

# RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

recherches débats actions

Les hydrocarbures  
du futur



OCTOBRE 2011  
NUMÉRO 64  
PRIX : 23 €  
ISSN 1268-4783

ISBN 978-2-7472-1855-9



9 782747 218559

SÉRIE TRIMESTRIELLE DES  
**ANNALES  
DES  
MINES**  
FONDÉES EN 1794

*Publiées avec le soutien  
du ministère de l'Économie,  
des Finances et de l'Industrie*

 Editions  
**ESKA**

# ANNALES DES MINES

FONDÉES EN 1794

## RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

Publiées avec le soutien du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.  
Le contenu des articles n'engage que la seule responsabilité de leurs auteurs.

ISSN : 1268-4783

Série trimestrielle • n° 64 - octobre 2011

### Rédaction

Conseil général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie (MEFI)  
120, rue de Bercy - Télédéc 797 - 75572 Paris Cedex 12  
Tél : 01 53 18 52 68  
<http://www.anales.org>

### Pierre Couveinhes

Rédacteur en chef des *Annales des Mines*

### Gérard Comby

Secrétaire général de la série « Responsabilité & Environnement »

### Martine Huet

Assistante de la rédaction

### Marcel Charbonnier

Lecteur

### Membres du Comité d'orientation

#### Philippe Saint Raymond

Président du comité d'orientation,  
Responsable éditorial  
Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Conseil général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies

#### Dominique Bernard

Afite, Président d'honneur

#### Paul-Henri Bourrelier

Ingénieur général des Mines, Association française pour la prévention des catastrophes naturelles

#### Jacques Brégeon

Collège des hautes études de l'environnement et du développement durable, ECP, INA P-G, SCP-EAP

#### Christian Brodhag

Ecole nationale supérieure des Mines de Saint-Etienne

#### Xavier Cuny

Professeur honoraire Cnam, Conseil supérieur de la prévention des risques professionnels

#### William Dab

Cnam, Professeur

#### Daniel Fixari

Ecole des Mines de Paris, Centre de gestion scientifique

#### Odile Gauthier

Ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement (MEDDTL), Direction de l'eau et de la biodiversité

#### Christian Huglo

Avocat

#### Vincent Jacques le Seigneur

Secrétaire général de l'INES, Maître de conférences à Sciences-Pô, Paris

#### Vincent Lafilèche

Ineris, Directeur général

#### Jean-Luc Laurent

Laboratoire national de métrologie et d'essais,  
Directeur général

#### Yves Le Bars

Cemagref

#### Patrick Legrand

Inra, Vice-Président de la Commission nationale du débat public

#### Benoît Lesaffre

CIRAD

#### Geneviève Massard-Guilbaud

Ecole des Hautes études en sciences sociales,  
Directrice d'Études

### Laurent Mermet

Engref

### Alain Morcheoine

Ademe, Directeur de l'air, du bruit et de l'efficacité énergétique

### Pierre Frédéric Tenière-Buchot

Consultant environnement, Conseiller spécial au programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE)

### Gilbert Troly

Administrateur de la chambre syndicale des industries minières

### Eric Vindimian

CEMAGREF

### Membres du Comité de Rédaction

#### Philippe Saint Raymond

Président du Comité de rédaction,  
Ingénieur général des Mines honoraire

#### Pierre Amouyel

Ingénieur général des Mines honoraire

#### Paul-Henri Bourrelier

Ingénieur général des Mines honoraire, Association française pour la prévention des catastrophes naturelles

#### Fabrice Dambrine

Haut fonctionnaire au développement durable, MEFI

#### Pascal Dupuis

Chef du service du climat et de l'efficacité énergétique, Direction générale de l'énergie et du climat, MEDDTL

#### Jérôme Goellner

Chef du service des risques technologiques,  
Direction générale de la prévention des risques,  
MEDDTL

#### Rémi Guillet

Ingénieur général des Mines, CGIET, MEFI

#### Jean-Luc Laurent

Directeur général du Laboratoire national de métrologie et d'essais (LNE)

#### Richard Lavergne

Chargé de mission stratégique Énergie-Climat au Commissariat général au développement durable,  
MEDDTL

#### Bruno Sauvalle

Ingénieur en chef des Mines, CGIET, MEFI

#### Gilbert Troly

Administrateur de la Chambre syndicale des Industries minières

### Table des annonceurs

✓ Annales des Mines : 2° - 3° et 4° de couverture

#### Photo de couverture

✓ Étude d'un échantillon de bitume, Centre Shell de recherches sur le pétrole, Calgary (Canada).  
Photo © Jim Wilson/THE NEW YORK TIMES-REDUX-REA

### Abonnements et ventes <http://www.eska.fr>

Editions ESKA

12, rue du Quatre-Septembre - 75002 Paris

Serge Kebabtchieff : Directeur de la publication

Tél. : 01 42 86 55 65 - Fax : 01 42 60 45 35

Tarifs : voir bulletin (page 4)

#### Conception

Hervé Lauriot-Prévoist

#### Iconographie

Christine de Coninck

#### Publicité

J.-C. Michalon - ECC

2, rue Pierre de Ronsard - 78200 Mantes-la-Jolie

Tél. : 01 30 33 93 57 - Fax : 01 30 33 93 58

Vente au numéro par correspondance et disponible dans les

librairies suivantes : Guillaume - ROUEN ; Petit - LIMOGES ;

Marque-page - LE CREUSOT ; Privat, Rive-gauche -

PERPIGNAN ; Transparence Ginestet - ALBI ; Forum - RENNES ;

Mollat, Italique - BORDEAUX.

# RESPONSABILITÉ

## SOMMAIRE

### LES HYDROCARBURES DU FUTUR

**5** Éditorial  
*PIERRE COUVEINHES*

**7** Avant-propos  
*OLIVIER APPERT*

### Partie 1 : Rôle des sources alternatives d'hydrocarbures dans l'approvisionnement en produits pétroliers liquides

**8**  
Les défis des substituts aux produits pétroliers « classiques »  
*Claude MANDIL*

**12**  
Ressources et réserves mondiales en hydrocarbures non conventionnels  
*Yves MATHIEU*



© Photothèque Technip

### Partie 2 : Les sources alternatives d'hydrocarbures

**17**  
La production des hydrocarbures en *offshore* profond  
*Thierry PILENKO*

**24**  
Les hydrocarbures dans le domaine arctique : perspectives économiques et enjeux environnementaux  
*Rémi ESCHARD, Roland VIALLY et Francine BÉNARD*

**33**  
Les pétroles extra-lourds et les bitumes  
*Jean-Michel GIRES*

**43**  
Les biocarburants : une option énergétique durable, mais à certaines conditions  
*Léonard BONIFACE et François MOISAN*

**51**  
Carburants produits à partir de charbon : quelle actualité, quel avenir ?  
*Serge PÉRINEAU*



© BP p.l.c.

# & ENVIRONNEMENT

Octobre 2011 ♦ Numéro 64

**55**

PEARL GTL, la plus grande usine au monde pour la transformation de gaz naturel en hydrocarbures liquides

*Patrick ROMÉO*

**60**

L'essor du shale gas aux Etats-Unis. Quelques aspects économiques et géopolitiques

*Daniel CHAMPLON et Didier FAVREAU*

**70**

Faut-il interdire l'exploration des hydrocarbures de schiste en France ?

*Jean-Pierre LETEURTROIS*

**76**

L'option possible du recyclage du CO<sub>2</sub>

*Alain BUCAILLE*

## Partie 3 : Le point de vue des acteurs

**81**

La maîtrise des risques émergents : le cas des hydrocarbures non conventionnels

*Christophe DIDIER, Mehdi GHOREYCHI et Pierre TOULHOAT*



© Jean-Michel Gires



© Service de communication de Qatar Shell GTL Ltd

**86**

Les hydrocarbures non conventionnels. Nouvelles perspectives de l'industrie parapétrolière

*Kamel BENNACEUR*

**93**

Les perspectives des hydrocarbures non conventionnels

Le point de vue de Total

*Jean-Jacques MOSCONI*

**98**

Les défis de la mobilité durable pour l'automobile

*Teresina MARTINET et Pierre MACAUDIÈRE*

## HORS DOSSIER : ENERGIE

**109**

Faits et chiffres en 2010

*Bernard NANOT*

**166**

Biographies

**170**

Résumés Anglais, Allemand et Espagnol

\*\*\*\*\*

Dossier coordonné par Olivier APPERT

## BULLETIN D'ABONNEMENT

A retourner accompagné de votre règlement  
aux Editions ESKA <http://www.eska.fr>

12, rue du Quatre-Septembre - 75002 Paris  
Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35

Je m'abonne pour 2012, aux Annales des Mines

### Responsabilité & Environnement

4 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 88 €	<input type="checkbox"/> 107 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 114 €	<input type="checkbox"/> 138 €

### Responsabilité & Environnement + Réalités industrielles

8 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 168 €	<input type="checkbox"/> 202 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 211 €	<input type="checkbox"/> 273 €

### Responsabilité & Environnement + Réalités industrielles + Gérer & Comprendre

12 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 214 €	<input type="checkbox"/> 271 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 317 €	<input type="checkbox"/> 379 €

Nom .....  
Fonction .....  
Organisme.....  
Adresse .....  
.....

Je joins :  un chèque bancaire  
à l'ordre des Editions ESKA  
 un virement postal aux Editions ESKA,  
CCP PARIS 1667-494-Z  
 je souhaite recevoir une facture

## DEMANDE DE SPÉCIMEN

A retourner à la rédaction des Annales des Mines  
120, rue de Bercy - Télédod 797 - 75572 Paris Cedex 12  
Tél. : 01 53 18 52 68 - Fax : 01 53 18 52 72

Je désire recevoir, dans la limite des stocks  
disponibles, un numéro spécimen :

- de la série **Responsabilité & Environnement**
- de la série **Réalités industrielles**
- de la série **Gérer & Comprendre**

Nom .....  
Fonction .....  
Organisme.....  
Adresse .....  
.....

Publié par  
**ANNALES  
DES  
MINES**  
Fondées en 1794

Fondées en 1794, les Annales des Mines comptent parmi les plus anciennes publications économiques. Consacrées hier à l'industrie lourde, elles s'intéressent aujourd'hui à l'ensemble de l'activité industrielle en France et dans le monde, sous ses aspects économiques, scientifiques, techniques et socio-culturels.

Des articles rédigés par les meilleurs spécialistes français et étrangers, d'une lecture aisée, nourris d'expériences concrètes : les numéros des Annales des Mines sont des documents qui font référence en matière d'industrie.

Les Annales des Mines éditent trois séries complémentaires :

**Responsabilité & Environnement,  
Réalités Industrielles,  
Gérer & Comprendre.**

### RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

Quatre fois par an, cette série des Annales des Mines propose de contribuer aux débats sur les choix techniques qui engagent nos sociétés en matière d'environnement et de risques industriels. Son ambition : ouvrir ses colonnes à toutes les opinions qui s'inscrivent dans une démarche de confrontation rigoureuse des idées. Son public : industries, associations, universitaires ou élus, et tous ceux qui s'intéressent aux grands enjeux de notre société.

### RÉALITÉS INDUSTRIELLES

Quatre fois par an, cette série des Annales des Mines fait le point sur un sujet technique, un secteur économique ou un problème d'actualité. Chaque numéro, en une vingtaine d'articles, propose une sélection d'informations concrètes, des analyses approfondies, des connaissances à jour pour mieux apprécier les réalités du monde industriel.

### GÉRER & COMPRENDRE

Quatre fois par an, cette série des Annales des Mines pose un regard lucide, parfois critique, sur la gestion « au concret » des entreprises et des affaires publiques. Gérer & Comprendre va au-delà des idées reçues et présente au lecteur, non pas des recettes, mais des faits, des expériences et des idées pour comprendre et mieux gérer.

L'INDUSTRIE  
AU  
CONCRET

# Éditorial

*Une question est fréquemment posée : « Quand allons-nous atteindre le peak oil (pic pétrolier), ce moment où la production mondiale de pétrole plafonnera, avant de commencer à décliner du fait de l'épuisement des réserves exploitables ? » A moins que nous n'ayons d'ores et déjà franchi cette limite redoutable ?*

*Ce numéro de Responsabilité & Environnement montre que la réponse à cette interrogation dépend pour l'essentiel des définitions retenues. La réponse est « Oui, le pic pétrolier a vraisemblablement déjà été franchi, si l'on se limite aux réserves d'hydrocarbures dans leur acception « classique ». Mais la réponse devient : « Non, pas avant de nombreuses années », si l'on prend en compte toutes les sources d'hydrocarbures disponibles aujourd'hui et celles qui le deviendront dans un avenir très proche.*

*C'est heureux, car la consommation d'énergie dans le monde est appelée à croître pendant encore plusieurs décennies, principalement du fait de la demande des pays émergents. Et la part des hydrocarbures dans la consommation totale ne va diminuer que lentement, car, pour certains de leurs usages, il n'existera pas avant longtemps de produits de substitution susceptibles de les remplacer sur une grande échelle. Cela vaut en particulier pour les transports, malgré la croissance attendue de la part des véhicules électriques. Bien sûr, les hydrocarbures coûteront de plus en plus cher, ce qui doit nous inciter à en faire un usage plus rationnel et économe. Mais cela nous donnera, espérons-le, le temps nécessaire pour mettre au point des technologies utilisant d'autres sources d'énergie, si possible renouvelables.*

*Les articles passionnants qui composent ce numéro de Responsabilité & Environnement présentent en détail les différentes catégories de ces « hydrocarbures du futur ».*

*En premier lieu, il peut être fait appel à des gisements qui, jusqu'à ce jour, ont été peu (voire pas du tout) mis à contribution. Il y a tout d'abord des gisements d'hydrocarbures « traditionnels » situés dans des zones qui étaient considérées comme inaccessibles voici seulement quelques années, mais que les progrès de la technique permettent désormais d'exploiter : il s'agit notamment de l'offshore profond et du domaine arctique. Viennent ensuite des hydrocarbures dont l'exploitation exige de recourir à des techniques particulières, car ils ne s'écoulent pas spontanément des roches qui les contiennent, soit en raison de leur viscosité élevée (les pétroles extra-lourds et les bitumes), soit du fait des caractéristiques des roches-réservoirs (hydrocarbures de schiste et hydrocarbures de réservoirs compacts). Enfin, les schistes bitumineux renferment des produits qui, bien que proches du pétrole, ne sont pas encore arrivés à maturation : ce sont les kérogènes, qui peuvent être transformés en hydrocarbures grâce à des procédés complexes, impliquant une dépense d'énergie importante.*

*En second lieu, les hydrocarbures liquides, encore issus pour l'essentiel du pétrole, peuvent être fabriqués à partir d'autres sources d'énergie, comme le gaz naturel, (c'est le procédé GTL-gas to liquids), le charbon (CTL-coal to liquids), la biomasse (les biocarburants de diverses générations), voire même, dans un avenir plus lointain, à partir de CO<sub>2</sub> et d'énergie électrique (celle-ci devant, bien sûr, être produite avec d'autres sources d'énergie que les combustibles fossiles...).*

*Les quantités en jeu sont considérables et repoussent pour des décennies le spectre de la pénurie physique : bien que l'exploration des gisements de pétrole non conventionnel soit encore très incomplète, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que les ressources en place sont au moins deux fois plus élevées que ce qu'étaient les ressources initiales en place de pétrole conven-*

tionnel. Quant aux gaz non conventionnels, leurs ressources pourraient s'avérer beaucoup plus importantes que les ressources initiales de gaz naturel « classique ».

Bien entendu, la mise en exploitation de ces différentes sources d'énergie nécessite souvent de recourir à des techniques nouvelles, ce qui suscite de l'inquiétude dans les populations concernées : dans notre pays, le récent débat sur les gaz de schiste l'a bien montré.

Mais faut-il pour autant refuser toute prospection de nouveaux gisements potentiels d'énergie ? La réponse ne devrait-elle pas plutôt consister à engager un programme de recherche et développement visant à mettre au point des techniques permettant d'exploiter ces ressources tout en respectant l'environnement ?

Si les chiffres des experts sont validés, la production d'hydrocarbures de schiste dans notre pays permettrait de réduire, chaque année, le déficit de notre balance commerciale d'environ 5 milliards d'euros.

Dans la situation économique qui est la sienne aujourd'hui, la France peut-elle se permettre d'écarter purement et simplement toute possibilité d'exploiter ce qui pourrait être une de ses plus importantes ressources minières ?

Pierre COUVEINHES

## Avant-propos

Par Olivier APPERT\*

Les hydrocarbures se sont imposés au XX<sup>e</sup> siècle comme une source d'énergie majeure. Ils représentent aujourd'hui plus de 60 % de l'approvisionnement énergétique mondial et cette part ne devrait diminuer que lentement. En effet, par nature, le secteur énergétique présente une très grande inertie : par exemple, en matière de chauffage, la durée de vie du parc immobilier est de l'ordre de soixante-quinze ans. Il s'ensuit que l'économie mondiale aura besoin d'hydrocarbures pendant encore plusieurs décennies.

Or, les hydrocarbures sont par nature non renouvelables. Cela pose le problème des réserves d'énergies fossiles. Ce problème est récurrent depuis la découverte du pétrole par le Colonel Drake, en 1859. Ainsi, un article de la revue scientifique française *La Technique Moderne* affirmait, en 1919, que 4,2 milliards de barils de pétrole avaient été produits depuis 1859 aux Etats-Unis, et que moins de 7 milliards de barils restaient à produire. Or, à ce jour, les États-Unis ont produit 185 milliards de barils et les réserves sont estimées à environ 30 milliards de barils ! Il faut rappeler que la notion de réserve est à la fois technique et économique : le niveau des réserves dépend non seulement des progrès technologiques, mais aussi des prix. Cela explique en partie la croissance des réserves depuis le premier choc pétrolier (en 1973), malgré la forte croissance de la consommation d'hydrocarbures depuis cette date. Ce problème a été théorisé à la fin des années 1960 par le géologue américain King Hubbert : c'est la théorie du *Peak Oil*. Celle-ci prévoyait que la production de pétrole allait atteindre un pic de production dans les années 1970, pour décliner inexorablement par la suite. Ces analyses ont été reprises ultérieurement pour conduire à la thèse de la fin inéluctable du pétrole, dans un contexte de décarbonisation de l'approvisionnement énergétique visant à lutter contre l'effet de serre.

Cette problématique de la disponibilité durable des hydrocarbures est particulièrement d'actualité dans le secteur des transports, comme le rappelle Claude Mandil : en effet, aujourd'hui, les hydrocarbures représentent 97 % de l'approvisionnement énergétique de ce secteur et il n'existe pas encore de substitut massif et économiquement viable aux produits pétroliers.

Ce débat a pris une dimension nouvelle avec la polémique actuelle sur les hydrocarbures non conventionnels. Il n'existe cependant pas de définition des pétroles non conventionnels qui soit universellement acceptée. Certaines définitions sont basées sur la viscosité du pétrole : ainsi, par exemple, les pétroles ayant une densité supérieure à 0,934 g/cm<sup>3</sup> (20° API) sont considérés comme non conventionnels. D'autres classifications considèrent comme non conventionnels les pétroles qui ne s'écoulent

pas dans le réservoir sans que l'on ait recours à des technologies permettant d'en réduire la viscosité. Pour sa part, l'Agence Internationale de l'Énergie, dans son dernier *World Energy Outlook* (WEO 2010), préfère expliciter les catégories de pétrole qu'elle considère comme non conventionnels : il s'agit des schistes bitumineux et des sables asphaltiques du Canada, des bruts extra-lourds du Venezuela, du pétrole de roche-mère et des hydrocarbures liquides produits à partir de gaz naturel ou de charbon.

En retenant cette définition, l'AIE estime que la production des pétroles conventionnels plafonne depuis quelques années, et que l'approvisionnement en produits pétroliers dépendra par conséquent, de plus en plus, de ressources alternatives. Il en va de même pour le gaz naturel.

La distinction entre ressources conventionnelles et ressources non conventionnelles évolue également sous l'effet du progrès technologique. Ainsi, l'*offshore* profond par plus de 500 mètres de profondeur d'eau était considéré comme non conventionnel en 1973, car, à l'époque, les technologies permettant de mettre en production ces gisements n'existaient pas encore. Mais, de nos jours, la production d'hydrocarbures par plus de 1 500 mètres de profondeur d'eau se développe partout dans le monde.

Ce numéro de la série *Responsabilité & Environnement* des Annales des Mines arrive à point nommé pour faire le point sur les sources d'hydrocarbures du futur, dont l'économie mondiale aura besoin pour assurer ses approvisionnements, en particulier dans le secteur des transports, dans le contexte de la transition vers un système énergétique moins carboné. Ce dossier rappelle, tout d'abord, le rôle et le potentiel des sources alternatives d'hydrocarbures dans l'approvisionnement en produits pétroliers. Il décrit ensuite les principales sources alternatives d'hydrocarbures. Enfin, il présente le point de vue de certains acteurs.

En conclusion, une transition vers un système énergétique moins carboné s'impose pour relever le défi du changement climatique. Mais en raison de la grande inertie du système énergétique, cette transition prendra beaucoup de temps. Dans l'intervalle, l'économie mondiale devra faire appel aux hydrocarbures pour satisfaire sa soif d'énergie, en particulier dans les pays émergents. Les hydrocarbures du futur présentés dans ce dossier permettront de disposer des ressources énergétiques nécessaires pour assurer la transition énergétique dans des conditions acceptables, tant au plan économique qu'environnemental.

### Note

\* Président d'IFP Energies nouvelles.



## Les défis des substituts aux produits pétroliers « classiques »

**A quoi servent les produits pétroliers ? De façon très prédominante à l'activité de transport (53 % de la consommation mondiale en 2009, d'après l'AIE), mais aussi, significativement, comme matière première pour la chimie et, de façon beaucoup plus limitée, pour produire de la chaleur et de l'électricité. Mais alors que dans le cas du transport il n'y a aujourd'hui pratiquement pas de substitut qui puisse concurrencer le pétrole sur une grande échelle, dans les deux autres cas, de nombreux substituts sont déjà possibles. Nous limiterons donc notre analyse au cas du transport.**

Par Claude MANDIL\*

Pourquoi s'intéresser aux substituts aux produits pétroliers ? Pour au moins deux raisons : sécurité d'approvisionnement et lutte contre le changement climatique. La première nous suggère de diversifier nos approvisionnements, de crainte de dépendre trop exclusivement de sources qui viendraient à se tarir progressivement ou subitement, pour quelque raison que ce soit. La seconde exige que nous limitions nos émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère.

Quels sont ces substituts possibles, dans l'état actuel des connaissances scientifiques ?

D'abord, les hydrocarbures liquides produits à partir d'autre chose que du pétrole brut « classique ». Les possibilités théoriques sont nombreuses : on peut partir de pétrole non conventionnel, comme les pétroles extra-lourds de l'Orénoque, ou les gisements sous très grande profondeur d'eau, ou encore ceux situés sous une banquise ; on peut aussi partir des sables bitumineux, particulièrement abondants dans la province canadienne de l'Alberta et déjà exploités, ou de schistes bitumineux, ces hydrocarbures qui sont encore dans une roche-mère et dont la maturation est incomplète (leur exploitation n'est pas encore rentable).

On peut produire ces hydrocarbures de façon synthétique, par une réaction dite « de Fischer-Tropsch », à partir de gaz (*Gas-to-liquids*, ou GTL), de charbon (*Coal-to-liquids*, ou CTL), ou de biomasse (BTL). On peut aussi mélanger ces différentes sources, pour lesquelles il existe un grand *continuum*, avec des frontières ténues et mouvantes (un pétrole non conventionnel aujourd'hui sera peut-être conventionnel demain, cela s'est passé pour l'*offshore*). Au passage, cette diversité dans la production des hydrocarbures relativise, ô combien, l'angoisse millénariste créée par la perspective d'épuisement des ressources géologiques, la fameuse théorie dite du « *Peak Oil* ».

Ensuite, les hydrocarbures gazeux, comme le GPL (gaz de pétrole liquide) ou le GNV (gaz naturel véhicule). Le pre-

mier n'apporte pas vraiment une diversification, puisque c'est un coproduit du raffinage du pétrole brut. Le second est utilisé dans certains pays, surtout pour des flottes captives.

Autre possibilité, l'électricité, elle-même produite de façons très diverses : charbon, gaz, nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, biomasse, et même... pétrole.

On peut aussi penser à l'hydrogène, lui-même produit, comme l'électricité, de manières très diverses, et en gros à partir des mêmes sources d'énergie primaire.

Quels sont les paramètres qui doivent être analysés pour y voir plus clair ?

- ✓ La pertinence par rapport aux grands objectifs mentionnés plus haut : ces substituts contribuent-ils réellement à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et à la lutte contre l'effet de serre ? La réponse à ces questions est infiniment plus compliquée qu'il n'y paraît.
- ✓ La facilité d'utilisation. Les grands gagnants sont les liquides (rien de tel qu'un liquide pour remplir le réservoir d'énergie d'un véhicule) et, à un moindre degré, l'électricité.
- ✓ La possibilité d'une introduction progressive sur le marché. Encore un avantage décisif pour les liquides, car on n'est pas obligé de changer la chaîne de distribution : nos stations-services, avec leurs pompes traditionnelles, font parfaitement l'affaire. D'ailleurs, dès à présent, nous consommons tous sans le savoir des agro-carburants (mélangés avec les produits pétroliers).
- ✓ Les coûts actuels et les coûts projetés, avec une prévision raisonnable d'amélioration, due au progrès technique.
- ✓ Le coût des externalités (c'est-à-dire des avantages et des inconvénients de tous ordres), lorsque celles-ci sont quantifiables.

✓ Une analyse qualitative des externalités non quantifiables (la faim dans le monde...).

Reprenons ces diverses questions un peu plus en détail.

### Sécurité d'approvisionnement

L'idée s'est répandue dans les opinions publiques et dans la classe politique que pour assurer un approvisionnement sûr en énergie, il faut tendre vers l'indépendance énergétique. L'énergie importée, voilà l'ennemi ! Cette idée est à la fois absurde, fautive et piégée. Absurde, car elle est complètement hors d'atteinte pour la plupart des grands pays industriels. Fautive, car il suffit de penser aux grandes interruptions de fourniture récentes (qu'il s'agisse de pétrole, de gaz ou d'électricité) pour remarquer que la plupart ont eu une origine non pas extérieure, mais intérieure : un accident, une catastrophe naturelle, une grève ; l'énergie importée n'est pas moins sûre que l'énergie nationale. Piégée, car sait-on réellement ce qui est national et ce qui est importé ? Quoi de plus local qu'une éolienne ? Pourtant, ses aimants permanents nécessitent l'utilisation de terres rares, dont 95 % de la production mondiale sont réalisées en Chine.

Cela ne veut pas dire qu'il ne faille pas se préoccuper de sécurité d'approvisionnement (en se souvenant que celle-ci passe d'abord par moins de consommation, donc plus d'efficacité énergétique), mais que le critère de cette sécurité est autre : en réalité, ce qu'il faut rechercher, c'est la diversité. Diversité des sources, des routes de transport, des pays d'origine, des technologies, des entreprises. En somme, nous ne devons pas mettre tous nos œufs dans le même panier. De ce point de vue, les hydrocarbures non conventionnels, et en particulier les agro-carburants, constituent un progrès réel et bienvenu, puisqu'ils permettent de disposer de carburants sans passer par le pétrole brut.

Le problème, pour notre analyse, est que ces notions sont très difficilement quantifiables : quelle est la valeur de « l'externalité sécurité d'approvisionnement » ? La réponse n'est pas plus simple à donner que dans le cas de la sécurité militaire !

### Changement climatique

Si nous tenons pour acquises les conclusions du Groupement international pour l'étude du climat, le GIEC (IPCC, en anglais), l'objectif est clair et pressant : il faut réduire massivement les émissions de gaz à effet de serre. Plus précisément, le GIEC nous dit que si l'humanité veut, avec une bonne probabilité, limiter la hausse des températures moyennes à long terme à 2 °C, il lui faut diviser par cinq d'ici à 2050 ses émissions de gaz à effet de serre, par rapport à l'évolution en tendance. C'est un défi gigantesque, qui montre à l'évidence que nous aurons besoin simultanément de tous les moyens à notre disposition : il faudra plus d'efficacité énergétique, plus de renouvelables, plus de nucléaire, et plus de capture et de séquestration du CO<sub>2</sub> chaque fois qu'un usage centralisé des énergies

fossiles (gaz plutôt que charbon, si possible) restera nécessaire. Les énergies de substitution contribuent-elles à l'atteinte de cet objectif ? On ne peut répondre à cette question que si l'on sait évaluer les émissions avec précision, et sur l'ensemble de la chaîne industrielle concernée par une énergie particulière. Cela a l'air simple : ce ne l'est pas du tout. Voici quelques exemples.

✓ La voiture électrique : tout dépend de la façon dont l'électricité est produite. Si c'est à partir de nucléaire, d'hydraulique ou d'éolien, le véhicule électrique, assurément, ne contribue pas à l'effet de serre ; si l'électricité est produite à partir de charbon, c'est une toute autre histoire, sauf si le CO<sub>2</sub> est capturé et séquestré. Pas de problème en France, diriez-vous, puisque 95 % de l'électricité qui y est produite l'est sans émission. En sommes-nous sûrs ? Pouvons-nous fonder notre raisonnement en ne prenant en compte que la production française, alors que, du fait de la création du marché intérieur de l'électricité en Europe, le kWh marginal est, de plus en plus, ... le charbon allemand ?

✓ L'hydrogène : le raisonnement est le même que pour l'électricité, mais il est aggravé par le fait (trop souvent oublié) que l'électrolyse de l'eau est en soi une réaction à rendement très faible : il faut dépenser cinq fois plus d'énergie (sous forme électrique) que celle que l'on retrouvera (sous forme chimique) dans l'hydrogène.

✓ Les agro-carburants : certes, le carbone émis lors de leur combustion est du carbone recyclé, qui ne compte donc pas dans le bilan en gaz à effet de serre. Mais attention : il ne faut pas oublier les émissions dues à leur fabrication (qui a souvent recours aux énergies fossiles) et, plus encore, celles dues à l'utilisation du sol et à son changement d'affectation ; le défrichage, le labourage, l'utilisation de fertilisants ou de pesticides peuvent aboutir à des surcroûts d'émissions redoutables. Le bilan « effet de serre » de certains agro-carburants peut même devenir négatif !

### Facilité d'utilisation et possibilité d'une introduction progressive

L'idéal est de pouvoir utiliser sans investissement significatif le réseau de stations-services existant et de pouvoir faire un « plein » en moins de cinq minutes. Avantage décisif aux carburants liquides : une pompe de nos stations délivre une quantité d'énergie par unité de temps (et donc, une puissance) d'une vingtaine de MW. On comprend mieux pourquoi la recharge d'une batterie de véhicule électrique avec nos prises de 6 kW prend du temps et pourquoi les constructeurs s'intéressent à d'autres solutions, comme l'échange des batteries. On comprend mieux aussi pourquoi l'utilisation de carburants gazeux (GPL, GNV) est restée confidentielle, sauf dans le cas de flottes utilitaires captives. L'hydrogène cumule tous les handicaps : c'est un gaz, ce gaz est dangereux à manier et à stocker, et son bilan en gaz à effet de serre est généralement désastreux. Sa mode, fort heureusement, est passée aussi vite qu'elle était venue, en tout cas pour un usage dans les transports.

En revanche, l'électricité est naturellement une énergie de choix dès lors qu'elle peut être livrée en continu, ce qui est le cas du transport ferroviaire.

### Un coût direct (c'est-à-dire avant prise en compte des externalités) acceptable

On aurait pu espérer que ce critère ne donne pas lieu à débat ou à polémique. Hélas, il n'en est rien. Notons d'abord deux erreurs très communes. L'une consiste à oublier la fiscalité : comparer le prix d'un carburant classique à la pompe (taxes comprises) à celui d'un agro-carburant *vendu hors taxes*, c'est négliger la subvention d'environ un euro par litre dont bénéficie de ce fait le second cité. L'autre erreur est le résultat d'une extrapolation hardie des « courbes d'apprentissage » : tel matériel est certes aujourd'hui beaucoup trop cher, mais il deviendrait compétitif dès lors qu'il serait produit en grande série. On a vu les limites du raisonnement dans le cas du photovoltaïque : ce n'est pas le déploiement massif de panneaux avec les technologies actuelles qui provoque la plus forte baisse des coûts, mais bien, surtout, l'obtention de panneaux bénéficiant de ruptures technologiques, qui sont le résultat d'un effort de recherche et non pas d'un déploiement. Un raisonnement semblable était exprimé à propos de la filière hydrogène-pile à combustible. On a su s'arrêter à temps, au constat que le coût par kW d'une pile à combustible était cinquante fois plus élevé que celui d'un moteur diesel. Il n'y a, à ce compte-là, plus aucune courbe d'apprentissage qui tienne !

D'autres débats perturbent l'analyse des coûts. Notons en particulier la question de savoir si les coûts destinés à intervenir dans un futur lointain sont correctement évalués et pris en compte sans biais. On reconnaîtra là un débat, très sérieux celui-là, sur la gestion des déchets nucléaires, le coût de démantèlement des centrales et l'utilisation des taux d'actualisation, quand le futur ne concerne pas ma propre génération, mais celles qui la suivront.

### Le coût des externalités quantifiables

Il s'agit principalement des émissions de gaz à effet de serre. Dans son principe, l'Europe a apporté une réponse en créant un mécanisme de marché pour attribuer un prix aux émissions de gaz à effet de serre. Dire que ce mécanisme est gravement imparfait est une vérité d'évidence, qui ne devrait toutefois pas nous inciter à jeter le bébé avec l'eau du bain : il vaut mieux corriger et améliorer ce système que l'abandonner. Mais tant qu'il ne couvrira qu'une petite fraction des émissions et, surtout, tant que le cours ne sera pas stabilisé, il restera très hasardeux de quantifier sérieusement l'externalité correspondante. C'est dire l'intérêt des idées visant à stabiliser ce cours : ce peut être une taxe, couplée ou non avec le mécanisme des permis d'émission, ou l'instauration d'un prix plancher, comme le propose le gouvernement britannique, ou encore la création d'un institut d'émission intervenant

sur le marché des permis pour en maintenir le cours à l'intérieur d'une fourchette (proposition d'une banque allemande).

### La prise en compte des externalités non quantifiables

Elles sont légion. La première est la sécurité d'approvisionnement, dont on a déjà dit qu'il s'agissait d'un motif essentiel de l'intérêt porté aux énergies de substitution, et que le paramètre le plus représentatif en est la diversité. Comment quantifie-t-on la diversité ? Certes des techniques statistiques existent, qui permettent d'attribuer un indice de diversité à un ensemble d'acteurs ; mais si ces techniques permettent sans doute de comparer des situations entre elles, elles ne permettent en aucun cas de donner une valeur monétaire à la diversité ; cela serait pourtant indispensable pour savoir combien d'argent il serait légitime de dépenser en plus pour diversifier son approvisionnement, ou combien de CO<sub>2</sub> on devrait pouvoir être autorisé à émettre en contrepartie d'une meilleure diversification. Mais d'autres externalités sont tout aussi impropres à l'évaluation : comment apprécier de combien le développement de mille hectares supplémentaires de maïs destiné aux agro-carburants va augmenter le prix des denrées agricoles destinées à l'alimentation humaine et accroître, de ce fait, la faim dans le monde ? Et même si cette évaluation est possible, comment lui accorder une valeur monétaire permettant de la comparer aux autres paramètres de choix ? Quel est le coût en perte de biodiversité qu'il faut affecter au défrichement d'un hectare de forêt amazonienne ?

On le voit, prendre des décisions dans le domaine des énergies de substitution pour le transport est un exercice ardu, pour lequel les méthodologies d'analyse et les outils d'aide à la décision sont particulièrement insuffisants. Pour autant, on ne saurait blâmer les responsables politiques de prendre des décisions, même s'ils ne sont pas certains que ce soient les bonnes. En revanche, il est permis de leur recommander de prendre certaines précautions qui, le lecteur l'aura deviné, font souvent appel au bon sens :

- ✓ Se méfier des généralisations. Chaque projet est un cas particulier, particulièrement dans le domaine des agro-carburants, et prétendre que tel type de culture conduit automatiquement à de meilleurs résultats que tel autre peut conduire à de graves mécomptes si l'on ne prend pas en considération l'usage préalable du sol, le rôle des engrais et des pesticides, les besoins en eau spécifiques à un projet déterminé. Chaque projet doit être étudié pour lui-même. De même, ce n'est pas parce que le photovoltaïque est bien adapté dans le sud de l'Espagne, où il se rapproche de la compétitivité, qu'il doit être favorisé en Allemagne. Personne n'aurait l'idée de vouloir, à grands coups (et à grands coûts...) de tarifs de rachat, faire des Pays-Bas un champion mondial de l'énergie hydro-électrique à l'égal de la Suisse !
- ✓ Quantifier tout ce qui peut l'être et ce, toutes choses égales par ailleurs, commencer par les solutions les

moins coûteuses, tant il est vrai que c'est ainsi que l'on pourra aller le plus loin dans l'atteinte des objectifs. C'est une des choses que le marché sait bien faire, car il a été conçu pour cela, et c'est pourquoi les mécanismes de marché doivent être préférés quand c'est possible. On le fera sans naïveté, c'est-à-dire sans oublier que les marchés peuvent être très imparfaits.

- ✓ Se méfier des subventions récurrentes : elles peuvent masquer des décisions extrêmement coûteuses pour les finances publiques. Si l'avenir d'une technologie paraît prometteur à ses promoteurs, il est préférable de les aider à développer cette technologie par des aides à la recherche que de procéder prématurément à un

déploiement coûteux, qui risque au contraire de bloquer le progrès en permettant à des solutions dépassées de se maintenir sur le marché.

- ✓ Et puisqu'il s'agit de bon sens, expliquer, sans relâche, à l'opinion publique les raisons des choix qui sont faits, et avoir le courage de lui dire qu'une énergie propre, sûre, non radioactive, nationale, mais installée « ailleurs », et de surcroît bon marché, n'existe que dans le Royaume d'Utopie.

#### Note

\* Ancien directeur exécutif de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE).

## Ressources et réserves mondiales en hydrocarbures non conventionnels

Devant la demande en énergie de plus en plus forte de la part des milliards d'habitants des pays émergents, conjuguée à l'épuisement inexorable des réserves en hydrocarbures conventionnels et à l'absence de substituts à ces produits, les ressources et réserves en hydrocarbures non conventionnels sont de plus en plus d'actualité. Cette actualité est d'autant plus marquée que ces hydrocarbures non conventionnels sont déjà produits dans certains pays, fournissant environ 4 % de la consommation actuelle d'hydrocarbures dans le monde. Ils sont techniquement et économiquement exploitables, mais qu'en est-il de leurs ressources et de leurs réserves ?

Par Yves MATHIEU\*

### Non conventionnel : un qualificatif qui n'a plus guère de raison d'être

Tous les hydrocarbures non conventionnels ont été exploités dans un grand nombre de pays avant l'arrivée abondante et bon marché des hydrocarbures conventionnels et ils le sont tous encore, dans certains pays. On ne saurait les qualifier de non traditionnels, car ce sont les premiers hydrocarbures à avoir fait l'objet d'une exploitation dès les temps historiques ! Si le terme de non conventionnel subsiste néanmoins pour les distinguer des hydrocarbures que l'on pourrait qualifier de classiques, c'est parce qu'ils nécessitent des procédés de production complémentaires ou spécifiques, et donc des coûts de production plus élevés. Ces procédés consistent à fluidifier les pétroles lourds, extra-lourds et les bitumes, à augmenter les qualités réservoirs des roches qui les contiennent par fracturation hydraulique (pétrole et gaz de schistes ou de réservoirs compacts), à caver les forages (pour le gaz de houille), ou à générer le pétrole contenu dans les roches-mères immatures (schistes bitumineux). Pour assurer leur rentabilité (et, donc, leur développement), ils ont besoin de fiscalités adaptées et nécessitent encore des améliorations techniques pour optimiser leur production et les problèmes d'environnement induits lors de leur exploitation, ce qui justifie le terme de non conventionnels. Avec un prix du baril de pétrole brut se maintenant au-dessus des 100 \$ (et un prix des autres énergies fossiles se maintenant donc à un niveau équivalent), l'exploitation de tous les hydrocarbures non conventionnels est potentiellement rentable, à condition que les volumes en place et les débits journaliers soient suffisants.

### Pétroles non conventionnels

Ils permettent déjà de satisfaire une partie de nos besoins, avec près de 4 % de la production mondiale de pétrole

toutes catégories confondues. Avec un pétrole à plus de 100 \$ du baril, la plus grande partie de ces non conventionnels devient rentable, une situation qui risque de durer tant que des substituts au pétrole abondants et bon marché n'auront pas vu le jour. Si leurs ressources sont suffisantes, les pétroles non conventionnels pourraient permettre d'assurer la transition énergétique la plus acceptable par tous, en fournissant le temps nécessaire à la mise au point et au développement des produits de substitution attendus principalement pour le secteur des transports.

### *Des ressources en place au moins deux fois plus élevées que celles des conventionnels*

Globalement, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) donne des ressources mondiales en place de l'ordre de 10 000 milliards de barils (WEO 2010), soit environ le double des ressources initiales qui étaient en place pour le pétrole conventionnel. Les estimations des ressources en place et des réserves extractibles restent cependant approximatives, car les moyens de les chiffrer sont plus ou moins adaptés et les évaluations n'ont pas encore été faites dans tous les pays concernés. Si les estimations des ressources en place de pétroles lourds, pétroles extra-lourds et bitumes ont été faites pour les principaux pays en disposant, les résultats fournis peuvent varier considérablement d'une estimation à l'autre. C'est le cas, par exemple, pour les sables bitumineux du Canada, pays où les volumes en place, estimés en général à 1 700 milliards de barils, pourraient en fait dépasser les 2 000 milliards. Pour les schistes bitumineux, les estimations fournies portent sur trente-sept pays, parmi lesquels seuls les États-Unis semblent avoir procédé à une évaluation complète avec, toutefois, des incertitudes importantes (volumes en place estimés de 2 000 à plus de 3 000 milliards de barils).

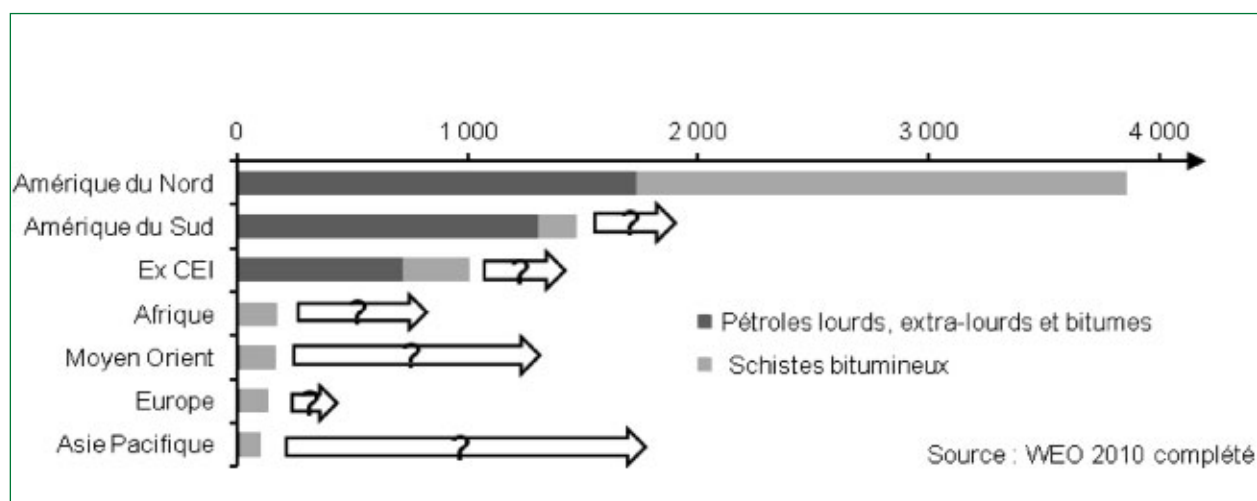


Figure 1 : Ressources en place des pétroles non conventionnels

Les estimations concernant trente-six pays demeurent encore imprécises, de telles estimations restant encore à faire pour cent quarante autres pays. Actuellement (voir la figure 1), l'Amérique du Nord arrive en tête pour les ressources en place, mais c'est la zone où les estimations sont les plus avancées ; elle est suivie par l'Amérique du Sud puis par les pays de l'ex-CEI, où des évaluations restent encore à réaliser. Les autres régions du monde viennent loin derrière, par manque d'évaluation (essentiellement en ce qui concerne les schistes bitumineux). Si l'Europe et l'Afrique devraient voir leurs ressources en place augmenter légèrement, le Moyen-Orient et, surtout, l'Asie devraient voir les leur s'accroître notablement.

