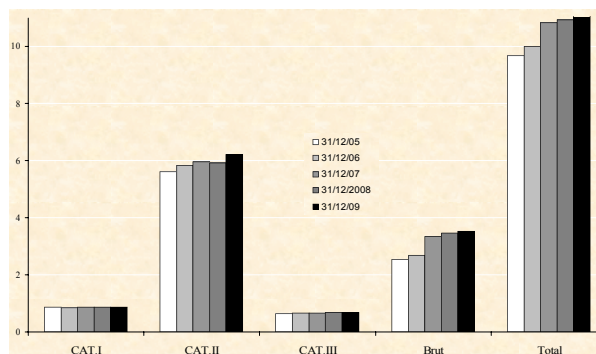
### Obligation à la charge du CPSSP (en Mt)



### Les Stocks SAGESS

Au 31 décembre 2009, la SAGESS disposait des stocks suivants :

- cat. I : 876 kt
- cat. II : 6 143 kt
- cat. III : 685 kt
- pétrole brut : 3 539 kt



Source : SAGESS

### 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 25,13 € en 2009 .

### Les départements d'outre-mer

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

■ Didier Letertre

## 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 2008 - juin 2009	<del>X</del>	2 624 kt	12 293 kt	1 736 kt	722 kt		17 375 kt
Obligation légale juillet 2009 - juin 2010	<del>X</del>	2 424 kt	12 598 kt	1 737 kt	682 kt		17 441 kt

### Détail de l'obligation légale - 1er juillet 2009 - 30 juin 2010 (MAC de l'année 2008)

Raffineurs	56%	681 kt	4 695 kt	921 kt	387 kt		6 684 kt	38,32%
Grande distribution	90%	1 329 kt	3 506 kt	0 kt	0 kt		4 835 kt	27,72%
Indépendants	56%	147 kt	1 357 kt	290 kt	249 kt		2 043 kt	11,71%
Autres opérateurs à 90%	90%	267 kt	2 903 kt	526 kt	46 kt		3 743 kt	21,46%
opérateurs non agréés	100%	0 kt	136 kt	0 kt	0 kt		136 kt	0,78%
<b>Total :</b>		<b>2 424 kt</b>	<b>12 598 kt</b>	<b>1 737 kt</b>	<b>682 kt</b>		<b>17 441 kt</b>	
<i>Couverture CPSSP</i>		<i>1 900 kt</i>	<i>9 294 kt</i>	<i>1 151 kt</i>	<i>398 kt</i>		<i>12 743 kt</i>	
<i>Taux de couverture CPSSP</i>		<i>78,4%</i>	<i>73,8%</i>	<i>66,3%</i>	<i>58,3%</i>		<i>73,1%</i>	
<i>Nbre de jour de consommation intérieure 2008-2009</i>		<i>77,3</i>	<i>72,7</i>	<i>65,3</i>	<i>57,5</i>		<i>72,0</i>	

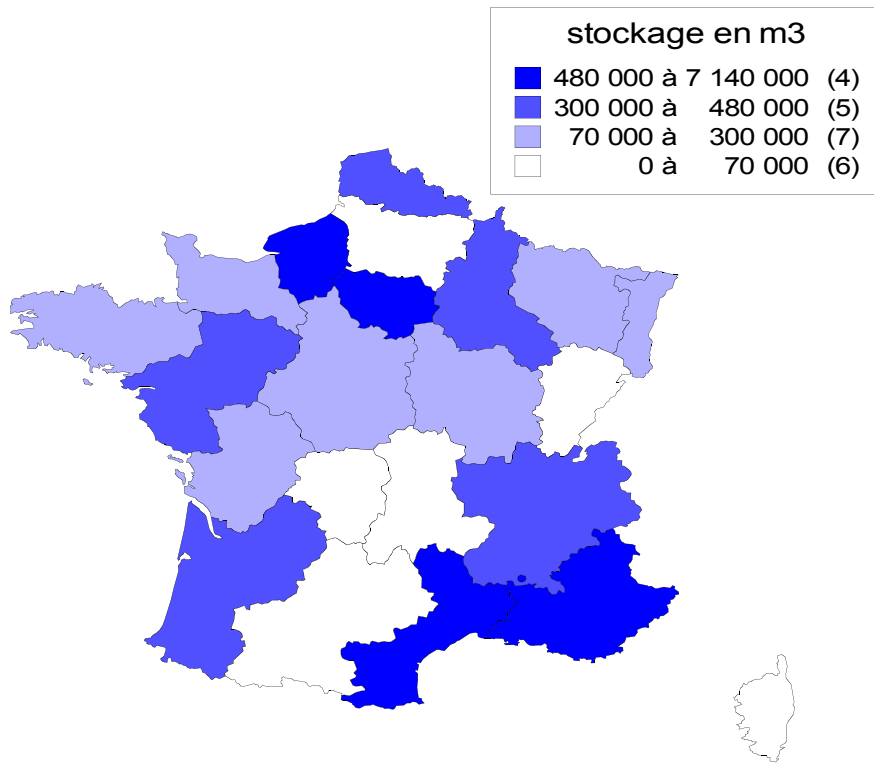
### Stocks et couverture de l'obligation

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 2008	2 424 kt	8 717 kt	1 293 kt	1 459 kt	13 893 kt	7 233 kt	21 126 kt
Stocks en propriété par catégorie d'opérateurs au 31 décembre 2009							
Raffineurs	1 051 kt	1 561 kt	321 kt	872 kt	3 805 kt	4 472 kt	8 276 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>152,1</i>	<i>32,7</i>	<i>34,3</i>	<i>221,7</i>	<i>56,1</i>		<i>122,0</i>
Grande distribution	180 kt	414 kt	0 kt	0 kt	594 kt	0 kt	594 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>13,4</i>	<i>11,6</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>12,1</i>		<i>12,1</i>
Autres opérateurs agréés	364 kt	820 kt	176 kt	622 kt	1 981 kt	127 kt	2 108 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>86,5</i>	<i>19,0</i>	<i>21,3</i>	<i>207,6</i>	<i>33,8</i>		<i>35,9</i>
SAGESS	876 kt	6 143 kt	685 kt	0 kt	7 703 kt	2 831 kt	10 535 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>35,6</i>	<i>48,0</i>	<i>38,8</i>	<i>0,0</i>	<i>43,5</i>		<i>59,5</i>
<i>pourcentage de l'obligation légale</i>	<i>36,1%</i>	<i>48,8%</i>	<i>39,4%</i>	<i>0,0%</i>	<i>44,2%</i>		<i>60,4%</i>
<i>pourcentage dans la couverture CPSSP</i>	<i>46,1%</i>	<i>66,1%</i>	<i>59,5%</i>	<i>0,0%</i>	<i>60,5%</i>		<i>82,7%</i>
Stock total au 1 <sup>er</sup> janvier 2009	2 471 kt	8 937 kt	1 182 kt	1 494 kt	14 084 kt	7 430 kt	21 513 kt
<i>en nb de jours d'oblig. légale</i>	<i>100</i>	<i>70</i>	<i>67</i>	<i>216</i>	<i>80</i>		<i>122</i>
<i>taux de couverture</i>	<i>94,9%</i>	<i>72,7%</i>	<i>68,1%</i>	<i>206,7%</i>	<i>81,2%</i>		<i>123,4%</i>
<i>variation de stocks 2008/2009</i>	<i>47 kt</i>	<i>220 kt</i>	<i>-111 kt</i>	<i>35 kt</i>	<i>191 kt</i>	<i>197 kt</i>	<i>387 kt</i>

### Coût de stockage d'une tonne de stock stratégique

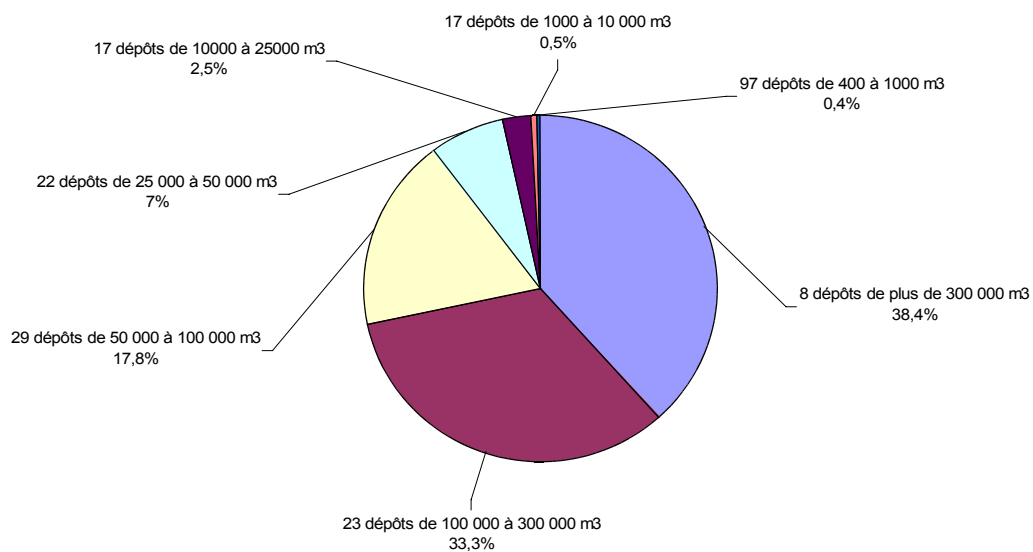
(en €/t)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Variation
Catégorie I	20,9	21,9	20,4	25,0	22,7	29,6	29,9	1,0%
Catégorie II	18,6	19,9	18,7	22,0	26,2	31,3	24,4	-22,0%
Catégorie III	24,0	25,2	26,0	31,0	31,6	34,8	32,4	-6,9%
Catégorie IV	20,4	17,5	22,0	25,0	23,0	35,0	22,0	-37,1%
Ensemble :	19,6	20,6	19,7	23,4	25,8	31,4	25,1	-20,1%

## Volumes des stocks détenus par la SAGESSE dans les dépôts de plus de 400 m<sup>3</sup> par région au 31/12/2009



Source : SAGESSE

### Répartition du nombre de dépôts par capacité



Source : CPDP/DGEC

## Les infrastructures de stockage

Le nombre de dépôts de distribution de produits finis d'une capacité supérieure à 400 m<sup>3</sup> (hors dépôts annexes de raffineries) a légèrement diminué. 213 installations de stockage sont décomptées.

La capacité globale de stockage dépasse légèrement les 11,8 millions de m<sup>3</sup> en 2009. Six dépôts de stockage ont cessé leurs activités, une nouvelle infrastructure a été construite à Rouen et le nombre d'installations de plus de 300 000 m<sup>3</sup> a augmenté. La capacité de stockage de produits finis s'est légèrement améliorée par rapport à la situation de 2008.

Les installations d'un volume de stockage supérieur à 50 000 m<sup>3</sup> constituent l'essentiel de la capacité nationale. Elles jouent un rôle important dans l'approvisionnement des régions au sein desquelles elles sont situées. Ainsi, par rapport au volume total, la situation est la suivante :

Nb dépôts	Capacité en m <sup>3</sup>	% capacité totale
8	> 300 000	38,4
23	de 100 000 à 300 000	33,3
29	de 50 000 à 100 000	17,8

Ces dépôts sont approvisionnés par pipeline depuis les raffineries ou parfois par mer.

Un grand nombre de dépôts est cependant d'une capacité inférieure à 50 000m<sup>3</sup> :

Nb dépôts	Capacité en m <sup>3</sup>	% capacité totale
22	de 25 000 à 50 000	7
17	de 10 000 à 25 000	2,5
17	de 1000 à 10 000	0,5
97	de 400 à 1 000	0,4

Les plus petits dépôts (97 d'une taille inférieure à 1 000 m<sup>3</sup>) ou ceux de taille moyenne contribuent, par leur répartition géographique, à assurer une distribution de proximité que ce soit pour les particuliers ou pour les entreprises locales. Les flux logistiques bénéficient de délais et de coûts de transport restreints. Le taux de rotation souvent très élevé, comme pour le fioul, garantit le renouvellement qualitatif des produits.

## La répartition géographique des infrastructures et l'approvisionnement.

Le maillage géographique des installations permet de disposer des produits nécessaires dans des délais appropriés pour les consommateurs finaux en situation de crise, notamment en cas de perturbation de la logistique d'approvisionnement.

Une attention particulière doit être accordée à la région, dépourvue de pipeline, située entre la Méditerranée et l'Atlantique, et comprenant l'Auvergne, le Limousin, Midi-Pyrénées, une partie de l'Aquitaine et du Centre.

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

Dans son plan de localisation des stocks stratégiques, la SAGESS veille à positionner les stocks de façon à ce que chaque zone de défense dispose d'un nombre de jours de consommation suffisant en cas de crise.

## Des investissements conséquents pour une sécurité renforcée.

Depuis l'accident AZF à Toulouse, la réglementation des installations classées a évolué afin de limiter les risques industriels. Du fait de l'action menée par les DREAL pour l'application des nouvelles dispositions et de la volonté des opérateurs pétroliers, des investissements significatifs ont été engagés depuis plusieurs années pour la mise en conformité des installations aux nouveaux standards.

Pour certains dépôts, le changement de grille d'évaluation a conduit au passage du seuil « Seveso bas » au seuil « haut ». Dans certains dépôts, vu les investissements nécessaires, cela s'est traduit soit par la diminution de la capacité de stockage dans les bacs, soit par la réaffectation du bac pour stocker un produit moins dangereux, soit par le démontage des bacs pour les installations les plus vétustes.

L'application des Plans de Prévention des Risques Technologiques (PPRT) aura probablement des conséquences sur l'activité de plusieurs dépôts.

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

Certains élus ont fait part de leur volonté de voir les installations situées sur leur commune cesser leur activité ou être délocalisées, soit en inscrivant



des projets dans le Plan Local d'Urbanisme (PLU), soit par le biais de schémas d'aménagement de territoires.

Dans le cadre de l'Opération d'Intérêt National destinée à l'aménagement du territoire Seine Amont, l'établissement public (EPORSA) examine les résultats des études sur la fermeture, la réduction de capacité ou le déplacement des dépôts de Vitry (94) et de Villeneuve-le-Roi (94).

Dans le département du Rhône, l'étude sur le devenir du Port Edouard Herriot à Lyon se poursuit. Cette démarche aura à long terme une incidence sur l'avenir des dépôts pétroliers implantés sur ce site.

Dans le département de l'Aude à Port-La-Nouvelle, une restructuration des sites pétroliers est à l'étude.

Au cours de l'année 2009, seul le département de Seine Maritime a vu la naissance d'un nouveau dépôt pétrolier à Rouen Grand-Couronne.

### **L'action de la Direction de l'Énergie.**

La Direction de l'Énergie est garante de la cohérence du réseau de dépôts pétroliers.

Elle apporte son expertise à l'administration territoriale dans le cadre d'une réflexion globale sur l'approvisionnement, notamment en cas de perturbations.

Les visites des dépôts agréés et éligibles à l'agrément pour le stockage stratégique ainsi que les réunions avec les acteurs locaux ou régionaux, permettent de s'assurer de la cohérence du réseau et de l'efficacité du fonctionnement en cas de crise.

L'année 2009 a ainsi été marquée par un accident sur le réseau de pipeline de SPSE à la Crau. La Direction de l'Énergie a suivi avec attention les différentes phases de réparation de ce pipeline pour s'assurer de la continuité des flux logistiques et commerciaux, en liaison avec les opérateurs, dans la grande région concernée par cette installation qui joue un rôle primordial dans l'approvisionnement de la moitié Est de la France.

En effet ce pipeline est la seule source d'approvisionnement en brut des raffineries de Feysin et de Reischstett en France, de Cressier en Suisse et une des deux sources d'approvisionnement de la raffinerie de Karlsruhe en Allemagne.

■ *Lylian Catenne*



## 13 – La consommation de produits pétroliers et gaziers

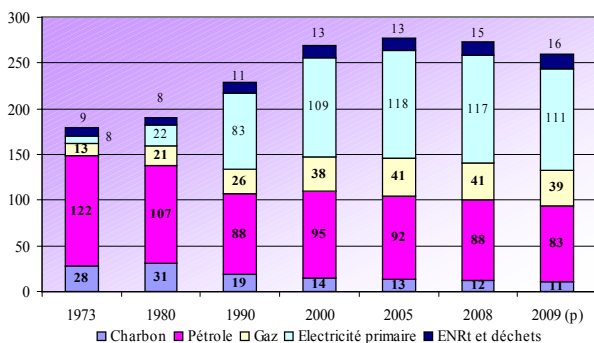
Baisse de la consommation de gaz naturel et effondrement de la consommation pétrolière

**Amorcée en 2008, la consommation de pétrole en France métropolitaine a accentué son recul en 2009.**

**En 2009, la consommation de gaz naturel a diminué pour la première fois.**

La consommation totale d'énergie primaire, corrigée du climat, s'est établie à 259,3 Mtep en 2009, en forte baisse de 5,3 % par rapport à 2008. L'agrégat constitué des ENR et des déchets valorisés est l'unique forme d'énergie à progresser en 2009 (+ 3,9 %) mais elle ne représente que 6,2 % de la consommation primaire totale. La consommation de pétrole a amplifié sa chute, amorcée en 2004, se situant à 82,7 Mtep (- 6,3 % par rapport à 2008). La part du pétrole a poursuivi son déclin et représente 31,9 % de la consommation d'énergie primaire en France.

**Consommation d'énergie primaire en Mtep  
(données corrigées du climat)**



Source : CGDD/SOeS, Bilan énergétique de la France 2008

La consommation pétrolière a diminué dans tous les secteurs de l'économie. Des baisses respectives de 10,3 % et 34,7 % ont affecté sensiblement la branche énergie (centrales électriques et raffineries) et la consommation non-énergétique (pétrochimie).

La part des transports dans la consommation pétrolière a atteint 55,8 % en 2009 contre 53,2 % en 2008. Le secteur résidentiel-tertiaire représente 15,2 % du total avec une consommation en baisse de 4,7 %. La part de l'agriculture est demeurée quasi-stable en 2009 (3,9 % de la consommation finale pétrolière) mais la consommation continue de diminuer structurellement (- 3,6 % par rapport à 2008). La part de l'industrie est en repli ( 5,7 % contre 5,8 %). L'activité de ce secteur est en chute de 7,5 % dans un contexte de conjoncture économique défavorable et en raison des quotas

d'émission de CO<sub>2</sub> incitant les gros consommateurs industriels à trouver des solutions alternatives au pétrole.

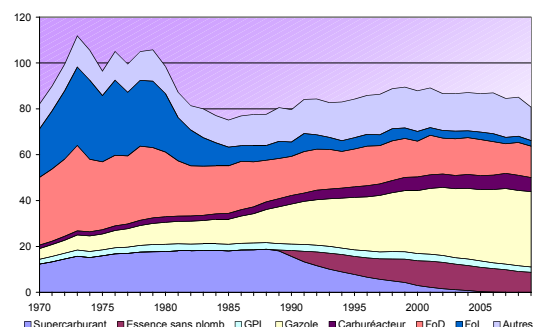
### La consommation de produits pétroliers a sensiblement diminué en 2009

En 2009, la consommation finale de produits pétroliers en France s'est élevée à 80,5 Mt en très forte diminution de 3,6 % (- 3 Mt) par rapport à 2008. La consommation de produits pétroliers en France a atteint un niveau inconnu depuis 1990 (79,6 Mt).

L'évolution de la consommation sur le marché intérieur s'est inscrite en baisse pour tous les produits à l'exception de celle du gazole qui est demeurée à un niveau quasi stable (+ 0,1 Mt). Les consommations des autres carburants routiers ont poursuivi leur tendance baissière, atténuée pour les essences (- 3,8 %) et accélérée pour le GPL carburant (GPLc) (- 10,5 %). Les consommations de carburéacteur ont reculé de 7,5 % à 6,1 Mt, la crise économique ayant interrompu une croissance régulière. Le trafic aérien a été fortement touché en 2009, les mouvements d'avions sur les aéroports français ayant enregistré une baisse de 8 %. Une baisse d'une telle ampleur n'avait pas été constatée depuis la guerre du Golfe en 1991. Les consommations de fioul domestique ont diminué de 0,6 Mt (- 4 %). La consommation de GPL (hors GPLc) a subi la même évolution affichant une baisse de 0,2 Mt (- 6,7 %) pour s'élever à 2,2 Mt. Enfin, la consommation de fioul lourd a enregistré une diminution sensible de 7,3 % en 2009, soit une baisse de 0,2 Mt par rapport à l'année précédente, pour atteindre 2,6 Mt.

Les soutes maritimes, principalement constituées de fioul lourd, et non comptabilisées dans le bilan final du marché intérieur des produits pétroliers, sont restées à un niveau stable à 2,6 Mt.

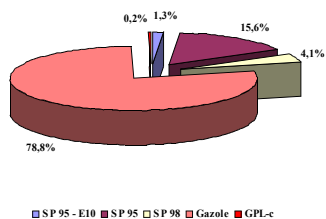
### Évolution des ventes de produits pétroliers depuis 1970 (en Mt)



## Les carburants routiers

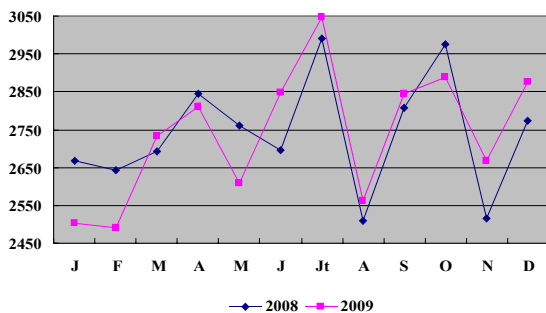
La consommation de carburants routiers en 2009 a enregistré un deuxième recul consécutif (- 0,7 % ; - 0,3 Mt) par rapport à 2008 pour s'élever à 41,6 Mt, se situant au niveau de 2004. La part du gazole représente 78,8 % du total de la consommation des carburants routiers contre 21 % pour les supercarburants et 0,2 % pour le GPLc. La consommation de superéthanol E85 (incluse dans celle du SP95) demeure marginale.