Toutefois, ces ressources sont et seront essentiellement contenues dans un nombre restreint de pays où les conditions géologiques à leur existence sont les plus favorables : les Etats-Unis (avec leurs schistes pétroliers), le Canada (avec leurs sables bitumineux), le Venezuela (avec ses huiles lourdes et extra-lourdes), la Russie et le Kazakhstan (avec des huiles lourdes et des schistes pétroliers) et, vraisemblablement, la Chine, étant donné sa richesse en grands bassins sédimentaires et donc, potentiellement, en schistes pétroliers. Ces fantastiques ressources déjà accessibles techniquement et économiquement, à un moment où tous les spécialistes mondiaux prévoient un déclin des productions mondiales de pétrole dans les années à venir, permettraient (on serait tenté d'écrire « permettront ») de repousser les pénuries de pétrole attendues.

*De 600 à plus de 1 400 milliards de barils de réserves probables (soit de vingt à quarante-huit années de nos consommations en 2010)*

L'évaluation des réserves attendues est encore plus délicate, car ces réserves dépendent des ressources en place, des taux de récupération et, surtout, de l'acceptabilité de l'exploitation pour les autorités et les populations locales. Mais les réserves sont aussi tributaires des restrictions imposées en matière d'émissions de gaz à effet de serre, du fait des problèmes climatiques. En ne prenant en compte

que les volumes techniquement et économiquement extractibles, ceux-ci varient notablement selon le mode d'exploitation utilisé. Exploitées en carrière par « lessivage » (sables bitumineux) ou par « pyrolyse » des roches-mères (schistes bitumineux), près de 100 % des ressources en place peuvent devenir des réserves. Malheureusement, la profondeur croissante des formations géologiques concernées et les changements environnementaux induits risquent de limiter ce type d'exploitation à quelques pourcents des volumes en place. En mines, si les volumes extractibles peuvent encore être de 60 % (nécessité de ménager des piliers de soutènement), ces volumes restent limités, aux profondeurs accessibles par ce type d'exploitation, à quelques pourcents des ressources en place et leur extraction pose également des problèmes environnementaux liés au volume considérable des déblais engendrés. Par forage, les taux de récupération sont dans l'ensemble limités à quelque 10 % des huiles en place, ce pourcentage pouvant être doublé (voire triplé) par la multiplication des puits et/ou par des productions tertiaires. Enfin, la mise en production de ces ressources en non conventionnel peut être réduite, voire impossible techniquement (zones urbaines, parcs nationaux...), politiquement (acceptabilité), et enfin, économiquement (richesses et/ou débits insuffisants). Si l'Agence Internationale de l'Energie, qui reprend les données estimées par un certain nombre de spécialistes, annonce des réserves prouvées de l'ordre de 230 milliards de barils (huiles lourdes et extra-lourdes + sables bitumineux du Canada et du Venezuela), elle estime les volumes mondiaux extractibles ultimes à plus de 3 000 milliards de barils. Mais, pour les raisons précédemment citées, on n'atteindra certainement jamais ces volumes, quand bien même les ressources en place devraient être plus importantes. Après l'analyse des différents paramètres conditionnant les réserves en hydrocarbures non conventionnels, celles-ci pourraient raisonnablement se situer entre 600 et plus de 1 400 milliards de barils. Compte tenu des ressources en place estimées actuellement, ces réserves sont concentrées dans les pays les plus riches en ces pétroles (voir la figure 2).

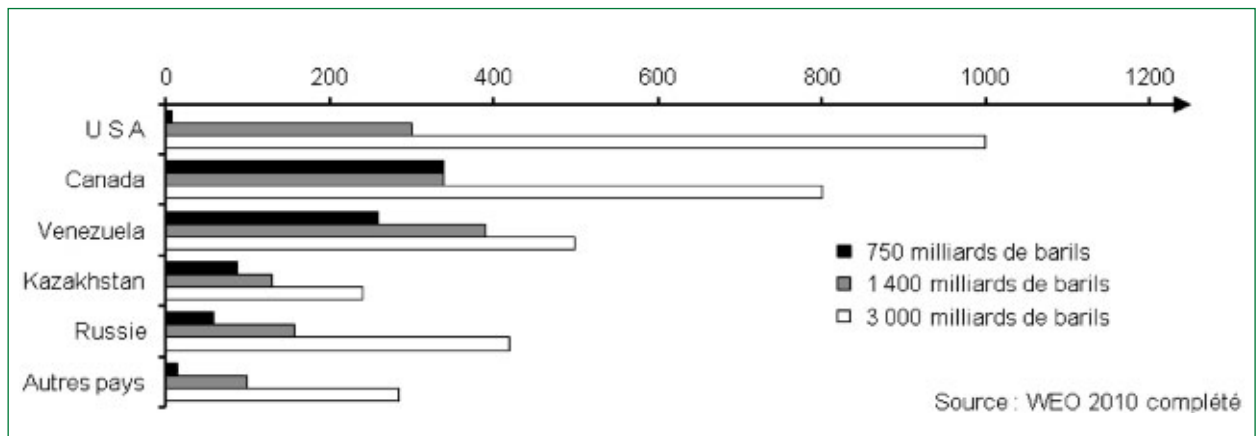


Figure 2 : Réserves extractibles en pétroles non conventionnels

Si ces hydrocarbures non conventionnels couvrent actuellement près de 4 % de la demande mondiale, ils pourraient satisfaire plus de 10 % de celle-ci en 2030 (WEO 2009 et 2010). Actuellement, la production est fournie essentiellement par les huiles lourdes, les huiles extra-lourdes et les bitumes du Venezuela et du Canada ; elle devrait plus que doubler dans les vingt ans à venir. La Russie, le Kazakhstan, voire la Chine, devraient également développer leur production de ce type de pétrole. Les schistes pétroliers, longtemps exploités dans plus de treize pays, ne le sont plus aujourd'hui qu'en Estonie, au Brésil et en Chine, où ils fournissent de l'ordre de 15 000 barils/jour (à comparer aux 80 millions de barils/jour consommés actuellement dans le monde). Les projets pilotes réalisés aux Etats-Unis pour l'exploitation des schistes pétroliers et les résultats acquis dans les pays qui les ont exploités et les exploitent encore sont encourageants. Plus de cent quarante pays (dont une majorité de pays importateurs de pétrole) pourraient ainsi assurer tout ou partie de leurs besoins en pétrole. Toutefois, l'exploitation de ces produits sera tributaire des conditions locales d'acceptabilité politique, d'accessibilité technique (zones favorables) et de la présence d'énergies abondantes et bon marché pour pyrolyser les roches-mères. La production issue des schistes pétroliers devrait permettre de freiner le déclin de la production mondiale de pétrole, mais sans doute pas de l'accroître.

### Les gaz non conventionnels

Les gaz non conventionnels ne diffèrent pas intrinsèquement du gaz naturel conventionnel : ils sont essentiellement constitués de méthane. Tout comme pour les pétroles non conventionnels, les accumulations de ces types de gaz demandent à être stimulées pour augmenter les volumes productibles et assurer des débits suffisants afin de les rendre économiques. On distingue, classiquement, le *gas tight*, contenu dans des roches réservoirs ayant perdu l'essentiel de leur capacité à laisser circuler les fluides, et les gaz contenus dans des roches-mères à qualité réservoir quasi nulle, comme les charbons (gaz de houille, *coalbed methan*

(CBM), en anglais) ou les argiles et les marnes (gaz de schiste, *shale gas*, en anglais). La production de tous ces gaz ne peut se faire qu'en améliorant le réseau de microfissures naturelles existant dans les roches, en procédant à leur fracturation hydraulique (dans le cas du *gas tight* et du gaz de schiste), ou simplement au moyen d'un élargissement des puits (*caving* ou *cavage*), dans le cas du gaz de houille. En ce qui concerne le gaz de houille, la médiocrité de la tenue mécanique des charbons ne permet de les exploiter que grâce à des forages verticaux. Dans les autres cas, des puits sont forés horizontalement dans les formations contenant les gaz, pour augmenter les performances en termes de volume accessible (réserves) et de productivité.

*Des ressources en place de plus de 920 000 milliards de mètres-cubes (920 T m<sup>3</sup>) dépassant largement les ressources initiales en hydrocarbures conventionnels*

Comme précédemment, l'estimation des ressources en place de gaz non conventionnels est techniquement difficile et elle reste encore à réaliser dans la majorité des pays susceptibles de disposer de telles ressources. De plus, la distinction adoptée à 0,1 millidarcy de perméabilité entre les réservoirs classiques (gaz conventionnel) et les réservoirs compacts (*tight gas*) semble n'être prise en compte qu'aux Etats-Unis. D'après l'Agence Internationale de l'Energie (WEO 2010), 210 T m<sup>3</sup> (1) seraient en place dans les roches réservoirs compacts (*tight gas*), 256 T m<sup>3</sup> le seraient dans le charbon, et plus de 456 T m<sup>3</sup> dans les schistes. En dehors de l'Amérique du Nord, dont les ressources estimées sont certainement les plus précises (nombreuses études calibrées sur des données mesurées), dans toutes les autres régions du monde, les ressources en place pourraient notablement changer. Toutefois, ces premières évaluations montrent (voir la figure 3) que la zone la plus riche en gaz non conventionnels serait l'Asie Pacifique (Chine, Australie...), suivie par l'Amérique du Nord (pour ne pas dire les seuls Etats-Unis), puis les pays de l'ex-CEI (Russie, Kazakhstan...), ces trois régions totalisant 60 % des gisements potentiels de gaz non conven-

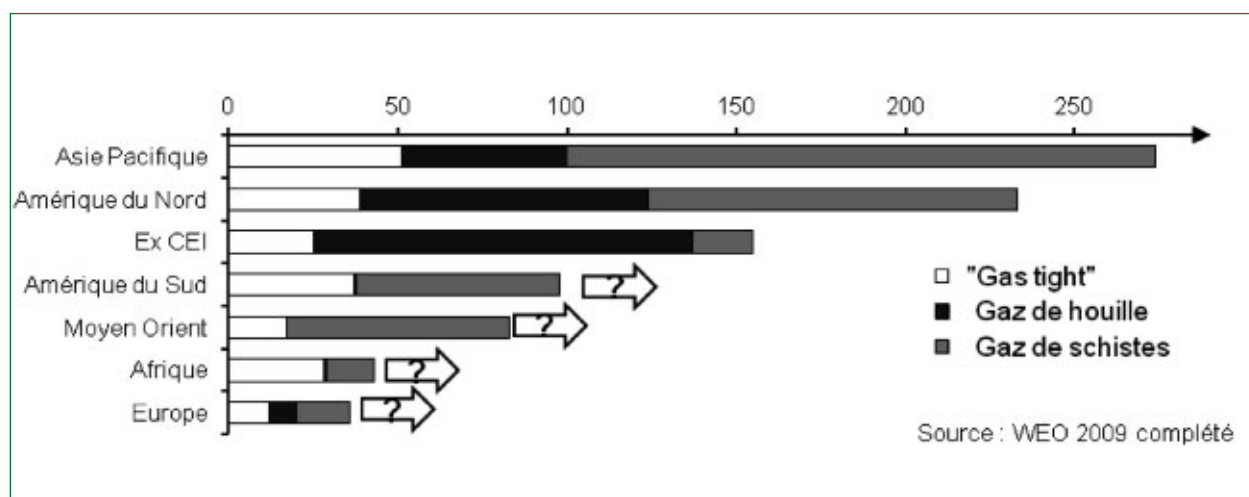


Figure 3 : Ressources en place de gaz non conventionnels

tionnels dans le monde. L'Amérique du Sud et le Moyen-Orient disposeraient de ressources notables ; en revanche, celles de l'Afrique et de l'Europe resteraient limitées.

*Un volume productible de près de 380 000 milliards de mètres-cubes (380 T m<sup>3</sup> (1)), analogue à celui du gaz conventionnel,*

A l'instar des pétroles non conventionnels, l'estimation des réserves de gaz non conventionnels dépend non seulement de la fiabilité des estimations des ressources en place et des taux de récupération attendus, mais aussi de l'acceptabilité de l'exploitation aux yeux des autorités et des populations concernées. La mise en production de ces ressources peut être limitée, voire impossible techniquement (zones urbaines, parcs nationaux...), politiquement ou localement dans certains pays (acceptabilité) et économiquement (richesse et/ou débit insuffisants). Les taux de récupération obtenus sont fort variables, selon les teneurs et les pressions des gaz en place. En moyenne, ils seraient de l'ordre de 50 % des ressources en place pour les *gas tight* et les gaz de schistes et de 20 % pour les gaz de houille (ce faible taux de récupération moyen des gaz de houille étant dû à la teneur réduite en gaz mobile des gisements, la plus grande part du gaz de houille restant piégée dans le charbon (gaz irréductible)). Avec les ressources en place estimées et les taux de récupération moyens, les volumes extractibles s'élèveraient aux environs de 380 T m<sup>3</sup>, valeur conforme à celle annoncée par l'Agence Internationale de l'Energie (WEO 2009). Ces 380 T m<sup>3</sup> ne seront peut-être jamais atteints, pour les raisons précédemment citées. Ils permettent de souligner que le classement par région obtenu avec les ressources en place devrait globalement se maintenir (voir la figure 4).

La production des gaz non conventionnels couvre actuellement moins de 1 % de la demande mondiale. Ils sont essentiellement fournis par les gaz des réservoirs compacts (*gas tight*) et, dans une moindre mesure, par les gaz de houille et

les gaz de schistes. Développés majoritairement aux Etats-Unis, ces gaz ont permis à ce pays de réduire ses importations, de sécuriser ses approvisionnements et de maintenir son mode de vie. L'exemple américain a été suivi (principalement par le Canada et l'Australie) et il tente de plus en plus de pays consommateurs disposant de faibles ressources en gaz conventionnels (ou en étant entièrement dépourvus). La Chine, l'Inde, la Pologne, pour ne citer que quelques pays, devraient très rapidement développer et produire des gaz non conventionnels en quantités non négligeables.

### Conclusion

Les hydrocarbures non conventionnels sont actuellement exploitables, techniquement et économiquement, dans la plupart des pays du monde. Bien que les ressources en place et les réserves attendues soient difficiles à évaluer, elles sont au moins analogues (mais probablement supérieures) aux ressources et aux réserves en hydrocarbures conventionnels découvertes, à celles restant à découvrir, voire à celles restant à exploiter. De nombreuses études sont en cours afin de les cerner au mieux et de localiser les zones les plus favorables. Toutefois, des améliorations techniques sont encore nécessaires pour les exploiter en respectant l'environnement. Globalement, ces hydrocarbures fournissent aujourd'hui 4 % environ de la demande mondiale (Canada, Venezuela, USA ...) et ils pourraient, à eux seuls, fournir au moins vingt années de la demande actuelle. Si ces ressources et réserves sont (et resteront) concentrées dans un nombre restreint de pays disposant d'un sol et d'un sous-sol géologiquement favorables, elles offrent l'avantage de donner (ou de redonner) à des pays importateurs, ne disposant pas ou peu d'hydrocarbures conventionnels, des ressources et des réserves potentielles. L'exemple américain tente de plus en plus de pays, qui voient dans ces hydrocarbures la solution à leur problème énergétique. Cependant, compte tenu des émissions de gaz à effet de serre engendrées par leur consommation et des problèmes d'environne-



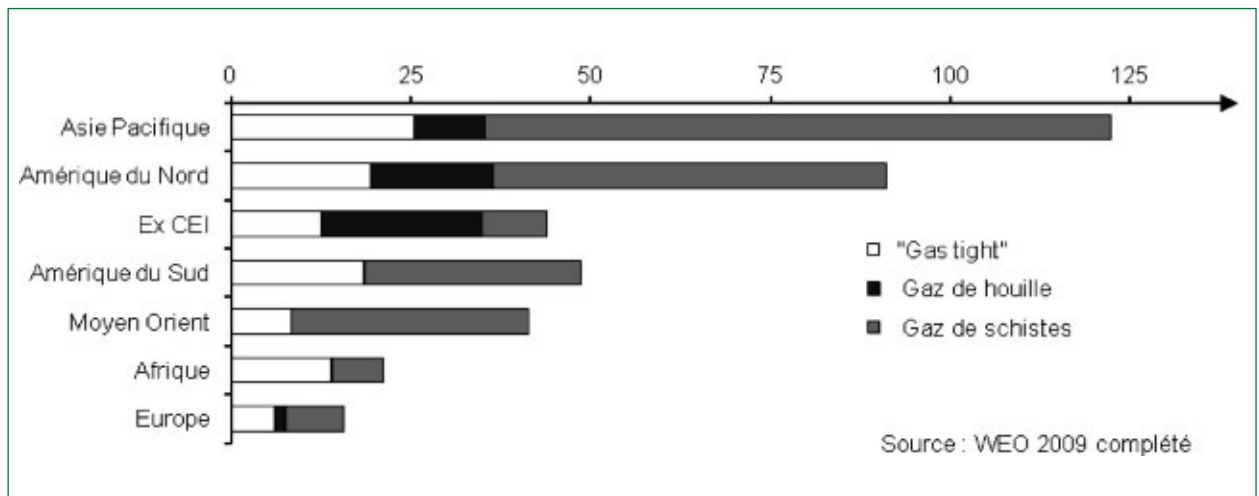


Figure 4 : Réserves extractibles en gaz non conventionnels

ment liés à leurs développements locaux, la mise en production des hydrocarbures non conventionnels, et donc des réserves espérées, reste tributaire de l'acceptabilité locale, nationale voire mondiale de leur exploitation. Les réserves attendues pourraient donc s'en trouver limitées et ne jamais atteindre les fabuleux volumes productibles de 3 000 milliards de barils, pour le pétrole, et de 380 T m<sup>3</sup> de gaz (selon les chiffres publiés par l'AIE) représentant respectivement cent et cent trente années de nos consommations en 2010.

### Notes

\* Docteur en Géologie, retraité de l'IFP devenu depuis lors l'IFPEN.

(1) Un T m<sup>3</sup> (tétra m<sup>3</sup>) vaut 1012 m<sup>3</sup>, soit mille milliards de m<sup>3</sup>.

### Bibliographie sommaire

Les sites et rapports américains de l'USGS (*United States Geological Service*), de l'EIA (*Energy Intelligence Agency*), de la CIA et du DOE (*Department Of Energy*), allemand du BGR, anglais du CERA (*Cambridge Energy Research Associates*), français de l'IFPEN et de CEDIGAZ.

Les publications de l'Agence Internationale de l'Energie : World Energy Outlook 2005 à 2010 (WEO).

Les revues Oil & Gas Journal (O&GJ), World Oil.

Les publications de la SPE (*Society of Petroleum Engineers*), de l'ASPO (*Association for the Study of Peak Oil & Gas*)...

MATHIEU (Y.), *Le dernier siècle du pétrole ? La vérité sur les réserves mondiales*, Editions Technip, 2010.

# La production des hydrocarbures en offshore profond

De nombreux ouvrages décrivent l'histoire et les progrès réalisés dans le domaine de l'*offshore* pétrolier et gazier, tant du point de vue des réserves que des techniques d'exploitation. Il n'est nullement question ici de faire un résumé de tous ces travaux, mais plutôt de montrer que l'exploration et la production du pétrole et du gaz par très grande profondeur est à la fois un mélange de technologie, de gestion de projets et – surtout – de passion et d'innovation. Car sans la passion qui anime les hommes et les femmes de notre industrie, l'aventure humaine de l'*offshore* profond n'aurait jamais eu lieu.

Par Thierry PILENKO\*

Plutôt que de lister le potentiel de chaque bassin sédimentaire ou d'analyser chaque grande société pétrolière intervenant dans ce domaine, nous avons préféré vous faire vivre cette aventure des grandes profondeurs, essentiellement à travers le prisme de Technip et de certains de ses projets qui ont permis à notre industrie d'aller toujours plus loin.

En quelques mots, pour ceux d'entre vous qui ne seraient pas familiarisés avec notre entreprise, Technip est un leader mondial du management de projets, de l'ingénierie et de la construction d'équipements pour l'industrie de l'énergie. Depuis les développements sous-marins (*Subsea*) les plus profonds aux infrastructures en mer (*Offshore*) et à terre (*Onshore*) les plus vastes et les plus complexes, nos 23 000 collaborateurs proposent les meilleures solutions et les technologies les plus innovantes permettant de répondre au défi énergétique mondial. Nous sommes implantés dans 48 pays répartis sur tous les continents et nous disposons d'infrastructures industrielles de pointe, notamment en matière de fabrication et d'assemblage des canalisations qui vont permettre de remonter les hydrocarbures du fond de la mer vers la surface, ainsi que d'une flotte de navires spécialisés dans l'installation de conduites et la construction sous-marine.

Toutefois, si l'on devait schématiser la chaîne de l'exploration-production d'hydrocarbures en *offshore* profond, on pourrait la segmenter en quatre étapes : la sismique, le forage, le développement sous-marin et les infrastructures flottantes de production. Technip intervient sur les deux dernières de ces quatre étapes, et c'est donc essentiellement à travers des projets de groupe que je me propose de vous emmener découvrir les grandes profondeurs et tous les défis qui y sont associés.

## La sécurité avant tout

Mais avant de plonger, il faut tout d'abord rappeler qu'afin de pouvoir conquérir de nouveaux marchés et d'assurer le succès de l'industrie pétrolière et gazière, la sécurité doit

rester la priorité de tous nos projets. Notre préoccupation principale est la santé et la sécurité de nos employés, cela, tout en limitant l'empreinte de nos activités sur l'environnement. A cette fin, chaque projet est géré de manière indépendante et unique par une équipe dédiée appliquant rigoureusement des procédures cohérentes au niveau du groupe, mais adaptées aux conditions locales. L'ingénierie, développée sur plusieurs années, est adaptée suivant les réglementations et normes en vigueur, à toutes les étapes du projet : depuis la définition de l'architecture jusqu'à la conception détaillée des équipements. Par ailleurs, la passation des marchés est régie par des indicateurs de contrôle qualité très rigoureux, les interventions *offshore* étant suivies attentivement et des procédures détaillées étant développées, puis mises en place. Ces mesures ont permis des améliorations considérables en termes de sécurité et de qualité et, par conséquent, le nombre d'accidents a connu une diminution significative au cours des dix dernières années. Cependant, l'objectif « zéro accident », bien que difficile à atteindre, doit rester notre objectif et notre première priorité. En conséquence, nous devons travailler autant sur la prévention, à travers la technologie et les procédures, que sur les comportements humains.

## Un fantastique potentiel d'hydrocarbures en mer profonde

Il est important, pour commencer, de replacer l'*offshore* profond dans son contexte historique, géologique et géographique. A la fin des années 1950, au moment de la création de Technip, les unités de production pétrolière et gazière *offshore* les plus profondes atteignaient 40 mètres de profondeur d'eau ; ils n'étaient, en fait, qu'une simple extension des méthodes utilisées à terre. Au cours des deux décennies suivantes, l'amélioration des structures en acier a permis de repousser cette limite jusqu'à près de 300 mètres, pour les plateformes fixes. Ce n'est qu'avec le développement d'unités de production flottantes, dans les années

1980, que l'industrie des grandes profondeurs telle que nous la connaissons aujourd'hui est devenue une réalité. Depuis lors, les records de profondeur ont été régulièrement battus ; ils atteignent, de nos jours, près de 3 000 mètres. En témoigne le projet Perdido, de Shell, qui sera détaillé un peu plus loin et pour lequel Technip a conçu la structure flottante et les systèmes de risers, ces canalisations de production permettant de faire remonter les hydrocarbures du fond de la mer jusqu'à la plateforme.

Alors que la production pétrolière et gazière *offshore* reste majoritairement concentrée dans des champs situés en eaux peu profondes, la part de la production à de grandes profondeurs ne cesse de s'accroître année après année. Ce phénomène suit l'extension naturelle des installations *offshore*, qui démarrent généralement près des côtes, sur le plateau continental, les unités d'exploration et de production s'éloignant ensuite du plateau, vers des sites plus profonds.

Aujourd'hui, 95 % du pétrole et du gaz produits dans des eaux de plus de 1 000 m de profondeur proviennent principalement de trois zones géographiques : le Brésil, l'Afrique occidentale et le Golfe du Mexique, véritable triangle d'or de la production *offshore*. Le plus grand producteur en eaux profondes est Petrobras, la compagnie nationale brésilienne (près de 45 % de sa production sont réalisés à des profondeurs de plus de 1 000 m), suivie par les compagnies pétrolières internationales ExxonMobil, BP, Chevron, Total et Shell..., puis par les sociétés indépendantes telles que Murphy ou Anadarko. Le type d'entreprises opérant à de telles profondeurs reflète bien la complexité technique et celle de la gestion des risques associés à la production en eaux profondes.

Ce sont les progrès combinés de la sismique, du forage et des systèmes de production qui ont rendu possible cette exploitation. Par exemple, c'est l'avènement de la sismique 3D « *wide azimuth* », développée au début des années 2000, qui a permis d'imager les structures les plus complexes, en particulier celles liées à la tectonique salifère. Tout d'abord appliquées dans le Golfe du Mexique, elles ont permis l'identification de pièges non seulement sous les *diapirs* les plus complexes, mais aussi sous une couche de sel d'une épaisseur pouvant varier de quelques mètres à plusieurs kilomètres (d'où l'expression « *subsalt* »). C'est ainsi que le potentiel de la production pétrolière et gazière en grande profondeur a été récemment stimulé par une importante découverte, au Brésil, d'immenses réservoirs carbonatés déposés sous une couche de sel imperméable, les gisements du « pré-sel ».

Mais l'avenir de la production pétrolière et gazière ne se cantonne pas à ce « triangle d'or ». En Asie du Sud-Est, un marché considérable est en train d'émerger, malgré la modestie des réserves, avec des projets tels que l'unité *offshore* Kikeh, au large de Sabah, en Malaisie, où Technip a fourni à Murphy Oil une plateforme Spar construite localement. L'Extrême-Orient et l'Australasie recèlent un potentiel gazier important en *offshore* profond qui renforce également l'importance de ce marché en expansion.

Enfin, en matière de développement, l'installation des têtes de puits dans les champs en eaux profondes est effectuée à

partir de plateformes de production flottantes, dont près de la moitié sont des navires FPSO (production, stockage et transfert) opérant à des profondeurs excédant 1 000 mètres. A ce jour, le plus grand de ces navires en termes de poids des *topsides* (les installations de surface) est le navire AKPO de Total, conçu par Technip et fabriqué en Corée, ancré au large des côtes du Nigeria. Outre les FPSO, les Spars, les TLP (plateformes à lignes tendues) et les plateformes semi-submersibles se partagent chacune près de 15 % du marché. Les trois plateformes semi-submersibles les plus récentes ont été livrées par Technip à Petrobras, en vue du développement de champs *offshore* au Brésil.

### Le pré-sel : défis et opportunités

Suite aux découvertes récentes de gisements de pétrole sous des couches de sel, la côte Sud-Est du Brésil est devenue l'une des zones les plus convoitées de la planète par l'industrie pétrolière, et ce, pour deux raisons : l'énorme quantité de pétrole brut et de gaz qui s'y trouve (estimée entre 50 et 100 milliards de barils) et le défi ambitieux posé par son extraction, qui offre de grandes opportunités à la chaîne des fournisseurs de services, des contracteurs et des équipementiers.

La couche de sel à traverser pour atteindre les réserves, d'une épaisseur variable pouvant atteindre environ 2 kilomètres, conjuguée à une profondeur moyenne d'eau de 2 300 mètres, pose déjà en soi un énorme défi technique. Si l'on y ajoute la présence de roches carbonatées caractéristiques des réservoirs du pré-sel, et la teneur élevée en gaz corrosifs ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) du pétrole qu'ils renferment, on est confronté à un environnement dont l'exploitation requiert une approche technologique très sophistiquée.

Une telle complexité exige d'intenses efforts de recherche et développement de la part de toute la chaîne des fournisseurs de produits et de services. Aux côtés de Petrobras, tous investissent donc massivement en amont afin de découvrir de nouvelles technologies permettant d'exploiter ces réservoirs efficacement et en toute sécurité.

C'est ainsi qu'afin de sélectionner les conduites flexibles du projet pilote du champ de Tupi (rebaptisé depuis lors « Lula »), Technip a monté, près de son usine de flexibles de Vitoria, un nouveau centre de test, de recherche et de développement. Il s'agit du plus grand programme de qualification de tuyaux flexibles jamais réalisé pour un projet donné. Ces tuyaux permettent de relier entre elles les têtes de puits posées au fond de la mer et de remonter les hydrocarbures vers la surface. Inauguré en 2010, ce centre possède des dispositifs d'essai parmi les plus importants et les plus sophistiqués au monde, qui permettent de simuler les conditions d'exploitation du pré-sel les plus extrêmes.

De plus, ce laboratoire teste actuellement de nouvelles technologies intégrant des fibres optiques dans les flexibles pour garantir la fiabilité de la production de pétrole dans ces conditions extrêmes. Ces technologies permettront aux ingénieurs des centres d'opération basés sur le continent d'identifier tout risque de défaillance d'un flexible utilisé sur les plateformes de pétrole *offshore*

situées à plus de 300 kilomètres de la côte, et d'éviter ainsi tout accident.

Cela étant, la question la plus délicate de ce gigantesque défi pourrait bien être la gestion des ressources humaines. Grâce à sa vaste expérience dans des projets clés en mains (ingénierie, fourniture des équipements, construction et installation) déjà réussis au Brésil et dans le monde, et à ses quelque 3 000 collaborateurs locaux, répartis sur tous les sites brésiliens, Technip devrait être en mesure d'apporter une importante contribution à la mise en œuvre de ces projets, en assumant une part toujours plus grande du développement du pré-sel aussi bien que des champs traditionnels.

### **Des pipelines flexibles intelligents pour maîtriser les écoulements (voir la photo 1)**

Au-delà de quelques centaines de mètres de profondeur, la température de l'eau n'est que de quelques degrés, ce

qui peut engendrer un blocage des diverses canalisations dû à des bouchons d'hydrate ou à des dépôts de paraffine. Il est impératif pour l'industrie d'éviter de tels blocages, car il est difficile et coûteux de les supprimer.

C'est dans cette optique que Technip a développé une conduite flexible au *design* spécifique, l'IPB® (*Integrated Production Bundle*), qui est un flexible de production intégré. Il a été développé de manière à assurer un écoulement régulier du fluide de production. L'IPB® est composé d'une ligne de production standard (appelée le noyau), résistant aux pressions internes et externes, ainsi qu'aux fortes charges et tensions axiales. En périphérie sont ajoutées de nouvelles couches (des couches appelées « *bundle* » et une couche d'isolation) permettant de fournir les quatre services/fonctions ci-après :

✓ « *Active Heating* » : des câbles électriques sont « spirales » autour du noyau du flexible ; ils produisent de la chaleur, ce qui maintient une température interne suffisante pour éviter la formation d'hydrates ou de paraffine.



© Photothèque Technip

**Photo 1** : L'IPB® (*Integrated Production Bundle*) est un flexible de production intégré, assurant un écoulement régulier du fluide de production.

ne (le seuil critique de température sera déterminé en fonction de la composition chimique du brut concerné) ;

- ✓ « *Gas lift* » : des tubes en super-duplex sont déposés sur la même couche que les câbles chauffants. Le gaz qui est y injecté depuis la plateforme descend jusqu'au pied de la conduite flexible ; il se mélange alors avec le brut, allégeant celui-ci et améliorant ainsi la vitesse du flux de production. Lorsque ce gaz remonte au niveau de la plateforme, il est séparé du flux de production, avant d'être injecté à nouveau ;
- ✓ « *Monitoring* » : des fibres optiques sont intégrées dans le *bundle* (comme précédemment). Elles permettent de mesurer la température du fluide de production sur toute la longueur de la conduite flexible. La surveillance de la température est continue ; un système d'alarme automatisé prévient de toute variation de température du fluide de production amenant celle-ci en-dessous du seuil acceptable ;
- ✓ « *Passive insulation* » : afin de conserver un maximum de chaleur, une ou plusieurs couches d'isolant thermique sont « spiralées » autour du noyau.

L'efficacité de la technologie IPB® est prouvée : cette technologie est utilisée depuis plusieurs années dans de grands champs pétroliers *offshore* en Angola. Une troisième génération d'IPB® est actuellement en cours de fabrication chez Flexi France, une usine du groupe Technip sise en Normandie, qui a été élue, en 2010, Usine de l'Année

par le magazine *L'Usine Nouvelle*. Cet IPB® sera installé dans 1 500 mètres d'eau, au Brésil, à la fin de l'année 2012. Dans ce dernier cas, l'IPB® permettra de réchauffer le « *pipe* » afin d'accélérer les remises en production après chaque arrêt de cette dernière durant les périodes de maintenance. Comme tous les produits flexibles de Technip, l'IPB® est développé sur mesure.

En combinant les avantages des conduites flexibles classiques (installation facile et rapide, sans vibrations induites, résistance à la corrosion, encombrement réduit sur le fond marin, excellente réponse dynamique) aux fonctions des nouvelles générations (*monitoring, active heating*), l'IPB® offre une solution intelligente qui s'adapte toujours mieux aux opérations de nos clients en leur permettant d'optimiser la gestion de leur fluide de production.

### Des plateformes destinées à des champs situés à 3 000 mètres de profondeur (voir la photo 2)

Repousser les frontières, notamment celles de la profondeur d'eau, pour exploiter les ressources en hydrocarbures est un défi permanent pour l'industrie pétrolière. Si, il y a encore quelques années de cela, la barre des 2 000 mètres de profondeur paraissait inaccessible, c'est aujourd'hui celle des 3 000 mètres qui constitue le quo-



© Photothèque Technip

**Photo 2 :** La plateforme Spar récemment livrée par Technip pour le développement du champ Perdido de Shell, dans le Golfe du Mexique, est la première plateforme à combiner capacité de forage et capacité de production en mer très profonde.

tidien de certains de nos ingénieurs. Dans ce contexte, la plateforme récemment livrée par Technip pour le développement du champ Perdido de Shell, dans le Golfe du Mexique, fait figure de nouveau « *benchmark* » pour toute l'industrie.

Installée à environ 335 kilomètres au sud de Freeport, au large du Texas, Perdido est la première plateforme à combiner capacité de forage et capacité de production en mer très profonde. Reposant sur le concept du bouchon flottant, la plateforme Spar est une technologie développée par Technip, et le chantier de construction du groupe, situé à Pori, en Finlande, est le plus reconnu en la matière dans l'industrie pétrolière. Ce projet, qui associe créativité et technologie, ouvre la voie à une production dans des fonds marins naguère inaccessibles.

Le projet Perdido, qui comprend le développement de trois sites de prospection en eaux profondes (Great White, Sliver Tip et Tobago) à partir d'une unité centrale, compte plusieurs records mondiaux à son actif :

- ✓ les premiers réservoirs développés dans le Tertiaire Inférieur (ère paléogène) au fond du Golfe du Mexique ;
- ✓ le système de forage et de production le plus profond du monde (2 382 mètres) ;
- ✓ le puits sous-marin le plus profond (2 852 mètres) ;
- ✓ le plus profond raccordement de conduites sous-marines (- 1 372 mètres).

Chacun des trois sites de production pétrolière a comporté son lot de défis, car les propriétés des fluides variaient d'un réservoir à l'autre. Pour venir à bout des importants volumes de gaz au niveau de la ligne de boue, Shell a choisi un système de séparation sous-marine, associé à des pompes de surpression sous-marines, pour acheminer les liquides vers la surface. C'est là un système encore jamais utilisé, grâce auquel Shell a pu accroître son rendement énergétique, prolonger la durée de vie des pompes et éliminer toute éventualité de formation d'hydrates. L'utilisation du système de forage DVA (accès vertical direct) sur la Spar a également contribué à réduire les coûts de forage, à simplifier le reconditionnement et à faciliter l'accès au matériel sous-marin. Enfin, les systèmes de séparation sous-marine et de forage DVA ont permis de réduire la taille de la Spar et de rationaliser les coûts de forage, d'investissement et d'exploitation.

Compte tenu de la configuration du développement, la Spar constituait la solution idéale pour le développement de ce projet. La Spar Perdido est la quatorzième qu'ait fabriquée Technip, sur dix-sept plateformes de ce type existant dans le monde. La Spar supporte les installations de surface (*topsides*) et soutient notamment les *risers* de forage et de production, les lignes d'amarrage, les lignes de production et les lignes d'exportation. Enfin, la grande stabilité de la Spar et sa capacité à prendre en charge avec flexibilité les modifications de poids au cours de la conception ont achevé de faire de cette plateforme le meilleur choix possible pour Perdido.

Le développement du projet Perdido a donc permis d'établir un record mondial, avec la mise en place d'un puits de production à 2 852 m de profondeur. Ce puits, ainsi

que les trois champs en cours de développement, ont également conduit à d'autres exploits dans le domaine des ombilicaux (fournis par Duco, une filiale de Technip), de la pose en eaux profondes (avec le navire « amiral » de la flotte du groupe, le Deep Blue). Grâce à ces records, Technip et l'industrie tout entière sont désormais prêtes à approfondir la technologie et les possibilités d'installation en haute mer.

Le raccordement de conduites sous-marines à - 1372 mètres, est le plus profond encore jamais testé. Grâce aux recherches effectuées autour de la méthode de « piquage à vif » et à une installation réussie, l'industrie est désormais prête à s'aventurer en eaux plus profondes. La distance séparant les puits des grandes conduites de transmission pourra en effet être accrue, de même que la complexité du système d'exportation.

### Des robots là où l'homme ne peut plus aller (voir la photo 3)

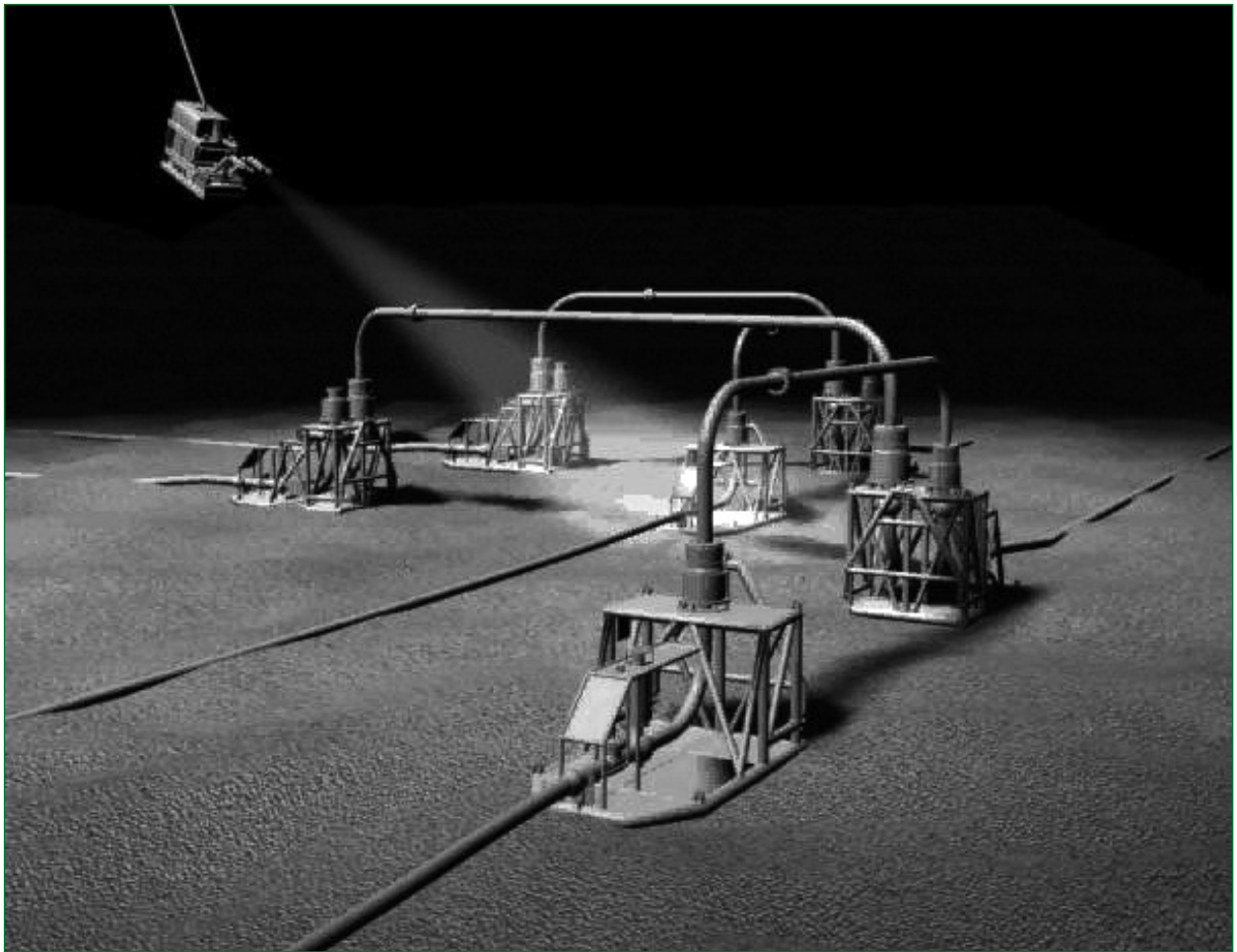
Deux catastrophes récentes ont révélé au grand public les capacités d'intervention des robots que nous utilisons quotidiennement dans nos travaux sous-marins jusqu'à des profondeurs équivalant à dix fois la hauteur de la Tour Eiffel.

En effet, ce sont non moins d'une vingtaine de ROVs (véhicules contrôlés à distance) qui opéraient simultanément pour interconnecter l'ensemble de vannes et des conduites du système de collecte des fuites du puits Macondo, accidenté dans le Golfe du Mexique. Eux seuls pouvaient intervenir et être efficaces à cette profondeur, et on a pu voir les images de ces opérations en direct sur Internet.

C'est encore un ROV qui a récupéré au milieu de l'Atlantique, à 3 900 mètres de profondeur, les boîtes noires de l'avion du vol AF 447, dont les débris avaient été localisés et identifiés auparavant par des AUVs, ces engins autonomes sans ombilicaux, dotés d'une instrumentation sophistiquée et programmés pour des missions de recherche, d'observation et de cartographie sous-marine. Pour des opérations plus classiques, Technip dispose d'une paire de ROVs sur chacun de ses navires, ainsi que d'un département rattaché aux opérations marines qui assure le bon déroulement des interventions, depuis l'entraînement des pilotes et la répétition des missions sur simulateurs, jusqu'au renouvellement des véhicules et des outillages spécialisés.