### Part des ventes de carburants en 2009



Après avoir observé pour la première fois une baisse en 2008 (- 0,2 %), la consommation de gazole routier a atteint 32,9 Mt en 2009 soit une très légère hausse de 0,1 Mt par rapport à l'année précédente.

### Evolution de la consommation mensuelle de gazole depuis janvier 2008 (en kt)



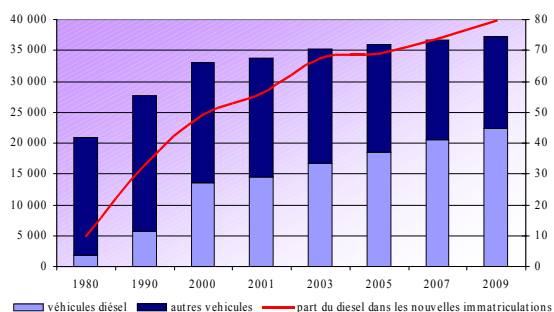
Comparées à 2008, les ventes mensuelles de gazole en 2009 ont suivi la même tendance dans un contexte de volatilité plus marquée.

Malgré une légère reprise de la circulation des voitures particulières et des véhicules utilitaires légers (respectivement + 1,0 % et + 0,2 %, selon les comptes provisoires des transports) et la baisse des prix des carburants favorisant les déplacements des ménages, l'amplification de la chute de l'activité de fret (- 10,9 %, après - 4,7 % en 2008) liée en partie à la crise économique a empêché une relance de la consommation de gazole. En effet, le transport routier a directement subi les conséquences du recul des activités dont il est le plus dépendant (industrie, construction, commerce

extérieur de marchandises). La forte baisse du trafic des poids lourds a aussi ralenti la progression du gazole dans la consommation de carburants routiers : depuis une dizaine d'années, le gazole gagnait 1,5 points par an de part de marché au détriment de l'essence, sa progression est inférieure d'un point en 2009, à 78,8 %.

L'instauration du bonus-malus et la prime à la casse, favorisant une moindre consommation unitaire, ont renforcé la « diesélisation » du parc automobile. 79,5 % des immatriculations nouvelles ont été équipées de moteur diesel en 2009. Ce phénomène est encouragé par la perspective de prix durablement élevés pour les carburants.

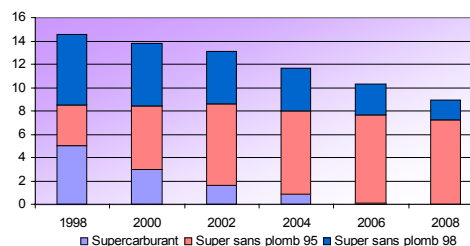
### Evolution du parc automobile français, voitures particulières et utilitaires (en milliers de véhicules)



La consommation des supercarburants, incluant le SP95-E10 commercialisé à compter du 1<sup>er</sup> avril, a continué de décliner en 2009 (- 3,8 %), pour s'élever à 8,8 Mt, plus bas niveau depuis plus de 40 ans.

La part du SP95 représente 74,1 % du total des supercarburants, celle du SP98 s'élève à 19,6 % tandis que celle du SP95-E10 s'est accrue chaque mois et a atteint 6,3 % du total de l'année et 11,3 % au mois de décembre. La consommation de SP 98 a diminué de 6,5 % à 1 716 kt en 2009. La consommation de SP95 associée à celle du SP95-E10 a fléchi à nouveau pour s'élever à 7040 kt, en repli de 3,1 %.

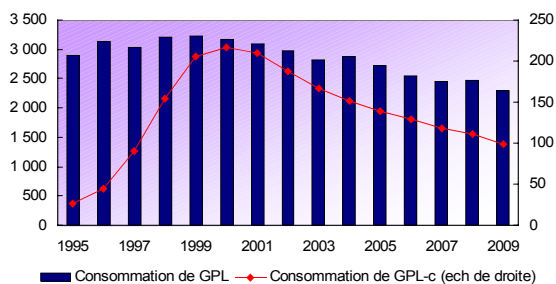
### Evolution des consommations d'essence (en Mt)



La consommation de GPLc en France a continué de décroître régulièrement en 2009, s'élevant à 99 kt (- 10,5 %). En volumes, la baisse des ventes

de GPLc est constante et se situe aux environs de 12 kt depuis 2003. La part de l'usage carburant dans la consommation totale des GPL ne représente plus que 4,3 % du total de l'année précédente (4,8 %).

### Consommation de GPL (en kt)



Le surcroît d'incorporation de biocarburants a été moins élevé en 2009, atteignant 2,52 Mtep contre 2,28 Mtep en 2008 et 1,43 Mtep en 2007. Le taux d'incorporation requis est en effet passé de 5,75 % à 6,25 %, l'objectif pour 2010 étant de 7 %.

### Les combustibles

La consommation de **fioul domestique** a reculé en 2009 pour s'établir à 13,6 Mt (- 4,3 %). Les ventes de fioul domestique s'étaient fortement accrues en 2008 en particulier au 2ème semestre alors que les prix amorçaient une chute spectaculaire. Ainsi, après avoir tiré sur leurs stocks, les petites entreprises et les particuliers, les ménages les plus fragiles bénéficiant de l'aide à la cuve, se sont précipités pour faire remplir leur cuve. L'année 2009 a donc confirmé le caractère exceptionnel de 2007 avec des ventes particulièrement faibles et 2008 avec des livraisons trop élevées. La tendance baissière de la consommation du fioul domestique devrait se confirmer car ce mode de chauffage est quasiment abandonné dans la construction neuve de l'habitat individuel en particulier.

La consommation de **fioul lourd** a fortement décliné en 2008 pour s'établir à 2,5 Mt (- 11,4 %), avec un recul homogène de 11,5 % de la consommation à usage industriel (- 0,2 Mt) et de la consommation destinée aux centrales électriques (- 0,1 Mt).

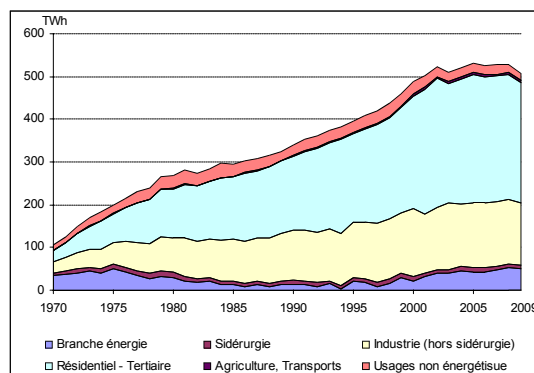
### La consommation de gaz naturel en France en 2009 retrouve son niveau de 2007, en retrait sur sa tendance depuis 1990

Non corrigée des variations climatiques, la consommation de gaz naturel s'établit en 2009 à 497 TWh, en diminution de - 3,6 %, après + 3,6 % en 2008. Elle retrouve ainsi son niveau de 2007. Mais une fois corrigée des variations climatiques, elle diminue de - 4,3 %, après des évolutions de + 0,3 % en 2008 et + 0,5 % en 2007. Cette première

estimation, si elle est confirmée, serait la plus forte baisse jamais enregistrée depuis 1970. Les seules baisses connues étaient de l'ordre de - 2 % en 2003 et 1982, et de - 1 % en 2006 et 1985.

La consommation finale énergétique de gaz naturel corrigée des variations climatiques était restée stable entre 2006 et 2008 à 460 TWh environ. En 2009, elle baisse de - 3,7 % à 440 TWh.

### Évolution de la consommation primaire de gaz naturel (corrigée des variations climatiques, en TWh)



Source : SOeS - bilan de l'énergie 2009

Dans le secteur **résidentiel et tertiaire**, la consommation de gaz naturel (corrigée des variations climatiques) avait crû régulièrement entre 1990 et 2005 au rythme annuel moyen de + 3,7 % par an. Entre 2006 et 2008, elle était restée quasi-stable. En 2009, elle diminue sensiblement (- 3,3 %, après - 0,8 % en 2008). Cette baisse semble être due à un recul du gaz au profit d'autres énergies, recul manifeste depuis quelques années, et aux effets de la crise économique sur les consommations des ménages et des entreprises. En donnée brute, c'est-à-dire non corrigée des variations climatiques, la consommation baisse de 2 %.

Depuis 2006, l'enquête EPTB, effectuée par le SOeS, interroge les particuliers qui construisent une maison individuelle sur l'énergie du mode de chauffage qu'ils comptent installer.

Entre 2006 et 2008, la proportion de ces particuliers choisissant le gaz (combiné ou non à une autre énergie) comme mode de chauffage chute de façon spectaculaire : de 14 % en 2006 à 7 % en 2008. Les premiers résultats de l'enquête 2009 confirment cette tendance.

Dans le secteur tertiaire également, le gaz perd du terrain. Selon les dernières données du CEREN, en 2008, 46 % des surfaces neuves étaient chauffées au gaz, contre 55 % en 2000.

La consommation de gaz dans le tertiaire, qui représente environ 30 % des consommations du



secteur résidentiel-tertiaire, a néanmoins progressé de 1,4 % entre 2007 et 2008. La baisse des consommations unitaires (par m<sup>2</sup> chauffé) atténue l'effet de la croissance des surfaces chauffées (+ 2,0 %).

La consommation énergétique de gaz dans l'**industrie** (hors sidérurgie) était quasi stable depuis 2003, autour de 150 TWh. Mais elle aurait diminué en 2009 d'environ 3 %.

La consommation de la sidérurgie est surtout le fait des laminoirs. Stabilisée depuis 1995 entre 8 et 9 TWh, elle a fortement baissé en 2009 (à 6,2 TWh), suivant en cela la production de ce secteur.

La quantité de gaz naturel utilisée pour la **production d'électricité**, environ 33 TWh par an depuis 2004, a légèrement diminué en 2008 (32,4 TWh contre 33,3 TWh en 2007). En 2009, elle serait en augmentation de 2 % à 33,1 TWh. La production dans les centrales de cogénération est estimée en légère baisse. En effet, un certain nombre d'installations arrivent au terme de leur contrat d'obligation d'achat par EDF et auraient besoin de rénovation pour avoir droit à un nouveau. Il leur faut soit interrompre leur production le temps nécessaire aux travaux d'adaptation, soit changer d'orientation. Les centrales à cycle combiné au gaz se développent et ont augmenté leur consommation de gaz naturel : la centrale DK6 à Dunkerque, qui utilise en priorité du gaz sidérurgique, a dû en 2009 faire davantage appel à du gaz naturel du fait de la baisse de l'activité sidérurgique (5,5 TWh contre 3,8 TWh en 2008). La centrale au fioul de Martigues a installé sa première turbine à gaz en juin 2009 (une

seconde est prévue pour achever la reconversion en 2012). La centrale Emile Huchet en Lorraine abandonne le charbon pour, début 2010, ne plus consommer que du gaz naturel. Une turbine à gaz est annoncée à Blénod-lès-Pont-à-Mousson pour 2011.

Les **raffineries** ont développé ces dernières années le recours au gaz naturel pour la production d'hydrogène<sup>(1)</sup>. Leur consommation a été estimée à 4,8 TWh en 2006 et à 10,0 TWh en 2008. En 2009, la baisse d'activité se répercute sur les consommations de gaz (- 14 %).