Une autre entité, rattachée à la direction R&D, se projette dans l'avenir en développant, en interne ou en partenariat, les méthodes et moyens dont nous aurons besoin dans le futur pour installer et entretenir des équipements toujours plus profonds, distants et nombreux (que ce soit dans le domaine de l'extraction des minerais sous-marins, dans celui des énergies fossiles ou celui des énergies renouvelables).

Longtemps réservés aux militaires pour la guerre des mines, les drones sous-marins (ou AUV) sont de plus en plus présents dans les scénarios d'exploitation de ressources immergées.



© Photothèque Technip

**Photo 3 :** « Longtemps réservés aux militaires pour la guerre des mines, les drones sous-marins sont de plus en plus présents dans les scénarios d'exploitation de ressources immergées ».

### La liquéfaction du gaz en mer : du rêve à la réalité (voir la photo 4)

Quand, dans les années 1960, Technip livre la première usine de liquéfaction de gaz naturel au monde à l'Algérie, l'industrie énergétique réalise alors une avancée extraordinaire. Liquéfier du gaz à  $-162^{\circ}\text{C}$  pour le transporter par méthanier et s'affranchir, ce faisant, de longs et coûteux pipelines que la géographie ne permet pas d'installer, dans certains cas, était alors une véritable révolution. Depuis, l'industrie du GNL s'est largement développée, et Technip a par exemple livré, entre 2009 et 2011, les plus grands trains de liquéfaction construits jusqu'alors, avec les grands projets du Qatar (7,8 millions de tonnes de capacité de liquéfaction, par an et par train).

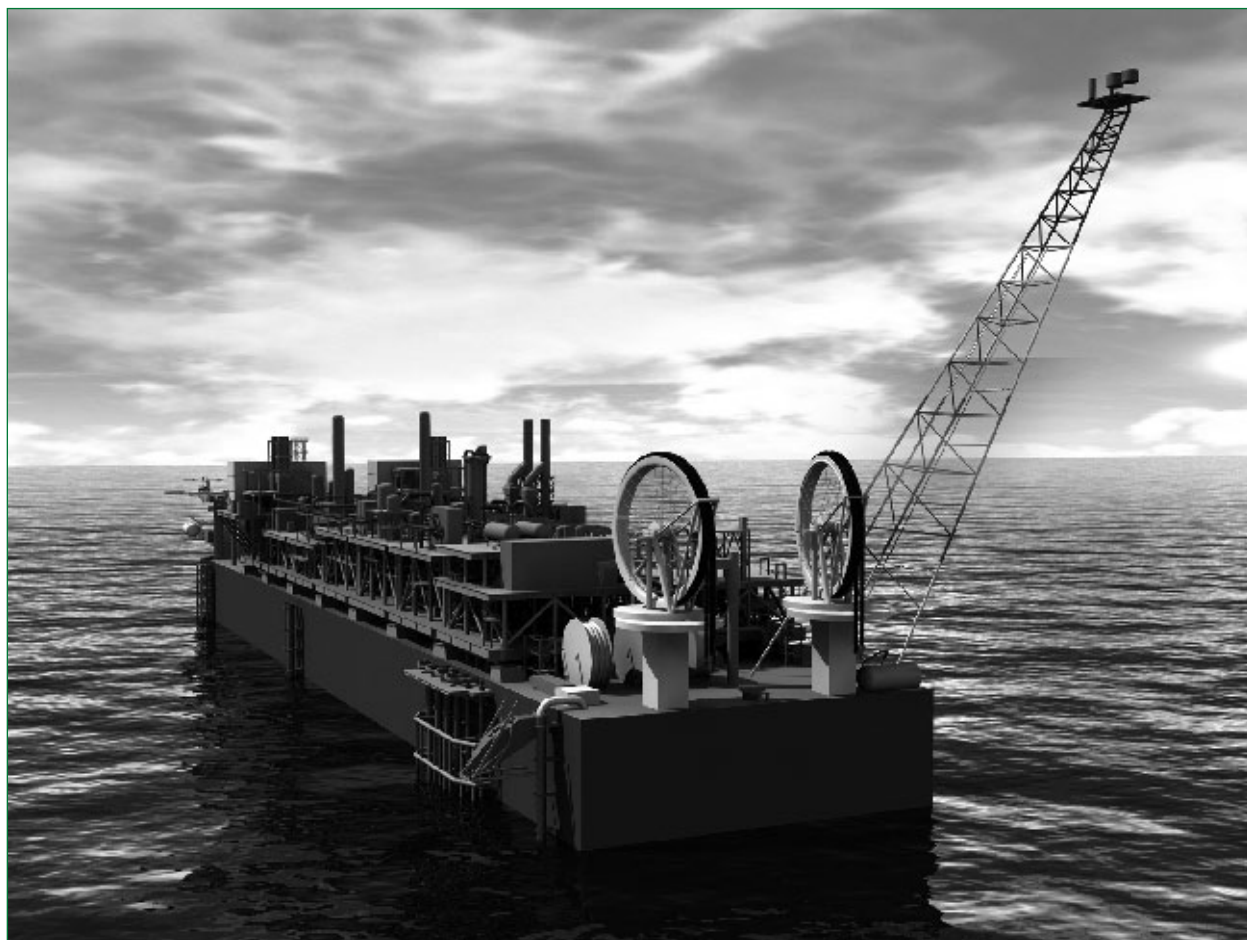
Aujourd'hui, après une décennie de R&D, c'est l'entreprise visionnaire Shell qui confie à Technip (associé au Coréen Samsung Heavy Industrie) un projet qui révolutionne l'industrie énergétique, avec la construction d'une usine de liquéfaction en mer, le *Floating LNG* (FLNG).

Le FLNG représente une véritable rupture technique : cette usine permettra la production, la liquéfaction, le stockage et le transfert de GNL en mer. Il a essentiellement deux grandes applications. Dans la plupart des cas considérés, il

permet la production de gaz naturel non associé au pétrole, à partir de gisements très éloignés de la côte et situés dans des eaux très profondes, ou dont les réserves sont trop faibles pour être mises en production économiquement par des moyens classiques. Ensuite, il facilite la production de pétrole, car il donne la possibilité de valoriser le gaz associé plutôt que de le réinjecter, cette réinjection représentant bien souvent la seule possibilité, le « torchage » de ce gaz étant généralement proscrit.

Ancrée en pleine mer à quelques 200 kilomètres des côtes australiennes, l'unité FLNG que Shell va mettre en œuvre sur son champ de gaz Prelude sera la plus grande installation *offshore* flottante au monde, avec ses 488 mètres de long (soit plus de quatre terrains de football mis bout à bout). En pleine capacité, elle pèsera environ 600 000 tonnes, c'est-à-dire plus de six fois le plus grand porte-avion au monde, dont à peu près 260 000 tonnes d'acier (soit environ cinq fois la quantité d'acier utilisée pour construire le pont du port de Sydney).

Ce grand projet représente une véritable percée pour l'industrie de l'énergie et une vraie révolution pour les développements gaziers en mer. Technip est par ailleurs associé à d'autres compagnies pétrolières (dont Petronas en Malaisie) pour développer d'autres FLNG.



© Photothèque Technip

**Photo 4 :** La première usine de liquéfaction en mer de gaz naturel, le FLNG.

Par analogie avec l'industrie du GNL à ses débuts, il faut s'attendre à des améliorations de la technique, grâce au retour d'expérience :

- ✓ De nouvelles techniques permettront la construction et le levage de modules beaucoup plus lourds, conduisant à des économies dans les travaux de raccordement ;
- ✓ Des économies d'échelle (par exemple, avec la qualification de turbines à gaz dérivées des moteurs d'avions configurées pour de fortes puissances unitaires) ;
- ✓ Des procédés de réfrigération plus compacts avec moins d'inventaires d'hydrocarbures pour améliorer la sécurité ;
- ✓ L'utilisation de flexibles dans les systèmes de transfert (de l'effluent de puits sur le pont du FLNG et du GNL vers le méthanier navette).

Ce sont là des améliorations que nous avons déjà commencé à étudier.

Ces quelques exemples montrent comment l'industrie de l'énergie repousse en permanence les limites du possible.

L'*offshore* profond illustre à merveille cette notion de dépassement, et l'on pourrait être tenté de dire que le monde de l'*offshore* profond est à l'énergie ce que l'espace est à l'aéronautique : un mélange de technologies et de défis industriels, de talents et de savoir-faire. Mais rien ne serait possible sans la volonté, l'engagement et la créativité d'ingénieurs désireux d'aller toujours plus loin pour exploiter ces ressources pétrolières et gazières dans ces environnements souvent improbables des grandes profondeurs.

Ce sont aussi certaines de ces technologies et de ces méthodes qui permettront l'exploitation prochaine de gisements polymétalliques très concentrés situés près des dorsales océaniques. Mais c'est là une autre aventure, qui devrait faire l'objet d'un développement spécifique...

### Note

\* Président Directeur Général de Technip.



## Les hydrocarbures dans le domaine arctique : perspectives économiques et enjeux environnementaux

Les systèmes pétroliers de l'Arctique présentent une grande variété du fait de l'histoire géologique complexe de la région. Ces systèmes pétroliers sont classiques, mais l'exploration et la production des gisements dits « polaires » relève du défi technologique, du fait des conditions climatiques extrêmes. De plus, l'important éloignement et les difficultés de transport entre les zones de production et celles de consommation impliquent des investissements gigantesques pour mettre en production les gisements et acheminer les hydrocarbures [1].

Par Rémi ESCHARD, Roland VIALLY et Francine BÉNARD\*

La rentabilité de ces gisements est fonction du prix du baril au regard du coût des investissements. Certains auteurs s'interrogent sur le potentiel économique réel de ces zones arctiques. Par exemple, la rentabilité de l'extension des gisements d'Alaska (Prudhoe Bay, actuellement sur le déclin après deux décennies d'exploitation) est contestée dans les rapports les plus récents [2].

Toutefois, les prix durablement élevés du pétrole et la raréfaction de la ressource poussent depuis quelques années les Etats et les compagnies pétrolières à explorer de manière intensive le domaine arctique, tant en *onshore* qu'en *offshore*. Les revendications territoriales de certains Etats du domaine polaire ne sont sans doute pas étrangères à la réévaluation du potentiel pétrolier de la région.

Enfin, l'Arctique correspond à un environnement écologique particulièrement sensible qui demande aux opérateurs pétroliers de prendre des mesures spécifiques et coûteuses pour exploiter ces ressources de manière responsable.

### Les spécificités de l'Arctique

La zone arctique, dans son acception courante, est la portion du globe terrestre centrée sur le pôle Nord et s'étendant jusqu'au cercle polaire (66°32'N). Sont parfois aussi incluses dans ce périmètre les mers au nord des îles Aléoutiennes, la baie d'Hudson et une partie de la mer du Labrador [3] (voir la figure 1).

Cinq pays riverains sont concernés par l'exploitation pétrolière de cette zone : la Norvège, la confédération Russe, les USA (Etat de l'Alaska), le Canada et le Groenland (l'Islande, située sur la dorsale médio-atlantique et d'origine volcanique, n'a aucun potentiel pétrolier).

La zone arctique est occupée par des mers et des océans pour plus d'un tiers de sa surface. La moitié de ce domaine correspond à un plateau continental dont la profondeur n'excède pas 500 m. Ces domaines de plateforme continentale, au potentiel pétrolier important, sont majoritairement inclus dans les zones économiques du domaine *offshore* des différents pays riverains. Un quart de l'océan Arctique dépasse les 3 000 m de profondeur, notamment sous le pôle Nord. Dans ce secteur *offshore* profond s'étendent une croûte océanique et un système de dorsale océanique. L'absence de sédiments épais au-dessus de la croûte océanique rendrait cette zone très peu prospective pour les hydrocarbures.

Le système hydrologique global de l'océan Arctique est majoritairement dominé par le régime hydrodynamique saisonnier des grands fleuves sibériens et canadiens, avec leurs alternances gel/débâcle. La courantologie de l'océan Arctique montre un mouvement global circulaire des courants, avec toutefois une relation très étroite avec le Gulf Stream dans l'Atlantique Nord : de ce fait, l'océan Arctique, quoique quasiment enclos par des terres, a une très grande influence sur les circulations marines atlantiques en général [3].

Le climat polaire est caractérisé par des températures extrêmement basses, mais néanmoins variables régionalement en fonction des influences océaniques et de la continentalité. Ainsi, en janvier, les températures, descendent jusqu'à -10°C en Norvège et jusqu'à -45°C en centre Groenland, alors qu'en juillet, la gamme des températures s'étend de +10°C à -10 °C pour les mêmes régions. Les tempêtes y sont fréquentes et la nuit polaire permanente dure quatre mois par an. Les températures très basses sont à l'origine de la formation de la banquise, dont l'extension varie au cours des saisons entre 8 et 15 millions de km<sup>2</sup>,

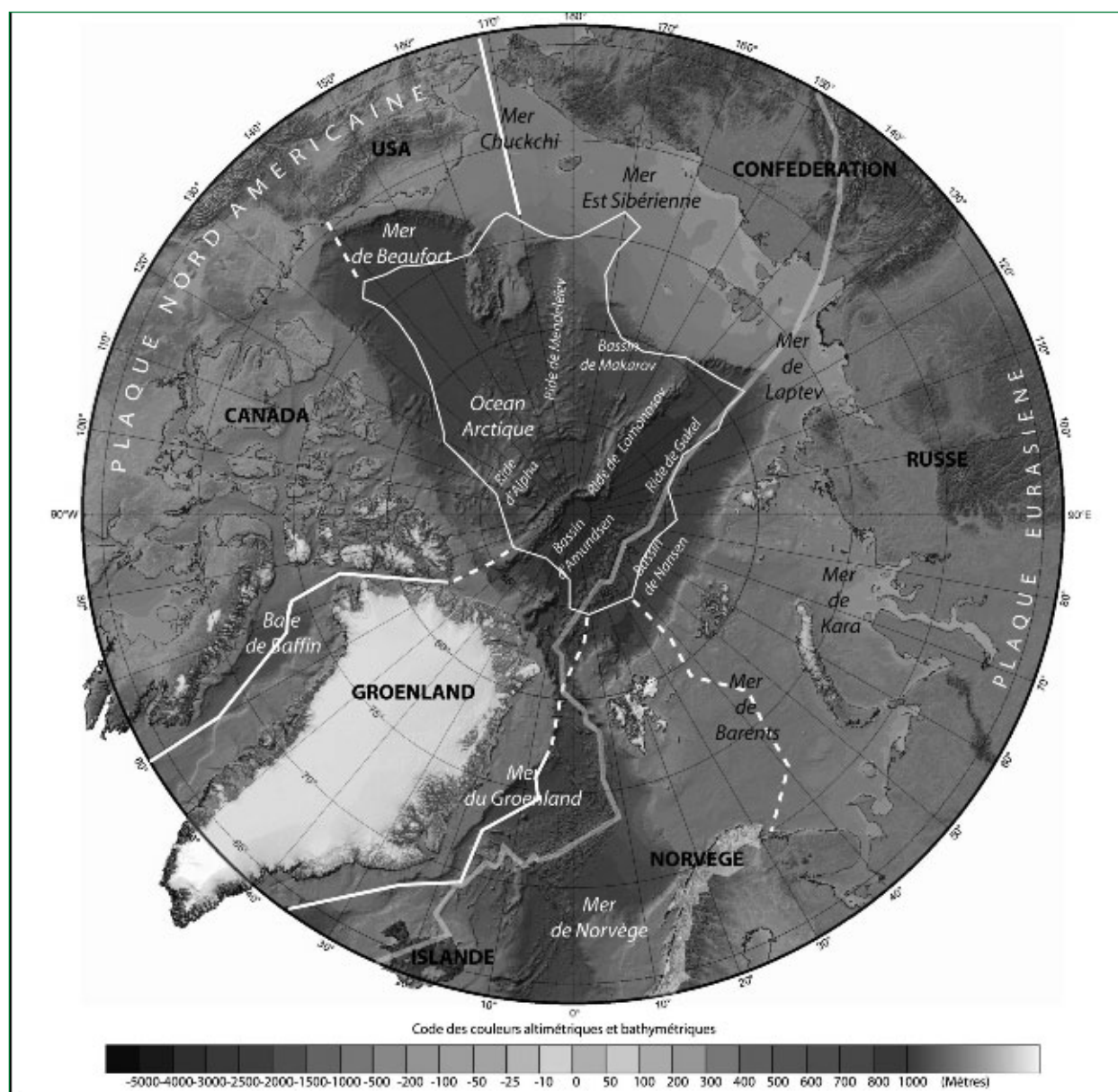


Figure 1 : Vue polaire du domaine arctique. Bathymétrie, géographie de l'Arctique (IBCAO - International, *Bathymetric Chart of the Arctic Ocean*) et limites des zones maritimes. En tirets, les zones conflictuelles.

pour une épaisseur de 2 mètres en moyenne. En cinquante ans, par suite du réchauffement climatique, l'épaisseur de cette banquise a été divisée par deux et la période d'enlèvement de l'océan a été fortement réduite. De plus, la fonte résultante des glaciers au Groenland se traduit par des débâcles très importantes d'icebergs, notamment dans le canal du Labrador. Les plateformes pétrolières d'Hibernia exploitant les gisements au large de Terre-Neuve sont renforcées pour résister à d'éventuelles collisions avec ces icebergs, dont le déplacement fait l'objet d'une surveillance constante.

A terre, le sol est gelé (pergélisol) sur 500 mètres d'épaisseur en hiver et il fond sur environ 1 mètre depuis la surface en été. Le pergélisol gelé rend possible les déplacements en surface, qui redeviennent très difficiles durant la

période de fonte estivale. Toute activité qui augmente le flux de température crée des cavités dans le pergélisol (thermokarst), compromettant l'intégrité des infrastructures. Ces infrastructures d'exploitation et d'évacuation des hydrocarbures doivent tenir compte de ces conditions extrêmes, ce qui engendre des coûts considérables, comme par exemple, celui de la surélévation des pipelines. Les effets du réchauffement climatique, qui se font déjà sentir aujourd'hui dans la région, devraient s'amplifier dans les années à venir. Les modèles climatiques [4] prévoient en effet une augmentation de 4 à 7 °C pour les 100 prochaines années dans les zones arctiques (soit bien plus que la moyenne planétaire), qui s'accompagnerait d'étés plus chauds, de précipitations plus importantes et d'une réduction du couvert nivo-glaciaire. L'installation de



© BP p.l.c

« Les infrastructures d'exploitation et d'évacuation des hydrocarbures doivent tenir compte de conditions climatiques extrêmes, ce qui engendre des coûts considérables, comme par exemple, celui de la surélévation des pipelines ». Pipeline TransAlaska Systems (TAPS), de 1 287 km de long pour 122 cm de large, construit entre 1975 et 1977 entre les côtes Nord et Sud de l'Alaska. Débit maximum de 2,1 millions de barils/jour en 1989, déclinant actuellement à 650 000 barils/jour.

régimes dépressionnaires prévue aux hautes latitudes rendrait la navigation périlleuse, et l'intégrité des éventuelles installations *offshores* problématique.

### Le potentiel pétrolier et gazier de l'Arctique

La diminution des ressources pétrolières sur la planète et l'augmentation continue du prix du baril sont à l'origine de l'intérêt croissant de l'industrie pétrolière pour le domaine arctique, qui reste encore de nos jours une « zone frontière » à risque. La présence d'hydrocarbures résulte de la conjonction de différents événements au cours de l'histoire géologique des bassins sédimentaires. Les sédiments riches en matière organique constituent la « roche-mère » des hydrocarbures. Cette matière organique se transforme en hydrocarbures, d'abord liquides, puis gazeux, lorsque l'enfouissement naturel de cette roche au cours du temps la soumet à des conditions de pression/température adéquates. D'autres roches sédimentaires présentant une

porosité importante forment les réservoirs, où les hydrocarbures migrent depuis la roche-mère. Leur accumulation dans un gisement résulte de la présence d'un piège (plis, faille...) déformant le réservoir, associée à des roches couvertures imperméables bloquant la migration naturelle des hydrocarbures vers la surface. C'est l'ensemble de ces éléments (roches-mère, réservoir, couverture) et processus (formation des pièges, génération et migration des hydrocarbures) qui constitue un système pétrolier. Ceux de l'Arctique présentent une grande diversité, due à l'histoire géologique complexe de chaque bassin sédimentaire [5], [6], [7].

### *Évaluation du volume des ressources récupérables*

Les premières prospections en Arctique datent des années 1950 (1950 : Alaska, 1953 : Sibérie de l'Ouest), mais les premières exploitations, du fait des difficultés technologiques, sont plus tardives (1969 pour Sverdrup *onshore*,

1970 pour la Sibérie Ouest *onshore*, 1980 pour l'Alaska et, enfin, 2007 pour la mer de Barents) [8], [9], [10], [11] [12], [13].

Depuis quelques années, les connaissances géologiques concernant les régions arctiques se sont considérablement accrues, du fait de l'exploitation des ressources minérales au sens large du terme et de l'ouverture de la confédération de Russie. Récemment, l'USGS (service géologique des Etats-Unis) a entrepris un programme pluriannuel de recherche sur les ressources récupérables de l'Arctique intitulé *Circum-Arctic Resource Appraisal* (CARA). La figure 2 schématise les zones pétrolières telles qu'elles ont été définies par l'USGS [14], [15]. La majorité de ces zones est située dans la limite des 500 mètres de profondeur d'eau. Selon un rapport publié en juillet 2008 [14], l'USGS estime les ressources récupérables non découvertes à 90 milliards

de barils pour le pétrole, 44 milliards de barils pour les liquides de gaz naturels (éthane, propane...), soit au total 134 milliards de barils pour les hydrocarbures liquides, et 1 669 « trillions de *cubic feet* » (Tcf) pour le gaz naturel...

Dans ces estimations, 70 % du pétrole serait localisé principalement au nord du continent américain (Alaska, Nord Canada, Groenland) et en mer de Barents, et 70 % du gaz se trouverait dans le nord de l'Eurasie (Sibérie occidentale, mer de Barents Est) et en Alaska.

Selon les estimations de l'USGS basées sur des études géologiques et une étude statistique de la taille des champs, les ressources récupérables d'hydrocarbures liquides (qui deviendront des réserves lorsque les investissements de production et de transport auront été réalisés) seraient de 134 milliards de barils, ce qui en fait une zone très intéressante pour l'exploration des hydrocarbures. Cependant,

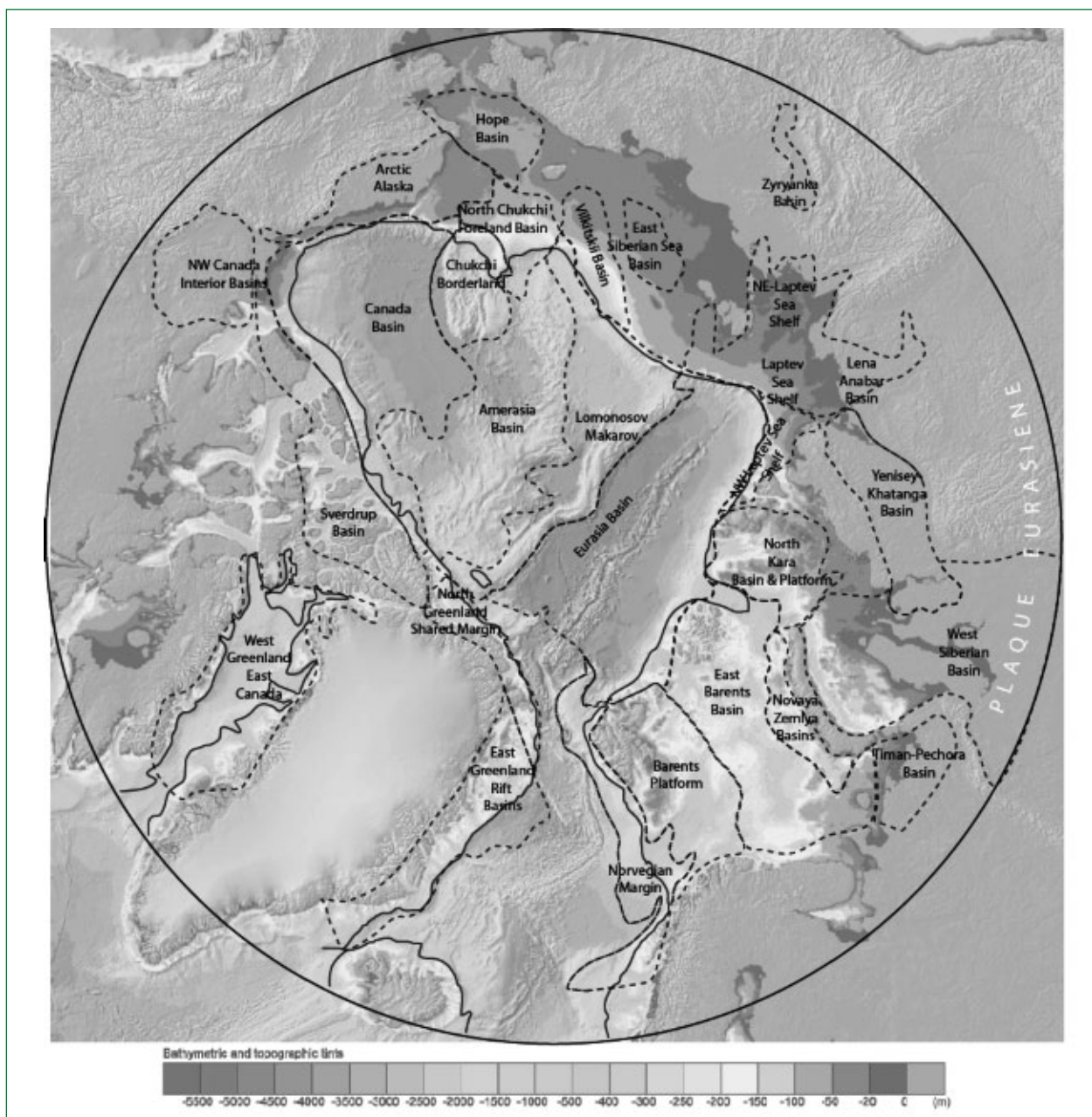


Figure 2 : Zones pétrolières de l'Arctique identifiées par l'USGS (service géologique des Etats-Unis).

Nom de la Province	Pays	Type	Crude Oil	Gaz naturel	LGN*	TOTAL,**
			(Milliards de barils)	(Trillions Cubic feet)	(Milliards de barils)	(Milliards de barils équiv. pétrole)
West Siberian Basin	Russie	Onshore & Offshore	3,66	651,5	20,33	132,57
Arctic Alaska	USA	Onshore & Offshore	29,96	221,4	5,9	72,77
East Barents Basin	Norvège /Russie	Offshore	7,41	317,56	1,42	61,76
East Greenland Rift Basins	Groenland/ Danemark	Offshore	8,9	86,18	8,12	31,39
Yenisey-Khatanga Basin	Russie	Onshore	5,58	99,96	2,68	24,92
Amerasia Basin	Canada/ USA	Offshore	9,72	56,89	0,54	19,75
West Greenland-East Canada	Canada/ Groenland/Danem	Offshore	7,27	51,82	1,15	17,06
Laptev Sea Shelf	Russie	Principale. Offshore	3,12	32,56	0,87	9,41
Norwegian Margin	Norvège	Offshore	1,44	32,28	0,5	7,32
Barents Platform	Norvège	Offshore	2,06	26,22	0,28	6,7
Kurasia Basin	Norvège/ Russie	Offshore	1,34	19,48	0,52	5,11
North Kara Basin and Platform	Russie	Offshore	1,81	14,97	0,39	4,69
Timan-Pechora Basin	Russie	Principale Onshore	1,67	9,06	0,2	3,38
North Greenland sheared margin	Groenland	Offshore	1,35	10,21	0,27	3,32
Lomonosov - Makarov	Canada/Groenland / Danemark/Russie	Offshore	1,11	7,16	0,19	2,49
Sverdrup Basin	Canada	Onshore/ Offshore	0,85	8,6	0,19	2,48
Lena-Anabar Basin	Russie	Onshore	1,91	2,11	0,06	2,32
North Chukchi - Wrangle Bas.	Russie/ USA	Offshore	0,09	6,07	0,11	1,2
Vilkisti Basin	Russie	Offshore	0,1	5,74	0,1	1,16
Northern Laptev Sea Shelf	Russie	Offshore	0,17	4,49	0,12	1,04
Lena-Vilyui Basin	Russie	Onshore	0,38	1,34	0,04	0,64
Zyryanka Basin	Russie	Onshore	0,05	1,51	0,04	0,34
East Siberian Sea Basin	Russie	Offshore	0,02	0,62	0,01	0,13
Hope basin	Russie/ USA	Offshore	0,002	0,65	0,01	0,12
NW Canadian Interior Bas.	Canada	Onshore	0,02	0,31	0,02	0,09
<b>TOTAL</b>			<b>89,98</b>	<b>1 668,70</b>	<b>44,06</b>	<b>412,16</b>

Tableau 1 : Estimation des ressources récupérables restant à découvrir.

\* LGN : éthane, butane, propane.

\*\* Facteur de conversion : 1 baril de pétrole = 6 000 cubic feet de gaz.

pour mettre en perspective ces chiffres, la valeur moyenne de 134 milliards de barils de pétrole récupérable dans l'Arctique (10 fois les réserves initiales de Prudhoe Bay) ne

correspond qu'à quatre ans de consommation mondiale d'hydrocarbures liquides. Quant au gaz, les 1 700 Tcf (50 000 milliards de m<sup>3</sup>) récupérables, principalement en

RÉGIONS	Crude oil	Gaz naturel	Liquides de gaz naturels	TOTAL
	(Milliards de barils) %	(Trillions de cubic feet)	(Milliards de barils) %	(Milliards de barils équivalent pétrole) %
EURASIE	30,7	1219,39	27,55	<b>261,49</b>
	34,10 %	73,10 %	62,50 %	<b>63,40 %</b>
AMÉRIQUE DU NORD	58,09	435,4	16,2	<b>146,85</b>
	64,60 %	26,10 %	36,80 %	<b>6 %</b>
Indéterminé	1,2	13,87	0,31	<b>3,82</b>
	1,30 %	0,80 %	0,70 %	<b>1 %</b>
<b>TOTAL</b>	<b>89,98</b>	<b>1 668,66</b>	<b>44,06</b>	<b>412,2</b>

Tableau 2 : Répartition des ressources récupérables par continent.

Eurasie, correspondent à une quinzaine d'années de consommation. Le bilan des ressources récupérables qui pourraient être découvertes en Arctique est donc contrasté : l'Arctique représente sans aucun doute une zone pétrolière et gazière très intéressante pour les années à venir, mais elle n'augmentera pas de manière très significative l'estimation des réserves mondiales.

Ces valeurs ne correspondent qu'aux hydrocarbures «conventionnels» et ne prennent pas en compte les hydrocarbures non conventionnels, qui pourraient aussi représenter un volume important (huiles de schistes, gaz de schistes, hydrates de méthane). A ce stade de la connaissance de la géologie des bassins sédimentaires, il est impossible d'en estimer le potentiel, et l'exploitation de



© BP p.l.c.

« Dans cette région, l'exploitation offshore est réalisée dans une mer gelée totalement ou partiellement. De ce fait, les forages proches du continent peuvent requérir l'édification d'îles artificielles en graviers ou en glace ». 'Northstar Island' dans la mer de Beaufort, au nord-ouest de Prudhoe Bay, Alaska. Cette île artificielle de gravier, reliée par barge en été, par route de glace en hiver, a été édiflée de 1999 à 2001. Le débit maximum de 70 000 barils/jour a été atteint en juin 2003. Le coût d'investissement total, incluant un pipeline sous-marin reliant l'île au pipeline TAPS, a été de 686 millions de \$.

ces hydrocarbures non conventionnels ne serait de toute façon pas rentable aujourd'hui dans cette zone.

### **Le développement des ressources et les enjeux environnementaux**

#### *Des défis technologiques d'exploitation des hydrocarbures en conditions extrêmes*

On l'a vu, dans cette région, l'exploitation *offshore* est réalisée dans une mer gelée totalement ou partiellement. De ce fait, les forages *offshore* proches du continent peuvent requérir l'édification d'îles artificielles en graviers ou en glace.

Des plateformes de glace sont créées par arrosage avec de l'eau de mer, grâce à des pompes électriques submersibles. Des équipements spéciaux ont été mis au point pour utiliser ensuite la glace comme surface de travail [16], [17]. Ont également été créées des plateformes appelées caissons, notamment réalisées à partir de tanker reconvertis. Enfin, un forage scientifique réalisé en 2004 dans le cadre du programme scientifique IODP (*International Oceanic Drilling Program*) à proximité du pôle Nord sur la ride de

Lomonosov a nécessité l'utilisation de bateaux de forage spécialement adaptés, protégés par des brise-glaces à propulsion nucléaire laissant libre de glace la zone de forage. Les basses températures posent aussi de nombreux problèmes pour l'acheminement des hydrocarbures, avec la formation de clathrates dans les gazoducs ou la précipitation de paraffine dans les oléoducs, qui requièrent des technologies très particulières.

L'éloignement des secteurs de production des hydrocarbures des centres de consommation rend nécessaire la réalisation de pipelines sur des distances considérables, avec une technologie très spécifique et très coûteuse. Leur réalisation nécessite des investissements colossaux et fait appel à des montages financiers parfois surprenants. Ainsi, le gazoduc qui devrait acheminer le gaz de la péninsule de Yamal vers le sud sera construit grâce à une association des russes Novatek et Gazprom avec *QPI-Qatar Petroleum International* [18]. La construction du TAPS (*TransAlaska Pipeline Systems*) qui transporte le pétrole sur plus de 1 000 km des zones de production de Prudhoe bay au Nord de l'Alaska vers le terminal pétrolier de Valdez, au Sud, avait nécessité un investissement de 8 milliards de dollars à la fin des années 1970. Sa capacité de transport, après avoir culminé à 2,1 millions de barils par jour en



Forage scientifique réalisé à proximité du pôle Nord lors de la campagne IODP de 2004. Le navire de forage est accompagné de deux brise-glaces.

Photo : Sven Stenvall/ IODP-ACEX, reproduite avec l'autorisation de K. Moran.

1989, est aujourd'hui tombée à 650 000 barils par jour du fait du déclin de la production des champs en Alaska. Un nouveau gazoduc, l'*Alaska Gasline Project*, dont l'ouverture est prévue pour 2020, permettra la mise exploitation des champs de gaz de la *North Slope* en Alaska [19]. Il va nécessiter un investissement de 26 milliards de dollars, le gaz étant transporté sur plus de 2 800 km. Ces pipelines représentent aussi un enjeu géopolitique majeur dans la relation entre pays producteurs et pays consommateurs. Le réchauffement climatique n'a pas que des effets positifs pour l'exploitation de ces hydrocarbures. En théorie, la réduction de l'extension de la calotte polaire peut permettre le développement du trafic maritime circumpolaire. Même si le déglacement est effectif, la navigation de tankers pétroliers restera occasionnelle et dangereuse sous ces latitudes, avec un risque de marée noire difficile à maîtriser. De plus, les variations climatiques s'accompagnent d'une érosion des côtes : dans certaines zones, des unités industrielles ont déjà dû être relocalisées suite à leur détérioration. Enfin, selon les modèles climatiques, la surface du permafrost va diminuer de 85 % pour les 3,5 mètres les plus superficiels, et la fonte des glaces va occasionner un apport d'eau supplémentaire en surface de 15 %. La fonte prévue du pergélisol augmentera les difficultés de maintenance des pipelines, routes et autres infrastructures [20].

### *Des écosystèmes à préserver et des populations autochtones fragiles*

Les écosystèmes arctiques, et notamment la faune, sont particulièrement fragiles : la saison de reproduction est très courte, les espèces sont peu nombreuses et comprennent peu d'individus. La rapidité du réchauffement climatique actuel a déjà fragilisé les écosystèmes, les rendant encore plus sensibles au stress induit par l'augmentation de l'activité industrielle avec sa pollution associée. De plus, les eaux de l'Arctique, riches en krills, abritent un maillon très important de la chaîne alimentaire des océans. L'altération de la qualité des eaux arctiques pourrait avoir des répercussions importantes à l'échelle planétaire sur toute la chaîne alimentaire de l'écosystème marin, de nombreuses espèces marines migratrices dépendant de l'Arctique pour leur nourriture et leur reproduction [21].

Environ quatre millions d'humains vivent dans le domaine Arctique aujourd'hui. L'équilibre des populations autochtones a été fortement affecté au cours du siècle dernier par l'arrivée des immigrants exploitant les ressources naturelles. Au Canada, les populations autochtones font des recours juridiques pour faire reconnaître leur droit à contrôler l'exploitation des ressources sur leurs territoires [22]. Au Groenland, la souveraineté de l'Etat vis-à-vis du Danemark n'est pas clairement reconnue en ce qui concerne la gestion des ressources non renouvelables. Le jeune gouvernement autonome souhaite promouvoir l'exploration pétrolière pour acquérir plus d'autonomie, même si l'exploration est très risquée dans cette zone, du point de

vue environnemental [23]. Dans le district autonome des Nenets (péninsule de Yamal – gouvernement central russe), les autochtones vivant de l'élevage extensif de rennes transhumant du nord au sud avec les saisons voient leurs terres d'élevage sans cesse réduites du fait des exploitations pétrolières, sans possibilité de faire valoir leurs droits [24], [25]. Le développement des richesses de l'Arctique se doit donc aussi de respecter l'intérêt de ces populations et de préserver un des derniers sanctuaires de l'humanité, quel qu'en soit le prix.

### Conclusion

Selon les estimations actuelles, les ressources en hydrocarbures de l'Arctique seraient considérables, les principales ressources en pétrole se situant majoritairement dans le Nord du continent américain, tandis que les ressources en gaz se localisent principalement dans le Nord de l'Eurasie. L'USGS estime que 134 milliards de barils de pétrole restent à découvrir autour de l'océan Arctique, un chiffre considérable qui justifie l'activité soutenue des Etats riverains et des compagnies internationales pour explorer ces zones frontalières. Pour autant, l'exploitation de ces ressources, qui restent d'ailleurs à prouver, n'aura pas un impact majeur sur la disponibilité de la ressource en hydrocarbures fossiles à l'échelle planétaire, car ce chiffre ne correspond qu'à deux ou trois ans de la consommation mondiale de pétrole. On ne fera que donc repousser l'échéance du *peak oil* pour quelques années. Les ressources en gaz (1 700 Tcf, soit 50 000 milliards de m<sup>3</sup>) sont elles aussi considérables, et leur disponibilité pourrait impacter l'économie du Sud-Est asiatique en fournissant une nouvelle source d'approvisionnement dans une région particulièrement demandeuse en énergie. Les enjeux géostratégiques du développement de cette nouvelle ressource sont donc majeurs.

Cependant, la rentabilité des gisements est encore incertaine. Le coût des forages en conditions extrêmes et la réalisation de pipelines pour exporter ces hydrocarbures nécessitent des investissements colossaux. Ils ne seront justifiés que par la découverte de champs géants. Seuls les grands opérateurs pétroliers et les grandes compagnies nationales ont une assise financière suffisamment solide pour se lancer dans l'exploration de ces zones frontalières. Surtout, le développement de ces nouvelles provinces ne sera rentable que dans un contexte de prix élevé des hydrocarbures.

L'évolution géodynamique du secteur arctique est relativement complexe, et les systèmes pétroliers y sont très divers, selon les régions considérées. Ces systèmes pétroliers ne présentent pas toutefois de spécificité propre au domaine arctique. Ce sont les défis technologiques de tous ordres que pose leur exploitation qui les rendent non conventionnels : techniques de forage *offshore* au milieu de la banquise, matériaux capables de supporter des froids extrêmes, instabilité des sols due au dégel saisonnier du permafrost : les défis technologiques sont innombrables.



Enfin, la zone arctique abrite un écosystème extrêmement fragile, déjà déstabilisé par le réchauffement climatique actuellement en cours. Une exploitation massive de cette ressource entraînerait une dégradation irrémédiable de l'un des derniers sanctuaires écologiques de notre planète. Les cadres légaux et les réglementations spécifiques doivent donc imposer un développement raisonné de cette ressource, préservant aussi l'intérêt des peuples autochtones : un nouveau défi, pour l'industrie pétrolière, qui devra s'appuyer sur des accords internationaux entre les Etats concernés.

### Note

\* IFP Energies nouvelles.

### Bibliographie

- [1] Pétrolier, [http://fr.wikipedia.org/wiki/Pic\\_p%C3%A9trolier](http://fr.wikipedia.org/wiki/Pic_p%C3%A9trolier)
- [2] THOMAS (C.P.), FAULDER (D.D.), DOUGHTY (T.C.), HITE (D.M.) & WHITE (G.J.), 2007, Alaska North Slope oil and gas—A promising future or an area in decline? (full report): National Energy Technology Laboratory [Report] DOE/ NETL-2007/1279, 479 p., disponible en ligne à : <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EPreports/ANSFullReportFinalAugust2007.pdf> (consulté le 9 avril 2009).
- [3] Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP) [www.amap.no](http://www.amap.no)
- [4] Pan-Arctic Land Surface Modeling. [http://insidc.org/research/projects/Slater\\_Pan-Arctic\\_Modeling.html](http://insidc.org/research/projects/Slater_Pan-Arctic_Modeling.html)
- [5] GOLONKA (J.), BOCHAROVA (N.), DAVID FORD (D.), EDRICH (M.), BEDNARCZYK (J.) & WILDHARBER (James), 2003. Paleogeographic reconstructions and basins development of the Arctic. *Marine and Petroleum Geology* 20, pp. 211–248, 2003.
- [6] DRACHEV (S. S.), MALYSHEV (N. A.) & NIKISHIN (A. M.), Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview. *Petroleum Geology Conference series*, v. 7; pp. 591–619, 2010.
- [7] MÜLLER (R. D.), SDROLIAS (M.), GAINA (C.) & ROEST W. (R.), Age, spreading rates, and spreading asymmetry of the world's ocean crust. *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 9, Q04006, doi:10.1029/2007GC001743, 2008.
- [8] PEDERSEN & al, Source Rocks of the Norwegian Barents Sea, 2010.
- [9] ULMISHEK (F.G.), *Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia*. U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G.
- [10] KONTOROVICH (A.E.), EPOV (M.I.), BURSHTEIN (L.M.), KAMINSKII (V.D.), KURCHIKOV (A.R.), MALYSHEV (N.A.), PRISCHEPA (O.M.), SAFRONOV (A.F.), STUPAKOVA (A.V.) & SUPRUNENKO (O.I.), Geology and hydrocarbon resources of the continental shelf in Russian Arctic seas and the prospects of their development. 2010, IGM, Siberian Branch of the RAS. Published by Elsevier B.V. All rights reserved. doi:10.1016/j.rgg.2009.12.00 [www.elsevier.com/locate/rgg3](http://www.elsevier.com/locate/rgg3)
- [11] BIRD (K.J.), Alaska, A twenty-first century petroleum province, AAPG Memoir 74, pp. 137–165, 2001.
- [12] EMBRY (A.) & BEAUCHAMP (B.), Sverdrup Basin. *Sedimentary Basins of the World*, Volume 5, 2008. ISSN 1874-5997, DOI 10.1016/S1874-5997(08)00013-0
- [13] HAMANN<sup>1</sup> (N. E.), WHITTAKER<sup>2</sup> (R. C.) & STEMMERIK<sup>3</sup> (L.), Geological development of the Northeast Greenland Shelf. In: DORE (A.G.) & VINING (B.A.) (eds). *Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives—Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference*, pp. 887–902. q *Petroleum Geology. Conferences Ltd.* Published by the Geological Society, London, 2005.
- [14] Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. By (in alphabetical order) KENNETH (J. Bird), CHARPENTIER (Ronald R.), GAUTIER (Donald L.) (CARA Project Chief), HOUSEKNECHT (David W.), KLETT (Timothy R.), PITMAN (Janet K.), THOMAS (E. Moore), SCHENK (Christopher J.), TENNYSON (Marilyn E.) & WANDREY (CRAIG J.), 2008.
- [15] USGS Arctic Oil and Gas Report ; Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. <http://geology.com/usgs/arctic-oil-and-gas-report.shtml>
- [16] EKELUND (M.) & MASTERSON (D.), Floating Ice Platforms for Oil Exploration in the Arctic Islands. <http://pubs.aina.ucalgary.ca/arctic/Arctic33-1-168.pdf>
- [17] Construction and Maintenance of Ice Islands ; c-core <http://www.boemre.gov/tarprojects/468/Project%20Summary.pdf>
- [18] LNG WorldNews, 30 décembre 2010.
- [19] <http://www.alyska-pipe.com>
- [20] Impacts of a warming Arctic (Arctic Climate Impact Assessment). <http://www.acia.uaf.edu/pages/overview.html>
- [21] AMAP (Arctic Monitoring and Assessment Programme) Assessment report : Arctic Pollution Issues, Chapter 10A: Petroleum Hydrocarbons (Annex AAR-An10.pdf. Figure 10-5. <http://www.amap.no/documents/index.cfm?dirsub=/AMAP%20Assesment%20Report%20-%20Arctic%20Pollution%20Issues>
- [22] Stratégie de développement durable 2007-2009. Évolution de la situation. <http://www.pc.gc.ca/fra/docs/pc/strat/sdd-sds-2007/page04.aspx>
- [23] LUND SØRENSEN (F.), Spatial Planning Greenland Home Rule. Greenland subsurface and self-government. <http://www.nordregio.se/?vis=artikel&fid=8704&id=121120091224323121>
- [24] CHANCE (N.) & ANDREEVA (E.), Gas Development in Northwest Siberia, <http://arcticcircle.uconn.edu/NatResources/gasdev.html>
- [25] FORBES (B.), Reindeer herding and petroleum development on Poluostrov Yamal: Sustainable development or mutually incompatible uses, by Bruce Forbes, 2000. <http://www.thearctic.is>

## Les pétroles extra-lourds et les bitumes

Dans un monde en croissance où l'offre de pétrole conventionnel est de plus en plus contrainte, les hydrocarbures non conventionnels, notamment les huiles lourdes, doivent répondre à une demande croissante en énergie. Les ressources en huiles lourdes sont très importantes, notamment au Canada et au Venezuela ; mais ces produits sont caractérisés par une viscosité très élevée dans leurs réservoirs naturels, ce qui exige un apport supplémentaire d'énergie et les rend plus difficiles et coûteux à produire et à raffiner que les bruts conventionnels. Les contraintes économiques, environnementales et politiques n'en permettront qu'un développement progressif, susceptible toutefois de les faire passer de 2,5 % de la production pétrolière mondiale en 2010 à 8 % en 2030.

Par Jean-Michel GIRES\*

### Les ressources

#### Généralités

La consommation énergétique mondiale évolue avec la population mondiale et le niveau de consommation énergétique par habitant.

Si les démographes estiment que la population devrait croître de 0,9 % par an jusqu'en 2030, et les économistes que la croissance sera de 3,8 % par an, les énergéticiens estiment alors, pour leur part, que la consommation énergétique devrait augmenter de 1,1 % par an, ce qui suppose déjà un niveau de découplage appréciable d'avec la croissance économique.

Dans le mix énergétique disponible pour répondre à la demande, le rôle des hydrocarbures liquides restera très important, mais ceux-ci seront de plus en plus dédiés aux transports et contraints à un niveau légèrement supérieur

à celui d'aujourd'hui, c'est-à-dire environ 95 millions de barils par jour (contre 88 en 2011).

Mais, pour y parvenir, il sera indispensable de compter sur les hydrocarbures non conventionnels, notamment sur les huiles lourdes, même en tenant compte de leurs coûts d'exploitation plus élevés.

#### Les huiles extra-lourdes et les bitumes

Mais quelles sont les caractéristiques physiques particulières des huiles lourdes ou extra-lourdes, ou encore des bitumes ? Principalement, la densité et la viscosité, croissantes entre une huile classique et des huiles plus lourdes (dont la forme commerciale ultime est le bitume).

Depuis 2004, Total recommande (voir la figure 1) une segmentation entre huiles lourdes, huiles extra-lourdes et bitumes basée sur la viscosité en conditions de fond, suivant une formule définie par l'*American Petroleum Institute* (densité API) (1).

Catégories	Recommandations Total (cP = centipoise)
Huile légère	Viscosité <10 cP
Classe A Huile lourde (HO)	Densité < 25° API 10 cP < Viscosité < 100 cP
Classe B Huile extra-lourde (XHO)	Densité < 20° API 100 cP < Viscosité <10 000 cP
Classe C Bitumes	7° API < Densité < 12° API Viscosité > 10 000 cP

Figure 1 : Segmentation entre huiles lourdes, huiles extra-lourdes et bitumes.

Chimiquement, ces bitumes et ces huiles extra-lourdes sont composés de longues chaînes macromoléculaires des types asphaltènes et résines. Le nombre d'atomes de carbone peut atteindre jusqu'à 70, et les masses molaires sont proches de 1 500 g/mole, pour les asphaltènes.

Pourquoi certaines huiles sont-elles lourdes ou visqueuses ? Parce qu'elles ont été « altérées », principalement par leur biodégradation par des bactéries. Celle-ci se traduit par une augmentation de la densité, de la concentration en résines et en asphaltènes, de la teneur en soufre, en acides organiques, en nickel et en vanadium. Et, surtout, l'huile générée devient extrêmement visqueuse. L'importance mondiale des ressources des huiles lourdes peut être mesurée par :

- ✓ un « en-place », par catégorie et par localisation géographique ;
- ✓ des réserves probables, qui peuvent être produites économiquement ;
- ✓ des ressources qui peuvent être produites avec la technologie actuelle, mais de manière encore non économique à ce jour ;
- ✓ enfin, les ressources productibles à un horizon de temps donné.

Selon le *World Energy Council*, l'en-place des huiles lourdes serait de l'ordre de 5 500 milliards de barils (5 500 Gbl), avec une fourchette de 3 000 à 9 000 Gbl, dans la littérature. Ce total se partage en 45 %, pour les huiles extra-lourdes, et 55 %, pour les bitumes. Les coefficients de récupération permettant de parvenir aux res-

sources sont quant à eux très variables (de 5 à 30 %), selon le procédé de production envisageable. A titre de référence, l'en-place initial des huiles conventionnelles est également de l'ordre de 6 000 Gbl, mais avec un coefficient de récupération moyen plus élevé, s'établissant en moyenne à 35 %.

La répartition géographique est très déséquilibrée : elle est concentrée surtout au Venezuela (voir la figure 2) pour les bruts extra-lourds (43 % du total) et au Canada (voir la figure 3), pour les bitumes (38 % du total).

La différence majeure entre le Canada (province de l'Alberta) et le Venezuela (ceinture de l'Orénoque) est la viscosité de l'huile, moins importante car liée à des températures de réservoir plus élevées au Venezuela, en raison d'un gradient géothermique plus important dans la région de l'Orénoque.

La production des huiles extra-lourdes et des bitumes est en 2010 d'un peu plus de 2,5 % de la production mondiale d'hydrocarbures liquides, soit 2,5 millions de barils par jour (Mbl/j) avec une production répartie principalement entre le Venezuela (1 Mbl/j) et le Canada (1,5 Mbl/j).

### Les schistes bitumineux

Les schistes bitumineux, trop souvent confondus avec les sables bitumineux, constituent une autre catégorie de ressources d'hydrocarbures. Il ne s'agit en fait ni de pétrole ni de bitume, mais de kérogène, c'est-à-dire d'une matière organique d'origine marine, lacustre ou terrestre, enfouie

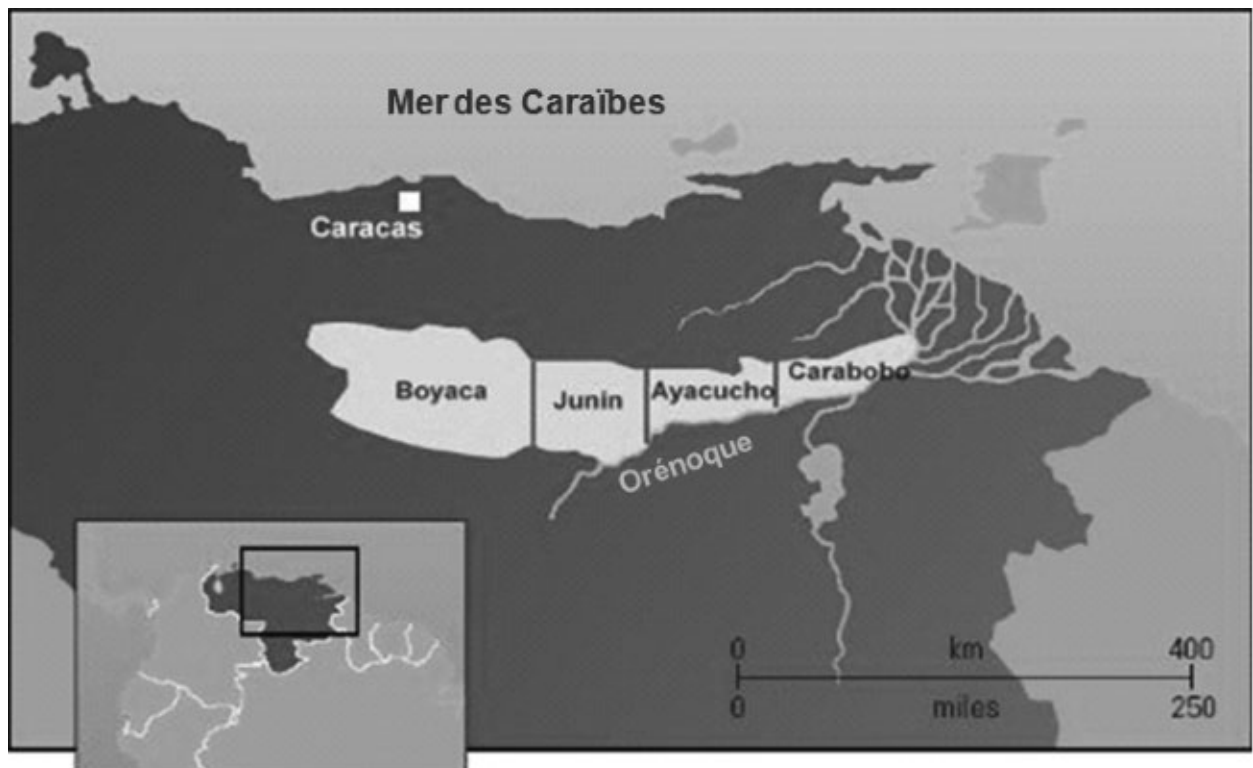


Figure 2 : La ceinture de l'Orénoque, au Venezuela.



Figure 3 : La province de l'Alberta, au Canada (World Energy Council Resources, 2010).

dans le sol, mais non encore transformée par la température et la pression et n'ayant, pour cette raison, pas encore généré d'hydrocarbures. Pour être suffisamment attractif, ce kérogène immature doit se trouver en proportion importante (> 5 %) dans des formations sédimentaires peu profondes (< 1 000 m), très souvent lithifiées et de granulométrie plutôt fine (marnes...).

On comprend dès lors que l'extraction de cette matière et sa transformation en hydrocarbures (liquides ou gazeux) pose des problèmes nouveaux que ne peuvent résoudre les techniques actuelles utilisées pour les huiles extra-lourdes ou les bitumes.

Ces ressources sont néanmoins très importantes : elles sont estimées à plus de 3 000 Gbl en place, soit l'équivalent des ressources en place d'huiles extra-lourdes et de bitumes. Depuis très longtemps, de nombreux procédés ont donc été imaginés pour les exploiter, la plupart consistant en une pyrolyse permettant la transformation du kérogène en hydrocarbures, celle-ci étant réalisée soit *ex situ* (après excavation), soit *in situ*. Si certaines productions ont bien eu lieu, notamment en Estonie, aucun des procédés développés à ce jour n'a encore pu démontrer sa rentabilité économique et l'acceptabilité de sa performance environnementale.

La R&D se poursuit néanmoins, avec une relance importante des travaux concernant les procédés *in situ*, en particulier dans l'Ouest des Etats-Unis (formation Green River), où Total intervient.

### L'état de l'art

Pour tous les acteurs de la chaîne huiles lourdes, la problématique est la même : extraire la ressource dans les meilleures conditions économiques et avec le moindre

impact environnemental possible. Des technologies très différentes vont être mises en œuvre selon les caractéristiques du gisement considéré (mobilité de la ressource, profondeur d'enfouissement...).

### *Exploitations minières*

Jusqu'à 80 m de profondeur environ, au Canada, les huiles lourdes dégradées en bitume sont produites par technique minière.

La première exploitation commerciale a démarré en 1967, actuellement opérée par Suncor. Sa capacité de production atteint aujourd'hui 350 milliers de barils/jour (350 kbl/j). Les autres mines du Canada en exploitation sont celles de Syncrude (350 kbl/j), Shell (255 kbl/j) et CNRL (110 kbl/j). Plusieurs projets sont en cours de construction ou d'ingénierie (Kearl, d'Imperial ; Fort Hills, de Total-Suncor ; Joslyn, de Total-Suncor et Northern Lights, de Total).

Les technologies de production actuelles s'appuient toutes sur un premier « nettoyage » du minerai à l'eau ; elles mettent en œuvre une séquence d'opérations bien distinctes entre elles :

- a) Mise à jour du minerai par enlèvement des terres arables, puis des morts-terrains : la terre arable est stockée pour la remise en état ultérieure du site, et les morts-terrains sont utilisés pour construire des remblais ou les digues des bassins de sédimentation.
- b) Pelletage du minerai contenant le bitume. Cette opération minière fait appel aux équipements les plus gros du monde dans leur catégorie : le godet des pelleuses à câble utilisées au Canada peut atteindre 80 m<sup>3</sup>. Sur la base d'un contenu moyen de 10 % de bitume dans le minerai et d'un taux de récupération global de l'ordre de 85 %, il faut

environ 2 tonnes de minerai pour produire un baril de bitume.

c) Transport du minerai par des camions (voir la figure 4) pouvant charger jusqu'à 400 tonnes, depuis le front de mine jusqu'à des broyeurs, où il est concassé, mélangé à de l'eau chaude, puis envoyé par hydro-transport vers un premier vaisseau de séparation. Dans ce vaisseau, le bitume (qui s'est détaché du sable pendant l'hydro-transport) migre vers la surface, aidé en cela par l'ajout de produits saponifiants et par injection d'air, pour former une mousse, alors que les sables grossiers et une partie des sables fins sont évacués par le fond, vers le traitement des résidus.



© Jean-Michel Gires

Figure 4 : Camion de la mine Millenium de Suncor.

d) Une deuxième opération de séparation consiste ensuite à ajouter du solvant à cette mousse pour séparer le bitume de l'eau résiduelle et des fines. En sortie de cette deuxième séparation, on obtient, d'un côté, un mélange de bitume et de solvant et, de l'autre, l'eau et les fines, qui sont alors envoyées vers le traitement des résidus. Une simple distillation du mélange bitume+solvant permet d'évaporer le solvant (qui sera recyclé) et de disposer ainsi du bitume. Deux types de solvants sont utilisés, selon que le bitume est transformé sur place, ou envoyé (par pipelines) dans des centres de traitement éloignés :

- dans le cas d'un traitement sur place, le solvant peut être constitué d'une coupe naphta, recyclée dès la première unité de distillation ;

- dans le cas d'un transport par pipeline commercial, un solvant de type pentane ou hexane est utilisé, et immédiatement recyclé.

e) Les résidus sont traités avant leur épandage ou leur envoi en bassin de sédimentation afin de recycler l'eau. Ce sont environ trois barils de résidus liquides qui sont ainsi générés par baril de bitume produit.

Si l'extraction à l'eau reste le procédé primaire employé par tous les opérateurs, un effort de recherche est en cours pour mettre au point d'autres moyens d'extraction plus efficaces, moins gourmands en eau et donc à l'empreinte environnementale plus réduite. C'est par exemple le cas de l'extraction au solvant proposée en pilote par plusieurs sociétés.

### Production in situ

Au-delà de 80 m de profondeur, les techniques minières cèdent le pas aux techniques de production *in situ*. Selon les caractéristiques de l'huile ou du bitume dans le gisement, en particulier sa mobilité, deux grands types de procédés sont alors employés :

- ✓ les procédés « froids », avec ou sans injection de produits (eau, solvant, polymères, CO<sub>2</sub>...)
- ✓ les procédés « thermiques », avec apport d'énergie dans le gisement, le plus communément par injection de vapeur, mais aussi par « combustion *in situ* » ou par d'autres procédés.

### Production in situ froide

Si la mobilité des huiles lourdes le permet, la ressource peut être produite sans apport d'énergie thermique à partir de puits horizontaux atteignant 1 000 m de long :

- ✓ soit par pompage direct, si la mobilité de l'huile dans les conditions du réservoir est suffisante. C'est par exemple le cas au Venezuela, où la température de fond atteint près de 50°C, une température suffisante pour permettre à l'huile extra-lourde de s'écouler ;
- ✓ soit par injection d'un produit (eau, diluant, polymère, CO<sub>2</sub>, etc.) qui va accroître la mobilité de l'huile dans le réservoir. Cette injection peut avoir lieu au niveau du gisement lui-même, comme par exemple dans le cas du balayage à l'eau mis en œuvre par CNRL au Canada sur le champ de Pélican, voire en fond de puits de production (diluants), dans le cas de la PetroCedeño avec Total, au Venezuela.
- ✓ soit par production de sable : la CHOPS (*Cold Heavy Oil Production with Sand*) contribue à hauteur de 200 kbl/j à la production d'huiles extra-lourdes du Canada.

### Production in situ thermique

La « Cyclic Steam Stimulation » (CSS)

Les premiers exemples de production thermique à grande échelle sont anciens, avec par exemple les exploitations « *huff-&-puff* » de production d'huile lourde en Californie. Des techniques similaires (CSS, *Cyclic Steam Stimulation*) ont été reprises dans la région de Cold Lake, au Canada, pour produire un bitume d'une densité voisine de 10-12°API. Pour le CSS, un même puits vertical est utilisé pour, alternativement, injecter de la vapeur, attendre que la formation s'imprègne et pomper le bitume. Au Canada, ce mode de production CSS est resté dominant jusqu'en 2009, avec une production de plus de 200 kbl/j, à Cold Lake.

Le « Steam Assisted Gravity Drainage » (SAGD)

Durant les deux dernières décennies, l'amélioration des techniques de forage horizontal a permis le développement du SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), qui fait

appel à des paires de puits horizontaux de plusieurs centaines de mètres de longueur recouvrant la zone de production et placés à une distance de 5 m l'un au-dessus de l'autre. La vapeur est injectée en continu par le drain supérieur, et le bitume est pompé à partir du drain inférieur. Le recours au CSS ou au SAGD dépend des caractéristiques du gisement (roche et fluides). Dans la région de l'Athabasca, où la densité du bitume tombe à 7-8° API, on emploie le SAGD, avec une production de 317 kbl/j, en 2010 (voir la photo en figure 5).

Dans les deux cas, CSS et SAGD, la production en sortie de puits consiste en une émulsion eau-bitume (70 % d'eau environ, dans le cas du SAGD) qui est cassée, en surface, par ajout de diluant. Le mélange bitume-diluant est commercialisé après, éventuellement, un nouvel ajout de diluant permettant d'atteindre les spécifications de transport. L'eau est traitée, puis elle est recyclée vers les chaudières.

### Autres procédés : de la R&D aux pilotes de démonstration

D'autres techniques d'apport en énergie sont actuellement en phase de test, qui permettraient de réduire considérablement les besoins en eau et en gaz naturel. Le principe de certains de ces procédés est bien connu, comme, par exemple, la combustion *in situ*, exploitée avec succès en Roumanie, mais encore à l'état de pilote au Canada sous le nom de THAI (*Toe-to-Heel-Air-Injection*). D'autres sont plus novateurs, comme le chauffage électrique (par induc-

tion ou par résistivité), avec notamment le pilote de la société ET-Energy en cours de développement à proximité de Fort McMurray avec le soutien de Total.

De par leurs caractéristiques, ces procédés permettraient aussi de viser des ressources en bitume aujourd'hui inexploitable par les moyens habituels, telles que :

- ✓ les minerais trop profonds pour justifier une exploitation minière ;
- ✓ les sables profonds avec intercalaires argileux ou avec présence d'eau, qui forment autant de pièges thermiques rédhibitoires à la mise en œuvre du SAGD ou du CSS ;
- ✓ les réservoirs à faible perméabilité, comme les carbonates.

### Des investissements toujours très importants

Quel que soit le type de production (mine, production chaude ou froide), la mise en œuvre de ces procédés reste très lourde en investissement : plusieurs années avant le démarrage, puisqu'il faut construire d'importantes usines de traitement d'eau et de bitume et forer un grand nombre de puits ; puis durant toute la vie du champ, pour maintenir le plateau de production en forant de nouveaux puits. En moyenne, on peut considérer que les investissements globaux sur l'ensemble de la vie d'un projet se répartissent ainsi : 1/3 avant le démarrage et 2/3 après démarrage, pour l'*in situ*, et 2/3 avant le démarrage et 1/3 après le démarrage, pour la mine.



© Jean-Michel Gires

Figure 5 : Centre de traitement du projet *in situ* de Surmont (ConocoPhillips – Total).

### Transport, upgrading et intégration

Une fois la ressource extraite, les différents acteurs peuvent, là encore, se différencier par leurs stratégies de commercialisation. Le premier facteur discriminant apparaît dès le transport de l'huile produite et le besoin de dilution. Si l'huile est suffisamment fluide pour être transportable en l'état et atteindre un terminal de chargement, elle pourra être commercialisée auprès de raffineurs bénéficiant d'un marché de fuel lourd ou équipés d'unités de conversion.

Si l'huile n'est pas transportable en l'état (comme c'est le cas pour les huiles extra-lourdes de l'Orénoque et les bitumes de l'Athabasca), le producteur a alors le choix entre :

- ✓ la dilution et la commercialisation du mélange ;
- ✓ la transformation chimique, pour alléger et fluidifier l'huile via un *upgrading* (raffinage partiel ou complet) avant de la commercialiser sous la forme d'huile synthétique.

#### *Dilution*

Au Canada, pour emprunter les principaux pipelines d'exportation vers les USA, les transporteurs imposent pour les huiles lourdes des règles de densité de 19° API minimum et de viscosité de 350 centistokes (cSt) maximum, à la température de la ligne. Traditionnellement, le bitume de Cold Lake est dilué avec des C5+, des condensats issus du traitement du gaz de l'Alberta ou importés des USA par pipeline ou par le rail ; le mélange, appelé DilBit, a un ratio diluant/bitume de l'ordre de 33/67. Les producteurs n'ayant pas accès à ce type de diluant se tournent vers les bruts synthétiques SCO : le mélange produit, appelé SynBit, a un ratio SCO/Bitume d'environ 50/50.

Au Venezuela, les autorités n'ont jusqu'à ce jour pas autorisé l'exportation par tankers d'huile extra-lourde sous forme diluée, sauf à titre exceptionnel lors des arrêts d'*upgraders*.

#### *Upgrading*

Les huiles extra-lourdes et le bitume se caractérisent par un ratio H/C (hydrogène/carbone) inférieur de près de 20 % à celui d'un brut conventionnel. L'*upgrading* consiste à remonter ce ratio soit par retrait de carbone, soit par ajout d'hydrogène, dans des installations similaires à des raffineries qui ne traiteraient qu'une charge unique et ne produiraient qu'un seul produit.

La première voie, la plus commune, consiste à retirer l'excès de carbone par l'emploi de « coker » dont le principe consiste à chauffer la partie la plus lourde de la charge initiale à plus 500°C et à l'envoyer dans des ballons où l'excès de coke se dépose et où la partie craquée, légère, est ensuite récupérée pour être stabilisée par hydrogénation. La seconde voie, celle de l'ajout d'hydrogène, est plus difficile à mettre en œuvre, en raison des conditions de pression (160 bars) et de température (420°C) et d'un besoin

d'hydrogène dont la production peut s'avérer coûteuse en période de tension sur les prix du gaz. Elle reste donc moins répandue que la première, mais cette situation pourrait changer, si le prix du gaz devait rester durablement décoté par rapport à celui de l'huile.

### Stratégies d'intégration

#### *« Netback » et intégration*

Ces étapes de dilution ou d'*upgrading* différencient la commercialisation des huiles lourdes de celle des bruts conventionnels, avec un besoin d'intégration amont/aval. Le « *netback* » bitume, c'est-à-dire le revenu que récupère le producteur en sortie de champ se calcule par différence entre la valeur du DilBit ou du SynBit et le coût du diluant employé. Il subit le double impact du différentiel lourd-léger (qui détermine la valeur du Dilbit ou du Synbit par rapport au brut conventionnel de référence) et du coût de la composante diluant (*via* le ratio de dilution). Du fait de ce double impact, une situation de marché déprimé pour les qualités lourdes, mais tendu pour les prix de diluant, peut se traduire temporairement par un « *netback* » bitume très faible, alors que dans le même temps, le marché des bruts conventionnels reste élevé.

Pour se protéger contre une telle situation, les opérateurs n'ont d'autre choix que de chercher à s'intégrer afin de maximiser les synergies énergétiques et de minimiser la volatilité introduite par l'étape de dilution, puis par le différentiel lourd-léger. Cette volatilité est d'autant plus forte pour les producteurs canadiens qu'ils sont enclavés et subissent sans alternative possible les moindres difficultés logistiques.

Deux principaux critères vont jouer dans la détermination du niveau d'intégration (voir la figure 3) :

- ✓ Le facteur de volatilité que souhaite « effacer » le producteur : intensité énergétique, facteur dilution, facteur différentiel lourd-léger, voire différentiel brut-produits ;
- ✓ Les éventuelles positions industrielles « aval » du producteur.

#### *Upgrading partiel*

La route d'intégration la plus immédiate consiste à s'affranchir du risque « dilution ». Une telle intégration s'appuie sur l'*upgrading* partiel du bitume, qui le rend transportable sans avoir à acheter du diluant pour le mélanger (ou alors, le moins possible). Jusqu'à présent, et à part le cas d'acteurs disposant déjà d'outils de traitement aval dédiés, cette route a été peu suivie, car elle bute sur les deux obstacles suivants :

- ✓ même partielles, les techniques d'*upgrading* habituelles demandent des investissements lourds que le prix du produit partiellement « *upgradé* » ne permet généralement pas de justifier économiquement ;
- ✓ du fait de leurs caractéristiques (densité, parfois instabilité et acidité élevée), les débouchés des bitumes par-

tiellement dilués sont limités et ils nécessitent, au moins pour de grandes quantités, des raffineries spécifiquement équipées (et donc dédiées).

### Upgrading complet

La deuxième route d'intégration, la plus répandue, consiste à *upgrader* complètement le bitume en un brut synthétique léger. Cet *upgrading* peut se faire directement sur le site de production ou sur un site éloigné, *via* la mise en place d'une boucle de transport diluant/bitume dilué. La qualité du produit obtenu est telle qu'elle permet une commercialisation en substitution aux bruts légers traditionnels dans la plupart des raffineries.

### Raffinage

La troisième route d'intégration est la plus ambitieuse puisqu'elle consiste à transformer le bitume en produits pétroliers commercialisables. Cette intégration nécessite une véritable raffinerie adaptée pour recevoir du bitume dilué. Bien qu'attractive, en théorie, puisqu'elle permet de capturer la totalité de la marge aval, cette route reste difficile à mettre en œuvre.

### Panachage

L'évolution récente des prix des bruts montre à quel point il reste difficile de prévoir si le marché sera plus favorable à la commercialisation du bitume sous forme diluée ou sous forme *upgradée*. La plupart des gros producteurs dépendant d'une source de diluant se tourne donc vers des stratégies de couverture consistant à s'intégrer pour une partie de leur production de bitume et à commercialiser le reste sous forme diluée.

Le cas de la société Suncor est lui aussi intéressant puisqu'il présente quasiment toutes les routes d'intégration précédentes :

- ✓ L'*upgrading* partiel, en proposant des produits partiellement *upgradés* et partiellement hydrogénés, écoulés soit dans des raffineries dédiées *via* des contrats long-terme, soit dans les raffineries acquises par Suncor ;
- ✓ L'*upgrading* complet, avec une production d'environ 110 kbl/j de SCO à 33/34° API ;
- ✓ L'intégration jusqu'aux produits pétroliers, avec, d'une part, une production de diesel de l'ordre de 25 kbl/j dans son *upgrader* de Fort McMurray et, d'autre part, ses raffineries au Canada et aux États-Unis.

### Le cas spécifique de la logistique au Canada

Du fait de la localisation enclavée de l'Alberta, dépourvu de débouché maritime et très éloigné des centres de raffinage américains, la logistique de transport par pipeline constitue un élément à part entière de la chaîne huiles lourdes, au Canada. Depuis Edmonton, il faut environ vingt-cinq jours pour atteindre la région de Chicago, et près de cinquante jours pour atteindre le Golfe du Mexique.

Pour répondre à la saturation progressive des principaux pipelines d'exportation face à la montée de la production de bitume, plusieurs opérateurs proposent des projets de nouveaux pipelines, visant pour certains directement la *US Gulf Coast* (côtes américaines du Golfe du Mexique) et, pour d'autres, le littoral Pacifique en vue d'une exportation par tankers vers l'Asie. Mais la réalisation de ces nouveaux projets suppose des engagements importants des utilisateurs, notamment un « *ship-or-pay* » sur de longues durées, correspondant à des montants de plusieurs centaines de millions de dollars.

Ces engagements *ship-or-pay* dans la logistique constituent pour les producteurs canadiens une nouvelle forme d'intégration visant à s'assurer un débouché.

## Enjeux environnementaux et sociétaux

### L'environnement

#### Généralités

Étant donné que l'huile lourde est plus visqueuse, on s'attend à ce que son extraction du sous-sol génère une empreinte environnementale plus importante. C'est particulièrement le cas des sables bitumineux du Canada, nettement plus visqueux que les huiles extra-lourdes du Venezuela ; nous allons développer leur cas ci-après.

#### Les gaz à effet de serre (GES)

La viscosité du bitume conduit à consommer plus d'énergie pour l'extraire :

- ✓ Pour l'exploitation minière, l'énergie est tout d'abord mécanique, pour l'extraction des matériaux (pelleuses), puis leur transport (camions) et leur broyage ; mais aussi thermique, l'eau chaude étant indispensable au procédé de séparation du bitume ; l'évolution des procédés a toutefois permis d'en réduire fortement la température (moins de 50° C) et de récupérer une partie importante des calories lors de son recyclage ;
- ✓ Pour la production *in situ* (SAGD), l'énergie est liée à la production de vapeur, et il est important de travailler au transfert efficace des calories jusqu'au réservoir afin de permettre le réchauffement du bitume et sa mobilisation ; là encore, une partie des calories retournées avec la production sont récupérées ultérieurement ; par ailleurs, les travaux concernant la co-injection de solvant avec la vapeur laissent escompter une réduction de ces besoins énergétiques ;
- ✓ Pour l'*upgrading*, les émissions de GES proviennent des distillations, du *coker* ou de l'hydrocraquage, des hydrotraitements, mais surtout de la production d'hydrogène indispensable aux hydrotraitements.

Au total, on peut estimer que la chaîne de production complète (*upgrading*, transport, raffinage, distribution et consommation finale des carburants produits), c'est-à-



dire la chaîne de production « du puits à la roue », induit une émission supplémentaire de GES d'environ 10 à 15 % par rapport à la moyenne de celle du pétrole conventionnel ; celle-ci étant elle-même très dispersée, on peut retenir que les sables bitumineux se situent environ au 3<sup>ème</sup> quartile de l'ensemble des productions mondiales en matière de performance GES. Une empreinte plus forte, donc, mais pas totalement disproportionnée, ni même la plus élevée du secteur.

Et les travaux de l'industrie ne s'arrêtent pas là ; ainsi, des cogénérations sont intégrées aux projets pour la production conjointe de vapeur et d'électricité ; de nombreux progrès devraient voir le jour dans la prochaine décennie qui permettront de réduire encore ces émissions ; enfin, la réflexion se poursuit sur la bonne façon d'introduire un captage et stockage du CO<sub>2</sub> émis par les principales installations ; procédé sans doute possible techniquement, mais encore trop cher pour être inclus en standard dans les schémas des projets actuels ; la recherche se poursuit donc sur ce sujet-là, également...

### L'eau

Les deux procédés actuels d'extraction des sables bitumineux requièrent d'importantes quantités d'eau :

- ✓ L'extraction minière, pour la séparation du bitume d'avec les sables et les argiles ;
- ✓ La production SAGD pour la production de vapeur.

Néanmoins, cette eau fait l'objet d'un recyclage très important (supérieur à 80 %) et en progrès constant, bien que limité *in fine* par l'eau retenue par les résidus de fabrication ou par le réservoir.

D'autre part, et pour ne pas induire un prélèvement excessif dans la rivière Athabasca (aujourd'hui, environ 1 % du débit annuel), les sources d'eau ont été diversifiées :

- ✓ Pour les mines, par une collecte systématique des eaux de ruissellement de surface, et par un recyclage partiel des eaux de production ;
- ✓ Pour l'*in situ*, par un prélèvement à partir des seuls aquifères souterrains.

L'ensemble de ces dispositions a permis de réduire la consommation nette d'eau à moins de 2 barils d'eau (de rivière) par baril de bitume produit, pour les mines, et à 0,5 baril d'eau (d'aquifère) pour l'*in situ*. Et les travaux se poursuivent pour réduire ces quantités, notamment par l'amélioration de la gestion des résidus de production, pour les mines (voir plus loin), et par la réduction des quantités de vapeur injectée, pour l'*in situ*.

Enfin, pour les nouvelles mines, ont été introduits des stockages d'eau allant jusqu'à quatre-vingt-dix jours de consommation, afin de faire face à l'étiage de la rivière durant la période hivernale.

### Les résidus de fabrication

Les résidus de fabrication de la production *in situ* ne sont pas très différents de ceux de la production conventionnelle. Il en va autrement pour la mine, le procédé *ex situ*

de séparation du bitume générant une quantité très importante de résidus ; au-delà des fosses d'exploitation à ciel ouvert de la mine, bien connues des mineurs de cette planète, les lagunes de décantation des résidus de production constituent certainement l'aspect le plus spectaculaire de l'exploitation minière.

L'industrie a en effet constaté que les plus fins de ces résidus (des argiles) pouvaient constituer avec ceux de bitume et l'eau d'extraction un gel très difficile à décanter. Le stockage des résidus liquides a ainsi nécessité un nombre croissant de lagunes, ce qui est considéré comme insupportable par certaines parties prenantes.

La gestion optimale de ces résidus est donc devenue une des priorités de l'industrie, qui développe de nouveaux procédés recourant à une meilleure séparation des flux de résidus, à un épaississement des plus fins et à une floculation de ceux-ci pour en permettre une décantation et une consolidation plus rapide, et, si nécessaire, une reprise des résidus liquides en vue d'une nouvelle floculation et d'un séchage à l'air libre (ou bien une centrifugation).

Pour accélérer le processus, les sept acteurs de l'exploitation minière (dont Total) ont décidé de coopérer à la recherche de nouveaux schémas encore plus performants. Les travaux en cours devraient permettre d'accélérer considérablement la consolidation de ces sédiments, le recyclage de l'eau piégée et la réhabilitation des sols.

Par ailleurs, les risques présentés par le stockage de ces constituants font l'objet de travaux d'évaluation et de *monitoring* retenant notamment un dispositif d'effarouchement de l'avifaune, un *design* soigné, un contrôle des risques de suintements à travers les digues de rétention et une bonne connaissance des caractéristiques de ces dépôts en vue de la réhabilitation ultérieure des sols.

### La réhabilitation des sols

Pour la production *in situ*, l'impact sur les écosystèmes n'est pas très différent d'une production de pétrole conventionnelle. L'utilisation de puits horizontaux forés à partir d'un même *cluster* de production a permis de réduire fortement l'empreinte au sol. Pour limiter les effets de la fragmentation de la forêt boréale induit par le passage de ses lignes, l'industrie a amélioré ses pratiques en limitant la linéarité de ces passages et en procédant à la reforestation des zones pouvant l'être, afin d'accélérer le cycle de reboisement naturel (très lent, en raison de la rigueur du climat hivernal).

Le sujet se présente de façon différente pour les mines, en raison de leur activité à ciel ouvert impactant fortement les paysages et les écosystèmes de surface durant la période d'exploitation. L'ensemble de la zone impactée par cette activité minière représente actuellement 700 km<sup>2</sup>, soit une faible fraction de l'ensemble de la forêt boréale canadienne, dont la superficie excède les 3 millions de km<sup>2</sup>.

Les exploitants miniers ont pris l'engagement de reconstituer, tout au long et à la fin de l'exploitation, des écosystèmes de surface durables, d'une richesse écologique comparable à ceux de la forêt boréale. Pour cela, les fosses

doivent être progressivement remplies et profilées, avec reconstitution d'une couche de terre végétale productive (stockée lors de son excavation, au début de l'exploitation) et des plantations choisies à partir des espèces végétales indigènes.

Les derniers projets prévoient d'avoir achevé plus de 60 % de ces travaux de réhabilitation lors de la fermeture de la mine, et d'achever le travail dans la décennie suivante. A cette fin, là encore, les industriels ont choisi de collaborer étroitement entre eux et avec les laboratoires spécialisés, pour mieux appréhender les fonctions de l'écosystème de la forêt boréale et d'en accélérer la reconstitution.

### *L'aspect sociétal*

#### **Le dialogue avec les parties prenantes et la création de valeur ajoutée partagée**

Que ce soit dans les *Llanos* vénézuéliens ou dans la forêt boréale de l'Athabasca, l'obligation de l'industrie est celle d'une consultation et d'un dialogue avec les populations, consultation et dialogue devenus indispensables à la bonne compréhension entre les parties.

Parmi les principaux sujets discutés figure celui des impacts cumulés, qu'il s'agisse des risques de sécurité, de santé, d'environnement ou d'activité, pour ces grands projets susceptibles de donner du travail à des milliers de personnes, tout particulièrement durant la phase de construction des projets, puis à des centaines, durant la phase d'exploitation qui lui fera suite.

La consultation préalable au démarrage de ces projets doit permettre de mieux comprendre ces impacts en recherchant, bien-sûr, la minimisation et/ou les alternatives possibles. Celle-ci est donc entreprise très en amont du lancement des projets, dès la phase préliminaire des études d'avant-projet.

Les discussions ne portent pas uniquement sur les risques des projets, mais aussi sur les opportunités de création de valeur partagée. Que ce soit en termes d'emplois créés, accessibles aux populations locales moyennant un effort complémentaire de formation, d'opportunités d'affaires pour le tissu économique local, tout particulièrement pour les activités pérennes qui demeureront sur le site au lendemain du démarrage des installations, ou de renforcement local des capacités sociales et économiques, de nombreux sujets sont ainsi discutés, qui font, après discussion, l'objet de contrats à long terme.

L'importance de cette bonne implication locale des compagnies pétrolières auprès des populations locales est ainsi devenue un des éléments critiques et indispensables au bon déroulement des grands projets ; c'est une des raisons pour lesquelles ces compagnies se sont dotées d'équipes « sociétales », spécialisées dans la consultation, le dialogue et la recherche d'accords gagnant-gagnant entre les parties.

Une des parties prenantes principales situées dans la forêt boréale de l'Athabasca est la « Première Nation » de Fort

McKay. Les dirigeants de Fort McKay entendent s'assurer que vivre dans le voisinage de cette industrie lourde présente plus d'avantages que d'inconvénients : « A Fort McKay, nous prenons très au sérieux notre relation avec l'industrie. C'est pourquoi nous mettons un point d'honneur à entretenir avec les entreprises présentes des relations de confiance, saines et solides, qui reposent sur des objectifs communs. Nous souhaitons que chacun vive en bonne intelligence avec l'autre, en travaillant conjointement à réduire les retombées sur l'environnement et à maximiser les bénéfices d'une production responsable de sables bitumineux. Nos attentes vis-à-vis de ces entreprises sont multiples : une transparence dans les relations ; une information régulière sur leurs activités pour pouvoir y répondre si nécessaire ; une implication le plus tôt possible, dès la mise en œuvre d'un projet, puis tout au long du déroulement de ses opérations et jusqu'à sa fermeture et la réhabilitation du site ; une familiarisation avec nos connaissances environnementales traditionnelles, ainsi qu'avec nos usages commerciaux et entrepreneuriaux ; une garantie de bénéfices pérennes par des investissements en faveur des communautés autochtones ; un engagement franc permettant de développer les ressources de façon responsable, de faire appel à la main-d'œuvre locale, de se donner les moyens d'une véritable implication, de créer des *joint-ventures* quand les opportunités s'en présentent, d'être actifs dans la communauté et de nouer des relations à long terme avec ses membres, à tous les niveaux ».

#### **Contraintes de réalisation**

Au vu de la complexité industrielle de ces grands projets d'huiles lourdes, des contraintes pesant sur leur rentabilité ou leur performance environnementale, voire des capacités humaines permettant d'en assurer la réalisation, on imagine les difficultés de réalisation de ces projets. Explorons plus avant certaines de ces difficultés, à savoir la disponibilité en ressources humaines et l'isolement continental, au Canada, et l'instabilité contractuelle, au Venezuela.

#### *Ressources humaines et isolement continental au Canada*

La province de l'Alberta, où se trouvent les sables bitumineux, se situe à l'ouest du Canada. Plus vaste que la France, cette région n'est peuplée que de 3,7 millions d'habitants, ce qui est fort modeste, en regard des ambitions industrielles précitées. La région de l'Athabasca où se réalise l'extraction n'est dotée que d'une seule grande ville de 82 000 habitants, Fort McMurray. Devenue une des municipalités d'Amérique du Nord à la croissance la plus rapide (près de 7 % par an), Fort McMurray présente les stigmates caractéristiques des villes grossies trop vite, courant derrière des besoins permanents en infrastructures (routes, logements, écoles, cliniques ...) et de construction d'une communauté stable et pérenne capable d'attirer des habitants dans la durée.

Au-delà des difficultés rencontrées par la ville à constituer une communauté accueillante et à bâtir des camps pour accueillir les travailleurs des grands projets, existent encore de nombreuses difficultés logistiques d'acheminement des matériaux et des matériels. Située au nord de la province, avec des moyens routiers et ferroviaires limités, la région de l'Athabasca apparaît enclavée et difficile à approvisionner, tout particulièrement en hiver (sachant que le climat est rude durant pratiquement six mois de l'année). Pouvoirs publics, industriels et populations locales collaborent à la réduction de ces contraintes, mais nul doute néanmoins que celles-ci pèseront sur le rythme de réalisation des projets à venir. Aussi estime-t-on que la production d'huile lourde de l'Alberta, qui atteignait 1,5 million de barils/jour en 2010, ne devrait pas dépasser 3 millions de barils/jour en 2020, et 4,5 millions de barils en 2030, avec, donc, un rythme de croissance d'environ 1,5 million de barils/jour supplémentaires pour chaque décennie, largement contingenté par les contraintes pesant sur les ressources humaines et par l'isolement géographique de la région.