L'utilisation du gaz dans les **transports** reste faible (de l'ordre de 1,1 TWh en 2009 comme en 2008), même si 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.

Les **utilisations non énergétiques** du gaz ont connu une forte croissance en 2007, puis une stabilisation en 2008 autour de 20 TWh. Mais la production d'engrais, principal produit utilisateur de gaz naturel comme matière première, a chuté de 26 % en 2009. La consommation dans ce secteur n'est plus que de 15 TWh.

- *Thierry Quintaine*
- *Véronique Paquel*
- *Bernard Nanot*

(1) 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.

### Évolution des ventes de produits pétroliers (en kt)

	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>GPL</b>	3 219	2 797	3 178	3 096	2 982	2 818	2 876	2 720	2 563	2 450	2 460	2 295
dont GPLc	16	50	217	210	188	166	151	139	130	118	111	99
<b>Supercarburants</b>	17 746	18 231	13 781	13 570	13 098	12 272	11 675	10 970	10 327	9 863	9 101	8 756
Carburacteur	2 427	3 735	5 978	5 868	5 847	5 773	6 070	6 125	6 370	6 574	6 613	6 114
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
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
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
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
<b>Total</b>	<b>98 491</b>	<b>79 636</b>	<b>87 861</b>	<b>89 128</b>	<b>86 638</b>	<b>86 616</b>	<b>87 092</b>	<b>86 626</b>	<b>86 401</b>	<b>84 641</b>	<b>83 515</b>	<b>80 725</b>

Source CPDP

### Structure du parc automobile au 31 décembre (en milliers de véhicules)

	1980	1990	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
<b>Voitures particulières</b>	18440	23 010	27 480	28 060	28 700	29 160	29 560	29 900	30 100	30 400	30 700	30 884
dont diesel	730	3 265	9 261	9 980	10 889	11 822	12 729	13 590	14 348	15 143	15 922	16 686
dont essence en %	96,0	85,8	66,3	64,4	62,1	59,5	56,9	54,5	52,3	50,2	48,1	46,0
dont diesel en %	4,0	14,2	33,7	35,6	37,9	40,5	43,1	45,5	47,7	49,8	51,9	54,0
<b>Véhicules utilitaires</b>	2 550	4 680	5 529	5 753	5 897	5 903	5 986	6 057	6 115	6 261	6 333	6 384
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
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
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
<b>Total tous véhicules</b>	<b>20 990</b>	<b>27 690</b>	<b>33 090</b>	<b>33 813</b>	<b>34 597</b>	<b>35 144</b>	<b>35 628</b>	<b>36 039</b>	<b>36 298</b>	<b>36 661</b>	<b>37 033</b>	<b>37 268</b>
dont diesel	1 762	5 607	13 543	14 462	15 575	16 659	17 707	18 620	19 579	20 499	21 413	22 326
dont essence en %	91,6	79,8	59,1	57,2	55,0	52,6	50,3	48,1	46,1	44,1	42,2	40,1
dont diesel en %	8,4	20,2	40,9	42,8	45,0	47,4	49,7	51,9	53,9	55,9	57,8	59,9

Source CCFA

## 14 – La fiscalité des hydrocarbures

Une année marquée par le projet censuré de la taxe carbone

**Une fiscalité française encadrée par le droit communautaire.**

**Une fiscalité qui fait l'objet de nombreuses dérogations.**

**Des recettes fiscales moindres que celles escomptées.**

**Un projet de taxe carbone sanctionné par le conseil constitutionnel**

### 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 Pétroliers (TIPP) et Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel (TICGN).

Les montants de TIPP 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 TIPP :

- 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 (article 265 octies du code des douanes) ;
- les taxis (article 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 (article 265 bis du code des douanes) ;
- les compagnies aériennes bénéficient d'une exonération totale (article 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 (article 265 C, article 265 bis du code des douanes, article 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'aviations 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, cycle combiné à gaz, installations de cogénérations mises en service au plus tard au 31/12/2007....);

En sus de ces montants nationaux de TIPP, il existe depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2007 une TIPP régionale. Les Régions peuvent ainsi décider d'une fraction de TIPP 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.

Seules la Corse et Poitou-Charentes appliquent un taux nul.

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 quinquies 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 2009

#### Régime fiscal des biocarburants

La défiscalisation dont bénéficient les biocarburants a été revue à la baisse depuis 2009 pour l'ensemble des produits pour les années 2009 à 2011.

Les esters méthyliques d'huiles végétales, les esters méthyliques d'huiles animales et le biogazole de synthèse, qui bénéficiaient d'une réduction de 22 €/hl en 2008, de 15 €/hl en 2009, se verront désormais appliquer des réductions de 11 €/hl en 2010 et 8 €/hl en 2011 (art 39 LFI 2010).

Les dérivés de l'éthanol, de l'alcool éthylique d'origine agricole et les esters éthyliques d'huiles végétales qui bénéficiaient d'une réduction de 27 €/hl en 2008, de 21 €/hl en 2009, se verront désormais appliquer des réductions de 18 €/hl en 2010 et 14 €/hl en 2011 (art 39 LFI 2010).

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

La fiscalité des Emulsions d'Eau dans le Gazole est revue à la hausse, passant de 26,27 €/hl à 28,71 €/hl au 1<sup>er</sup> janvier 2010, 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 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 TIPP acquitté à hauteur de 5 €/hl, pour les volumes acquis en 2009

Pour le gaz, une mesure identique a été prise. Le remboursement est de 1,071 € par millier de KWh pour les volumes de gaz acquis en 2009.

Pour le fioul lourd acquis au cours de l'année 2009, la réduction de TIPP est de 1,665 €/quintal.

Ces remboursements représentent 90 % de la taxe normalement acquittée (art 76 LFR 2009).

### Parts départementale et régionale de TIPP

Le montant de la fraction de TIPP 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 2010).

### Régionalisation de la TIPP

Les Régions ont voté comme chaque année la fraction de TIPP 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. Pour 2009, seules la Corse et le Poitou-Charentes ont voté un taux nul. Les autres ont voté le maximum.

### Part de TIPP régionale affectée au financement d'infrastructures de transport

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 TIPP applicable aux carburants vendus aux consommateurs finals 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 2010).

### 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 (art 61 LFR 2009), soit finalement un taux de 7 % pour 2010.

L'application de la TGAP biocarburants dans les départements d'outre-mer est reportée au 1<sup>er</sup> janvier 2013 (art 61 LFR 2009).

## Le projet d'instauration d'une taxe carbone

Dans le cadre du Grenelle de l'environnement, il était prévu une étude sur la faisabilité de la mise en place d'une contribution climat-énergie à prélèvements constants. Cet engagement a été formalisé par l'article 2 de la loi du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement : « L'Etat étudiera la création d'une contribution dite " climat-énergie " en vue d'encourager les comportements sobres en carbone et en énergie . Cette contribution aura pour objet d'intégrer les effets des émissions de gaz à effet de serre dans les systèmes de prix par la taxation des consommations d'énergies fossiles. Elle sera strictement compensée par une baisse des prélèvements obligatoires de façon à préserver le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises. Au terme de six mois à compter de la promulgation de la présente loi, le résultat de cette étude sera rendu public et transmis au Parlement.». Une conférence de consensus d'experts réunissant élus, syndicalistes, économistes, représentants du patronat et ONG sur la contribution carbone a été organisée sous la présidence de Michel Rocard en juillet 2009. A l'issue de celle-ci, s'est dégagée la volonté de mettre en place une contribution carbone sur les consommations d'énergie non soumises au système des quotas.

Le Gouvernement a proposé dans le projet de loi de finances 2010 l'instauration d'une contribution carbone. Ce projet de loi a été voté par le Parlement le 18 décembre 2009.

Il s'agissait d'une taxe recouvrée dans les mêmes conditions que les taxes intérieures de consommation applicables aux produits utilisés comme carburant ou combustible.

Les choix suivants avaient été faits :

- cette taxe, fondée sur le contenu en carbone des produits taxables, était calculée à partir d'un prix du CO<sub>2</sub> fixé à 17 €/t en 2010. Ce prix correspondait à l'ordre de grandeur des prix sur le marché européen du carbone depuis le début de la deuxième phase du marché en février 2008 ;

- ce tarif avait vocation à évoluer chaque année, après avis de la commission de suivi de la taxe carbone. L'objectif était d'atteindre, à terme, un signal-prix suffisant évalué à 100 €/t de CO<sub>2</sub> en 2030 par la conférence des experts ;



- le texte respectait le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques, ce qui impliquait notamment de ne pas soumettre à la taxe les installations soumises par ailleurs à la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système de plafonnement et d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans la communauté européenne. Ainsi, il avait été considéré que l'ensemble des acteurs de l'économie serait soumis à un signal-prix carbone : dans le cadre du marché européen de permis d'émission pour les principales installations industrielles, via la taxe carbone pour tous les autres : ménages, administrations publiques, entreprises pour les usages autres que ceux couverts par le marché de permis de quotas européens ;

- les conditions particulières d'insertion dans la concurrence internationale avait justifié un traitement particulier pour la pêche, l'agriculture et le transport routier de marchandises (taux réduit pour les uns, système de remboursement pour les autres) ;

- un système de redistribution universelle et forfaitaire devait être mis en place pour les ménages. Deux critères avaient été retenus : la taille de la famille et le lieu d'habitation desservi par les transports en commun urbains ou non soit 46 € par adulte en milieu urbain, 61 € par adulte en milieu rural, 10 € par personne à charge. Le dispositif était le suivant soit réduction du montant de l'impôt sur le revenu pour les ménages qui paient l'impôt sur le revenu ou soit sous forme de chèque pour les ménages non imposables ;

- il était enfin prévu d'instaurer un fonds pour les collectivités locales afin qu'elles financent des investissements d'efficacité énergétique alimenté par les recettes de cette taxe carbone.

Dans sa décision du 29 décembre 2009, le Conseil constitutionnel a considéré que la disposition portant création de la contribution carbone était contraire à la Constitution, au motif que les « régimes d'exemption totale [qu'elle prévoit] créent une rupture caractérisée de l'égalité devant les charges publiques ».

Le principe d'une telle contribution carbone n'est pas remis en cause par la décision du Conseil Constitutionnel. Le Conseil constitutionnel a néanmoins considéré que le système des quotas d'émission de CO<sub>2</sub>, alloués gratuitement jusqu'en 2013 – date prévue pour la mise aux enchères et la réduction progressive des volumes de quotas alloués aux entreprises – ne permettait pas de justifier l'exonération totale de contribution carbone des installations concernées.

Dans sa déclaration du 24/03/2010, le président de la République a confirmé sa volonté de mettre en œuvre une contribution, dans un cadre européen, pour préparer l'avenir en donnant un prix au carbone tout en préservant la compétitivité de nos entreprises.

### Les recettes fiscales en 2009

Le montant de la TIPP s'est élevé en 2009 à 24,4 milliards d'euros.

Elle a rapporté 14,9 milliards d'euros à l'État et la loi de finances pour 2010 prévoit un montant de recettes de 14,5 milliards d'euros, intégrant la perspective d'un nouveau recul des consommations des produits pétroliers.

Elle a rapporté 5,7 milliards d'euros aux départements et 3,8 milliards d'euros aux régions.

Les recettes de TICGN s'élèvent à 266 M€.

Enfin, le montant de TVA précompte lié à la vente des produits pétroliers en 2009 est de 7,7 milliards d'euros.

En 2009, les rentrées fiscales provenant des produits pétroliers occupaient le 4ème rang, derrière la TVA (118,4 milliards d'euros), l'impôt sur le revenu (46,7 milliards d'euros) et l'impôt sur les sociétés (20,9 milliards d'euros).

### La part de la fiscalité dans le prix à la consommation

En 2009, la part de la fiscalité dans le prix à la consommation a augmenté de + 5,4 % pour l'essence, + 5,3 % pour le gazole et + 9 % pour le fioul domestique.

De façon « mécanique », ce mouvement est contraire à la tendance baissière constatée depuis plusieurs années qui avait juste été interrompue en 2007, puisque la part de fiscalité dans les prix à la consommation (constante en valeur absolue) augmente d'autant que ces prix diminuent.

En %	2002	2004	2006	2008	2009
Eurosuper (SP95)	73,6	72,0	64,0	61,1	66,5
SP 98	72,4	70,8	62,6	59,9	65,2
Gazole	66,0	63,4	55,1	50,1	59,1

■ Nadine Delmestre  
 ■ Daniel Delalande

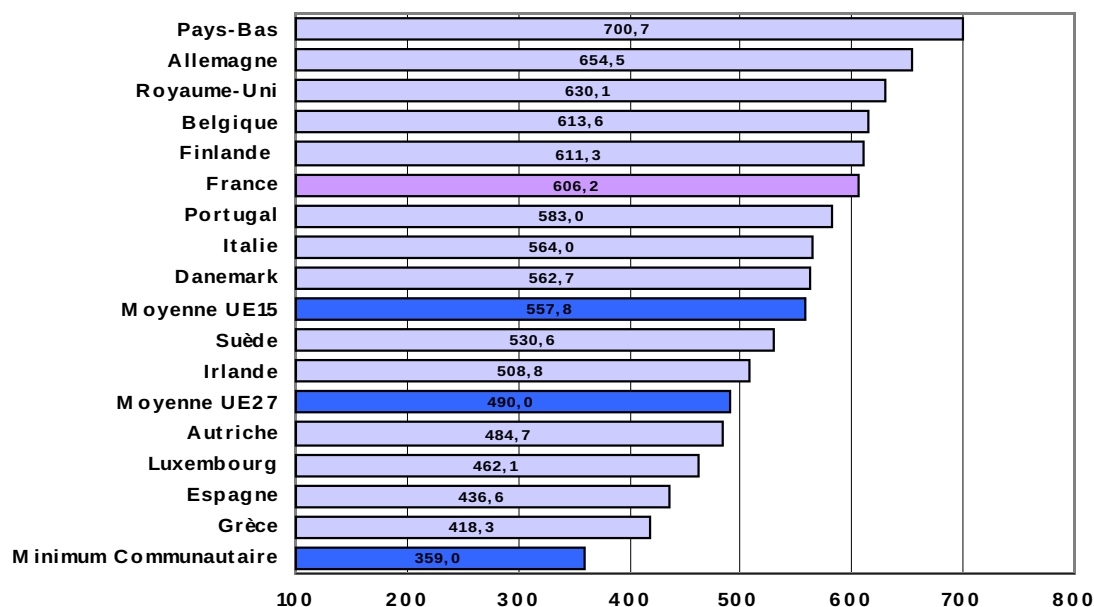


## Accises en vigueur sur les carburants dans l'Union européenne

(Source : Bulletin pétrolier de la Commission Européenne)

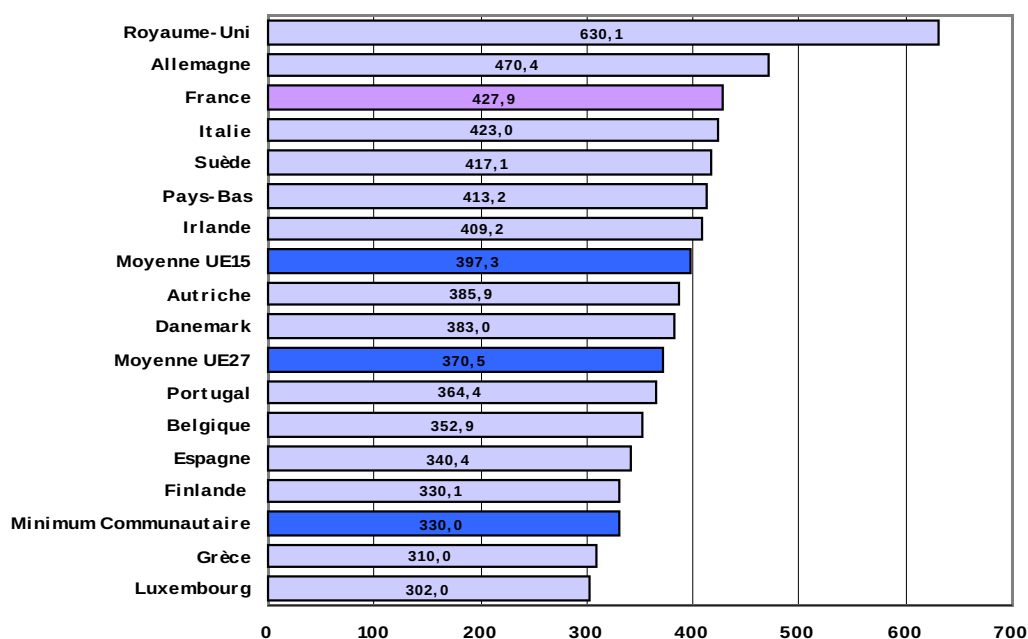
### Accise sur l'essence au 31 décembre 2009

(en €/1000 l)



### Accise sur le gazole au 31 décembre 2009

(en €/1000 l)



## Montant des accises en France

Les montants de TIPP et de TICGN inscrits à l'article 265 du code des douanes au 1<sup>er</sup> janvier 2010 sont :

	en Euros	
	Unité	Taxe Intérieure <sup>(1)</sup>
Superéthanol E85	hl	20,69
Super sans plomb SP95-E10	hl	60,69 <sup>(2)</sup>
Super sans plomb	hl	60,69 <sup>(3)</sup>
Gazole	hl	42,84 <sup>(3)</sup>
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
GPL Carburant	t	107,60
GPL Carburant (4)	hl	5,99
Butane	t	0
Propane	t	0
Fiouls lourds	t	18,50
Gaz naturel carburant	100 m <sup>3</sup>	0
Gaz naturel combustible	MWh	1,19

1) TIPP 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<sup>er</sup> janvier 2003 à la TIPP et à la TICGN.

(2) il faut tenir compte d'une réfaction de 1,77 €/hl.

(3) 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.

(4) 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

TIPP et TICGN	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007(1)	2008(1)	2009
Super plombé	2 452	1 762	1 293	943	664	282	66	-	-	-
Supers sans plomb	8 332	8 453	8 698	8 643	8 399	8 271	7 990	7 841	7 312	7013
Gazole	12 136	12 294	12 988	13 549	14 737	15 038	15 450	16 302	16 408	16419
Fioul domestique	1 212	771	855	1 049	1 052	1 064	973	863	944 (e)	985 (e)
Fioul lourd	78	59	62	65	56	51	63	-	-	-
Gaz naturel (TICGN)	155	152	155	160	168	187	194	201	242	266
Autres	59	36	66	54	55	67	104	73	113	-
<b>Total</b>	<b>24 426</b>	<b>23 527</b>	<b>24 117</b>	<b>24 463</b>	<b>25 131</b>	<b>24 959</b>	<b>24 833</b>	<b>25 276</b>	<b>25 019</b>	<b>24 683</b>
<b>Autres taxes</b>	191	194	191	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Général</b>	<b>24 616</b>	<b>23 721</b>	<b>24 308</b>	<b>24 463</b>	<b>25 131</b>	<b>24 959</b>	<b>24 833</b>	<b>25 276</b>	<b>25 019</b>	<b>24683</b>
TVA nette	7 113	7 361	6 488	6 814	7 726	8 092	9 301	8 610	10 252	7683

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

(e) estimation

## 15 – 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.**

GDF Suez et les autres fournisseurs présents sur le territoire français importent du gaz principalement par gazoduc (depuis la Norvège, les Pays Bas, la Russie...), mais aussi par méthanier sous forme de gaz naturel liquéfié - GNL (depuis l'Algérie notamment), sur la base de contrats de long terme.

Ces contrats sont indexés sur des paniers de produits pétroliers. Cette indexation résulte essentiellement du fait que le pétrole est le principal concurrent du gaz et est un produit fatal de l'exploration-production.

Parallèlement à ces contrats à long terme, il existe un marché dit « spot » (transactions et livraisons à court terme), qui apporte une certaine flexibilité dans l'approvisionnement gazier et connaît actuellement une décorrélation vis à vis des prix du pétrole. Mais le prix moyen d'importation du gaz reste essentiellement déterminé par celui du pétrole et des contrats à long terme.

Les contrats à long terme ont un effet protecteur pour les consommateurs et sont indispensables en termes de sécurité d'approvisionnement, alors que GDF Suez importe 95 % de son gaz naturel. L'indexation sur les produits pétroliers, couplée à un lissage, garantit une certaine stabilité des prix du gaz, alors qu'une indexation immédiate sur les marchés « spot » exposerait le consommateur à la forte volatilité de ces marchés (Zeebrugge, NBP, TTF), qui restent encore peu matures.

### Les fournisseurs de gaz naturel

Il y a actuellement 75 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/IMG/pdf/listefour.pdf>

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 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. Certaines proposent également des tarifs à souscription.

### 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, qui sont 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.

### Les tarifs réglementés

Selon leur consommation et leur statut, les consommateurs finals peuvent souscrire à un tarif

en distribution publique ou à un tarif à souscription.

Ces tarifs couvrent les coûts d'achat du gaz, les coûts d'utilisation des infrastructures (transport, stockage et distribution), et les coûts de commercialisation du fournisseur.

**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 (voir ci-dessous).

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 aux tarifs en distribution publique, est publique (voir notamment le contrat de service public disponible sur le site Internet du ministère : [http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Contrat\\_de\\_Sce\\_Public\\_GDF\\_SUEZ.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Contrat_de_Sce_Public_GDF_SUEZ.pdf)). Les variations appliquées sur les tarifs de cet opérateur sont calculées en toute transparence.