### *Instabilité politique/contractuelle au Venezuela*

Avec une population proche désormais de 30 millions d'habitants, plus proche de la mer et donc plus facile à approvisionner en matériaux et matériels, le Venezuela ne semble pas souffrir (sur le papier) des mêmes difficultés que l'Alberta. Cela explique qu'un premier appel à l'investissement privé international lancé dans les années 1990 avait permis le développement d'environ 0,6 million de barils/ jour d'huile lourde *upgradée* dans le pays. Ainsi, au début des années 2000, l'on estimait à de l'ordre de 1 million de barils/jour supplémentaires la capacité de croissance des productions d'huile lourde au Venezuela.

La situation s'est par contre compliquée pour les investisseurs à partir de 2003, avec la remise en cause unilatérale des contrats signés et la nationalisation conduite par le gouvernement Chavez. Cela a conduit au départ de nombreux investisseurs internationaux, et au maintien de certains autres (dont Total) dans des conditions plus précaires, entraînant un freinage très important des nouveaux projets.

Des discussions sont en cours pour examiner dans quelles conditions de tels projets pourraient voir le jour. Gageons qu'il faudra un certain temps avant de pouvoir parvenir à définir le cadre contractuel et le climat de confiance nécessaires à la réalisation de ces grands projets par l'industrie pétrolière internationale !

### *Vers un développement progressif du potentiel*

Le Canada et le Venezuela ne sont pas les seuls pays dotés de ressources d'huile lourde : il conviendrait d'ajouter à cette liste les Etats-Unis d'Amérique, le Moyen-Orient, la Russie et certains pays d'Afrique (Congo, Madagascar...). Ils détiennent néanmoins la plus grande part de ces ressources, rien de connu à ce jour ne pouvant égaler les possibilités de l'Athabasca ou de l'Orénoque.

Si le développement de ces ressources apparaît inéluctable pour permettre l'approvisionnement d'un marché mondial de plus en plus contraint, il est probable que les contraintes rappelées ci-dessus ne permettront qu'un développement progressif du potentiel des huiles lourdes. Les contraintes économiques, environnementales et politiques n'en permettront donc qu'un développement progressif, qui devrait toutefois passer de 2,5 % de la production pétrolière mondiale en 2010 à 8 % en 2030.

### Notes

\* Total

(1) La densité API (mesurée à 15°C et 1 atmosphère) est définie par la formule suivante :

Densité SG =  $141,5 / (\text{Densité API} + 131,5)$ , où « SG » (« Specific Gravity ») est une « unité » sans dimension utilisée par les anglosaxons, correspondant à la densité par rapport à l'eau. L'eau, a ainsi, une densité API de 10°.

### Bibliographie

Total SA., « Huiles Lourdes », *Technoscoop: magazine d'exploration et production*, 2008 .

World Energy Council, *Survey of Energy Resources*, 2010.

## **Les biocarburants : une option énergétique durable, mais à certaines conditions**

On compte fortement sur les biocarburants pour répondre aux défis énergétiques et environnementaux auxquels nous sommes confrontés. Ceux-ci font également l'objet de nombreux débats autour de l'impact du déploiement potentiel à grande échelle de cette option, qu'il s'agisse d'impacts environnementaux ou d'impacts sur les stratégies agricoles et alimentaires. Les analyses du cycle de vie des biocarburants permettent d'évaluer ces différents impacts, pour chacune des filières ; elles montrent qu'au-delà des performances intrinsèques des procédés de conversion de la biomasse, les intrants (nécessaires aux cultures produisant des biocarburants) et le changement d'affectation des sols lors de la mise en place de ces cultures sont susceptibles de modifier radicalement le bilan des biocarburants en termes d'émissions de gaz à effet de serre.

Par Léonard BONIFACE\* et François MOISAN\*\*

Pour nombre d'experts, les biocarburants pourraient apporter une contribution significative à l'approvisionnement en carburants liquides à l'horizon 2030-2050, mais sans être toutefois à même de satisfaire l'ensemble des besoins en énergie liés aux transports. La recherche portant sur de nouvelles filières de biocarburants (de seconde ou de troisième génération) est une étape essentielle pour consolider cette option au niveau mondial, car elle peut permettre de réduire la compétition pour l'affectation des sols, et donc de préserver l'agriculture à finalité alimentaire.

Il est toujours intéressant d'analyser l'évolution de l'utilisation des carburants à partir de l'origine des systèmes qui sont destinés à les utiliser. Ainsi, contrairement à ce que l'on pourrait penser, la plupart des technologies de moteurs qui équipent aujourd'hui nos véhicules n'ont pas été développés, initialement, pour être alimentés spécifiquement par des dérivés du pétrole : avant la découverte des grands gisements, le pétrole n'était pas encore à proprement parler une matière première stratégique. Ainsi, le moteur diesel a été développé par Rudolph Diesel à partir de 1891 pour fonctionner aux huiles végétales ou à l'« huile lourde ». De la même façon, le premier moteur à combustion interne, fabriqué en 1876 par Nikolaus-August Otto, était initialement destiné à consommer de l'éthanol.

Les biocarburants ne sont donc pas une ressource récente, bien que leurs essor réel ne soit intervenu qu'à partir de la

crise pétrolière de 1973, date à partir de laquelle la prise de conscience de notre dépendance énergétique vis-à-vis de pays tiers producteurs de pétrole a permis d'envisager des solutions alternatives de production d'énergie (notamment pour les transports) et la nécessité d'engager des actions visant à limiter les consommations énergétiques en renforçant l'efficacité de nos systèmes de conversion d'énergie et celle de nos organisations.

Ce n'est qu'à partir des années 2000, face aux effets cumulés de la dépendance énergétique, du prix croissant du pétrole et de la prise de conscience progressive des risques liés au réchauffement climatique causé par les émissions de gaz à effet de serre, que la production de biocarburants a progressé de façon significative et continue pour représenter, en 2010, au niveau mondial, plus de 100 milliards de litres, soit environ 3 % de l'énergie consommée par le secteur des transports.

### **Transports et dépendance énergétique**

Au niveau mondial, les transports sont le deuxième secteur émetteur de gaz à effet de serre, après la production d'énergie. En France, le secteur des transports est le premier contributeur aux émissions de gaz à effet de serre (pour plus d'un quart du total), cela, notamment, en raison du fort développement des transports individuels et du faible contenu en carbone de l'électricité produite en France (essentiellement d'origine nucléaire).

Si les émissions de gaz à effet de serre tendent à diminuer dans la plupart des secteurs industriels, elles continuent néanmoins de progresser dans le secteur du bâtiment et, surtout, dans celui des transports.

Dans l'Union européenne, par exemple, entre 1990 et 2004, les émissions de CO<sub>2</sub> liées aux transports ont augmenté de plus de 25 % [1], malgré la réduction unitaire de la consommation des moteurs, la diésélisation du parc automobile et le développement de solutions de mobilité alternatives.

Les transports ont, de surcroît, une particularité notable : ils sont le secteur le plus dépendant vis-à-vis d'une seule ressource énergétique, le pétrole (à hauteur de 98 % à l'échelle mondiale, et de 96 % en Europe).

Une des conséquences de la faible diversité des vecteurs énergétiques pour les transports est le nombre restreint de solutions de conversion de ces vecteurs : moteur diesel ou moteur à essence, pour les transports terrestres, réacteurs fonctionnant au kérosène, pour l'aviation.

En effet, si les rendements de conversion énergétique de ces solutions sont modestes, le stockage d'énergie sous forme chimique, que permet l'état liquide de ces carburants dans les conditions ambiantes, est une propriété qui n'a jamais été égalée par d'autres vecteurs énergétiques avec une densité qui permette une telle autonomie pour les véhicules et un temps de recharge aussi rapide.

La solution de diversification la plus évidente, dans un premier temps, revient donc à des hydrocarbures liquides ayant des propriétés proches des dérivés pétroliers et ne requérant pas d'évolution majeure des systèmes de motorisation : les biocarburants liquides sont donc *a priori* des candidats idéals.

En 2008, les productions mondiales d'éthanol et de biodiesel représentaient respectivement environ 3,7 % et 1,5 % en pouvoir calorifique inférieur (PCI) des consommations mondiales d'essence et de diesel [2].

### Quelques éléments prospectifs

Afin de dresser le paysage énergétique à moyen terme, l'Agence internationale de l'énergie a établi en 2008 des scénarios d'évolution du système énergétique mondial à l'horizon 2050, les ETP (*Energy Technology Perspectives*). Actualisés en 2010, ces scénarios examinent notamment les différentes solutions technologiques de production, de conversion, de distribution et d'utilisation finale de l'énergie susceptibles d'y contribuer, et la façon dont ces solutions pourraient permettre de répondre aux défis environnementaux ainsi qu'à ceux liés à la disponibilité des ressources.

Dans le scénario dit tendanciel, qui sert de référence, l'état du système est présenté en l'absence de changements importants dans la politique énergétique actuelle. La demande énergétique mondiale et l'utilisation de carburants fossiles dans les transports doublent l'un et l'autre, d'ici à 2050. Tiré par la croissance et l'évolution des modes de vie dans les pays émergents, le nombre de véhicules individuels fait plus que doubler à l'échelle mondiale.

Dans ce scénario, la biomasse représente environ 1 900 Mtep (millions de tonnes équivalent pétrole), soit 9 % de la demande primaire d'énergie. La part des biocarburants reste limitée à 4 % de la consommation d'énergie pour les transports, soit 160 Mtep

### Les biocarburants en bref

Les biocarburants sont des vecteurs énergétiques fabriqués à partir de biomasse, qui est une ressource renouvelable. Cela revient, d'une certaine façon, à utiliser indirectement de l'énergie solaire, les systèmes chlorophylliens des plantes étant des systèmes de captage et de transformation de cette énergie en énergie chimique.

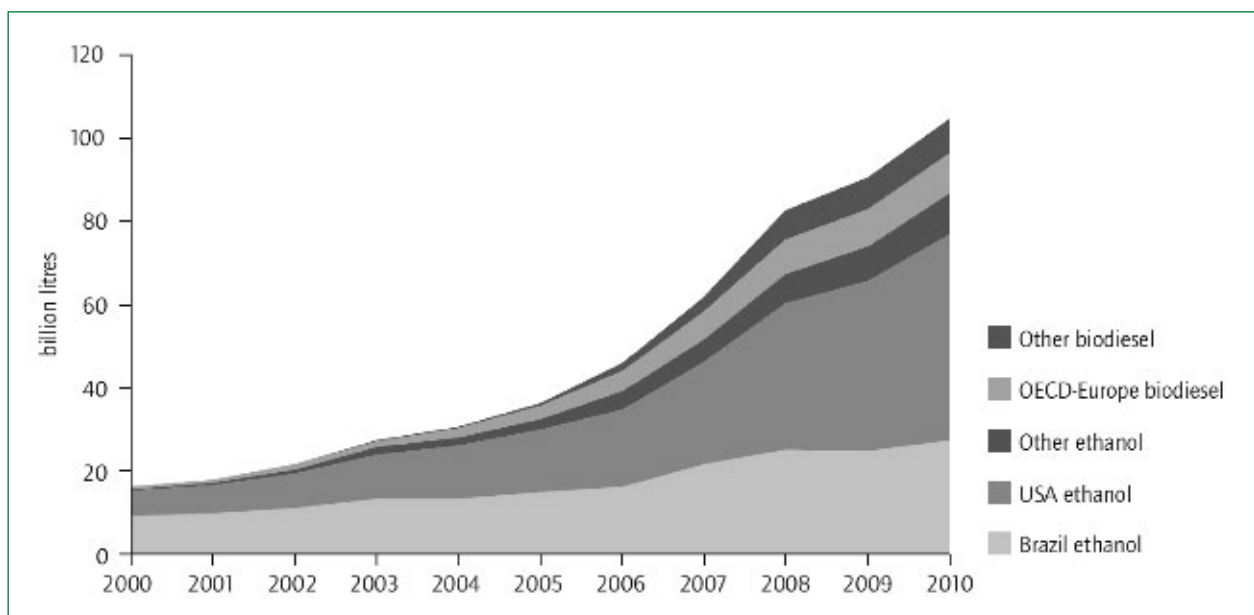


Figure 1 : Evolution de la production mondiale de biocarburants de 2000 à 2010 [3]

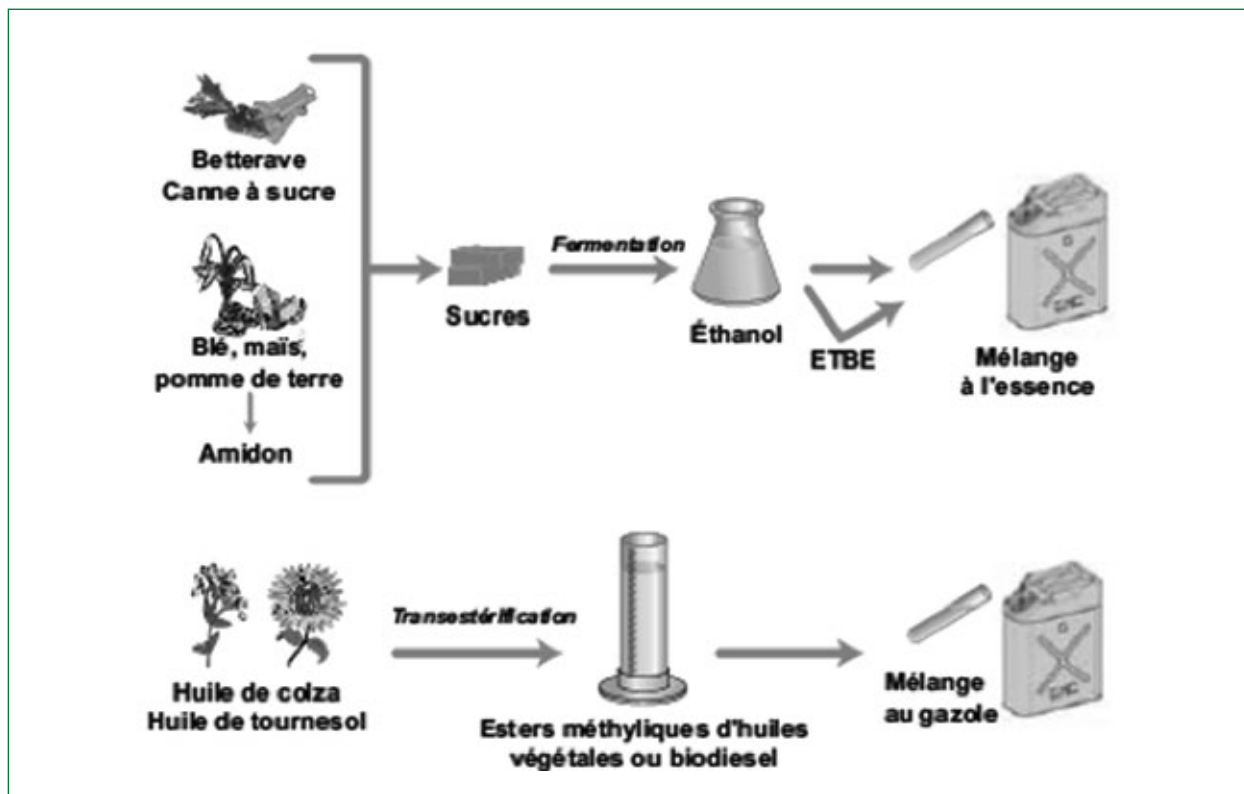


Figure 2 : Biocarburants de première génération [4]

Deux principaux types de biocarburants sont actuellement produits : l'éthanol, pour les moteurs à essence, et le biodiesel, destiné aux moteurs diesel.

L'éthanol est un alcool produit actuellement *via* la fermentation de sucres issus de plantes sucrières (canne à sucre, betterave à sucre) ou amylacées (céréales telles que le maïs ou le blé). Le biodiesel est surtout produit en Europe (où le parc automobile diesel est très développé) à partir d'huiles végétales extraites de graines de colza ou de tournesol et, ailleurs dans le monde, à partir d'huile de palme ou de soja.

Les biocarburants sont utilisés principalement sous forme d'additifs aux carburants traditionnels, dans des proportions généralement inférieures à 10 %. Pour certaines flottes captives (bus, véhicules spéciaux), ils sont utilisés à des teneurs supérieures à 30 %. Dans le cas particulier du Brésil, l'utilisation de super-éthanol (un carburant automobile contenant 85 % d'éthanol) est aujourd'hui banalisée. L'éthanol peut être incorporé à l'essence directement ou sous sa forme estérifiée, l'ETBE (éthyl-tertio-butyl-éther). L'ETBE est un additif pour carburants produit par réaction avec de l'iso-butène issu de ressources pétrolières.

### Les bilans environnementaux des biocarburants

Présentée dans un premier temps comme une solution durable, la production de biocarburants a, en augmentant récemment de cadence, soulevé le risque d'un développement incontrôlé. À côté des questions économiques (ten-

sions sur les marchés agricoles), éthiques (problème de la bonne utilisation des ressources agricoles), les biocarburants sont accusés de ne pas présenter les bilans avantageux qu'on leur avait prêtés initialement en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de diminution des ressources fossiles consommées. En effet, toute production, quelle qu'elle soit, a des impacts : produire des biocarburants nécessite en effet de consommer des ressources fossiles, que ce soit directement (*via* les machines agricoles et la transformation de la matière agricole en carburant), ou indirectement, en quantité non négligeable, pour la production des engrais et des autres intrants agricoles.

La comparaison entre les impacts des carburants fossiles et ceux des biocarburants sur la totalité de leur cycle de vie (de la production ou l'extraction des matières premières jusqu'à la combustion du carburant) permet de déterminer le niveau de réduction (ou d'augmentation) des émissions de gaz à effet de serre des uns par rapport aux autres. Un tel travail est complexe et les hypothèses de calcul retenues peuvent influencer de façon importante le résultat.

Avant de s'engager dans l'analyse de cycle de vie (ACV) des carburants, il est primordial de bien identifier les contours de l'étude et de s'accorder sur ses aspects méthodologiques.

Pour la majorité des biocarburants évalués, l'analyse de cycle de vie fait apparaître un gain en termes d'émissions de gaz à effet de serre et de consommation d'énergie non

renouvelable, par rapport à leur référence fossile. En effet, sans prendre en considération les changements d'affectation des sols, les divers biocarburants affichent des bilans positifs par rapport aux carburants fossiles, avec des réductions du niveau d'émission de GES allant de 24 à 91 %.

Pour les carburants fossiles, les émissions de GES ont lieu très majoritairement lors de la combustion, qui émet du CO<sub>2</sub> d'origine fossile ; ce n'est pas le cas pour les biocarburants, qui émettent, quant à eux, du CO<sub>2</sub> d'origine biogénique (en effet, celui-ci a été capté par les plantes dans l'atmosphère, et son influence sur le bilan carbone global est neutre). Pour les biocarburants végétaux, c'est l'étape de production de la matière première agricole qui est prépondérante, à travers la fabrication des engrais et les émissions de protoxyde d'azote par les sols. L'étape industrielle est importante, voire prépondérante, pour l'éthanol de betterave et pour les esters issus de déchets. Cette étape n'apparaît pas dans le cas de la filière canne à sucre, car les industriels utilisent la bagasse, coproduit de la culture de la canne, comme combustible renouvelable. Enfin, on peut noter que l'étape de fabrication de l'ETBE à partir d'éthanol, qui consomme des énergies fossiles, représente une part significative du bilan de ces biocarburants.

### La filière éthanol

En ce qui concerne les filières bioéthanol, les réductions de GES observées sont plus importantes pour les biocarburants issus de plantes sucrières que pour ceux issus de

céréales, les rendements élevés à l'hectare des premières expliquant cet écart.

Toutefois, la modification de l'éthanol en ETBE réduit ces gains, car elle ajoute une étape de production supplémentaire.

### La filière biodiesel

Pour la filière biodiesel, les réductions observées comparativement au carburant de référence sont significatives (elles varient de 60 à 90 %), cela, pour l'ensemble des voies. Les biocarburants à base de déchets (huiles alimentaires usagées, graisses animales) offrent les bilans les plus intéressants. Cela tient principalement au fait que le statut de déchet de la matière première utilisée conduit à ne pas prendre en compte d'impacts environnementaux avant l'étape de collecte (collecte d'huiles alimentaires auprès de leurs utilisateurs et collecte de graisses animales après leur extraction d'autres sous-produits).

### Les limites de l'analyse

Comme cela a été mentionné précédemment, les résultats d'une analyse de cycle de vie dépendent beaucoup des choix méthodologiques adoptés et des limites propres aux modélisations des paramètres étudiés. Dans le cadre de l'évaluation des ACV de carburants, il est recommandé que la précision de chaque paramètre étudié fasse l'objet d'analyses de sensibilité ; parmi ces paramètres, la prise en

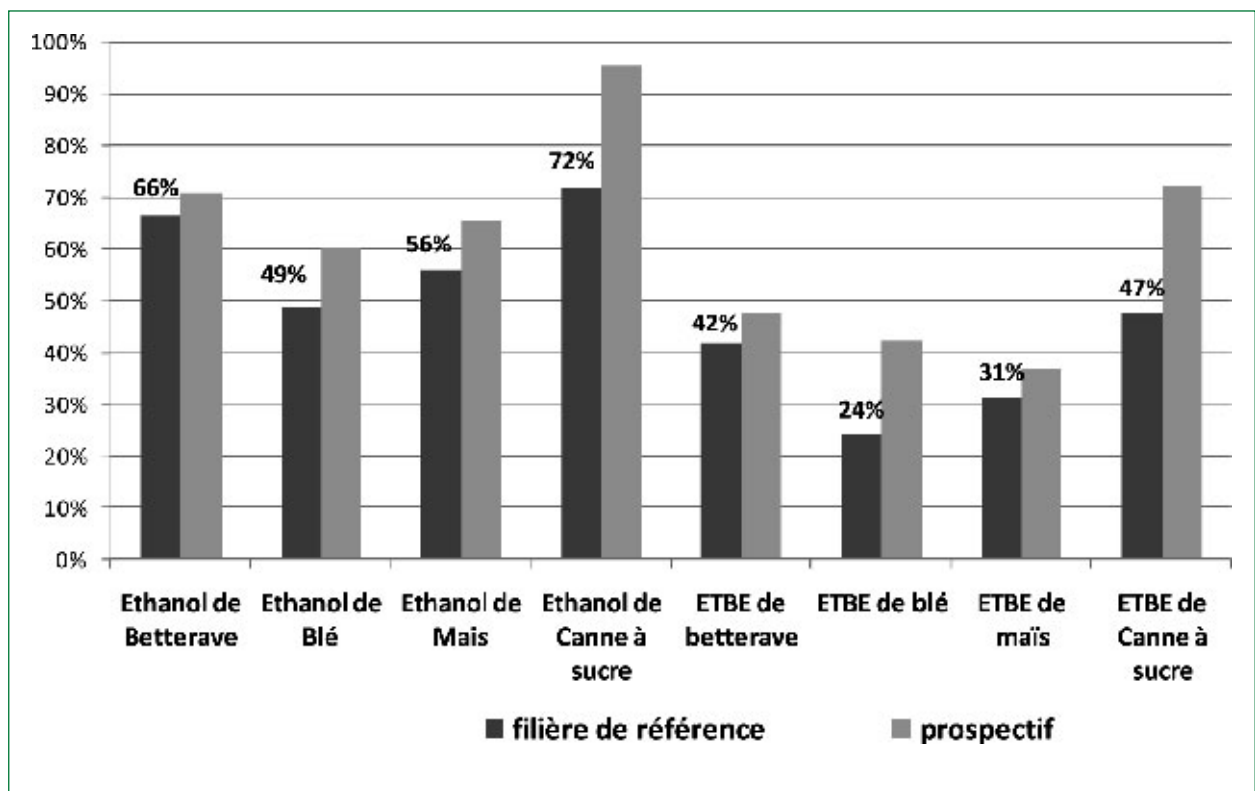


Figure 3 : Réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les filières éthanol (en % de réduction par rapport à la référence fossile), sans prise en compte des changements d'affectation des sols [5]

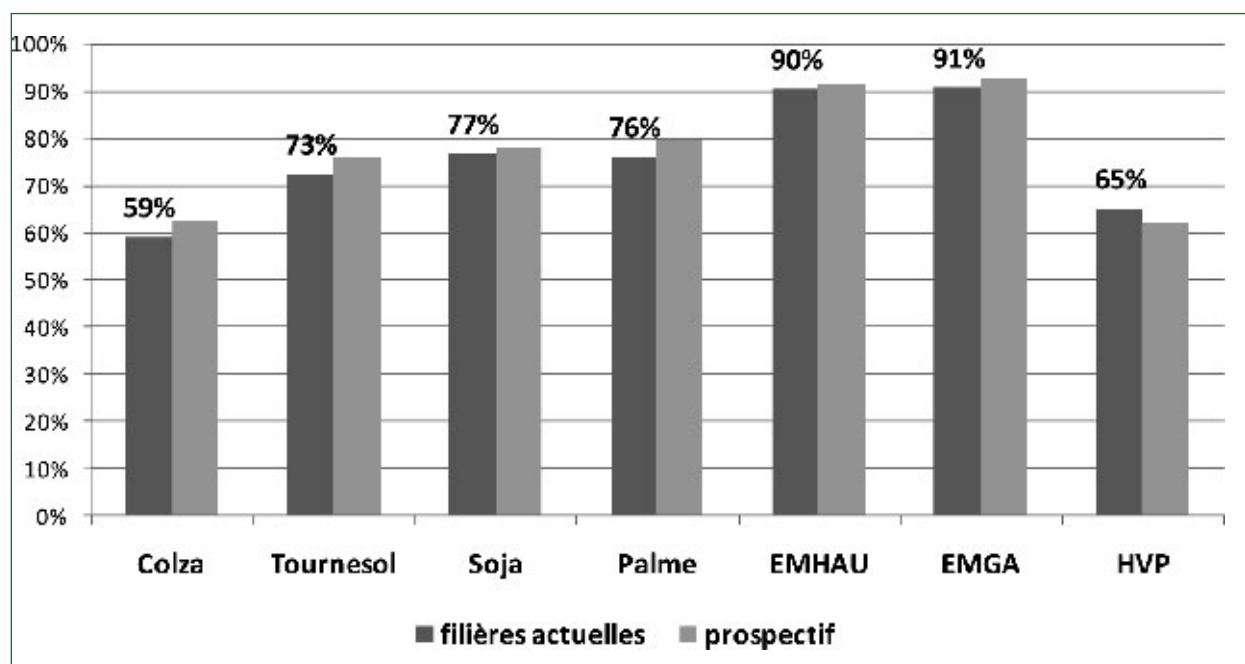


Figure 4 : Réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les filières esters (en % de réduction par rapport à la référence fossile), sans changement d'affectation des sols [5]

compte du changement d'affectation des sols et les émissions de protoxyde d'azote par ces derniers font actuellement l'objet de travaux visant à en préciser les contours, encore insuffisamment définis, alors que leur influence sur les bilans est potentiellement importante.

#### La prise en compte du changement d'affectation des sols

Les sols ont différents usages et, lorsque leur usage initial est modifié, une pression sur d'autres sols peut en découler. Dans certains cas, on peut parler de changements d'affectation des sols, ces changements étant de deux types :

- ✓ le changement direct : conversion d'une surface non cultivée vers une culture destinée à la production de biocarburants (par exemple, conversion d'une forêt en vue de la culture de plantes produisant du biocarburant) ;
- ✓ le changement indirect : une culture énergétique est mise en place sur des terres dédiées auparavant à des cultures alimentaires, celles-ci devant être effectuées sur d'autres surfaces.

L'état des connaissances sur le changement d'affectation des sols est insuffisant pour pouvoir en évaluer précisément les impacts. De nombreux travaux sont en cours sur ce sujet, mais ils n'ont pas encore abouti, à ce stade, à des références méthodologiques précises. Des analyses de sensibilité s'appuyant sur des méthodologies simplifiées peuvent néanmoins être réalisées ; elles montrent qu'en cas de changement d'affectation des sols, les conséquences sur les bilans ACV sont potentiellement importantes.

#### La modélisation des émissions de protoxyde d'azote et des apports en engrais

Le protoxyde d'azote ( $N_2O$ ) est un gaz dont le pouvoir de réchauffement global est près de 300 fois supérieur à celui du  $CO_2$ .

Ce gaz est produit principalement par le fonctionnement biologique des sols agricoles, selon l'importance des apports en engrais azotés et des conditions pédo-climatiques. Ce paramètre représente une des contributions les plus importantes à l'estimation des émissions de gaz à effet de serre de la phase agricole des filières biocarburants.

Plusieurs référentiels de facteurs d'émissions existent, mais aucun ne fait consensus, le plus utilisé étant celui que propose le GIEC. Des travaux de recherche et d'analyse sur le terrain sont nécessaires afin de modéliser ces émissions d'une manière plus précise.

#### Quel potentiel de ressources les biocarburants représentent-ils ?

Sur une surface terrestre émergée de 14 900 millions d'hectares :

- ✓ 6 200 millions d'hectares ne sont pas couverts de végétation ;
- ✓ 1 500 millions d'hectares sont des terres arables ;
- ✓ 4 100 millions d'hectares sont occupés par les forêts, avec une exploitation moyenne atteignant seulement  $1 m^3/ha/an$  ;
- ✓ 3 100 millions d'hectares sont des prairies et des pâturages permanents [6].



Les sols peuvent également être répartis entre « sols productifs » (3 300 millions d'hectares, soit 22 %) et « sols non productifs » (11 600 millions d'hectares, soit 78 %).

Un des principaux verrous est constitué par la compétition entre l'usage alimentaire et l'usage non alimentaire face à une demande grandissante concernant l'ensemble des matières premières, liée au développement économique et à la démographie.

La mobilisation de sources de biomasse diversifiées est actuellement à l'étude, afin de réduire les concurrences d'usage et d'occupation des sols et des espaces aquatiques :

- ✓ ressources agricoles, y compris les cultures dédiées ;
- ✓ ressources forestières et leurs sous-produits ;
- ✓ micro-algues, macro-algues,
- ✓ déchets organiques (huiles, graisses, déchets ménagers, déchets agricoles et déchets des industries agroalimentaires, boues de stations d'épuration, bois adjuvantés).

En France, la biomasse disponible de manière additionnelle pour les usages énergétiques et la chimie est évaluée entre 15,7 et 20 Mtep/an (millions de tonnes équivalent pétrole par an) ; elle se décompose de la façon suivante :

OFFRE	(Mtep/an)	
<b>Produits forestiers</b>	<b>6,2</b>	<b>10,2</b>
Forêt	4	8
Vignes, vergers, alignements urbains	2	2
Produits connexes industrie du bois	0,15	0,15
Bois en fin de vie	0,1	0,1
<b>Résidus agricoles dont paille</b>	<b>4,3</b>	<b>4,3</b>
<b>Déchets organiques et farines animales</b>	<b>5,2</b>	<b>5,5</b>
Déchets grassex	0,3	0,6
Déchets biomasse des ménages	1,7	1,7
Déchets agricoles	2,5	2,5
Déchets organiques IAA	0,2	0,2
Boues de traitement urbains/industriels	0,45	0,45
Farines animales	0,05	0,05
<b>Total</b>	<b>15,7</b>	<b>20</b>

Figure 5 : Bilan de l'offre de biomasse en France [7]

### La politique européenne de développement des biocarburants

En 2003, l'Union européenne s'était fixé à l'horizon 2010 un objectif indicatif d'incorporation de biocarburant de

5,75 % (en contenu énergétique). La France a décliné cet objectif de façon plus ambitieuse en visant 7 % d'incorporation, au même horizon temporel.

Plus récemment, l'Union européenne, dans le cadre de la directive 2009/28/CE, ambitionne de porter à une moyenne de 20 % la part des énergies renouvelables dans sa consommation finale d'énergie à l'horizon 2020 (contre une moyenne de 7 % en 2005). Pour les transports, cet objectif se décline en 10 % de consommation d'énergies renouvelables en 2020. Si l'atteinte des objectifs de consommation peut également s'appuyer sur d'autres ressources que la biomasse (comme, par exemple, l'énergie électrique renouvelable), nul doute que l'effort principal pèsera sur la ressource biomasse, cette dernière étant également fortement sollicitée pour d'autres usages (alimentation, chaleur, électricité...).

Consciente des limites d'un développement incontrôlé des biocarburants, l'Union européenne a défini des critères de durabilité pour les biocarburants consommés en Europe.

Deux conditions importantes encadrent l'objectif européen. La production de biocarburants doit respecter des critères de durabilité dont les principaux sont les suivants :

- ✓ Les biocarburants consommés doivent justifier d'une réduction d'au moins 35 % des émissions de GES en 2010, puis de 50 % en 2017 ;
- ✓ Il ne doit pas y avoir de production de biocarburants sur des terres de grande valeur en termes de biodiversité (forêts primaires, zones protégées, zones de protection d'espèces, prairies à forte biodiversité), ni sur des terres présentant un important stock de carbone ou des tourbières ;
- ✓ Les biocarburants produits en Europe doivent être issus de productions agricoles respectant les règles d'éco-conditionnalité de la politique agricole commune (PAC) ;
- ✓ Les biocarburants importés doivent provenir de pays ayant ratifié et mis en œuvre certaines conventions internationales relatives au travail et à l'environnement en relation avec les critères de la directive 2009/28/CE ;
- ✓ Les producteurs doivent pouvoir justifier qu'ils ont pris des mesures visant à la protection des sols, de l'eau, de l'air, et permettant la restauration des terres dégradées ;

En 2020, la production des biocarburants de deuxième génération doit être opérationnelle sur les plans industriel et commercial.

### Les biocarburants avancés

Aujourd'hui, la totalité des biocarburants consommés est produite par des procédés dits de première génération qui ne valorisent que l'organe de réserve de la plante (grains de blé ou de maïs, graines de soja, etc.). Si leurs bilans énergétiques et environnementaux sont positifs par rapport à ceux des carburants fossiles, leurs bilans d'émission de gaz à effet de serre sont très sensibles aux effets du changement d'affectation des sols.

Les procédés de première génération présentent un certain nombre d'inconvénients : ils limitent le champ des res-

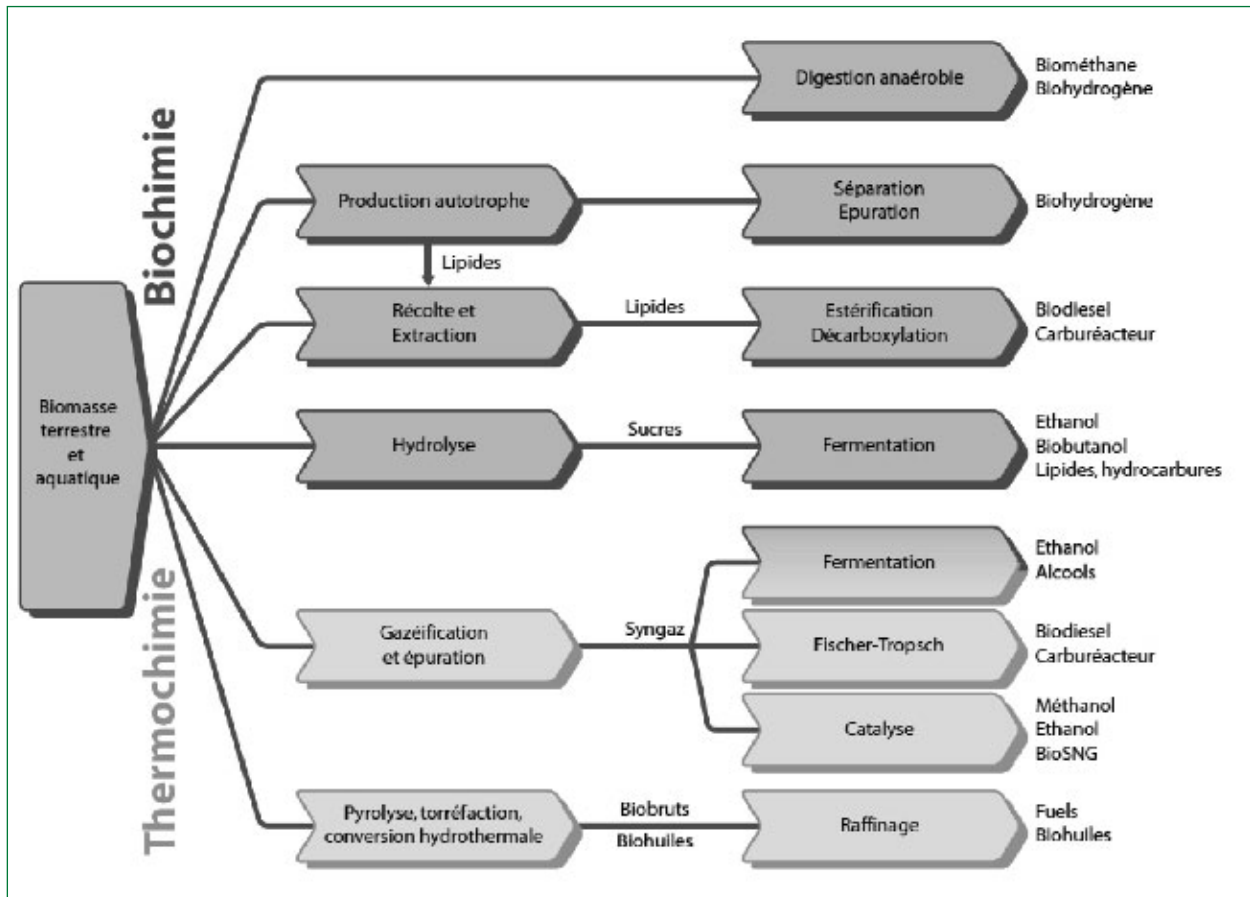


Figure 6 : Procédés de production de biocarburants à partir de différentes biomasses [7]

sources mobilisables pour la production de biocarburants et ils peuvent interférer avec des filières à vocation alimentaire. En revanche, ces filières génèrent des coproduits protéinés qui sont valorisables pour l'alimentation animale. Depuis plusieurs dizaines d'années maintenant, des travaux de recherche et développement sont engagés pour amorcer une transition progressive et cohérente vers d'autres procédés et d'autres vecteurs énergétiques permettant :

- ✓ d'augmenter les rendements de production surfaciques ;
- ✓ de valoriser l'intégralité de la plante et/ou de mobiliser d'autres sources de biomasse ;
- ✓ d'assurer une meilleure complémentarité entre les différents usages de la biomasse, en particulier vis-à-vis du secteur alimentaire,
- ✓ de réduire les pressions sur l'environnement.

Cette nouvelle génération de carburants requiert des technologies de transformation sophistiquées permettant de convertir une large gamme de ressources : agricoles (et leurs sous-produits, comme les pailles de céréales), forestières (y compris les résidus de bois), ainsi que les cultures dédiées, les déchets organiques, etc.

A plus long terme, des biocarburants pourraient aussi être produits à partir de micro-algues ou de micro-organismes, directement à partir d'énergie solaire et de CO<sub>2</sub>.

Les carburants avancés peuvent se substituer aux carburants existants ou les compléter avec des exigences nouvelles. L'objectif de la plupart des recherches en cours est d'accéder à des molécules aux bilans énergétique, massique, environnemental et aux rendements surfaciques améliorés. Dans le domaine des biocarburants avancés, les verrous technologiques se situent principalement au niveau des procédés de conversion de la biomasse en biocarburants, ces procédés étant variés et nombreux. Chaque filière possède ainsi ses propres verrous technologiques. Les recherches en cours font appel à la fois à des technologies conventionnelles, à des technologies de rupture et à leur intégration.

La figure 6 regroupe l'ensemble des procédés de conversion envisagés, que ce soit par les voies biochimiques ou thermochimiques. Certains de ces procédés passent par la production de grands intermédiaires comme le gaz de synthèse (syngaz), les bio-bruts (par analogie avec un brut pétrolier, car ils peuvent être raffinés comme des coupes pétrolières), les sucres ou encore les lipides. Certaines voies biochimiques conduisent directement à des biocarburants gazeux, tel le bio-méthane carburant (une technologie mature) ou le bio-hydrogène, qui est, quant à lui, encore au stade de la recherche amont.

Ces classifications ne doivent surtout pas nous faire oublier que les innovations apparaissent souvent à la croisée des

chemins et que les différentes voies peuvent être combinées entre elles, donnant lieu à des procédés hybrides.

Par ailleurs, les biocarburants tendent à s'inscrire toujours davantage dans le concept de *bioraffinage*, dont l'optique est la covalorisation de ressources végétales pour différents usages : alimentation, chimie, matériaux et énergie. Ce concept peut être illustré comme une transposition à la biomasse du principe du raffinage pétrolier, visant à tirer le meilleur parti du carbone végétal en maximisant son usage, en en limitant les déchets et en améliorant la rentabilité de l'ensemble. La bio-raffinerie est un concept dynamique qui n'a pas de modèle industriel préconçu et unique, mais dont beaucoup existent d'ores et déjà (papeteries, amidonneries...). Elle permet une large palette de possibilités selon la biomasse traitée, les marchés visés et le degré d'intégration des différents procédés de transformation.

Afin d'accélérer le développement de la production de biocarburants avancés, l'Ademe a consacré des moyens importants visant à la réalisation de démonstrateurs et d'expérimentations préindustrielles dans différentes filières innovantes. Deux premiers démonstrateurs ont été engagés en 2009 dans le cadre du fonds démonstrateur de recherche, l'un visant la production de biodiesel à partir de biomasse ligno-cellulosique (Bio-T-fuel), l'autre pour la production de biocarburant gazeux par méthanation de la biomasse. Plus récemment, dans le cadre des Investissements d'Avenir, l'Ademe a lancé deux appels à manifestation d'intérêt, l'un pour des expérimentations de

production de biocarburants avancés et l'autre pour des expérimentations de chimie du végétal.

L'enjeu de ces expérimentations est bien de démontrer la faisabilité de ces nouvelles filières au regard d'objectifs énergétiques et environnementaux de moyen et de long terme.

### Notes

\* Chef de projet Investissement d'Avenir, ADEME.

\*\* Directeur Scientifique, ADEME.

### Bibliographie

[1] FISCHER (G.), HIZSNYIK (E.), PRIELER (S.), SHAH (M.) & VAN VELTHUIZEN (H.), Vienne : IIASA/OFIG, 228 pages, 2009.

[2] Prometheus Institute – Biofuels 2010 : Spotting the Next Wave – Executive Summary, GTM Research, décembre 2009.

[3] *Medium Term Oil and Gas Markets*, OECD/IEA, Paris, 2010.

[4] Institut Français du Pétrole (IFP).

[5] Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France, ADEME/FranceAgrimer – BIO Intelligence Service – Février 2010.

[6] ROBERT & CHEVERRY, *Le sol, une contrainte pour la sécurité alimentaire mondiale*, Editions QUAE, 2009.

[7] Feuille de route biocarburants avancés, Ademe, 2011.

# Carburants produits à partir de charbon : quelle actualité, quel avenir ?

Les Français ignorent en général que le charbon est l'énergie fossile numéro un dans le monde et que, parmi les énergies fossiles, c'est lui qui enregistre la plus forte progression. Peu d'observateurs savent que le charbon peut être converti en produits pétroliers. Pourtant, depuis plusieurs décennies, l'Afrique du Sud en tire 30 % de ses besoins en carburants. Cette filière de conversion est appelée *Coal-To-Liquids* (CTL).

S'il est industrialisé, le CTL n'en est pas magique pour autant : les technologies sont complexes, les investissements élevés, les conditions opératoires difficiles en raison de la nature des fluides traités et des conditions de température et de pression requises.

Par Serge PÉRINEAU\*

Nombreux sont les pays pauvres en pétrole et riches en charbon qui s'y intéressent. Au-delà de l'indéniable intérêt que présente le CTL en matière de sécurité énergétique, cet article se propose d'en présenter les enjeux majeurs (technologiques, environnementaux et économiques) et de donner quelques ordres de grandeur.

## Déjà une longue histoire

Les premiers procédés de CTL ont été mis au point par des chercheurs allemands dans les années 1910-1920. Leur industrialisation connaîtra son apogée pendant la Deuxième Guerre mondiale.

Dans les années 1950, la découverte de pétrole abondant et facile d'accès a mis fin à ces opérations.

Cependant, dès 1955, l'Afrique du Sud s'est lancée dans un ambitieux programme de CTL afin d'assurer ses propres besoins en pétrole, ce qui lui vaut aujourd'hui sa place de numéro un mondial.

Après le deuxième choc pétrolier, les Etats-Unis ont consacré plusieurs milliards de dollars à des programmes de recherche sur le CTL ; ces programmes ont été interrompus, dans les années 1990, après le contrechoc pétrolier.

Aujourd'hui, une seule entreprise dans le monde, Sasol, en Afrique du Sud, dispose d'unités industrielles. Quatre sociétés chinoises ont démarré des unités dites « de démonstration », avec chacune un procédé distinct et une capacité de production de 3 000 à 20 000 barils par jour (donc, quasi-industrielles). Plusieurs dizaines de projets sont à l'étude dans le monde.

Avec ces unités de démonstration récemment démarrées (2009-2010), le CTL vit une période de transition puisque

les procédés comme l'expérience se développent en se diversifiant alors que l'industrie ne connaissait jusqu'à présent qu'un seul acteur industriel.

## Sécurité énergétique

Chacun sait que les ressources en charbon sont nettement plus importantes que celles en pétrole et en gaz.

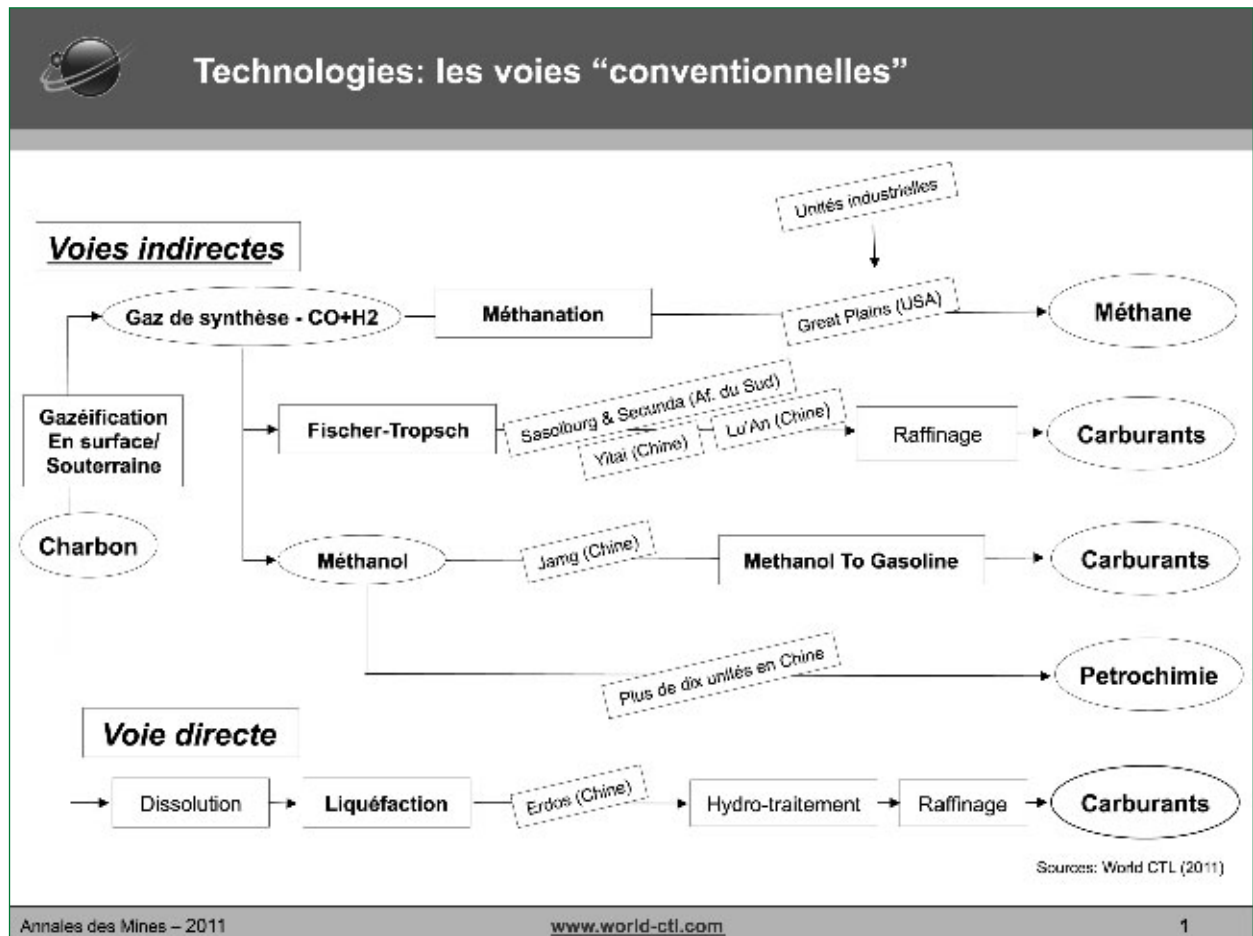
Plus encore, alors que les réserves de pétrole et de gaz sont généralement situées loin des lieux de consommation que sont l'Asie, l'Amérique du Nord et l'Europe, le charbon est présent sur tous les continents, en particulier dans des pays fortement consommateurs d'énergie et/ou politiquement sûrs.

Les carburants liquides sont essentiels pour le transport et la défense et ne se verront pas supplanter à court ou à moyen terme : le CTL constitue donc un atout important, dont plusieurs pays riches en charbon entendent se doter.

## Les procédés

Il existe essentiellement deux familles de procédés : la voie « indirecte » et la voie « directe », présentées dans la figure 1. La première voie est appelée « indirecte » parce qu'elle présente deux étapes bien distinctes : la première, appelée « gazéification », consiste en une oxydation partielle du charbon, dont le résultat est un « gaz de synthèse » ou « syngas », mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène appelé autrefois « gaz de ville ». A son tour, le syngas est converti en hydrocarbures liquides au cours d'une deuxième étape qui peut être :

✓ le procédé « Fischer-Tropsch » (du nom des scientifiques allemands Franz Fischer et Hans Tropsch), exploité en



Afrique du Sud et en « démonstration », sous deux technologies différentes, dans les usines chinoises de Yitai et de Lu'an ;

- ✓ le procédé *Methanol To Gasoline*, développé par Mobil, pour lequel le syngas est d'abord converti en méthanol. Ce procédé, exploité en Nouvelle-Zélande de 1985 à 1994, est actuellement en « démonstration » dans une unité de JAMG en Chine.

Dans la voie « directe », de l'hydrogène est ajouté sous pression dans un mélange liquide remontant du procédé et enrichi en charbon pulvérisé. Le chinois Shenhua, n°2 mondial du charbon, opère en Chine une unité de « démonstration » d'une capacité de 20 000 barils/jour.

Les deux voies ont leurs avantages respectifs, selon le type de charbon utilisé et les types de carburants souhaités. La plupart des projets actuels reposent sur la voie indirecte, en raison de l'expérience accumulée en Afrique du Sud. La voie directe, qui offre un rendement supérieur, ne dispose pas de cette expérience, ce qui donne un grand intérêt aux performances de l'unité de Shenhua.

### Impact environnemental

L'impact environnemental s'analyse à deux niveaux : l'impact « local » enregistré sur les lieux de production et de consommation, et l'impact « global », à savoir l'émission de gaz à effet de serre.

Au plan local, la première opération est l'extraction du charbon, maîtrisée par l'industrie minière (hors du champ de cet article) ; la deuxième est la conversion « CTL » elle-même, dans laquelle les problématiques et les solutions sont classiques pour des industriels : les cendres et les autres déchets inertes, d'une part, sont les mêmes que dans les centrales au charbon ; les effluents liquides et gazeux, d'autre part, sont traités par des procédés couramment utilisés dans la chimie et le raffinage. Un enjeu particulier est le besoin en eau. Il est de l'ordre de 2 m<sup>3</sup> par baril produit, ce qui est contraignant dans certaines régions et peut condamner certains projets. Enfin, dans la dernière étape du cycle CTL, la combustion du carburant, les émissions nocives sont inférieures à celles des carburants conventionnels du fait que le carburant CTL, qui résulte d'une synthèse, est plus pur que des carburants conventionnels (il est notamment plus pauvre en oxydes de soufre). Cependant, les normes limitant déjà fortement les émissions nocives des carburants conventionnels, il convient de relativiser cet avantage et de ne pas le considérer comme déterminant. Au plan global, la filière CTL est fortement émettrice de gaz à effet de serre (GES), pour deux raisons : 1) le charbon est l'énergie fossile la plus concentrée en carbone ; la part de l'énergie produite résultant de l'oxydation d'atomes de carbone est donc la plus élevée, ce qui implique une production de GES plus importante par unité d'énergie produite et, 2) le procédé CTL est un procédé chi-

mique consommateur d'une énergie elle-même émettrice de GES.

Des moyens permettent de limiter les émissions de GES, principalement le captage et la séquestration souterraine du CO<sub>2</sub> (*Carbon Capture & Storage* ou « CCS ») et l'apport de biomasse aux côtés du charbon (*Coal & Biomass To Liquids* ou « CBTL »). Le CCS est prometteur pour le CTL. On lit parfois que le coût du CCS restera trop élevé pour qu'il puisse être industrialisé. Ce commentaire est lié au coût du « captage » du CO<sub>2</sub>, c'est-à-dire de la séparation du CO<sub>2</sub> des autres gaz, en particulier de l'azote, quatre fois plus abondant que le CO<sub>2</sub>. Le captage représente environ 85 % du coût du CCS. Or, dans une unité de CTL, l'azote est éliminé en tête de procédé, si bien que le CO<sub>2</sub> n'a plus à en être débarrassé ; autrement dit, il est déjà « capté » au sens du CCS, ce qui rend acceptable le coût du procédé.

En termes de séquestration, le CO<sub>2</sub> est utilisé pour la récupération assistée d'hydrocarbures (RAH). Aux Etats-Unis, il existe des réseaux de pipelines de CO<sub>2</sub> auxquels les futurs sites de CTL seront raccordés. Le CCS appliqué à la conversion du charbon est une réalité à l'usine de Great Plains, dans le Dakota du Nord : cette usine produit du méthane à partir de lignite depuis plusieurs décennies. Le CO<sub>2</sub> qui y est émis est transporté par pipeline jusqu'à Weyburn, au Canada, où il est utilisé pour la RAH.

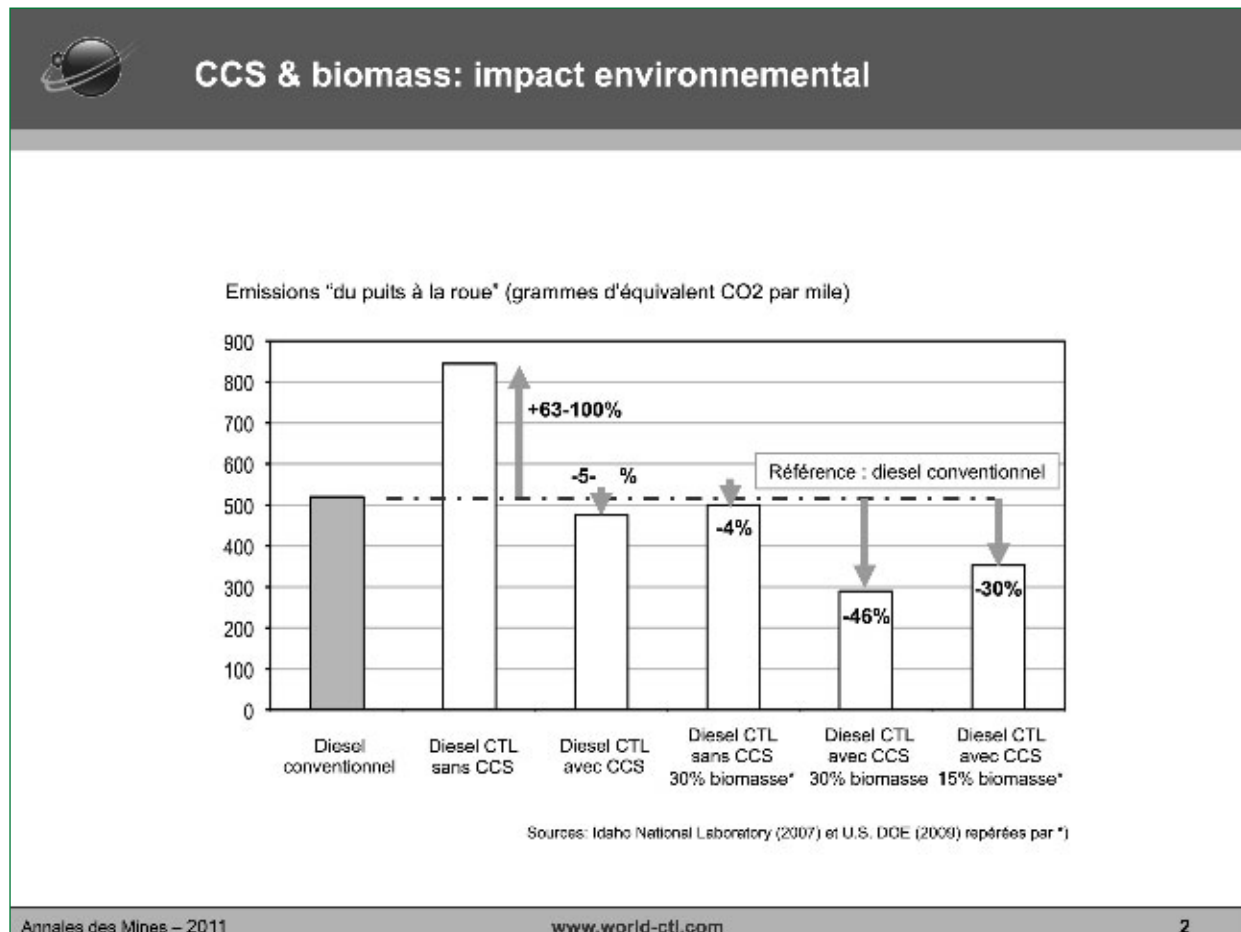
Aujourd'hui, le CCS est partie prenante de tous les projets de CTL dans le monde occidental.

CCS ou non CCS, intégration ou non de biomasse : il est important de quantifier les émissions dans chaque cas et de les comparer à d'autres filières énergétiques. Pour cela, on évalue les émissions de GES sur le cycle de vie complet de l'hydrocarbure, depuis l'extraction (mine de charbon, puits de pétrole, gisement de biomasse) jusqu'à la combustion. La figure 2 présente les émissions de GES dans différents cas de CTL avec pour référence un carburant issu du pétrole. Elle montre qu'un procédé CTL couplé avec un CCS amène à des émissions de GES comparables (et même plutôt inférieures) à celles d'un carburant conventionnel.

### Economie du CTL

La rentabilité du CTL dépendant essentiellement du prix du baril de pétrole, le seuil de rentabilité est en général exprimé par le « prix du baril équivalent ».

Les autres facteurs économiques sont essentiellement le coût de la construction (le CTL étant fortement capitalistique), la localisation de l'unité et ses conséquences sur les coûts, la structure financière du projet, ainsi que le prix du charbon et de l'énergie, en général, produite en excédent.



Bien que le seuil de rentabilité soit éminemment variable en fonction de tous ces paramètres, risquons-nous à le situer dans une fourchette de 60 à 90 dollars/baril, coût du financement inclu, le montant de l'investissement étant de l'ordre de 70 000 à 110 000 dollars par baril/jour installé.

### Développements industriels

Aujourd'hui, le seul industriel du CTL est le sud-africain Sasol, avec une capacité de 160 000 barils/jour. Des projets de CTL sont à l'étude dans la plupart des pays riches en charbon : Allemagne, Australie, Botswana, Chine, Etats-Unis, Inde, Indonésie, Mongolie, Philippines, Russie et Vietnam. Ces projets ont une longue gestation et demeurent incertains dans les pays occidentaux, en raison des procédures administratives liées à l'environnement et de la recherche des financements.

Leur progression est plus rapide en Chine, où les quatre unités de démonstration évoquées plus haut sont en exploitation.

### Les acteurs français

En France, « on n'a pas de charbon, mais on a des professionnels du CTL » !

Plusieurs de nos champions ont su prendre des places de leaders : Air Liquide et sa filiale Lurgi, acteur de référence dans la gazéification ; IFP Energies Nouvelles et sa filiale Axens, qui disposent d'une expertise reconnue et proposent des procédés de CTL ; Total, une des rares compagnies pétrolières à avoir conservé ses intérêts dans le charbon, qui a développé un procédé *Coal-To-Olefins* et lancé un projet en Chine ; Veolia Water, leader dans le traitement et l'optimisation de l'usage de l'eau.

Certaines PME sont également en vue, comme Ensival-Moret, dans les équipements mécaniques sensibles, et Axen, fondatrice de la *World CTL Conference*, l'événement international de référence du CTL.

### Note

\* Président de World CTL Conference.

# Pearl-GTL, la plus grande usine au monde pour la transformation de gaz naturel en hydrocarbures liquides

L'usine Pearl GTL, au Qatar, est la plus grande source au monde de produits GTL (*Gas-To-Liquid*), issus de la transformation du gaz naturel en hydrocarbures liquides. En fonctionnement nominal, sa capacité de production sera de 260 000 barils d'équivalent pétrole par jour (140 000 barils de produits GTL, et 120 000 barils en équivalent pétrole d'autres liquides à base de gaz naturel, mais aussi d'éthane, qui seront employés dans les procédés industriels). Elle a expédié ses premiers produits courant 2011 et entrera en pleine production à la mi-2012.

Par Patrick ROMEO\*

## L'énergie, moteur de la croissance économique

L'augmentation de la population mondiale et la rapide croissance économique des pays émergents jouent un rôle central dans une forte poussée de la demande en énergie. D'ici à 2050, on estime qu'il y aura sur la planète environ neuf milliards d'humains, soit plus de deux milliards de plus qu'aujourd'hui. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), la demande en énergie pourrait alors avoir doublé. La transition vers un système énergétique durable a commencé, mais elle nécessitera des décennies. Les énergies fossiles représentent environ 80 % de l'énergie consommée aujourd'hui et elles devraient continuer à constituer la pierre angulaire du système énergétique mondial pour encore de nombreuses années.

Chez Shell, nous sommes convaincus que le gaz naturel est une composante essentielle d'un bouquet énergétique durable au niveau mondial. Selon l'AIE, les ressources en gaz techniquement disponibles représentent 250 ans de production (au rythme actuel d'extraction). Il s'agit donc d'une matière première abondante, d'un intérêt certain en matière d'environnement et économique (par exemple, pour la production d'électricité) par rapport à d'autres sources d'énergie, telles que le charbon, le nucléaire ou l'éolien.

C'est ainsi que Shell, dans le cadre de sa politique de diversification énergétique, produit de plus en plus de gaz naturel grâce à ses technologies de pointe, qui lui permettent d'en développer de nouvelles ressources : il s'agit, par exemple, de la production du gaz issu de roche-mère, de l'exploitation, dans des conditions climatiques difficiles, de gisements des régions subarctiques, ou encore de la liquéfaction du gaz naturel sur des stockages en haute-

mer, auxquels viendront directement s'accoupler des méthaniers. C'est ainsi qu'en 2011, nous avons décidé d'investir dans le projet Prélude FLNG (*Floating Liquefied Natural Gas*), une installation flottante de gaz naturel liquéfié, qui sera localisée au large des côtes australiennes ; ce sera la première installation de ce type au monde (Ndlr : ce projet est présenté plus en détail dans l'article de Thierry Pilenko, dans le présent numéro de *Responsabilité & Environnement*).

Mais nous sommes aussi pionniers en matière de développement de technologies novatrices pour la production de produits pétroliers issus du gaz naturel. Le démarrage de Pearl GTL, le plus grand site de produits GTL au monde, en est l'exemple vivant.

## Pearl GTL

L'usine Pearl GTL, au Qatar, est la plus grande source au monde de produits GTL (*Gas-To-Liquid*), issus de la transformation du gaz naturel en hydrocarbures liquides. En fonctionnement nominal, sa capacité de production sera de 260 000 barils d'équivalent pétrole par jour (140 000 barils de produits GTL, et 120 000 barils en équivalent pétrole d'autres liquides à base de gaz naturel, mais aussi d'éthane, qui seront employés dans les procédés industriels). Elle a expédié ses premiers produits courant 2011 et entrera en pleine production à la mi-2012.

Durant sa vie, l'usine Pearl GTL va traiter environ 3 milliards de barils d'équivalent pétrole provenant du plus grand champ gazier au monde, le *North Field*, situé dans le Golfe arabo-persique, au large du Qatar. Celui-ci renferme plus de 25 000 milliards de mètres cubes de gaz naturel, équivalents à 150 milliards de barils de pétrole, soit environ 15 % des ressources gazières mondiales.





© Service de communication de Qatar Shell GTL Ltd

Vue aérienne de l'usine Pearl-GTL, située au sein d'une vaste zone industrielle, à Ras Laffan, sur le littoral qatari, à 90 km environ au nord de Doha, la capitale.

Pour mener à bien le projet Pearl, les ingénieurs Shell se sont appuyés sur plus de trente années d'expérience dans les technologies de conversion du gaz naturel en hydrocarbures liquides. En 1993 déjà, Shell a construit la première usine GTL d'échelle commerciale au monde, à Bintulu, en Malaisie. La production de l'usine Pearl GTL sera dix fois supérieure à celle de Bintulu.

Ce vaste chantier d'ingénierie, le plus grand jamais réalisé par Shell, est situé au sein d'une vaste zone industrielle, à Ras Laffan, sur le littoral qatari, à 90 km environ au nord de Doha, la capitale. Le mener à bien a été un véritable exploit. Au plus fort du projet, plus de 52 000 travailleurs venus de plus de 50 pays y étaient impliqués. Malgré ce nombre important de salariés et la complexité du chantier, une forte culture de sécurité et un programme de formation adapté ont permis à Qatar Petroleum et à Shell d'enregistrer un record de 77 millions d'heures de travail sans accident entraînant un arrêt de travail.

Il faudra cependant au moins douze mois pour en achever la mise en service avant d'arriver à une pleine production en 2012. En exploitation à pleine capacité, l'usine Pearl GTL emploiera 800 opérateurs et techniciens.

### **Des forages en un temps record, au large du Qatar**

A soixante kilomètres au large du Qatar, le gaz naturel issu du gisement North Field (découvert par Shell en 1971) s'écoule à partir de deux plateformes installées à une profondeur de 40 mètres et vient alimenter l'usine Pearl GTL. Onze puits ont été forés pour chaque plateforme en un

temps record (ce qui a généré des économies importantes) grâce à une approche connue sous le nom d'opérations simultanées (SIMOPS).

Avant la construction de Pearl GTL, l'industrie jugeait que l'achèvement d'un puits de production dans le North Field en soixante-quinze jours représentait une bonne performance. Dans le projet Pearl GTL, 22 puits ont été forés, chacun, en moyenne, en 45 jours. Le forage le plus rapide a été réalisé en seulement 28 jours. A la fin des opérations de forage, en avril 2010, 600 jours de travail ont été gagnés sur les durées de forage habituelles dans cette région.

### **L'approche SIMOPS**

En général, les opérations de forage se déroulent en deux étapes : tout d'abord le forage et l'achèvement du puits proprement dit, suivis, dans un deuxième temps, des différentes opérations préparatoires à sa mise en production. Avec les techniques SIMOPS, les travaux se déroulaient sur deux puits en même temps, assurant la mise en production de l'un tandis que s'effectuait le forage du second. L'ensemble des forages réalisés dans la roche sous le fond marin a représenté une distance totale de 97 kilomètres, les puits contenant ensemble assez d'acier pour bâtir deux Tour Eiffel et demie !

Des ponts permanents ont été ensuite installés sur les pieds des plateformes sous-marines, chacun étant haut comme un immeuble de dix étages et pesant 2 220 tonnes. Chaque plateforme, dont l'exploitation est supervisée à partir de la salle de contrôle de Pearl GTL située à Ras Laffan, possède onze puits plongeant en profondeur sous le

fond marin du North Field. Deux gazoducs, d'un diamètre de 76 centimètres, relient les plateformes à l'usine Pearl GTL à terre, où seront extrait l'éthane destiné aux procédés industriels, le gaz de pétrole liquéfié (GPL) pour le chauffage domestique et la cuisine, et les condensats, utilisés comme charges de raffinage. Le procédé industriel de séparation enlèvera aussi des contaminants, tels que les métaux et le soufre. Ce dernier sera transformé en granulés destinés à être commercialisés pour fabriquer de l'acide hydro-sulfurique, des engrais ou d'autres produits de valorisation. Le gaz pur (du méthane) s'écoulera alors vers la section GTL de l'usine, où il sera converti en divers produits liquides au cours d'un procédé en trois étapes, grâce aux technologies mises au point exclusivement par Shell.

Enfin, les paraffines hydrocarbonées liquides seront valorisées grâce aux technologies spécialement mises au point à cet effet impliquant de nouveaux catalyseurs permettant de fabriquer divers produits.

### **Le rôle fondamental des catalyseurs dans l'accélération des réactions chimiques**

Durant quatre ans, la société Shell CRI/Criterion, spécialisée dans les catalyseurs, a fabriqué dans ses installations européennes les milliers de tonnes de catalyseurs nécessaires au démarrage de la production de Pearl GTL. Les granulés de ces catalyseurs ont la taille d'un grain de riz, mais la superficie de tous les grains d'une poignée de 150

grammes couvrirait un terrain de football. Ils permettent d'accélérer la réaction de transformation du gaz de synthèse (un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone) en molécules d'hydrocarbures qui seront les bases de la production des produits liquides finis, les GTL.

Au total, la superficie globale représentée par l'ensemble de ces catalyseurs est égale à près de dix-huit fois celle de l'Etat du Qatar. A cette échelle, grâce à leurs nombreux nanotubes d'une forte porosité, d'énormes volumes de gaz vont être exposés à la surface chimiquement traitée des catalyseurs, maximisant ainsi la vitesse des réactions chimiques du procédé GTL.

### *Un nouveau catalyseur à base de cobalt*

Des avancées technologiques ont été essentielles pour que le procédé fonctionne efficacement à grande échelle. Il s'est agi notamment de la mise au point par Shell d'un nouveau catalyseur de synthèse au cobalt, parmi les plus avancés au monde, qui a permis d'augmenter considérablement la production de produits GTL à l'échelle commerciale dans l'usine de Bintulu (en Malaisie). Les 24 réacteurs de l'usine qatarie Pearl GTL utiliseront ce nouveau catalyseur.

Ces catalyseurs sont implantés dans plusieurs dizaines de milliers de tubes situés à l'intérieur de réacteurs de 1 200 tonnes chacun. Ils seront remplacés au bout de quelques années (un réacteur après l'autre, afin de minimiser l'im-



Vue de nuit d'installations de l'usine Pearl-GTL.

© Service de communication de Qatar Shell GTL Ltd

pact sur la production). La société CRI/Criterion récupère le cobalt des catalyseurs usagés pour le réutiliser dans des catalyseurs neufs.

### Les produits GTL

Pearl GTL est une usine complexe : elle ressemble à une « boîte du parfait petit chimiste » géante, où l'on associe, dissocie et réarrange les chaînes de molécules. Ces chaînes de différentes longueurs ont différentes propriétés permettant de fabriquer toute une gamme de produits GTL, que nous présenterons ci-après.

#### *Le gazole GTL*

Le gazole GTL est un carburant pour moteurs diesel permettant de diversifier l'approvisionnement en gazole, d'obtenir un meilleur rendement de la motorisation et d'améliorer la qualité des émissions par rapport aux gazoles classiques. Il peut être facilement mélangé avec des gazoles classiques fabriqués à partir du pétrole brut, et utilisé dans les réseaux de distribution actuels. Shell a déjà ajouté du Gazole GTL provenant de son usine malaise de Bintulu au gazole Shell V-Power, qui est commercialisé dans plus de 5 000 stations-services en Europe et en Thaïlande.

Lorsque l'usine Pearl GTL opérera à pleine capacité, elle produira environ 50 000 barils de gazole GTL par jour, une quantité suffisante pour faire quotidiennement le plein de plus de 160 000 voitures. La grande majorité du gazole GTL produit à Pearl GTL sera un composant de haute qualité, qui sera incorporé au gazole classique issu du raffinage de pétrole. Ce produit sera déployé dans le monde entier au travers du réseau de distribution existant.

Lors de sa combustion, le gazole GTL émet moins de dioxyde de soufre, d'oxydes d'azote et de particules que le gazole classique. Par conséquent, utilisé en grande quantité, il peut contribuer à l'amélioration de la qualité de l'air, comme ont pu le démontrer des essais réalisés avec des autobus, des taxis et des camions dans des villes connaissant une très forte circulation routière, telles que Londres, Berlin, Tokyo et Shanghai.

Le gazole GTL peut aussi être utilisé dans les raffineries pour améliorer les caractéristiques de carburants plus lourds, cela grâce à deux de ses propriétés physico-chimiques : sa plus faible masse volumique et son plus grand indice de cétane par rapport au gazole classique.

#### *Le kérosène GTL*

S'il peut être éventuellement utilisé pour le chauffage et l'éclairage, la principale utilisation du kérosène GTL se rapporte à l'aéronautique ; il permet de développer la gamme des carburants utilisables par les avions. Comme pour le gazole GTL, lors de la combustion, le kérosène GTL dégage moins de dioxyde de soufre, d'oxydes d'azote et de particules, en comparaison au kérosène classique. Les volumes utilisés étant considérables, il peut contribuer de manière notable à l'amélioration de la qualité de l'air, notamment dans les aéroports les plus actifs.

Shell travaille en partenariat avec Qatar Airways, Qatar Petroleum, WOOD, Airbus, Rolls-Royce et le Qatar Science and Technology Park afin de conduire des recherches sur les avantages potentiels apportés par les carburateurs de synthèse dans les motorisations pour avions. Ainsi, en octobre 2009, un Airbus A340 de la compagnie aérienne Qatar Airways a effectué le tout premier vol commercial utilisant un mélange dénommé Jet Fuel GTL, composé à parts égales de GTL et de carburateur (« kérosène ») classique.

#### *Les huiles de base GTL*

Les huiles de base GTL sont principalement employées à la fabrication des lubrifiants pour les moteurs, les boîtes de vitesse et les dispositifs de transmission. A sa pleine capacité, Pearl GTL sera l'une des plus grandes sources d'huiles de base au monde, avec une capacité de production d'environ 30 000 barils par jour, une quantité suffisante pour la lubrification de 225 millions de voitures par an.

#### *Les paraffines GTL*

Les paraffines GTL servent à la production de détergents comme la lessive et le savon. Actuellement, les entreprises qui fabriquent les détergents extraient les paraffines du kérosène d'origine pétrolière, puis elles restituent le kérosène résiduel aux raffineries. Avec les paraffines GTL, cette étape d'extraction disparaît, offrant à ces entreprises des avantages notables en termes de coûts et de localisation de leurs installations.

#### *Le naphta GTL*

Le naphta GTL peut remplacer le naphta classique comme matière première dans les usines chimiques où l'on fabrique les constituants des matières plastiques. Sa teneur en paraffines est plus élevée que celle du naphta classique, ce qui permet de fabriquer davantage de matière plastique à partir d'un même volume de naphta.

### Le soufre : la valorisation d'un produit dérivé

En raison de préoccupations environnementales (les réglementations imposant notamment des carburants de plus en plus propres), les produits hydrocarbonés doivent comporter moins de soufre que jamais auparavant, alors que les nouveaux gisements de pétrole brut et de gaz naturel en contiennent des quantités substantielles. Pour assurer le succès de tout nouveau projet important, il est donc essentiel de trouver de nouvelles manières d'extraire cette substance du gaz naturel et de l'utiliser.

Le Qatar construit une des plus grandes usines de traitement de soufre au monde dans sa zone industrielle de Ras Laffan, pour traiter le soufre provenant du gaz du gisement de North Field. Une fois mise en service, cette usine pourra traiter 12 000 tonnes de soufre par jour, soit l'équivalent de deux kilomètres de wagons-citernes alignés bout à bout.

Le soufre sera extrait sous forme liquide à partir du gaz naturel traité dans les multiples usines de gaz de Ras Laffan. Puis, l'usine de soufre transformera celui-ci en granulés solides, qui seront provisoirement stockés avant leur expédition vers les marchés du monde entier.

Le soufre sert principalement à fabriquer l'acide sulfurique, qui est utilisé dans de nombreux procédés industriels (il est couramment utilisé dans le secteur des engrais, dans l'industrie du caoutchouc, la fabrication de l'acier et l'industrie pharmaceutique).

### *De nouvelles utilisations pour le soufre*

Une technologie brevetée par Shell représente une des utilisations les plus prometteuses de ce produit, consistant à ajouter du soufre élémentaire et du sulfate aux engrais. La technologie Shell Thiogro™ rend le soufre (un nutriment essentiel pour de nombreuses cultures) plus facilement disponible pour les cultures, tout au long de la saison. Les avantages d'une utilisation plus efficace du soufre dans les engrais pourraient être significatifs : des essais sur des cultures, menés par Shell et le Sulphur Institute, aux Etats-Unis, ont montré que cette technologie peut augmenter les rendements agricoles de 14 % en moyenne sur des sols déficients en soufre.

Le soufre est aussi largement utilisé dans l'industrie du bâtiment et des travaux publics. Par exemple, l'ajout de granulés de soufre aux enrobés routiers permet d'augmenter la durabilité des chaussées, ainsi que leur résistance aux températures extrêmes (chaud et froid).

Shell Thiopave™ (autre produit breveté par Shell, principalement composé de soufre) permet de remplacer jusqu'à 30 % du bitume utilisé dans un enrobé routier. Cet enrobé au soufre peut être produit à plus faible température qu'un enrobé classique, ce qui est avantageux, pour l'environnement.

L'administration qatarie des travaux publics et Shell testent les enrobés au soufre depuis juillet 2010 sur un segment de 150 mètres de l'autoroute Umm Bab, qui doit supporter une forte circulation de camions. Il s'agit du premier essai de ce produit sur une route publique au Qatar.

Shell et la société Qatari Khalid Cement ont signé un accord visant à mettre au point des utilisations d'un autre produit, le béton au soufre. La fabrication du Shell Thiocrete™ ne nécessite aucun apport d'eau et génère moins de CO<sub>2</sub> que la fabrication classique du béton au ciment de Portland. Il atteint sa résistance maximale en quelques heures seulement, au lieu de plusieurs semaines pour un béton à base de ciment classique.

### **Economiser l'eau : un défi majeur, sous le climat qatari**

Au Qatar, les températures estivales sont supérieures à 40°C et il pleut rarement. Il est donc essentiel d'économiser l'eau, une ressource très rare sous ces climats désert-

tiques. L'usine Pearl GTL a été conçue pour être autonome en matière d'utilisation d'eau. C'est ainsi qu'elle produira au moins autant d'eau que de produits GTL, en s'appuyant sur les principes de la réaction chimique qui, lorsque le gaz de synthèse passe sur les catalyseurs, génère de l'eau avec les éléments constituant des produits GTL. Lorsque Pearl GTL sera entièrement opérationnelle, l'eau ainsi produite permettra de faire fonctionner l'usine sans utiliser les ressources en eau douce du pays, ni de l'eau de mer.

A plus long terme, nous visons à utiliser chaque goutte de cette eau dans le cadre de notre engagement à ne déverser dans l'environnement aucun liquide généré par l'usine. L'usine de traitement de l'eau industrielle de Pearl GTL est la plus grande au monde pour la récupération, le traitement et la réutilisation de l'eau des procédés industriels. Avec une capacité de 280 000 barils par jour, cette unité est comparable à celle d'une ville d'un million d'habitants. Après son traitement pour enlever toute trace de métaux, d'hydrocarbures et d'éventuelles particules, la plus grande partie de cette eau est utilisée pour le refroidissement par évaporation, et pour la production de vapeur. Le reste est destiné à l'irrigation des arbres et des plantations du site.

### **Conclusion**

Pearl GTL – lancée conjointement par Qatar Petroleum et Shell, pour laquelle il s'agit du plus important de ses investissements tous projets confondus –, est un projet entièrement intégré couvrant la production de GTL, depuis l'exploitation du gisement de gaz *offshore* jusqu'à la commercialisation des produits finis. Il devrait permettre à Shell d'augmenter sa production mondiale de près de 8 %, ce qui représente son plus grand moteur de croissance en 2012.

Il s'agit d'un projet économiquement robuste, qui a été évalué au regard de nombreux scénarios de prix, avant qu'ait été prise la décision finale d'investissement, et qui tirera sa rentabilité de l'écart de valorisation entre le gaz et le pétrole.

Shell finance 100 % des coûts de développement sous un contrat de partage des bénéfices avec l'Etat du Qatar. De Pearl GTL seront issus des carburants de combustion plus propres, des huiles pour fabriquer des lubrifiants sophistiqués, du naphta pour la production de matières plastiques et des paraffines pour celle de détergents. Conçus avec les technologies de pointe de Shell, ces produits GTL seront plus économiques pour nos clients et ils offriront de meilleures performances que leurs équivalents traditionnels. Le démarrage de Pearl GTL aura été le point culminant de plus de trente ans de recherche, du dépôt d'environ 3 500 brevets associés au procédé GTL et de la mise au point de quelques-uns des catalyseurs de synthèse au cobalt les plus avancés au monde.

### **Note**

\* Président, France Country Chair, Société des Pétroles Shell.

## L'essor du shale gas aux Etats-Unis. Quelques aspects économiques et géopolitiques

Courant 2008, Cedigaz, association selon la loi de 1901 regroupant environ une centaine d'acteurs internationaux de l'industrie gazière, s'était intéressée à la production de gaz aux Etats-Unis, en croissance continue depuis 2005 alors qu'il était admis que les ressources domestiques s'épuisaient et motivaient des investissements importants dans les terminaux de regazéification. Bien sûr, pensait-on, l'augmentation des prix du gaz sur le marché américain jusqu'à la mi-2008 permettait de gros efforts de production. La crise économique, dès la fin 2008 et durant toute l'année 2009, ramenait brutalement les prix à des niveaux modestes. Cependant, la production continuait de croître, retrouvant pour la première fois les niveaux de 1973. Il s'agissait là en fait d'une révolution dans l'accès massif à des ressources non conventionnelles, principalement celles des gaz de schiste, à des coûts réduits grâce à l'emploi de nouvelles technologies et à de gros efforts en matière de productivité. Quelles sont les caractéristiques de cette révolution, quelle est son impact sur les marchés internationaux et quel est son futur à long terme à l'échelle mondiale ? Tels sont les thèmes abordés dans cet article.

Par Daniel CHAMPLON\* et Didier FAVREAU\*\*

Le succès des gaz non conventionnels aux Etats-Unis, à partir de 2005, a suscité un intérêt nouveau pour cette source d'énergie dans de nombreux pays, qui ont entrepris d'en étudier les ressources potentielles et d'attirer des compagnies

en vue d'explorer ces ressources. Par ailleurs, les compagnies, moyennes et grandes, déjà actives aux Etats-Unis, voient également de belles opportunités dans d'autres zones géographiques, notamment celles qui peuvent présenter à la fois

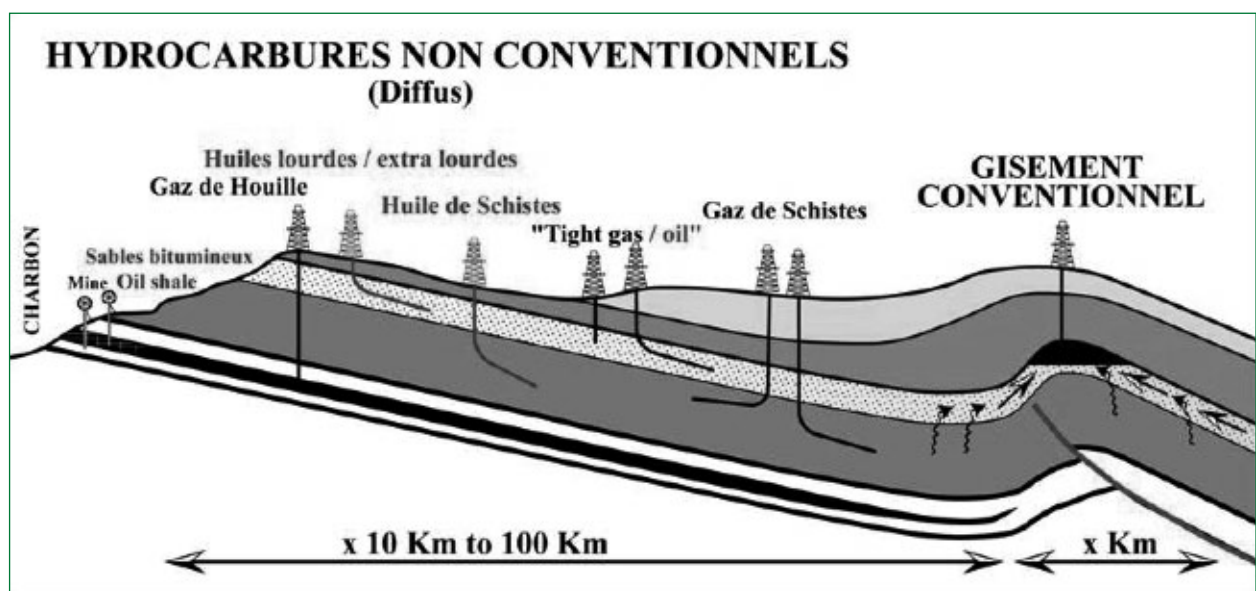


Figure 1 : Les différentes sources d'hydrocarbures, conventionnels et non conventionnels (Source: IFPEN).