**La formule d'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF Suez**, fixée par l'arrêté du 21 décembre 2009, est la suivante :

$$\Delta m = \Delta FOD \text{ €/t} * 0,01988 + \Delta FOL \text{ €/t} * 0,02652 + \Delta BRENT \text{ €/bl} * 0,06206 + \Delta EURUSD * 1,3107$$

où  $\Delta m$  = variation des coûts d'approvisionnement en gaz naturel,

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

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

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

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

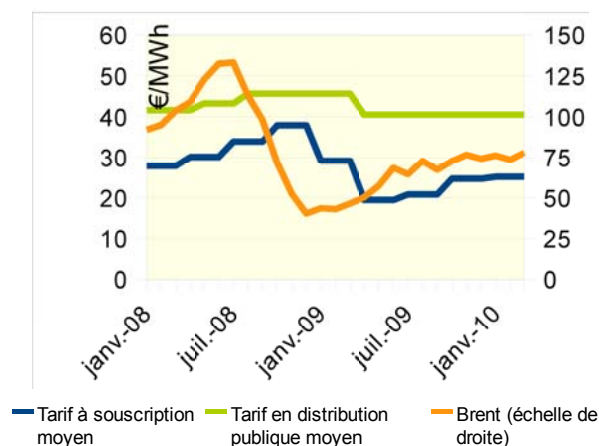
**Les tarifs à souscription** s'appliquent en principe aux gros clients : clients raccordés au réseau de transport et clients raccordés au réseau de distribution consommant plus de 5 GWh par an.

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 nouveau dispositif réglementaire du décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009, en vigueur pour les tarifs en distribution publique de GDF Suez, prévoit que les tarifs propres à chaque fournisseur seront fixés au moins annuellement par arrêté ministériel, sur proposition des fournisseurs et après avis de la CRE. Les tarifs pourront évoluer à l'initiative des fournisseurs et selon les formules établies, entre les modifications tarifaires annuelles fixées par le gouvernement et sous le contrôle de la CRE, afin de répercuter l'évolution des coûts d'achat du gaz.

### Évolutions comparées des prix du pétrole et des tarifs du gaz



### 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.

Depuis l'ouverture totale du marché du gaz le 1<sup>er</sup> 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.

■ Isabelle Debée

## 16 – Les prix des produits pétroliers

Des prix qui semblent refléter les incertitudes économiques

**Des cotations internationales qui se sont appréciées tout au long de 2009 mais en net recul par rapport à 2008.**

**Des prix à la consommation qui ont suivi cette évolution.**

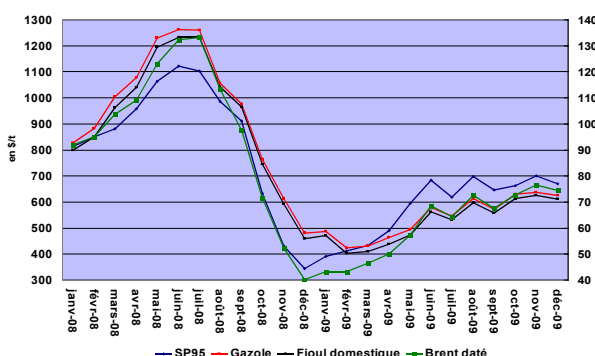
**Un marché français qui reste compétitif.**

En 2009, la crise économique mondiale a provoqué l'effondrement de la croissance, entraînant une forte baisse de la demande mondiale de pétrole. Ainsi, la moyenne des cours du pétrole brut et des produits pétroliers sur les marchés internationaux a enregistré un repli significatif par rapport à 2008. Cependant, des signes de reprise économique, associés à la baisse du dollar en particulier, ont favorisé à partir de mars une augmentation régulière des cotations.

**Sur le marché de Rotterdam, les cotations des produits pétroliers, en forte baisse par rapport à 2008, se sont approchées de leur niveau atteint en 2005.**

Les cotations internationales de produits pétroliers se sont établies en moyenne en 2009 à 584,9 \$/t pour l'essence (- 257 \$/t), 543,6 \$/t (- 410 \$/t) pour le gazole et 525,6 \$/t (- 401 \$/t) pour le fioul domestique, en baisse par rapport à 2008 (- 30 % pour l'essence, - 43 % pour les distillats), les cours des distillats se situant à leur niveau de 2005.

**Evolution mensuelle des cotations de produits pétroliers à Rotterdam**

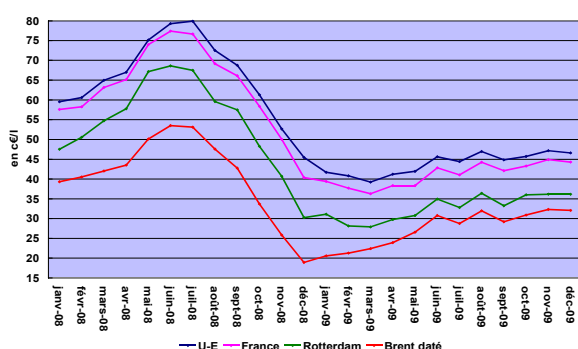




second semestre dans un contexte de grande volatilité. Le second semestre a marqué une absence de saisonnalité sur le cours de l'eurosuper malgré une offre abondante, un niveau de stocks très élevé et une demande atone. La moyenne du 2<sup>ème</sup> semestre de la cotation de l'essence a été sensiblement supérieure à celle du 1<sup>er</sup> semestre (+ 163 \$/t) malgré deux inflexions significatives en septembre et décembre. Au cours du second semestre, le cours de l'essence a suivi l'évolution du cours du pétrole brut.

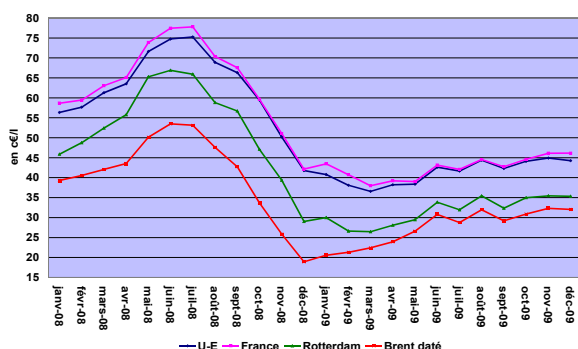
**Les cotations des distillats (gazole et fioul domestique) ont progressé entre mars et novembre, sans être supérieures à celles de 2008.**

**Evolution du cours du Brent daté et des prix HTT du gazole en c€/l (France/UE/Rotterdam)**



En début d'année, les cotations de distillats moyens ont poursuivi le recul des mois précédents pour atteindre en moyenne mensuelle de février un niveau plancher de 425 \$/t pour le gazole et 403 \$/t pour le fioul domestique. Les incertitudes économiques qui ont affecté le transport en particulier), liées à des conditions climatiques défavorables (chauffage) peuvent expliquer une évolution haussière des cours extrêmement volatiles à partir de mars.

**Evolution du cours du Brent daté et des prix HTT du fioul domestique en c€/l (France/UE/Rotterdam)**



Les cotations des distillats moyens ont suivi strictement l'évolution des cours du pétrole brut dans un contexte de demande très dégradée, enregistrant un léger repli au mois de décembre.

**En France, les prix à la consommation ont retrouvé des niveaux de prix proches de ceux qu'ils étaient en 2004-2005.**

La moyenne annuelle des prix à la consommation s'est établie en 2009 à 120,9 c€/l pour l'eurosuper, 100,2 c€/l pour le gazole et 58,1 c€/l pour le fioul domestique, en net repli respectivement de 14 c€/l (- 11 %), 27 c€/l (- 21 %) et 25 c€/l (- 26 %) par rapport à 2008.

Suivant l'évolution des cotations sur les marchés européens, les prix à la consommation ont atteint le 2 janvier 2009 leur plus bas niveau depuis le début de l'année 2005 pour les carburants et la fin du mois de mai 2005 pour le fioul domestique, s'établissant à 104,4 c€/l pour le SP95, 94,6 c€/l pour le gazole et 53,7 c€/l pour le fioul de chauffage.

Le prix de l'essence s'est apprécié régulièrement jusqu'au mois de juillet suivant en cela l'évolution haussière des livraisons de supercarburants. Au second semestre, le prix de l'eurosuper se situe à un niveau très stable, enregistrant un écart maximal mensuel de 4 c€/l par rapport à son niveau du mois de juin.

Le prix mensuel du gazole, après avoir été orienté à la baisse en début d'année, a ensuite dépassé régulièrement le seuil de 1 €/l à partir du mois de mai dans une bande comprise entre 1 €/l et 1,05 €/l dans un contexte de volatilité extrêmement fort des ventes.

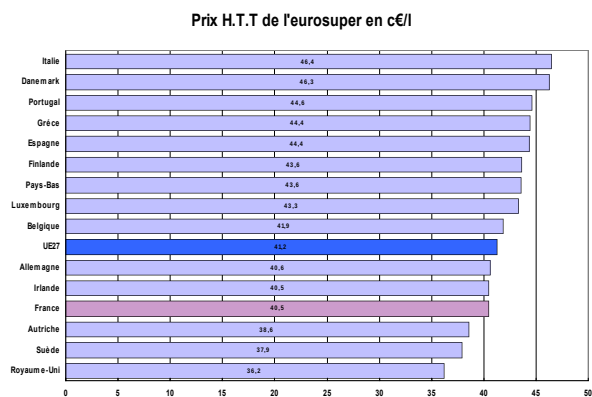
Le prix du fioul domestique à la consommation a évolué selon une saisonnalité marquée au 1<sup>er</sup> trimestre. Le niveau élevé des prix a été renforcé par des achats de fioul en quantités assez faibles pour deux motifs : des achats d'appoint nécessaires pour terminer la saison de chauffage et des achats limités au strict nécessaire afin de bénéficier de la prime de l'aide à la cuve restée en vigueur jusqu'au 31 mars 2009. Le prix du fioul s'est inscrit en baisse significative entre avril et mai, s'appréciant modérément jusqu'au mois de décembre en l'absence de tensions particulières, liées à une faible consommation.

Le recul du prix du fioul domestique, rapporté à la quantité de fioul nécessaire pour une saison de chauffe, s'est révélé plus important que le montant de 200 euros d'aide versée en 2008 aux personnes bénéficiant de l'aide à la cuve. En conséquence, le dispositif d'aide à la cuve n'a pas été reconduit en 2009.

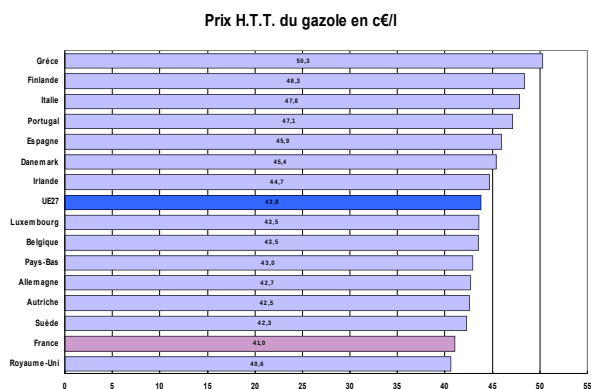
Le budget « carburant » des ménages a enregistré une nette baisse par rapport aux années précédentes. En 2009, la dépense moyenne en

carburants par ménage motorisé a atteint 1 022 €, soit une baisse de 219 euros par rapport à 2008 (- 17,6 %), sur la base d'un prix moyen au litre de 1,06 €/l (121 c€/l pour l'essence et 98 c€/l pour le gazole).

Les prix HTT des carburants en France sont demeurés à un niveau nettement inférieur à la moyenne communautaire (UE 27) de 2,8 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 1,6 c€/l à la moyenne de l'UE.



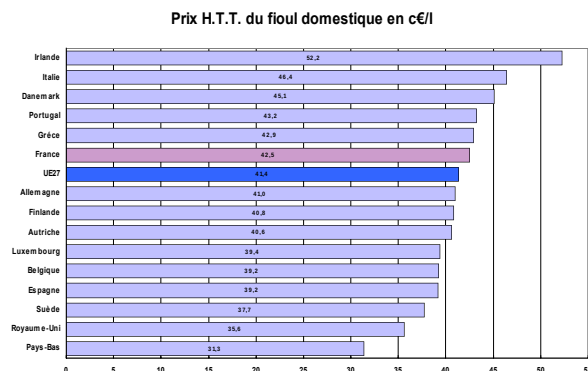
La France occupe le second rang sur le gazole et le quatrième rang sur l'eurosuper, derrière le Royaume-Uni qui pratique les prix les plus bas en Europe sur les carburants.



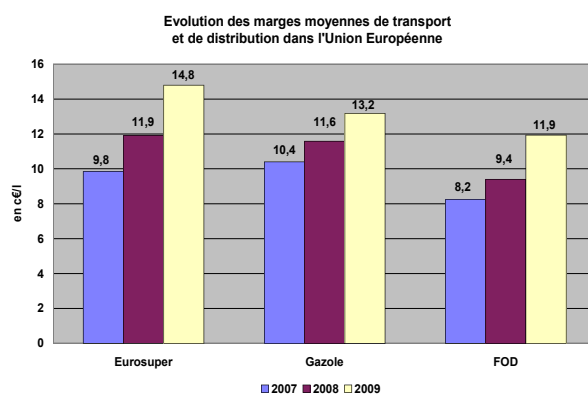
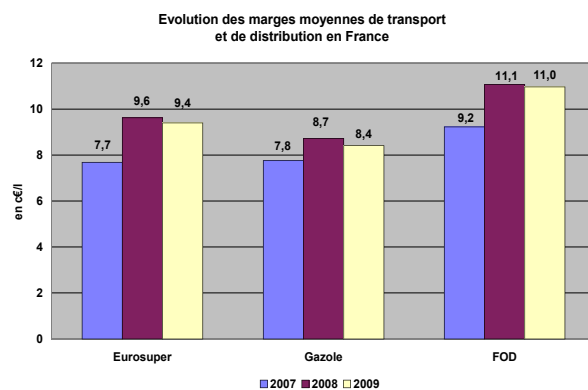
Les prix TTC en France se sont révélés inférieurs à la moyenne communautaire (UE 27) pour le gazole (-0,6 c€/l), qui représente 75 % des carburants routiers, et pour le fioul domestique (- 3 c€/l) ; en revanche, ils sont supérieurs de 5,7 c€/l pour le supercarburant sans plomb.

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 gazole et du fioul domestique en Belgique est

plus faible qu'en France comme le prix du fioul de chauffage en Allemagne. En revanche, les prix à la consommation en Italie de l'ensemble des produits pétroliers ainsi que le prix des carburants en Allemagne se situent à un niveau très supérieur à la moyenne française.



En France, les marges de transport-distribution<sup>1</sup> se sont situées en léger repli par rapport à 2008, soit l'inverse de ce qui est observé dans l'UE.



■ *Thierry Quintaine*

<sup>1</sup> 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 2009

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	35	37	38	40	43	48	45	49	46	46	48	47
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	31	34	35	37	40	46	43	46	43	43	45	44
Gazole	c€/l	39	38	36	38	38	43	41	44	42	43	45	44
GPL carburant	c€/l	52	52	51	49	49	49	49	50	51	51	50	51
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	43	41	38	39	39	43	42	45	43	45	46	46
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	38	36	33	35	35	39	38	40	38	41	42	42
Fioul lourd HTS	€/t	177	205	203	227	260	303	301	329	308	319	333	324
Fioul lourd BTS	€/t	203	225	222	249	278	320	314	345	325	336	351	342
Fioul lourd TBTS	€/t	217	234	230	255	285	326	318	351	333	344	359	350

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	114	117	118	120	124	130	127	131	127	127	130	129
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	110	114	114	117	121	127	123	127	124	124	127	125
Gazole	c€/l	98	96	95	97	97	102	100	104	102	103	105	104
GPL carburant	c€/l	70	69	68	66	66	66	66	68	68	68	67	70
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	59	55	52	54	53	58	57	60	58	60	62	62
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	52	49	47	48	48	54	52	55	53	55	57	57
Fioul lourd HTS	€/t	195	223	221	246	278	322	319	348	327	338	352	343
Fioul lourd BTS	€/t	222	244	241	267	297	338	332	363	343	354	369	360
Fioul lourd TBTS	€/t	235	253	249	273	303	344	337	370	351	362	378	369

Source DGEC

## Prix de vente moyens des carburants et des combustibles dans l'Union Européenne (27) en 2009

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	31	34	35	37	41	46	45	47	44	44	46	45
Gazole	c€/l	42	41	39	41	42	46	44	47	45	46	47	47
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	41	38	37	38	38	43	42	44	42	44	45	44
Fioul lourd <=1% (BTS)	€/t	245	267	247	258	275	296	331	342	349	352	359	359

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	102	106	106	110	115	122	120	123	120	119	122	121
Gazole	c€/l	98	96	94	97	98	103	102	105	103	104	105	105
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	59	56	54	56	57	63	62	66	63	64	64	63
Fioul lourd <=1% (BTS)	€/t	296	298	300	316	340	376	377	403	389	394	410	407

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

## 17 – La distribution des produits pétroliers

### Une quasi-stabilité des ventes de carburants

**Légère progression des ventes de gazole.**

**Poursuite du déclin des ventes des essences.**

**Nouveau recul du nombre de points de vente.**

**Lancement de la commercialisation du SP95 E10 à compter du 1<sup>er</sup> avril 2009.**

**Hausse des ventes de fioul domestique.**

En 2009, les ventes totales de carburants routiers des entrepositaires agréés se sont élevées à 50,1 Mm<sup>3</sup> contre 50,2 Mm<sup>3</sup> en 2008 se situant à un niveau stable. Les ventes totales de fioul domestique ont augmenté, les volumes livrés s'établissant à 15,9 Mm<sup>3</sup>, en hausse de 1,9 % par rapport à 2008 (+ 0,3 Mm<sup>3</sup>).

#### Le marché des carburants routiers

Les ventes de carburants par les entrepositaires agréés sont réparties sur trois secteurs :

- les ventes en vrac (incluant en particulier les bornes d'approvisionnement situées dans les zones industrielles) qui sont destinées aux consommateurs possédant des flottes de véhicules ainsi qu'aux administrations ;
- les ventes aux distributeurs en acquitté, qui sont effectuées par les entrepositaires agréés auprès des négociants-revendeurs, des stations-service libres, des magasins ou des supermarchés et des petites entreprises ;
- les ventes au réseau de distribution par le biais des stations-service.

De plus, les importations effectuées par les opérateurs enregistrés ont été incluses dans les ventes totales. Elles ont représenté environ 0,5 Mm<sup>3</sup> (source : CPSSP) et ont été ajoutées au total des indépendants.

Avec 19 Mm<sup>3</sup>, la part des ventes au consommateur final des pétroliers a constitué 37,9 % du total tandis que celle de la grande distribution a représenté 48,7 % des ventes totales (24,4 Mm<sup>3</sup>) ; la part des opérateurs indépendants a atteint 6,7 Mm<sup>3</sup> (13,4 %).

#### Marché des ventes totales

en Mm <sup>3</sup>	2008	2009	Variation
E85	0,03	0,03	-2,7%
SP 95	9,60	8,68	-9,6%
SP 95-E10		0,71	
SP 98	2,40	2,27	-5,6%
<b>Total essences</b>	<b>12,03</b>	<b>11,69</b>	<b>-2,9%</b>
Gazole	38,10	38,31	0,5%
B30		0,02	
GPL	0,08	0,08	0,0%
<b>Total</b>	<b>50,22</b>	<b>50,10</b>	<b>-0,2%</b>

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 l'ensemble des distributeurs ou négociants-revendeurs qui ne sont ni affiliés à ces fédérations, ni entrepositaires agréés et qui se sont approvisionnés auprès d'un entrepositaire agréé ou en provenance directe de l'étranger.

En 2009, les livraisons d'essence ont enregistré une nouvelle baisse de 2,9 %. Ces ventes représentent 23,3 % du total contre 76,5 % pour le gazole. La chute plus marquée du SP95 (- 9,6 %) est compensée presque intégralement par la commercialisation à compter du 1<sup>er</sup> avril 2009 du SP95-E10. Les volumes de ces deux carburants (9,4 Mm<sup>3</sup>) ont représenté 80 % du total des essences (- 2,2 %). Les ventes de superéthanol E85, après avoir enregistré une forte augmentation en 2008 ont enregistré une légère baisse de 2,7 % en 2009, stagnant à un niveau marginal avec 30 276 m<sup>3</sup>.

La reprise de l'activité de transport, associée à la poursuite de la dieselisation du parc automobile, a favorisé un léger accroissement des livraisons de gazole de 0,21 Mm<sup>3</sup> (+ 0,5 %) par rapport à l'année précédente pour atteindre 38,3 Mm<sup>3</sup>.

#### La distribution des carburants automobiles

##### Les ventes en vrac

Les ventes en vrac<sup>1</sup> se sont élevées à 7,9 Mm<sup>3</sup> en 2009 et représentent 15,9 % des carburants routiers destinés à la distribution. L'approvisionnement de

<sup>1</sup>Les ventes en vrac incluent les bornes situées dans les zones industrielles où les particuliers peuvent s'approvisionner exceptionnellement en carburants.

supercarburants et de GPLc a représenté 2,3 % du total (pour un volume de 0,18 Mm<sup>3</sup>) alors que celui de gazole, incluant les ventes du B30 pour 18 050 m<sup>3</sup>, a atteint 7,8 Mm<sup>3</sup> soit 97,7 % du total des livraisons.

L'approvisionnement de ce secteur d'activité se répartit principalement entre les sociétés affiliées à l'Union Française des Industries Pétrolières (UFIP) (45,3 % des ventes totales) et les sociétés indépendantes (54,4 %) affiliées à la FF3C, à la FFPI, à l'AIP ainsi que les opérateurs non adhérents à ces organismes professionnels. Avec 0,02 Mm<sup>3</sup> (0,2 %), la grande distribution est quasiment inexistante dans ce secteur d'activité.

### Les ventes dans le réseau de distribution

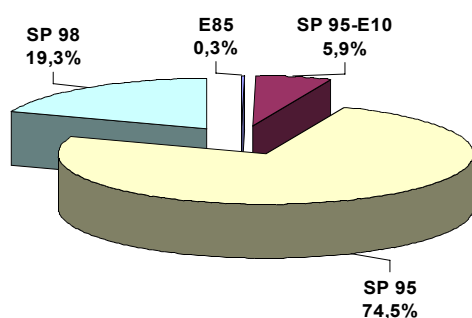
Les ventes de carburants distribués dans les stations-service se sont élevées à 41,7 Mm<sup>3</sup> en 2009, enregistrant une hausse de 1,4 Mm<sup>3</sup> (3,5 %) par rapport à 2008. Les volumes vendus sur autoroutes se sont légèrement accrus de 0,1 Mm<sup>3</sup> s'établissant à 2,6 Mm<sup>3</sup> et ont représenté 6,2 % de l'approvisionnement total du réseau de distribution.