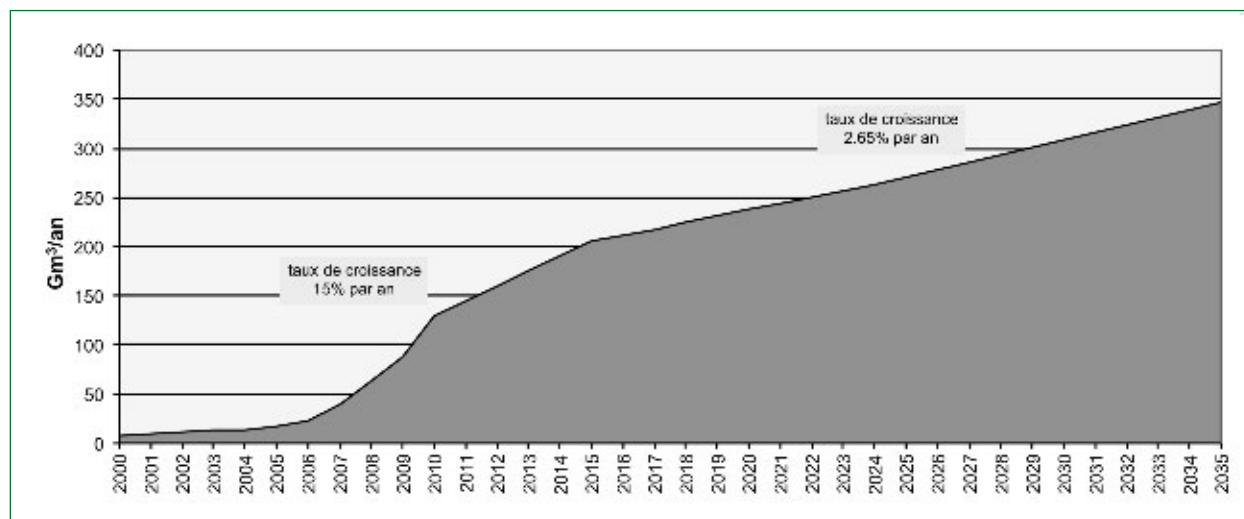


Figure 2 : Historique et prévision de la production de gaz de schiste aux Etats-Unis. Source: Cedigaz (adapté de EIA, AEO 2011, scénario de référence)

un potentiel intéressant et un marché rémunérateur ou très volumineux (par exemple, l'Europe, la Chine ou l'Inde).

Cet intérêt mondial concerne tous les gaz non conventionnels : gaz de schiste (« shale gas » en anglais), gaz de charbon (« coal bed methane ») et gaz piégés dans des réservoirs à faible perméabilité (*tight gas*) (voir la figure 1). Cet article est plus particulièrement consacré aux gaz de schiste, dont le développement prodigieux aux Etats-Unis (avec un taux de croissance d'environ 15 % par an actuellement, une part de la production américaine supérieure à 20 % et des réserves abondantes) est effectivement de nature à susciter et à maintenir sur le long terme, à l'échelle mondiale, intérêt et initiatives industrielles.

### Un développement spectaculaire aux Etats-Unis

La production de gaz de schiste a représenté en 2010 environ 19 % de la demande totale de gaz aux Etats-Unis, avec environ 130 Gm<sup>3</sup> produits, pour une consommation brute estimée à 683 Gm<sup>3</sup>. Dix ans auparavant, la production de gaz de schiste était inférieure à 10 Gm<sup>3</sup>. Elle a progressé jusqu'à atteindre plus de 20 Gm<sup>3</sup> en 2006, puis a alors explosé, portée notamment par les prix élevés du gaz sur le marché américain et par des développements technologiques permettant l'accélération de la production sur le grand gisement de Barnett, au Texas (voir la figure 2). Pour 2011 et 2012, Cedigaz prévoit un taux de croissance annuelle de la production de 10 à 15 %. Et, sur le long terme (horizon 2030-2035), l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA, *Energy Information Administration*) prévoit que les gaz de schiste couvriront environ 47 % des besoins en gaz des Etats-Unis en 2035, permettant un quasi-effacement des importations nettes de gaz naturel.

### Comment expliquer cette forte croissance ?

Ce sont tout d'abord des facteurs structurels qui expliquent ce développement spectaculaire. Les Etats-Unis disposent en effet de vastes réserves de gaz de schiste (voir la figure 3) et, plus généralement, de gaz non conventionnels incluant les gaz de réservoir compact (*tight gas*) et les gaz de charbon. Ils disposent également d'un grand espace géographique qui permet de forer plusieurs centaines de milliers de puits. Il y a aussi, bien sûr, depuis les années 1980, la prise de conscience de la diminution inexorable des réserves conventionnelles. Mais d'autres facteurs ont joué un rôle déterminant.

Tout a commencé par des incitations fiscales, à partir de 1980, visant à promouvoir la production de gaz non conventionnel. Ces dispositions fiscales ont suscité l'intérêt d'opérateurs dans certains Etats, comme le Michigan, l'Illinois et, surtout, le Texas, avec le gisement de Barnett. Les incitations fiscales disparurent en 1992, mais les opérateurs indépendants continuèrent à développer leur production, car l'expérience, les connaissances acquises sur les mécanismes de production et les progrès technologiques permettaient de maintenir une exploitation rentable malgré des prix peu élevés.

Durant la décennie 1990, ces prix peu élevés du gaz naturel, allant de 1,5 dollar à 2,2 dollars par MBtu (million de Btu), favorisaient la demande et, du fait de l'épuisement des ressources de gaz conventionnel et de l'échec de nouvelles découvertes, il devenait évident qu'un large déséquilibre sur le moyen et long terme se créait entre l'offre et la demande. A partir de l'année 2000, la certitude d'un large déséquilibre entraîna le prix du gaz à la hausse et suscita un intérêt accru pour les gaz non conventionnels, en particulier pour les gaz de réservoir compact (*tight gas*) et pour les gaz de charbon. La production restait

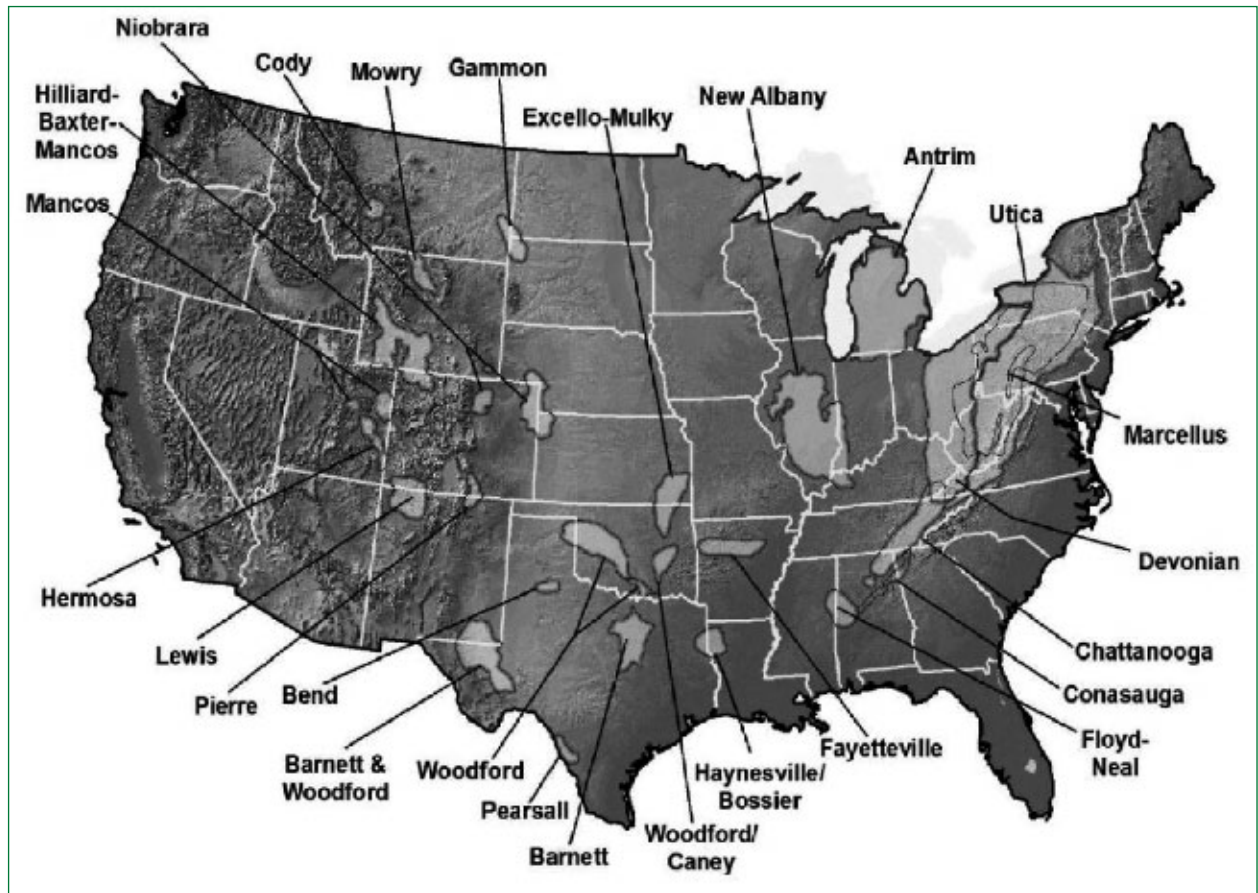


Figure 3 : Les principaux gisements de gaz de schiste aux Etats-Unis. Source: EIA

néanmoins limitée par le coût élevé des forages et par une technologie insuffisamment efficace.

En 2005, l'application aux ressources de gaz de schiste de techniques de fracturation hydraulique combinées à des forages horizontaux (voir la figure 4) permit d'initier, puis d'accélérer fortement le développement de la production sur le gisement de Barnett (Nord-Texas).

Par ailleurs, à partir de 2004, le prix du gaz sur le marché américain a connu une envolée de 6 dollars à 13 dollars par MBtu jusqu'à la mi-2008. Ce fut véritablement le signal de départ d'un développement massif des ressources de gaz de schiste au Texas (Barnett), dans l'Arkansas (gisement de Fayetteville) et dans l'Oklahoma (gisement de Woodford). En 2008, la production combinée de ces gisements dépassait déjà 60 Gm<sup>3</sup>.

Il faut ajouter à cela qu'une production aussi importante a également été rendue possible par l'existence, aux Etats-Unis, d'une large infrastructure de transport et de distribution de gaz, d'un accès facile aux marchés dans les zones concernées et d'une industrie des services pétroliers très efficace et compétitive.

A partir de 2008, la croissance globale de la production des gisements de Barnett, Fayetteville et Woodford commençait à ralentir, mais l'important gisement d'Haynesville (Est-Texas et Louisiane) prenait le relais,

ainsi que le gisement prometteur de Marcellus (Pennsylvanie/Ouest-Virginie/New-York), poussant la production totale à environ 130 Gm<sup>3</sup> en 2010, avec un cumul de plus de 40 000 puits forés, cela, malgré le retour, courant 2009, à des prix jugés bas.

### Une croissance, en dépit de prix peu élevés

La montée des prix, de 2004 à 2008, a favorisé le développement des gaz de schiste, comme nous l'avons indiqué précédemment. Mais à partir de juin 2008, les prix ont décroché jusqu'à atteindre environ 3 dollars par MBtu en septembre 2009, cela en raison d'une réduction de la demande liée à la crise économique, et du fait de l'abondance de l'offre de gaz due à la production de gaz de schiste. Depuis 2010, les prix évoluent dans une fourchette se situant entre 4 et 5 dollars par MBtu et restent largement inférieurs aux prix des autres marchés mondiaux. Cependant, la production de gaz de schiste a continué de s'accroître sensiblement.

Cette croissance malgré des prix peu élevés s'explique par la réduction continue des coûts unitaires de production, du fait de l'accélération des progrès techniques, à partir de 2004, et de l'expérience acquise. L'élément clé a été la combinaison de fracturations hydrauliques et de

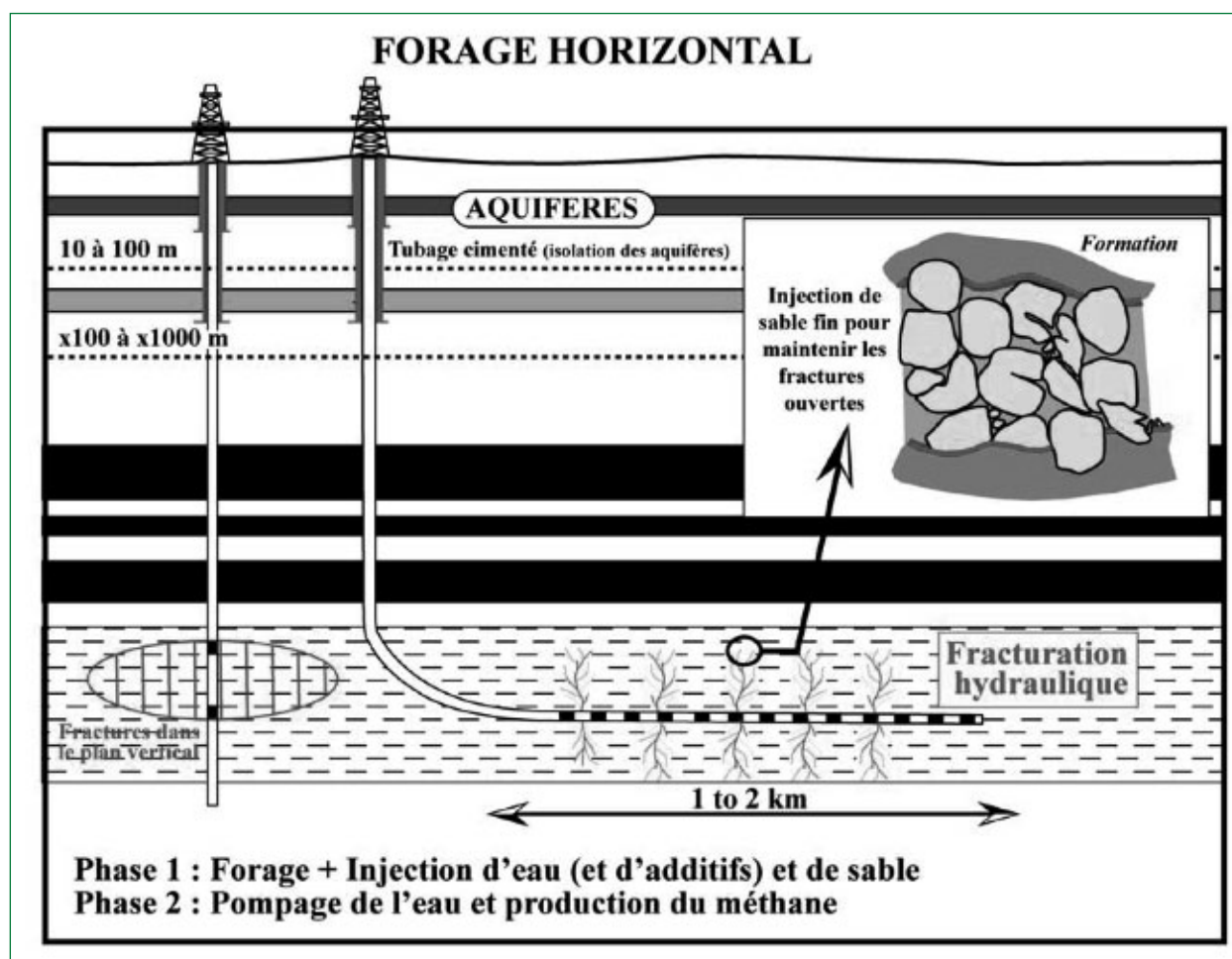


Figure 4 : Schéma d'exploitation des gaz de schistes par forages horizontaux et fracturation hydraulique. Source : IFPEN

forages horizontaux pouvant atteindre 3 000 mètres de longueur dans leur parcours latéral. La stimulation hydraulique a été continuellement améliorée, avec notamment l'utilisation de sable à la place de gel dans l'eau de fracturation, permettant une meilleure récupération du gaz, et la mise au point de fracturations multiples, allant de huit à douze étapes de fracturation, voire parfois plus. L'amélioration sensible de la connaissance des caractéristiques des réservoirs de schiste (par l'utilisation systématique de la sismique 3D, notamment) a permis de mieux identifier les zones plus propices à l'extraction du gaz (les *sweet spots*) et de réduire les risques de forages improductifs.

La productivité de chaque forage a pu être largement accrue (en termes de débit initial de gaz), mais c'est également le cas pour la quantité de gaz extraite pendant la durée de vie du puits.

Bien entendu, les appareils de forage, qui étaient conçus uniquement pour les forages verticaux jusqu'en 2003, ont été progressivement remplacés par des appareils de plus en plus puissants adaptés aux forages horizontaux (ceux-ci représentaient environ 70 % des appareils de forage en service aux Etats-Unis en 2010). Un forage nécessite

aujourd'hui entre 30 à 45 jours pour être achevé, alors qu'il en fallait de 60 à 75 dans les années 1980.

Les systèmes de forage ont également évolué vers des plateformes de forage et de production (PaDs) conçues pour forer des puits multiples à partir d'un emplacement unique. Ces systèmes permettent de réduire l'impact environnemental en donnant accès à plusieurs cibles ou à de larges zones productives, notamment dans les régions habitées. Ces plateformes peuvent se mouvoir sur rails dans une seule ou même dans deux directions, ce qui permet simultanément les opérations de forage et les opérations de production. Les déplacements des appareils de forage d'un puits à l'autre sont ainsi considérablement limités.

A la fin de 2008, il était admis que les réserves de gaz de schiste pourraient être exploitées de manière rentable si les prix du gaz étaient supérieurs à 5,5 dollars par MBtu. En septembre 2009, les prix du gaz sont redescendus à 3 dollars par MBtu et la production de gaz de schiste a continué de s'accroître à un rythme annuel d'environ 15 %. Pour 2009, la moyenne des prix en tête de puits s'établissait à 3,67 dollars /MBtu et, pour 2010, elle s'est établie à 4,16 dollars /MBtu (voir la figure 5).



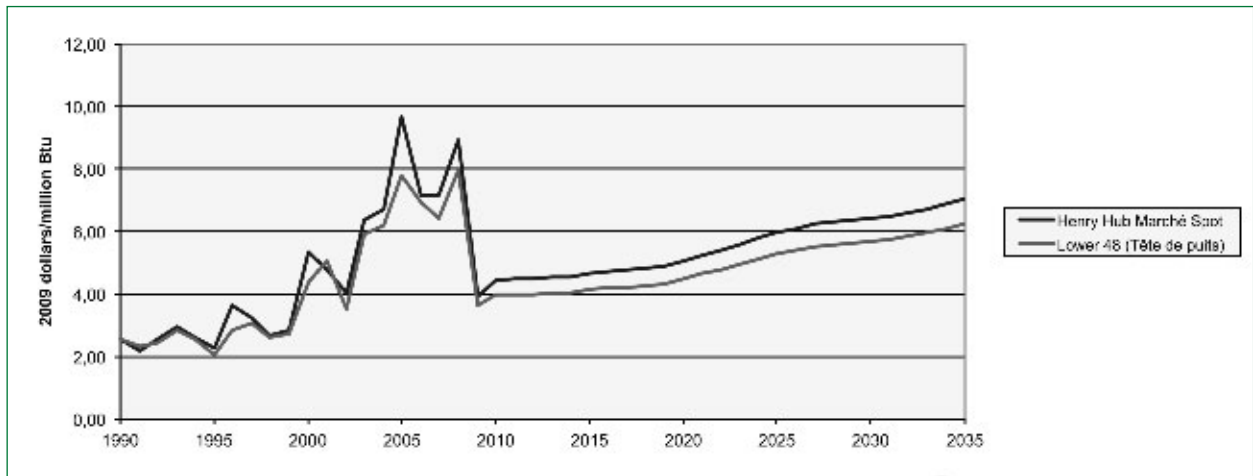


Figure 5 : Evolution historique et prévision des prix du gaz aux Etats-Unis. Source : EIA (AEO 2011)

En prenant l'exemple d'une compagnie relativement importante sur le marché nord-américain, Encana Corporation (production nette de 19,2 Gm<sup>3</sup> en 2010), il est possible d'illustrer les *netbacks* ou les *cashflows* obtenus par la production et la vente de gaz naturel pendant la période considérée. Ces *cashflows* sont utilisés pour les dépenses d'exploration et de développement, les acquisitions, le remboursement des intérêts et la constitution du revenu net avant impôts. La production inclut environ 29 % de gaz de schiste en 2010. Le *netback* est défini ici comme la différence entre le prix obtenu après *hedging* (1), et les coûts opératoires, transport et taxes de production. Le *netback* a été très confortable, en 2008 et en 2009, avec un fort impact positif du *hedging* en 2009 (voir la figure 6). Le prix réalisé et la contribution du *hedging* ont permis un *netback* de 3,9 dollars/MBtu en 2010. Si nous examinons le cas de Chesapeake Energy Corporation (le second producteur de gaz aux Etats-Unis, avec une production nette de 26 Gm<sup>3</sup> en 2010), qui est très

présent sur les grands gisements de gaz de schiste, le *hedging* lui a permis de réaliser un prix moyen de 5,45 dollars /MBtu, alors que le prix moyen réalisé en tête de puits était de 4,10 dollars/MBtu. Ainsi, en 2010, Chesapeake dégageait un *cash-flow* opératoire de 5,1 milliards de dollars et investissait 8,5 milliards de dollars principalement pour ses dépenses d'exploration et de développement et dans des acquisitions, notamment dans des zones plus riches en liquides (huile et condensats de gaz naturel (NGLs)).

Face à la baisse des prix du gaz, les principaux opérateurs affichent de bonnes performances grâce à une grande vigilance et à des efforts réalisés aux différents niveaux de la chaîne de production : identification des prospects attractifs, prises de positions à meilleur prix sur ces prospects, réduction des coûts par l'utilisation des technologies avancées appropriées, développement de l'efficacité dans les opérations incluant les services sous-traités et la fourniture des commodités, optimisation de la production

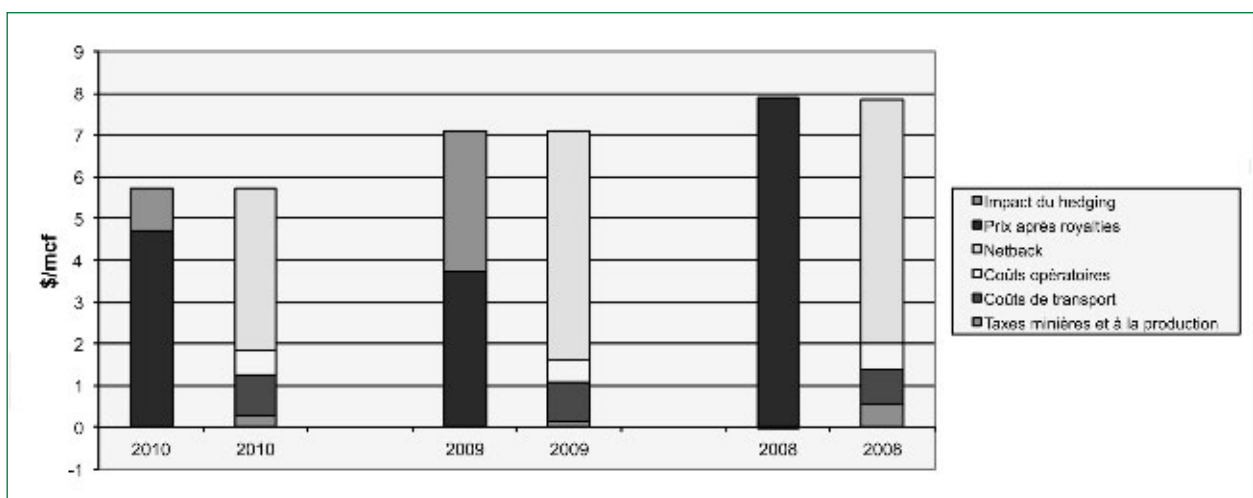


Figure 6 : Exemple d'évolution des *netbacks* sur le prix du gaz aux Etats-Unis. Source: Cedigaz, adapté de Encana Corporation

par acquisition/abandon et/ou cession de licences de production, réduction des dépenses administratives, mise en œuvre des techniques de gestion du risque-prix (*hedging*), admission de partenaires internationaux minoritaires dans les associations (*joint ventures*), mais assurant les dépenses de forages, etc.

### Un impact considérable sur les importations et les marchés internationaux du gaz

En 2005, le monde pétrolier, conscient de la réduction de la production gazière aux Etats-Unis, prévoyait un accroissement sensible et de long terme des importations de gaz naturel, particulièrement sous la forme de gaz naturel liquéfié (GNL). Les projets de liquéfaction se développaient dans les grands pays producteurs et les terminaux de regazéification s'étendaient sur les côtes américaines. En 2005, il était prévu des importations d'environ 50 Gm<sup>3</sup> à l'horizon 2010, et de 100 Gm<sup>3</sup> en 2020. A fin 2009, la capacité totale de regazéification atteignait 120 Gm<sup>3</sup>/an aux Etats-Unis. Mais les importations de GNL s'effondraient à 12,8 Gm<sup>3</sup> (voir la figure 7).

La révolution des gaz de schiste a vraiment bouleversé la donne et, en 2010, l'importation de GNL a été de 11,3 Gm<sup>3</sup> (estimation Cedigaz), au lieu des 50 Gm<sup>3</sup> attendus cinq ans plus tôt. Cette révolution a directement impacté les marchés internationaux. Des cargaisons de GNL destinées aux Etats-Unis ont été redirigées à partir de 2009 vers les grands marchés importateurs en Asie et en Europe (notamment, au Royaume-Uni). L'abondance du GNL a pesé sur les prix internationaux, et contribué au développement des marchés spots en Europe. La conjugaison de l'abondance de GNL et de la crise économique de 2009 (réduction de la demande, en particulier en Europe) a pesé sur les exportations par gazoduc des grands pays exportateurs (comme la Russie et l'Algérie), et donc sur leurs revenus. Les grands acheteurs de gaz ont également fait pression pour modifier l'indexation des prix long terme afin de

prendre en compte une part plus importante des prix spots, plus avantageux pour le moment.

Sur le marché nord-américain, l'abondance de gaz limitait les exportations nettes du Canada vers les Etats-Unis. Le maintien de prix peu élevés a réduit l'intérêt des producteurs canadiens, qui ont réorienté les activités de forage, des gisements de gaz vers les gisements de pétrole. En effet, en 2010 et 2011, les forages de gaz naturel ne représentent qu'environ 40 % du total, alors qu'ils en représentaient environ 80 % auparavant.

### Quels impacts à long terme ?

Avant d'aborder ce que pourraient être les productions de gaz de schiste dans d'autres régions du monde, il convient de remarquer que la situation nord-américaine aura des conséquences durables sur les échanges internationaux. En effet, les dernières projections de l'EIA mettent en évidence une croissance continue de la production de gaz de schiste, qui est susceptible d'atteindre, dans un scénario de référence, de 230 à 240 Gm<sup>3</sup>/an en 2020 et 345 Gm<sup>3</sup>/an à l'horizon 2035, soit 47 % de la production domestique. Avec ces estimations, l'importation nette de GNL diminuerait, passant de 11,6 Gm<sup>3</sup> en 2009 à 9,6 Gm<sup>3</sup> en 2025, puis à 4 Gm<sup>3</sup>/an à l'horizon 2035. Sur cette longue période, les Etats-Unis, qui sont faiblement importateurs de GNL, resteraient pratiquement déconnectés des autres marchés internationaux du gaz. Cependant, il y a lieu de considérer ces projections avec prudence. Les estimations de production de gaz de schiste sont basées sur plusieurs hypothèses, comme la ressource techniquement récupérable aux Etats-Unis (estimée récemment à 23 400 Gm<sup>3</sup>) et le volume de gaz ultimement récupérable par puits. Du fait des larges incertitudes pesant sur ces paramètres, l'Agence a développé plusieurs scénarios, qui encadrent la production totale de gaz de schiste à l'horizon 2035 d'une manière si large que l'on ne sait pas trop quoi en penser. Selon les calculs de l'Agence, le scénario moyen ressortirait en

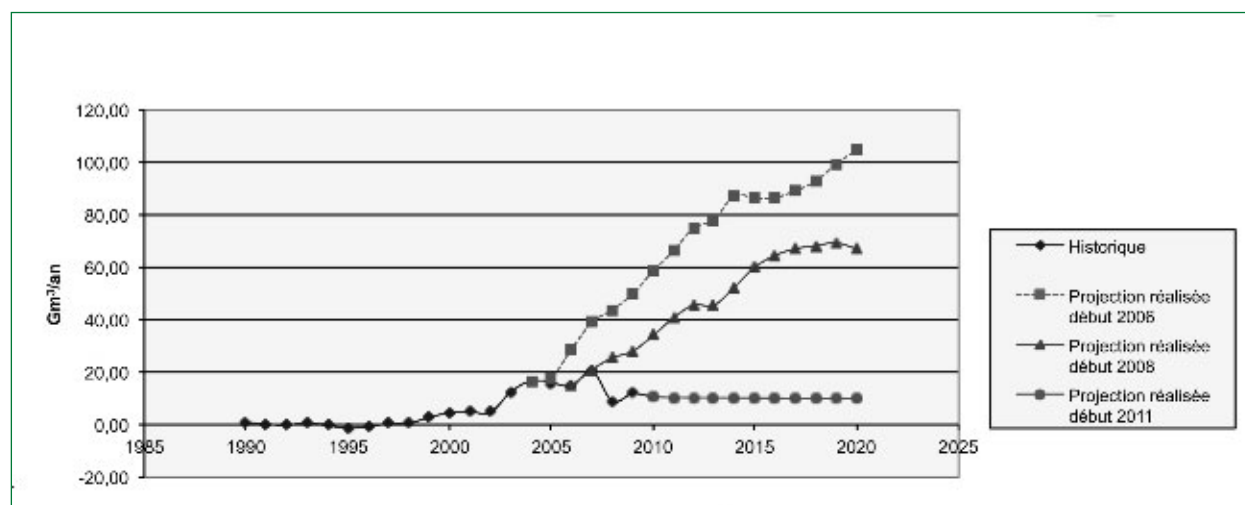


Figure 7 : Evolution historique et prévisions d'importations de GNL aux Etats-Unis. Source : Cedigaz, adapté de EIA

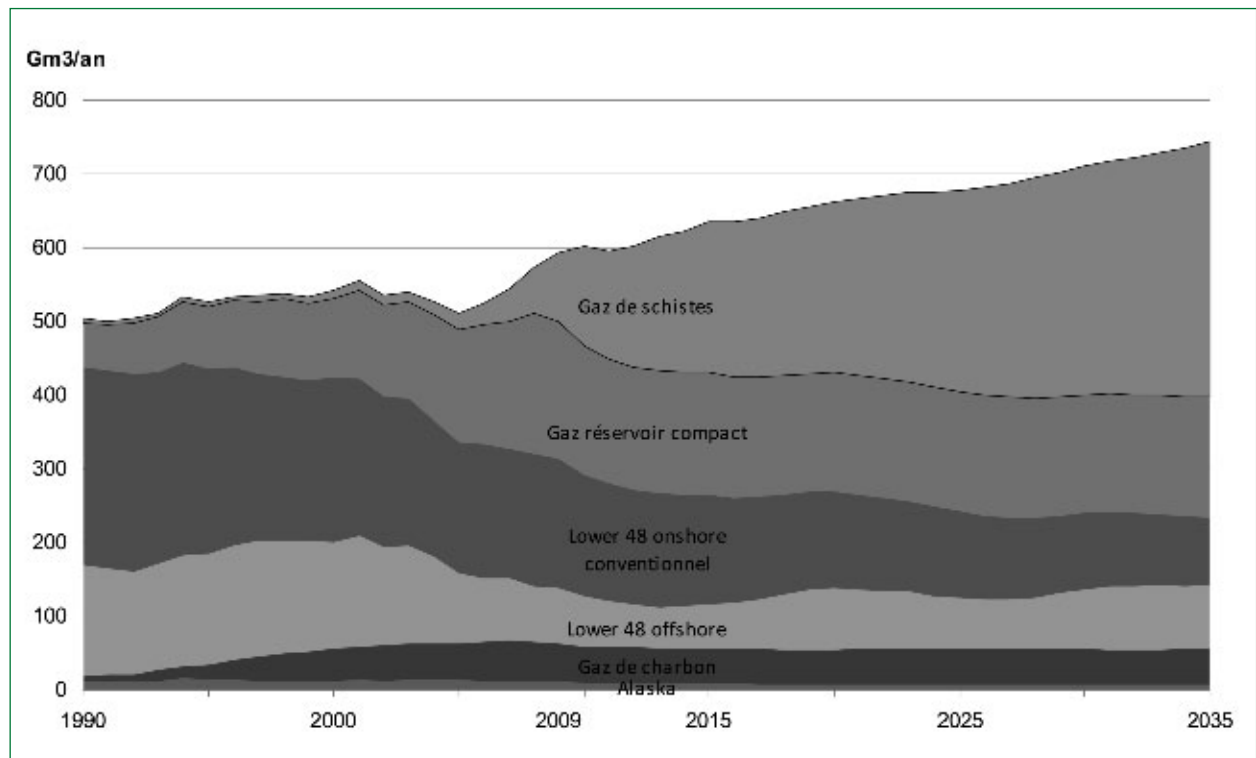


Figure 8 : Prévisions de production de gaz aux Etats-Unis (hors Alaska) selon l'EIA (AEO 2011). Source : Cedigaz, adapté de EIA

2035 à un prix de 7,1 dollars/MBtu (dollars 2009). Selon Cedigaz, les cas extrêmes apparaissent peu probables et une estimation de 220 à 230 Gm<sup>3</sup>/an en 2020 (soit un quasi-doublement de la production en dix ans) pourrait être considérée raisonnable du fait des incertitudes pesant sur la ressource, de la persistance actuelle de prix relativement bas et des barrières environnementales susceptibles d'être dressées et de freiner le rythme de développement (voir la figure 8).

### Quels obstacles au développement des gaz de schiste ?

Dès 2010, les prix peu élevés du gaz ont commencé à tempérer sérieusement l'ardeur des compagnies. Certains grands opérateurs ont envisagé de réduire le rythme de leurs forages en 2011 et/ou leurs actifs dans les gaz de schiste dits « secs » (ne contenant que très peu de fraction liquide) : Chesapeake, EOG Resources, etc.

Afin de réduire les risques et poursuivre malgré tout leur développement dans des zones jugées plus rémunératrices, certains opérateurs ont cédé des parts importantes, mais minoritaires, aux grandes compagnies internationales : Statoil, Total, BP, PetroChina, etc. Outre le prix d'acquisition de leurs intérêts, ces compagnies entrantes se sont d'ailleurs engagées sur une période de deux ou trois ans, dans la limite d'un investissement fixé, à supporter les coûts des forages de développement. A noter que de son côté, ExxonMobil, face au déclin de ses réserves de gaz, a

pris entièrement en 2010 le contrôle d'un très gros opérateur de gaz non conventionnel, XTO Energy, devenant ainsi le premier producteur de gaz aux Etats-Unis.

Les opérateurs ont porté leur attention (et orienté leurs investissements) sur les gisements les plus riches en condensats (NGL) et en huile non conventionnelle ; il s'agit principalement des prospects dans Anadarko Basin, Permian Basin, Eagle Ford, Niobrara, Williston Basin. Chesapeake a ainsi décidé de porter la production de liquides de 10 % à 20-25 % en 2012.

Actuellement, les problèmes soulevés par le public au sujet des risques environnementaux de l'exploitation des gaz de schiste et de leur impact sur les communautés locales constituent le principal obstacle au développement des ressources. En particulier, l'hostilité a grandi dans les zones fortement peuplées, tels les Etats du Nord-Est couvrant le gisement de Marcellus. Ces problèmes sont notamment liés à la gestion de l'eau, avec les risques de contamination de l'eau potable par les fluides de fracturation hydraulique, ainsi que les risques de pollution des eaux de surface et de contamination des sols. Les autres problèmes incluent l'empreinte au sol, les nuisances liées aux opérations de forage et de fracturation, ainsi que la menace d'émissions de gaz à effet de serre peut-être plus importantes que dans le cas des gaz conventionnels, du fait du caractère intensif de la production des gaz non conventionnels.

Ces obstacles environnementaux pourraient conduire à une réglementation qui réduirait l'accès à de nouveaux

forages, limiterait la fracturation hydraulique et la construction des infrastructures de transport de gaz. Courant 2010, de nouvelles règles de protection de l'environnement ont été édictées dans certains Etats. L'Etat de New-York a ainsi interdit les forages au voisinage de la nappe phréatique alimentant la ville en eau potable. L'Agence de Protection de l'Environnement pourrait susciter de nouvelles réglementations fédérales en matière de fracturation hydraulique.

Les conséquences immédiates seront un renchérissement des forages, la nécessité de développer des fluides de fracturation plus « verts » et des technologies de traitement des eaux permettant de réutiliser les flux récupérés pour les opérations de fracturation.

### La révolution des gaz de schiste va-t-elle gagner le monde ?

La révolution qui s'est opérée aux Etats-Unis depuis plusieurs années ouvre en effet de larges perspectives : les experts estiment qu'à l'échelle mondiale, les ressources de gaz non conventionnels pourraient être du même ordre de grandeur que les ressources conventionnelles restantes, cela sans prendre en compte les ressources colossales d'hydrates de méthane que l'on ne sait pas exploiter actuellement.

La production de gaz non conventionnels se développe en effet dans plusieurs pays ; elle concerne aujourd'hui principalement les gaz de réservoir compact, ou *tight gas* (importante production au Canada, développements en cours en Chine, en Amérique Latine, en Algérie, au Moyen-Orient, en Russie et dans certains autres pays) et le gaz de charbon (Canada, Australie, Chine, Inde, Russie, Indonésie, principalement).

La production de gaz de schiste est encore moins développée à l'échelle mondiale et, à part les Etats-Unis, seul le Canada en a engagé l'exploitation (pour un volume que

Cedigaz estime à environ 8 Gm<sup>3</sup> en 2010). Tous les autres pays sont dans une phase d'exploration et d'évaluation de la ressource, notamment la Chine, l'Inde et plusieurs pays européens. Il faut dire que les grands pays producteurs de gaz conventionnel, qui sont certainement dotés en gisements de gaz de schiste, n'ont pas la même incitation que les Etats-Unis à explorer et à produire ce type de ressource, car ils disposent encore de réserves importantes de gaz conventionnel qu'il est possible de développer pour un coût moindre.

Les pays les plus incités à rechercher les ressources de gaz non conventionnel sont bien sûr les grands pays consommateurs (d'Europe, notamment) ou qui sont en passe de le devenir (Chine, Inde) et dépendent fortement d'importations. Au Canada, les principaux gisements de gaz de schiste sont ceux de Horn River, au nord-est de la Colombie Britannique (estimé récemment à 2 200 Gm<sup>3</sup> de gaz récupérable), de Montney en Colombie Britannique et en Alberta, le « Colorado Group » dans le bassin sédimentaire de l'ouest canadien, Utica au Québec et celui des « Maritimes », sur la côte atlantique du Nord-Est. Selon Cedigaz, les ressources récupérables seraient comprises, de manière assez large, entre 3 600 et 10 000 Gm<sup>3</sup>.

Selon certains experts, la Chine posséderait les plus grosses ressources potentielles récupérables, avec environ 36 000 Gm<sup>3</sup>, caractérisées cependant par une géologie complexe. Ce chiffre doit être considéré avec prudence et l'exploration ne fait que commencer. La Chine ne produit pas encore de gaz de schiste, mais des compagnies internationales (dont BP) sont associées aux opérateurs chinois pour la phase d'exploration et d'évaluation. L'objectif du gouvernement serait de mettre à jour de vingt à trente blocs totalisant environ 1 000 Gm<sup>3</sup> de réserves prouvées. Une production de 15 à 30 Gm<sup>3</sup>/an ferait partie des objectifs à compter de 2015-2020. A noter également la nécessité, pour la Chine, de développer un important système de transport et de distribution.



Figure 9 : Ressources de gaz de schistes: un potentiel mondial (Ressources techniquement récupérables exprimées en Gm<sup>3</sup>)

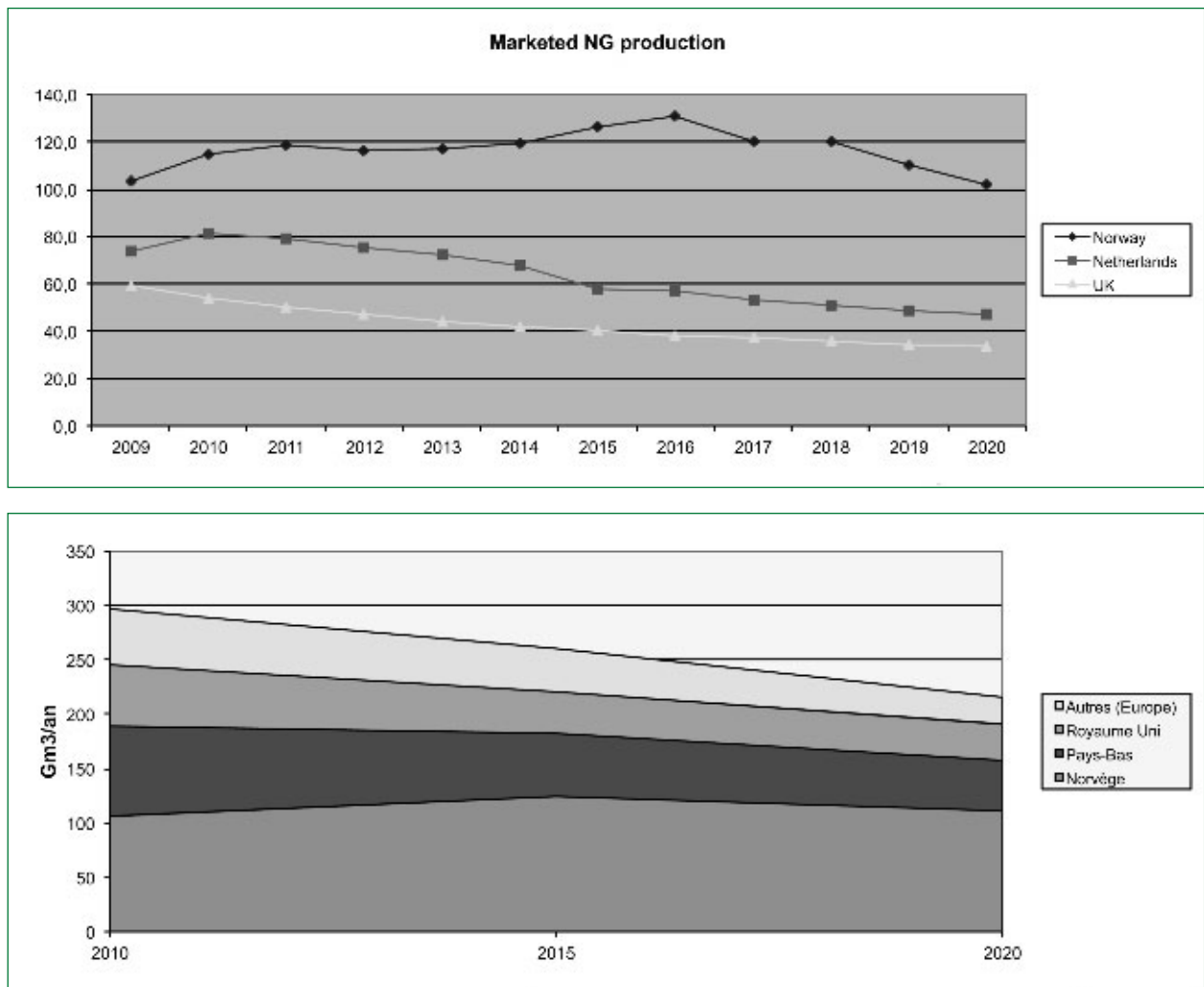


Figure 10 : Le déclin incontournable de la production de gaz conventionnel en Europe

L'Inde est dans une phase préliminaire d'exploration des gaz de schiste et il n'existe pas de chiffre fiable concernant ses ressources. Pour le moment, une estimation d'environ 1 800 Gm<sup>3</sup> a été retenue. La compagnie ONGC doit démarrer un projet pilote en 2011 et le gouvernement prévoit de lancer des appels d'offres pour exploration en 2012.

L'exploration des gaz de schiste en est encore à ses débuts dans plusieurs pays européens (une dizaine). Mais rien n'est certain en matière de ressources potentielles, estimées de manière très préliminaire à 14 000 Gm<sup>3</sup> au maximum, dont peut-être un tiers en Pologne.