#### Ventes totales dans le réseau de distribution par opérateurs et par carburants en 2009

en Mm <sup>3</sup>	Pétroliers	GMS	Autres	Total
E85	0,003	0,025	0,002	0,03
SP 95-E10	0,57	0,08	0,02	0,68
SP 95	2,44	5,75	0,30	8,49
SP 98	0,79	1,33	0,09	2,20
<b>Total essences</b>	<b>3,81</b>	<b>7,18</b>	<b>0,41</b>	<b>11,40</b>
Gazole	11,53	17,17	1,48	30,19
GPL	0,07	0,01	0,00	0,08
<b>Total</b>	<b>15,41</b>	<b>24,37</b>	<b>1,90</b>	<b>41,67</b>

En 2009, les livraisons de carburants routiers au réseau de distribution ont évolué de façon différenciée selon les produits. Les ventes d'essence se sont établies à 11,4 Mm<sup>3</sup>, enregistrant un nouveau repli de 0,4 Mm<sup>3</sup> (- 3,4 %) et ont représenté 27,4 % du total de la distribution contre 72,4 % pour le gazole et 0,2 % pour le GPLc.

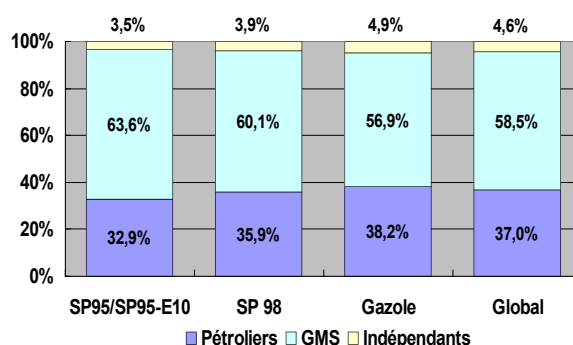
#### Répartition des ventes d'essence dans le réseau de distribution en 2009



Avec 9,2 Mm<sup>3</sup>, les ventes de SP95 et de SP95-E10 dont la commercialisation a débuté le 1<sup>er</sup> avril 2010 ont reculé de 0,2 Mm<sup>3</sup> (- 2,3 %). La part de ces deux carburants a atteint 80,4 % du total des supercarburants. Les ventes du SP 98 (2,2 Mm<sup>3</sup>) ont enregistré une baisse de 0,1 Mm<sup>3</sup>, qui est plus prononcée en valeur relative (- 6,2 %). Les ventes de superéthanol E85 dans le réseau de distribution se sont élevées à 30 145 m<sup>3</sup>.

Après la baisse exceptionnelle des ventes de gazole dans le réseau de distribution intervenue en 2008, les livraisons de gazole aux stations-service ont très nettement progressé en 2009 de 1,7 Mm<sup>3</sup>, soit une augmentation de 6 %, s'établissant à 30,2 Mm<sup>3</sup>. Le taux de diésélisation du parc automobile français est resté à un niveau élevé en 2009 ; les ventes de véhicules particuliers motorisés au diesel ont constitué 70,4 % du total du parc, en recul par rapport à l'année précédente (77,3 %), dû à l'attrait de petits véhicules à essence dont l'achat est moins onéreux.

#### Répartition des ventes par opérateur et par carburants dans les stations-service en 2009



Les parts de marché de la grande distribution ont poursuivi leur progression cette année. Sur l'ensemble des produits, elle s'est élevée à 58,5 % contre 37 % pour les pétroliers et 4,6 % pour les indépendants. Elle est particulièrement élevée sur les essences où elle représente 63 % du marché et se situe à 56,9 % pour le gazole.

#### La restructuration du réseau français de distribution a entraîné une nouvelle baisse du nombre de points de vente en 2009.

L'adaptation du réseau de distribution a favorisé une diminution du nombre de stations-service qui a atteint 12 333 stations-service, soit un recul de 374 unités par rapport à 2008. Le nombre de stations-service sous enseigne des sociétés pétrolières et des indépendants se compose de 7 500 points de vente (- 471 points de vente) alors que la grande



distribution totalise 4833 stations-service, en augmentation de 96 unités.

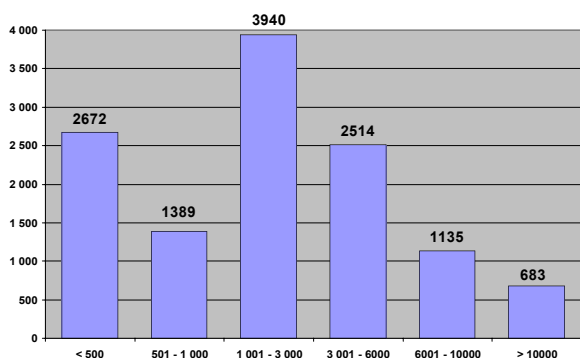
L'adaptation du réseau nécessite la modernisation des stations-service dans un contexte où les consommations de carburants plafonnent. Les distributeurs doivent répondre à de nombreuses difficultés :

- la montée de l'objectif français d'incorporation de biocarburants (7 % cette année) ;
- l'interdiction de vente d'alcool dans les stations-service après 18 heures ;
- le renforcement des normes réglementaires sur les cuves de stockage et les aires applicables en 2010.

La modernisation des points de vente nécessite des investissements indispensables qui peuvent se révéler trop coûteux pour les stations ayant de faibles débits ou bien ne faisant pas partie d'un réseau intégré.

L'année 2009 a été marquée pour les sociétés pétrolières par la vente par Shell de ses 163 points de vente hors autoroutes à Avia en novembre 2009 afin de ne conserver que ceux situés sur les grands axes de circulation. BP a annoncé au début de l'année 2010 son intention de céder ses 410 stations-services.

**Répartition des stations-services selon les volumes vendus (en m<sup>3</sup> par an)**

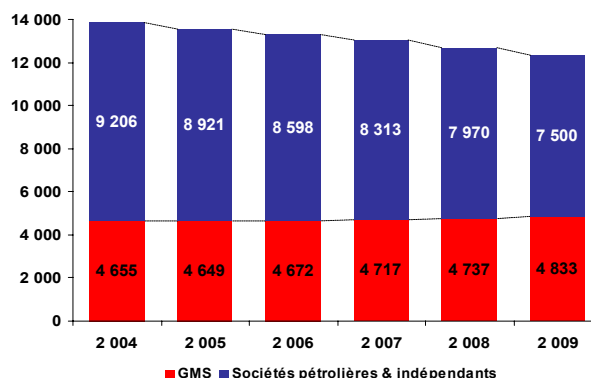


Dans cet environnement, la restructuration du réseau de distribution a été accompagnée par les pouvoirs publics par le biais notamment du Comité Professionnel de la Distribution des Carburants (CPDC). Cet organisme, créé par le décret n° 91-284 du 19 mars 1991 modifié, s'adresse exclusivement aux indépendants, 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 2009, le CPDC a examiné 1167 dossiers de demande d'aides (contre 1 420 en 2008) et en a soutenu 577 (contre 777 en 2008), pour un montant global d'aides octroyées de 8,5 M€. L'aide moyenne distribuée par dossier s'est donc établie à 14 700 € (contre 11 100 € en 2008). 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.

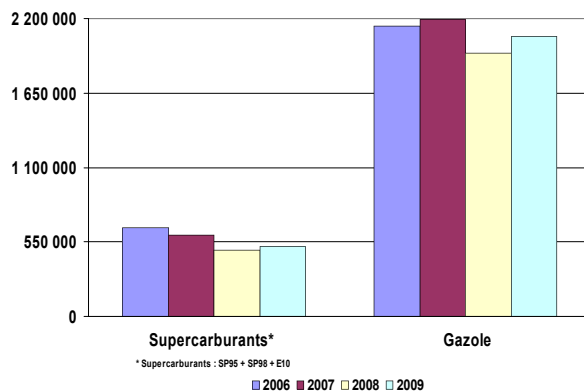
**Evolution du nombre de stations services depuis 2004**



## La distribution de carburants sur autoroute

Les ventes sur autoroute ont enregistré une hausse en 2009, s'élevant à 3,1 Mm<sup>3</sup> contre 3 Mm<sup>3</sup> l'année précédente, soit une appréciation de 6,1 %. Les ventes des carburants sont en net repli sur tous les mois du premier trimestre de l'année ; en revanche, elles se situent à un niveau supérieur pour les autres mois de l'année.

**Evolution annuelle depuis 2006 des ventes sur autoroute (en m<sup>3</sup>)**



Les ventes de SP95-E10 ont représenté 14,8 % du total des ventes de supercarburants. La baisse des

ventes du SP95 a été intégralement compensée par la nouvelle commercialisation du SP95-E10 depuis le 1er avril 2010. Le nombre de stations implantées sur autoroute est resté strictement stable avec 421 unités au 31 décembre.

Par conséquent, le débit moyen annuel des points de vente autoroutiers s'est nettement apprécié en 2009, à 6 287 m<sup>3</sup>.

### Le marché du fioul domestique

En 2009, les ventes globales de fioul domestique des entrepositaires agréés ont été de 15,8 Mm<sup>3</sup>, en légère augmentation de 1,9 % (0,3 Mm<sup>3</sup>) poursuivant leur mouvement de hausse initié l'année précédente.

### Les modes de distribution

La part des sociétés pétrolières et de leurs filiales s'est élevée à 73,5 % du total ; la part de la grande distribution a atteint 6,3 %, tandis que celle des indépendants a représenté 20,2 % du marché.

Les mises à la consommation du fioul domestique se sont également réparties entre les ventes directes réalisées par les entrepositaires agréés (7,8 Mm<sup>3</sup>) et les ventes effectuées par les distributeurs en acquitté (8 Mm<sup>3</sup>).

### Parts de marchés des ventes de fioul domestique par groupes des distribution

	Pétroliers	GMS	Indépendants
<b>Volumes en Mm3</b>	11,7	1,0	3,2
<b>Parts de marché</b>	73,6%	6,3%	20,1%

### Les secteurs de consommation

Les ventes aux particuliers de fioul domestique ont représenté plus de la moitié des ventes totales par secteurs de distribution. Les secteurs de consommation affectés au chauffage domestique, à la production agricole et à l'industrie ont constitué plus du 75 % des ventes.

Cependant, l'abandon dans la construction neuve de l'habitat individuel en particulier de ce mode de chauffage pourrait infléchir cette tendance haussière de la consommation du fioul domestique et entraîner une modification significative de la répartition sectorielle de la distribution de ce produit.

### Répartition sectorielle des ventes de fioul domestique en 2009

	Volumes en Mm3	en %
<b>Particuliers</b>	8,24	51,9%
<b>Production agricole</b>	2,18	13,7%
<b>Industrie</b>	1,83	11,5%
<b>Autres</b>	1,12	7,1%
<b>Tertiaire</b>	0,90	5,6%
<b>B.T.P</b>	0,80	5,0%
<b>Transports</b>	0,32	2,0%
<b>Chauffagiste</b>	0,32	2,0%
<b>Administration</b>	0,16	1,0%
<b>Total</b>	15,87	100,0%

■ Lylian Catenne  
 ■ 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.*