Cette ressource potentielle a attiré de nombreux opérateurs. Environ cinquante compagnies sont actives dans l'exploration des gaz de schiste en Europe : des majors, comme ExxonMobil, Shell, Total, ConocoPhillips, Chevron ; de grandes compagnies comme OMV, Marathon, Nexen, Talisman, BG, PGNiG et MOL ; des « utilités » : GDF-Suez, RWE et 60 % de petites et moyennes entreprises (d'origine nord-américaine + des sociétés locales). Leurs activités concernent l'acquisition de données afin d'évaluer l'économie des prospects.

Le premier puits d'exploration a été foré en Allemagne en 2008 ; il a été suivi de quelques autres puits, en 2009 et 2010, en Suède et en Pologne. Et le succès n'est pas assuré, comme le montre l'abandon récent de Shell en Suède. En France, le Bassin Parisien n'est pas assez mature pour avoir généré du gaz, mais il attire, par contre, les opérateurs en raison de ses ressources possibles en huile non conventionnelle (huile de schiste). Les possibilités de ressources en gaz de schiste existent dans le Sud-Est de la France et plusieurs licences d'exploration ont été octroyées en 2010. Cependant, face à une opposition publique concernant la fracturation hydraulique du sous-sol, les travaux sont suspendus.

### Pourquoi rechercher du gaz non conventionnel en Europe ?

La dépendance européenne vis-à-vis des importations de gaz s'accroît. En 2020, la consommation de la zone Europe (incluant la Turquie) devrait atteindre environ 650 Gm<sup>3</sup>, pour une production, en déclin, à 215 Gm<sup>3</sup> (voir la figure 10), soit un besoin d'importations de gaz naturel s'élevant à 435 Gm<sup>3</sup>.

Les politiques énergétiques européennes soutiennent les productions domestiques afin d'assurer la sécurité de la fourniture, de réduire les émissions (y compris de gaz à effet de serre) et d'assurer des retombées économiques (balance commerciale, emplois, etc.). Mais la production doit être rentable et viable du point de vue de l'environnement.

### L'Europe doit faire face à des obstacles spécifiques

En effet, la situation de départ de l'Europe est bien différente de celle des Etats-Unis, où les données concernant le sous-sol étaient facilement disponibles dans les Etats traditionnellement producteurs d'hydrocarbures.

Pour le moment, les données géologiques concernant l'Europe sont plus limitées, ce qui implique davantage de temps et d'investissement durant les phases exploratoire et d'évaluation. Pour le moyen terme, les services de forage, complétion, fracturation ne sont pas aussi disponibles et sans doute pas aussi compétitifs qu'en Amérique du Nord. Le droit minier est différent : aux Etats-Unis, le propriétaire du terrain possède également le sous-sol et perçoit de ce fait des royalties sur la production des ressources, ce qui facilite grandement l'acceptation de certains inconvénients...

Dans les autres pays, le sous-sol appartient à l'Etat et les procédures d'obtention des permis d'exploration et d'exploitation peuvent être longues.

Sur les plans de la commercialisation de la production de gaz et de l'accès aux réseaux de transport et aux stockages, l'Europe, malgré la libéralisation des marchés en cours, n'est pas encore au niveau des Etats-Unis et cela entraîne quelques freins supplémentaires. Surtout, l'Europe présente souvent des zones densément peuplées susceptibles de développer pour le moins une sérieuse inquiétude vis-à-vis des risques sécuritaires et environnementaux, voire une large hostilité vis-à-vis d'une industrie des gaz de schiste. En contrepartie, l'Europe est un marché qui peut être jugé très favorable par les opérateurs, du fait d'une demande importante et de prix relativement élevés.

Des solutions acceptables pourront certainement être mises en place sur le moyen terme afin de lever ces barrières spécifiques. Cependant, nul doute que cela demandera du temps et beaucoup d'énergie.

### Peut-il s'agir d'une révolution, en Europe ?

Compte tenu de la vitesse modérée d'avancement des projets et des obstacles mentionnés plus haut, ainsi que des coûts plus élevés en Europe, les gaz de schiste ne vont pas bouleverser les équilibres européens à court terme, ni même à l'horizon de dix ans. Par contre, à l'échelle d'un pays comme la Pologne, par exemple, la situation est différente, car elle est de nature à effacer ses besoins d'importation et à modifier son mix énergétique. En supposant que deux gisements équivalents à celui de Fayetteville (Arkansas) soient identifiés en Pologne puis développés, à

partir de 2015, il faudrait forer environ 10 000 puits pour atteindre une production de 30 Gm<sup>3</sup>/an en 2020 et pour la maintenir ensuite à ce niveau pendant dix ans. Cet exemple est donné à titre d'illustration, à partir de données moyennes de productivité non prouvées en Pologne. Pour ce pays qui consomme moins de 15 Gm<sup>3</sup> actuellement, c'est un grand changement, mais cela n'en est pas un pour l'Europe, car cela ne représente qu'à peine 5 % de sa consommation en 2020.

### Et pour le reste du monde ?

On a vu qu'il s'agit bien d'une révolution aux Etats-Unis, qui atténue sensiblement leur dépendance énergétique et permet, grâce à l'abondance de gaz, d'améliorer leur mix énergétique en donnant une bonne place au gaz naturel dans la production d'électricité.

Comme nous l'avons vu précédemment, le développement des gaz de schiste a renforcé la déconnexion des prix américains de ceux des autres marchés du fait de son impact important sur les marchés de GNL, dont il a modifié durablement le tracé des flux internationaux. Mais pour le reste du monde, c'est surtout une révolution en ce sens qu'il est *a priori* possible de produire des ressources abondantes, qui étaient jugées inexploitablement il y a de cela dix ans. Les volumes de gaz de schiste récupérables à l'échelle mondiale (qui ne sont peut-être que la moitié des ressources non conventionnelles récupérables, l'autre moitié étant constituée de gaz de réservoir compact et de gaz de charbon) sont sujets à controverse. Si l'on admet, comme le fait l'IFPEN, un potentiel récupérable allant de 180 000 à 200 000 Gm<sup>3</sup> de gaz de schiste, c'est au moins l'équivalent des réserves prouvées de gaz conventionnel et cela représente plus de cinquante-cinq ans de la consommation actuelle.

La mise en exploitation de ces ressources ne se fera pas rapidement, sauf, peut-être, en Chine, avec un objectif de 30 Gm<sup>3</sup> en 2020, et beaucoup plus, au-delà, si les ressources le permettent.

L'espoir est grand que l'expérience américaine puisse s'étendre à d'autres régions, notamment le Canada voisin, mais aussi la Chine, l'Inde et l'Europe. Il existe cependant un certain nombre de barrières qui devront être levées avant de pouvoir constater un développement significatif de la production en dehors de l'Amérique du Nord, à l'issue de cette décennie.

### Notes

\* Président de Cedigaz.

\*\* Senior économiste Cedigaz.

(1) Le *hedging* est une technique de gestion du risque-prix : les opérateurs souhaitant garantir un revenu minimal pour tout ou partie de leur production s'efforcent de trouver sur les marchés des contrats papier garantissant, par exemple, un prix de vente minimal. Le solde de ces contrats papier peut être un gain ou une perte, qui modifie le revenu réel des ventes physiques. En général, ce solde a été un gain important au cours de l'année 2009, cela, pour de nombreux producteurs.

## Fallait-il interdire l'exploration des hydrocarbures de schiste en France ?

Le film documentaire « Gasland » du réalisateur américain Josh Fox a remarquablement chargé de tous les péchés écologiques l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis. Cette caricature, aussi talentueuse que partisane et dénuée de fondement scientifique, a largement contribué à la désinformation et à susciter dans notre pays un puissant mouvement d'opinion opposé à l'extraction du gaz et de l'huile de schiste. De Villeneuve-de-Berg en Ardèche à Doue en Seine-et-Marne, en passant par le Larzac, plusieurs milliers de manifestants ont protesté contre des projets d'exploration de possibles gisements d'hydrocarbures de schiste. Amplifiée par les médias, puis relayée par les élus locaux toutes tendances politiques confondues, cette opposition s'est traduite par le dépôt par nos parlementaires de trois propositions de loi visant à interdire dans notre pays la fracturation hydraulique, seule technique aujourd'hui disponible pour extraire les hydrocarbures de schiste. Finalement, la loi du 13 juillet 2011(1) a été adoptée en urgence selon la procédure accélérée.

Par Jean-Pierre LETEURTROIS\*

Ainsi, avant même d'avoir une connaissance plus précise de la richesse de ses gisements, en l'absence d'une évaluation objective des risques potentiels pour la santé humaine et l'environnement qui s'attacheraient à leur extraction et en ignorant les enjeux économiques qui pourraient découler de leur exploitation, la France s'interdirait-elle donc de tirer profit de ses ressources en hydrocarbures de schiste ?

Au-delà des craintes irraisonnées et des arrière-pensées électorales, que savons-nous réellement de nos gisements d'hydrocarbures de schiste, des conséquences économiques qui découleraient de leur extraction et des risques qui s'attacheraient à leur exploitation ?

Dès février 2011, les ministres chargés de l'Environnement et de l'Energie avaient demandé au Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGIET) et au Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) de diligenter une mission conjointe visant à apporter des éléments de réponse à ces questions. Cet article s'inspire des travaux de cette mission, dont un rapport provisoire a été publié le 15 avril dernier.

### Les hydrocarbures de schiste

Les hydrocarbures de schiste (2) (appelés aussi hydrocarbures de roche-mère) ne diffèrent en rien par leur nature des hydrocarbures conventionnels : gaz naturel (méthane)

et pétrole brut. Leur caractère non conventionnel tient à la roche dans laquelle on les trouve et aux conditions dans lesquelles ils sont retenus dans cette roche.

Les gisements d'hydrocarbures de schiste ne présentent pas la double caractéristique des gisements conventionnels : existence d'une accumulation et perméabilité du réservoir. En effet, les hydrocarbures de schiste sont dispersés au sein d'une formation de roche (de type argile) non poreuse et imperméable, qu'il faut fissurer pour pouvoir extraire les huiles ou les gaz qui s'y trouvent renfermés.

Très schématiquement, les techniques utilisées pour rechercher puis extraire l'huile et le gaz de roche-mère diffèrent de celles employées pour l'exploitation des gisements conventionnels sur trois points principaux :

- ✓ en l'absence d'accumulation d'hydrocarbure, il est nécessaire d'utiliser de nombreux puits pour accéder à un gisement vaste, mais peu concentré. Même s'il est possible de forer plusieurs puits à partir d'une même plateforme, l'extraction des hydrocarbures de schiste requiert une occupation des sols importante (au moins temporairement) ;
- ✓ en raison, là encore, de la faible concentration en hydrocarbure des gisements, l'extraction nécessite le forage de nombreux drains horizontaux au sein de la roche-mère de manière à ce que les tubes de production soient au contact du plus grand volume possible du gisement ;

✓ pour extraire les hydrocarbures qui y sont emprisonnés, il faut fissurer la roche-mère. A cet effet, on a recours à une opération appelée « fracturation hydraulique ».

Le forage de drains horizontaux et la fracturation hydraulique ne sont des techniques ni nouvelles (3) ni exceptionnelles (4). Elles sont utilisées depuis longtemps dans l'exploitation des accumulations conventionnelles d'hydrocarbures, y compris en France. La nouveauté vient de l'ampleur avec laquelle ces techniques sont utilisées pour l'exploitation des hydrocarbures de schiste : on peut forer jusqu'à vingt drains horizontaux de 1 à 2 km de longueur à partir d'une même plateforme de forage, et chacun de ces drains peut faire l'objet de plus d'une dizaine de fracturations hydrauliques.

Pour les travaux de recherches ayant pour objectif d'évaluer le potentiel d'une roche-mère, les travaux de fracturation sont généralement réalisés à partir d'un forage vertical (sans drains horizontaux), sur une longueur limitée (de 10 à 20 mètres).

### Les gisements français d'hydrocarbures de schiste

La France ne dispose à ce jour d'aucune information sur ses ressources potentielles en hydrocarbures de schiste. Les seules données disponibles relatives à notre pays sont d'origine américaine.

Très récemment, en avril 2011, l'*US Energy Information Administration* (EIA) (5) a publié une étude sur le potentiel de gaz de schiste dans trente-deux pays (en dehors des Etats-Unis). La figure ci-dessous, tirée de cette étude, montre que la France disposerait, dans le Sud, d'un vaste gisement de gaz de schiste et, dans le Bassin parisien, d'un important gisement d'huile de schiste, bordé au sud du Bassin par des ressources en gaz de schiste.

### Le gaz de schiste

Le tableau de la page suivante (tiré de l'étude US EIA susmentionnée) compare les quantités de gaz de schiste techniquement récupérables avec les réserves prouvées de gaz naturel conventionnel, pour les principaux pays européens. Avec la Pologne, la France apparaît être le pays d'Europe le plus richement doté en ressources de gaz de schiste, avec un potentiel d'environ 5 Tm<sup>3</sup> (5 000 milliards de m<sup>3</sup>) de gaz en place dans la roche-mère (soit quatre-vingt dix ans de notre consommation actuelle). Il faut toutefois prendre ces estimations sommaires avec circonspection : elles reposent sur des extrapolations de données de teneur en hydrocarbure issues de quelques sondages anciens à l'ensemble de la superficie des bassins supposés, sans tenir compte de la variabilité géologique qui leur est inhérente. Les techniques d'extraction utilisées actuellement ne permettent de récupérer que de 20 à 40 % de ces ressources.

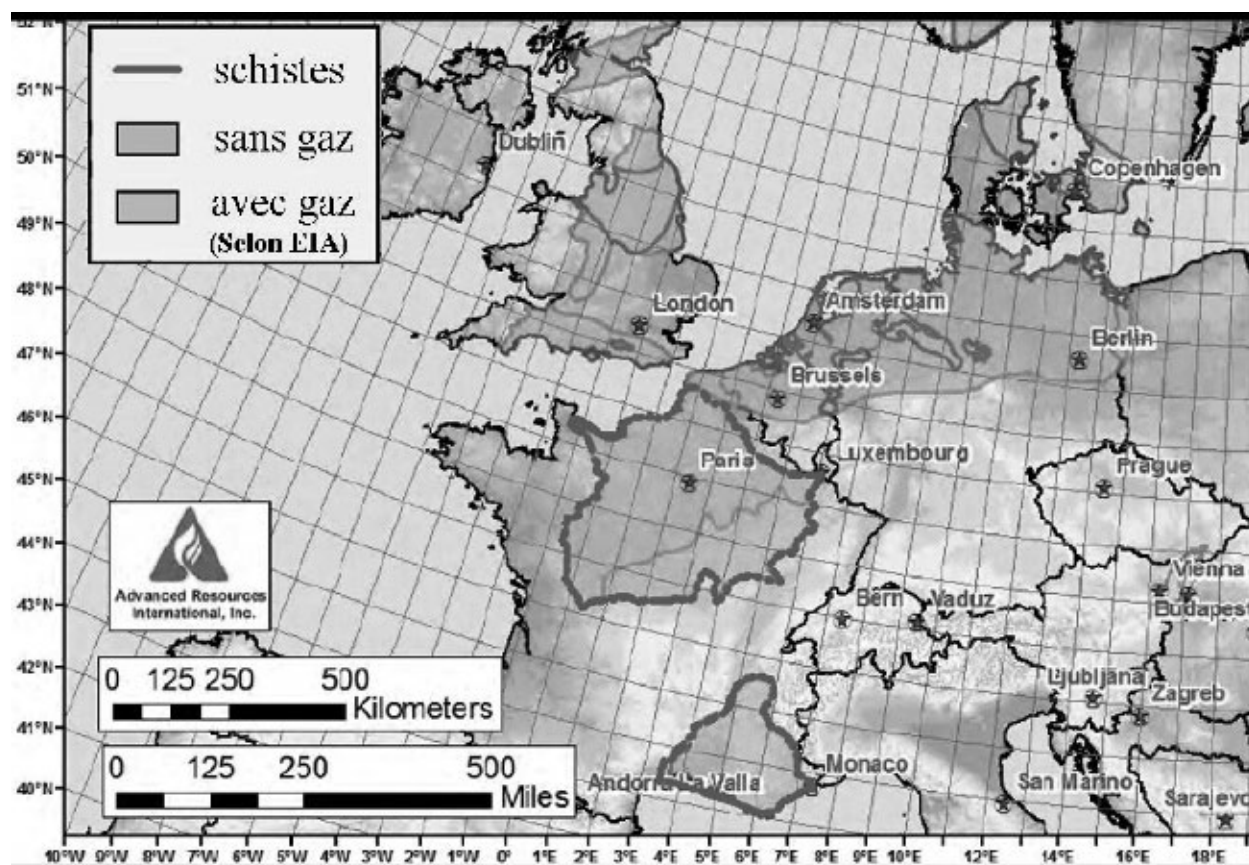


Figure 1 : Gisements français d'hydrocarbures de schiste. Source : US EIA



	Réserves prouvées de gaz conventionnel (en Tm <sup>3</sup> )	Gaz de roche-mère techniquement récupérable (en Tm <sup>3</sup> )
<b>France</b>	<b>0,006</b>	<b>5,1</b>
Allemagne	0,18	0,23
Pays-Bas	1,39	0,48
Norvège	2,04	2,35
Suède		1,16
<b>Pologne</b>	<b>0,16</b>	<b>5,29</b>

Tableau 1 : Etude US EIA.

En outre, tous les gisements ne sont pas effectivement exploitables, soit pour des raisons d'accessibilité (gisements situés sous des villes, par exemple), soit pour des motifs de rentabilité économique. A ce jour, aucun forage n'a encore été réalisé en France en vue de l'exploration du gaz de schiste. Il est dès lors extrêmement difficile de se forger une opinion sur la dimension du gisement économiquement exploitable.

Qualitativement, le schiste « carton » du Toarcien semble prometteur. Il présente des caractéristiques analogues à celles des meilleurs gisements gaziers exploités aux Etats-Unis. L'intérêt que lui portent certains grands opérateurs mondiaux (dont Total et GDF-Suez) et diverses compagnies pétrolières spécialistes du gaz de schiste atteste de la qualité de cette zone.

Quantitativement, la mission CGIET-CGEDD estime que le volume des ressources effectivement récupérables à des conditions économiques dans les trois permis exclusifs de recherches accordés (6) dans le sud de la France serait de l'ordre de 500 Gm<sup>3</sup>, soit 10 % des estimations de gaz en place faites par l'EIA pour la France entière. Une production de 20 Gm<sup>3</sup> par an pendant 25 ans est envisageable (à titre de comparaison, la production française de gaz s'est établie en 2010 à 1,3 Gm<sup>3</sup>).

Evidemment, faute d'avoir réalisé des forages d'exploration, ces estimations doivent être considérées avec prudence.

### Les huiles de schiste

L'US EIA ne donne aucune indication sur le potentiel mondial d'huile de schiste.

En France, l'horizon Lias (dans lequel se situe l'huile de schiste du Bassin parisien) est assez bien connu. Plus de deux mille puits pétroliers ont en effet été forés en région parisienne et la plupart ont traversé le Lias pour atteindre le Trias, un des horizons géologiques des accumulations conventionnelles.

La mission CGIET-CGEDD estime que les ressources en place d'huile de schiste dans le Bassin parisien seraient de

l'ordre de 1,4 Mm<sup>3</sup> par km<sup>2</sup>. Le taux de récupération de l'huile de schiste étant très faible (de l'ordre de 1 à 2 %), elle estime au final que le gisement effectivement économiquement exploitable serait de l'ordre de 80 à 120 millions de tonnes d'huile, ce qui devrait permettre d'extraire entre 4 et 6 millions de m<sup>3</sup> d'huile par an, durant vingt-cinq ans.

A titre de comparaison, la production nationale de brut est actuellement inférieure à 1 million de tonnes par an.

### Les enjeux économiques

Avec pour seule ambition d'obtenir des ordres de grandeur, la mission CGIET-CGEDD s'est attachée à évaluer les impacts économiques que pourrait avoir pour notre pays l'extraction annuelle de 20 Gm<sup>3</sup> de gaz et de 4 Mm<sup>3</sup> d'huile de schiste. Ces productions lui apparaissent compatibles avec l'état des connaissances sur les gisements techniquement disponibles et les *business plans* des opérateurs pétroliers qu'elle a pu consulter.

### La balance commerciale

La production d'hydrocarbures de schiste dans notre pays (qui ne représenterait, compte tenu des volumes en jeu, qu'une faible partie de notre consommation), n'aurait d'impact ni sur le niveau de notre consommation ni sur notre mix énergétique. Elle viendrait simplement se substituer à des produits importés. En retenant les valeurs moyennes de 18 c€/m<sup>3</sup> (pour le gaz) et de 380 €/m<sup>3</sup> (pour le pétrole brut), le déficit annuel de notre balance commerciale serait réduit d'environ 5 milliards d'euros (1,5 G€ pour l'huile, et 3,5 G€ pour le gaz).

En 2010, la facture « pétrole-gaz » de la France s'est élevée à 45 milliards d'euros. C'est donc une réduction de plus de 11 % de notre déficit structurel, pendant environ 25 ans, que permettrait l'exploitation des hydrocarbures de schiste dans notre pays.

### Les taxes et redevances

Sur la base du barème en vigueur en 2011, le produit annuel de la redevance progressive des mines s'élèverait à environ 200 M€ pour le gaz et à 30 M€ pour l'huile.

Celui de la redevance communale et départementale des mines est estimé à environ 30 M€ par an pour le gaz et à 20 M€ par an pour l'huile. Cette redevance est destinée aux collectivités territoriales concernées par l'extraction des hydrocarbures.

Il est impossible, à ce stade, d'estimer (même en ordre de grandeur) les produits de la TVA et de l'impôt sur les sociétés qui résulteraient de l'exploitation des hydrocarbures de schiste. Ces produits devraient toutefois être considérables si l'on en juge par les temps de retour sur investissement en vigueur dans l'industrie pétrolière. Ils seraient en tout état de cause très largement supérieurs à ceux que procurent les activités agricoles et touristiques qui pourraient pâtir momentanément de l'activité minière.

### Les emplois

En ce qui concerne les emplois susceptibles d'être créés par l'exploitation de nos gisements d'hydrocarbures de schiste, la mission CGIET-CGEDD raisonne qualitativement, en considérant les différents acteurs de la filière.

Les opérateurs pétroliers devraient renforcer leurs implantations françaises. Il en résulterait la création d'emplois très qualifiés de haut niveau, mais en nombre limité (de l'ordre d'une centaine, en première approximation).

Les sous-traitants sont principalement de grands groupes internationaux (Schlumberger, Halliburton, Weatherford,...), auxquels sont confiées les opérations de forage, de cimentation, de fracturation, etc. Il est à craindre que le marché français soit trop limité pour que ces entreprises s'implantent sur notre territoire. Il serait vain d'espérer l'émergence d'une offre française qui soit susceptible de les concurrencer. En revanche, certains lots spécialisés pourront être sous-traités à des entreprises françaises (si leurs offres sont compétitives) : géophysique (CGG-Veritas, par exemple), traitement des effluents, forages, boues, etc. Les fournisseurs des matériaux nécessaires à l'extraction des hydrocarbures de schiste, tubes (Vallourec), additifs de fracturation, ciments... devraient pouvoir bénéficier du développement des activités d'extraction d'hydrocarbures en France. Toutefois, les créations d'emplois dans ces secteurs devraient rester marginales.

La principale source de création d'emplois directs devrait être les prestataires de service locaux : génie civil (routes, plateformes de forage, canalisations, etc.), transport (équipements et consommables), traitement des eaux et des effluents, électricité basse-tension, services généraux, réaménagement des sites, etc. Ces différents services aux opérateurs pétroliers devraient être à l'origine de la création de plusieurs centaines d'emplois locaux sur vingt-cinq ans, directement liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

Quantitativement, une étude (7) du cabinet américain *National Resources Economics, Inc.* (NREI) réalisée en 2010 conclut que la production de 21 milliards de m<sup>3</sup> de gaz par an dans le bassin de Marcellus (Pennsylvanie) serait à l'origine de la création de 118 000 emplois, ce qui apparaît considérable. Il est vrai que l'injection dans une économie de plusieurs milliards d'euros qui bénéficieraient auparavant aux pays exportateurs de gaz et de pétrole a des effets majeurs sur l'emploi. La situation française est sans doute moins favorable que celle des Etats-Unis, du fait que, dans notre pays, les opérateurs seraient des sociétés étrangères qui exporteraient leurs bénéfices. On peut toutefois estimer à plusieurs dizaines de milliers le nombre des emplois indirects qui résulteraient de l'augmentation de la richesse nationale due à l'exploitation de nos gisements d'hydrocarbures de schiste.

### Les risques pour l'environnement

Face à ces enjeux économiques et financiers, quels sont les risques pour l'environnement et la santé humaine qui résulteraient de l'exploitation des hydrocarbures de schiste ? Ces risques justifient-ils vraiment une interdiction définitive ?

Nul ne saurait prétendre que l'exploitation des gaz de schiste s'est faite sans dégât pour l'environnement en Amérique du Nord. Il est vrai que dans ce pays la réglementation minière est laxiste, voire totalement inexistante dans certains Etats. Bien évidemment, il ne s'agit pas d'importer en France les mauvaises pratiques américaines ou de réitérer les errements du passé. La question est de savoir si l'on peut extraire proprement ces hydrocarbures en utilisant les meilleures techniques disponibles dans un pays comme la France, qui est doté d'un droit minier exigeant et d'une police des mines et de l'environnement vigilante. Ne seront pris ci-après en considération que les risques réels. Les risques parfois évoqués, y compris à l'Assemblée nationale, mais dont la probabilité d'occurrence peut être considérée comme nulle en France (génération de tremblements de terre, effondrement de bâtiments ou de grottes, radioactivité,...) seront ici ignorés.

### La pollution des nappes phréatiques

L'interdiction de la fracturation hydraulique est le plus fréquemment motivée par les risques de pollution des aquifères, et plus particulièrement des nappes phréatiques utilisées pour l'alimentation en eau des populations. Trois types de risques sont à craindre : une remontée des effets de la fracturation, des fuites au niveau du forage et des incidents de surface.

✓ Le risque que la fracturation mette en communication des formations géologiques profondes avec des formations de surface est totalement nul dès lors que la roche-mère visée est séparée par plusieurs centaines de mètres des aquifères à protéger, comme cela est le cas dans le Bassin parisien et dans certaines parties du gisement du gaz du Sud-Est du pays. Le simple bon sens

interdit par contre, d'autoriser la fracturation à très faible profondeur, ou dans des formations géologiques mal connues, fragiles ou fracturées naturellement.

- ✓ La seconde cause de pollution possible d'une nappe phréatique résulte du déversement accidentel de liquides (huile de moteur, pétrole brut, adjuvants de fracturation, effluents...) sur le sol. S'agissant des hydrocarbures de schiste, ce risque est amplifié par l'emploi de grandes quantités de produits de fracturation et par la nécessité de stocker des volumes importants d'effluents. Mais la mise en œuvre de mesures de prévention classiques bien connues des opérateurs et de la police des mines (imperméabilisation de la plateforme de forage, drains de récupération, étanchéité des bacs de décantation,...) permet d'en réduire, voire d'en éliminer les effets.
- ✓ Comme l'a montré une très récente étude américaine (8), le principal risque de pollution des nappes phréatiques tient à un défaut d'isolation du puits de forage. La réalisation d'un forage fragilise en effet les roches adjacentes et peut contribuer à la création d'un chemin préférentiel de communication entre la nappe et d'autres horizons. Pour assurer l'étanchéité du puits, un ou plusieurs cuvelages sont posés et cimentés. En France, les bonnes pratiques à respecter en matière de cuvelage et de cimentation des puits sont étroitement encadrées par la voie réglementaire (titre forage du RGIE(9)). En outre, la police des mines contrôle systématiquement la bonne réalisation de la cimentation (diagraphie). Ce dispositif réglementaire a démontré son efficacité : sur les 2 000 puits pétroliers forés dans le Bassin parisien, un seul puits de production de brut, foré dans les années 1980, s'est révé-  
lé légèrement fuyard.

Le risque de pollution des nappes phréatiques n'est évidemment pas spécifique aux seuls forages pétroliers ou gaziers. Il existe également pour tous les forages qui traversent ces aquifères, et tout particulièrement pour les forages géothermiques utilisant la nappe très agressive du Dogger. Très curieusement, la loi du 13 juillet 2011 n'interdit pas la fracturation hydraulique pour les opérations de géothermie (qui, pourtant, ne sont pas assujetties aux contrôles de la police des mines).

### Les fluides de fracturation

On peut comprendre l'émotion que suscite dans l'opinion l'exemple des Etats-Unis, où l'on a utilisé comme adjuvants aux fluides de fracturation d'innombrables substances chimiques (on en trouve plus de 700 dans la littérature) considérées comme potentiellement dangereuses et dont les opérateurs miniers ont longtemps refusé de divulguer la liste, en arguant du secret industriel.

Cette situation est aujourd'hui dépassée. Le secret est levé et les grands opérateurs affirment pouvoir opérer une fracturation hydraulique en se limitant à n'avoir recours qu'à une vingtaine de molécules sans danger pour la santé humaine et pour l'environnement, leur usage étant par ailleurs autorisé dans l'industrie agro-alimentaire.

Il convient de ne pas exagérer le pouvoir de nuisance du fluide de fracturation. Il est destiné à être injecté dans une couche géologique déjà fortement dégradée naturellement (elle est imprégnée d'hydrocarbures, voire de métaux lourds). Par ailleurs, les adjuvants les plus couramment employés (antibactériens, acidificateurs...) sont également utilisés de longue date dans les travaux pétroliers conventionnels et la géothermie profonde pour protéger les tubages.

### Les besoins en eau

La fracturation hydraulique exige l'utilisation de grandes quantités d'eau : de 10 000 à 20 000 m<sup>3</sup> pour les gisements de gaz, moitié moins pour ceux d'huile. Une partie de cette eau est récupérée pour d'autres opérations de fracturation hydraulique. Certains acteurs économiques peuvent craindre que ces prélèvements d'eau s'opèrent à leur détriment. Mais la réglementation française encadre étroitement les opérateurs miniers vis-à-vis de l'utilisation de nos ressources en eau. Le préfet dispose des moyens de s'assurer que les prélèvements en eau s'opèrent au mieux de l'intérêt collectif et qu'ils sont effectués là où les ressources sont disponibles. Enfin, la fracturation hydraulique peut s'effectuer avec de l'eau impropre à la consommation, de l'eau de mer (la pratique est courante dans les champs *off-shore* de la mer du Nord) ou des eaux salines (par exemple celles du Dogger, dans le Bassin parisien). Dans ces conditions, il n'y a plus de compétition d'usage pour les ressources en eau.

### Le traitement des effluents

Le fluide et les boues récupérés en surface après les opérations de fracturation contiennent des substances diverses : résidus plus ou moins dégradés des adjuvants de fracturation, débris de forage, résidus d'hydrocarbures, substances recueillies au contact de la roche-mère (métaux lourds). Bien évidemment, ces effluents ne sauraient être rejetés en surface ou réinjectés dans le sous-sol sans précaution, comme cela a été pratiqué aux USA. Les effluents doivent être traités pour pouvoir être rejetés sans risque pour l'environnement. Les techniques existent, il convient et il suffit de les utiliser. En France, une surveillance *ad hoc* est opérée au titre de la police des mines.

### Les nuisances locales

Les nuisances résultant du forage d'un puits avec fracturation hydraulique apparaissent en partie inévitables. Mais elles sont cependant temporaires (de douze à dix-huit mois) et elles peuvent être limitées au strict nécessaire.

Les nuisances dues au bruit, à la pollution atmosphérique et aux poussières sont encadrées par la réglementation en vigueur (RGIE). La principale nuisance tient aux nécessités de transport. La réalisation d'un puits de recherche (avec un drain horizontal et fracturation) nécessite entre 900 et 1 300 voyages de camions, dont 500 à 600 voyages de camions-citernes pour l'approvisionnement en eau nécessaire à la fracturation hydraulique.

Les populations locales qui auront à subir ces nuisances ne perçoivent aucun avantage des travaux de recherches d'hydrocarbures et bien peu des travaux d'extraction : la redevance tréfoncière, dont l'objet était de dédommager les propriétaires du sol, est tombée en désuétude faute d'avoir été revalorisée, et la redevance départementale et communale des mines est saupoudrée selon un régime complexe quasi incompréhensible. Dans ces conditions, on comprend l'opposition des populations à tous les travaux miniers.

Cela étant, les réactions de ces populations apparaissent à l'observateur disproportionnées par rapport aux risques encourus et aux nuisances liées à l'exploitation. La présence temporaire d'un derrick dans le voisinage de la « Butte de Doue », site de Seine-et-Marne jugé remarquable par les habitants du canton, ou le passage de quelques camions à proximité d'un camping (ouvert trois mois par an) dans l'Ardèche du Sud justifient-ils vraiment la levée de boucliers à laquelle nous avons assisté ?

### La lutte contre l'effet de serre

Selon certains, la production de gaz de schiste en France irait à l'encontre de nos engagements en matière de lutte contre l'effet de serre et en matière d'économies d'énergie. S'agissant de l'effet prix, le gaz de schiste produit en France n'aurait, compte tenu des quantités en jeu, qu'un impact négligeable sur le prix du gaz sur la plaque européenne. Par ailleurs, ce gaz national viendrait se substituer en priorité aux importations *spot* de gaz naturel liquéfié (GNL). Bien que l'on ne dispose pas de données précises à cet égard, tout laisse à penser que le contenu carbone du GNL, compte tenu de l'énergie dépensée pour le liquéfier, le transporter et le gazéifier, est bien supérieur à celui du gaz de schiste qui serait produit et consommé en France. Bref, si l'on veut lutter contre l'effet de serre, il faut agir sur la consommation, et non sur la production : dans une économie ouverte, on ne lutte pas contre l'alcoolisme en interdisant la culture de la vigne...

### Conclusion

En conclusion, l'interdiction de recourir à la fracturation hydraulique dans notre pays, instituée par la loi du 13 juillet 2011 pour la seule industrie pétrolière, apparaît disproportionnée au regard des risques modérés pour la santé humaine et l'environnement que cette opération génère quand elle est réalisée conformément aux meilleures technologies disponibles et qu'elle est encadrée par une police des mines adaptée.

La France est, dans ce domaine, isolée en Europe. La Pologne, avec enthousiasme, mais aussi l'Allemagne et le Royaume-Uni se sont résolument engagés dans l'exploration de leurs gisements d'hydrocarbures de schiste, en autorisant l'emploi des techniques de fracturation hydraulique.

### Quels sont les motifs qui ont conduit à cette situation ?

En premier lieu, force est de constater que l'interdiction de la fracturation hydraulique a été prise dans l'urgence, sous la

pression d'une opinion publique fortement mobilisée, mais aussi très mal informée. L'urgence n'a pas permis au législateur de prendre en compte les avis des scientifiques et des experts. Ainsi, l'Assemblée Nationale s'est déterminée sans même attendre les conclusions de la mission d'information sur les gaz et l'huile de schiste (10) dont elle avait suscité la création.

En second lieu, les débats parlementaires ont montré que les intérêts locaux ont prévalu sur les considérations d'intérêt général. Même dans cette période de crise, l'équilibre de notre balance commerciale, le budget de l'Etat, l'augmentation de la richesse nationale et la création d'emplois ont été de peu de poids, sinon ignorés. L'impératif de sécurité d'approvisionnement, qui avait orienté notre politique énergétique depuis 1974, a été absent des débats.

Enfin, le Grenelle de l'Environnement a porté un coup décisif à nos activités minières, jugées attentatoires à la protection de la nature. Après l'or de Guyane, notre pays se prive de sa deuxième richesse minière nationale : les hydrocarbures de schiste. La désignation du ministre de l'Environnement, et non du ministre de l'Industrie en charge des mines, pour représenter le gouvernement lors des débats parlementaires sur les hydrocarbures de schiste me paraît traduire une orientation politique défavorable aux activités minières.

Mais, dans la situation économique et budgétaire qui est la sienne, la France peut-elle se priver durablement d'une activité sans risque réel pour l'environnement, susceptible de lui procurer des recettes de l'ordre de 5 milliards d'euros par an ?

### Notes

\* Ingénieur général des Mines honoraire, ancien membre du CGIET.

(1) Loi du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique.

(2) Le « vocabulaire du pétrole et du gaz » adopté par la Commission générale de terminologie et de néologie placée auprès du Premier ministre a adopté le terme « huile de schiste » pour traduire l'expression « *shale oil* » (JO du 22 septembre 2000).

(3) La première fracturation hydraulique a eu lieu en 1949 à Velma, dans l'Oklahoma, aux Etats-Unis.

(4) Plusieurs centaines de milliers de puits d'exploitation d'huile et de gaz de schiste ont été forés dans le monde à ce jour.

(5) EIA : US Energy Information Administration : "World Shale Gas Resources : An initial assessment of 14 regions outside the United States"

(6) Permis de recherches dits de « Montélimar », de « Villeneuve de Berg » et de « Nant ».

(7) "The economic impacts of the Marcellus shale : Implications for New York, Pennsylvania and West Virginia", Timothy Considine, Natural Resource Economics, juillet 2010.

(8) "Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing", Stephen Osborn and others, Duke University.

(9) RGIE : Règlement général des industries extractives.

(10) Rapport d'information n°3517 : Gaz de schiste : comprendre pour décider, François-Michel Gonnot et Philippe Marti.

## L'option possible du recyclage du CO<sub>2</sub>

La captation-séquestration du CO<sub>2</sub> sera nécessaire, mais elle ne sera ni gratuite ni universelle, en raison même de la géologie des différents pays concernés. La valorisation du CO<sub>2</sub> pourrait ainsi devenir un véritable objectif, surtout si on la connecte à des enjeux tels que l'évolution de l'aviation.

Nul ne sait précisément à quelle vitesse se développera l'électrification des moyens de transport. Mais on ne peut exclure, avec un prix du pétrole se situant autour de 150 \$/baril, que la valorisation chimique du CO<sub>2</sub> devienne un enjeu réel. La Chine serait particulièrement susceptible de s'y intéresser, notamment en raison de l'intérêt que peut représenter pour elle le CO<sub>2</sub> produit par ses cimenteries.

Ce sujet, qui restera donc de peu d'actualité d'ici à 2020, est susceptible de devenir beaucoup plus important par la suite.

Par Alain BUCAILLE\*

### En guise de préambule

La question des hydrocarbures synthétiques n'est pas nouvelle : depuis bientôt vingt ans, on parle de *coal to liquid*, de *gas to liquid*, de bio-fuels..., et même, depuis plus récemment, de recyclage de CO<sub>2</sub>.

On en parle, un jour pour dire que ces options sont peu économiques, un autre jour pour dire qu'elles vont éviter tout pic pétrolier, un autre jour pour fonder des anticipations de leur impact économique possible d'ici à vingt ou trente ans. Ces questions, économiquement bien distinctes les unes des autres, le sont beaucoup moins au plan technique, car toutes les matières premières de ces transformations potentielles sont riches en carbone, déficientes en hydrogène et en oxygène, et elles contiennent toutes plus ou moins d'impuretés (halogènes et métaux lourds notamment). Comme tous ces sujets sont typiques de l'industrie lourde – où il faut bien une dizaine d'années pour fiabiliser les procédés –, on se trouve dans un cas bien typique du monde d'aujourd'hui : des paris technologiques très jouables, à prendre ou non, mais des contextes économiques ou réglementaires encore bien incertains.

### Les incertitudes économiques

#### *L'avenir du transport routier et ses conséquences*

La croissance économique de l'Asie et, demain, de l'Afrique, associée à celle de quelques autres pays émergents, va inévitablement provoquer un fort accroissement

du nombre des véhicules individuels. L'élan démographique de l'humanité le nourrira : nous étions 6 milliards en 2000, nous serons 7 milliards en 2011...

Si les véhicules individuels continuaient à consommer sept litres de carburant aux 100 kilomètres, alors que l'on imagine que leur nombre pourrait demain se situer entre 2,5 et 3,5 milliards de véhicules, si aucune solution n'était envisagée pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> au kilomètre parcouru dans le transport des marchandises, nous irions clairement à l'impasse en matière climatique.

Il faudrait parallèlement être naïf pour croire que l'électricité viendra s'imposer partout comme fournisseur dominant des besoins en énergie des transports. Il suffit d'avoir voyagé un peu en Asie du Sud-Est ou en Inde pour se persuader du contraire...

Tout cela pourrait donc conduire, dans les vingt prochaines années, à trois mouvements :

- ✓ un premier mouvement, vers les véhicules hybrides rechargeables, voire électriques ;
- ✓ un second mouvement, vers des véhicules thermiques traditionnels, mais à très grande performance (moins de 80 g CO<sub>2</sub>/km) ;
- ✓ un troisième mouvement, probable lui aussi, vers l'hydrogène, au moins pour les camions et les bus utilisés sur de courtes distances.

Et il faudra sans doute une quinzaine d'années pour que l'ampleur de ces mouvements se précise.

Si, toutefois, le nombre des véhicules devait effectivement tripler, on ne pourrait exclure que l'on ait besoin soit de bio-fuels, soit de production « propre » d'hydrocarbures synthétiques, pour, soit boucler l'équilibre offre-demande,

soit conforter la sécurité d'approvisionnement, voire satisfaire les besoins de l'aviation.

### Les potentiels et les limites de la captation-séquestration du CO<sub>2</sub>

Comme le montrent les rapports de l'AIE, la captation-séquestration du CO<sub>2</sub> sera nécessaire, mais il est bien difficile de chiffrer ce que pourrait être sa contribution. Soit parce que son coût est incertain, soit parce que la géographie ou la géologie ne sont pas adaptées, soit parce que les technologies possibles sont en compétition entre elles et que cette compétition laisse à penser que la meilleure technologie n'a pas encore été identifiée, soit parce que, tout simplement, les financements d'opérations à très grande échelle sont bien difficiles à envisager. Tout cela renvoie aussi aux incertitudes pesant sur les raisonnements en matière de valeurs à prendre en compte pour le CO<sub>2</sub> : si tous veulent maintenir des valeurs inférieures à 50 € la tonne de CO<sub>2</sub> d'ici à 2020, qui financera des opérations dont le coût excéderait 80 € par tonne de CO<sub>2</sub>, voire davantage ... sauf si l'amortissement de cette opération se faisait sur la récupération de gaz naturel ou de pétrole ?

On avance, donc, mais encore lentement, sur cette question du potentiel de la captation-séquestration du CO<sub>2</sub>, en dépit de quelques opérations-pilotes tout à fait bienvenues.

### Les certitudes ... du bon sens

Il est tout d'abord évident que la géologie ne se prête pas partout à la séquestration du CO<sub>2</sub> : certains pays, comme le Japon, présentent des impossibilités évidentes ; la moitié de la Chine et une très grande partie de l'Inde ne sauraient avoir la géologie *ad hoc* ; de même, il faudrait être bien superficiel pour penser qu'en bien des lieux européens, on va pouvoir couvrir les territoires de pipelines...

En dehors même des problèmes d'acceptation, les opinions publiques demanderont aussi à disposer d'une comparaison entre valorisation du CO<sub>2</sub> et stockage souterrain du CO<sub>2</sub>, de manière, justement, à comparer les solutions. Et comme l'information technique est désormais mondiale, celle-ci circulera...

Enfin, comme on aura sans doute bien des difficultés à savoir stocker massivement l'électricité, on finira bien aussi par se demander si le stockage massif de l'électricité-

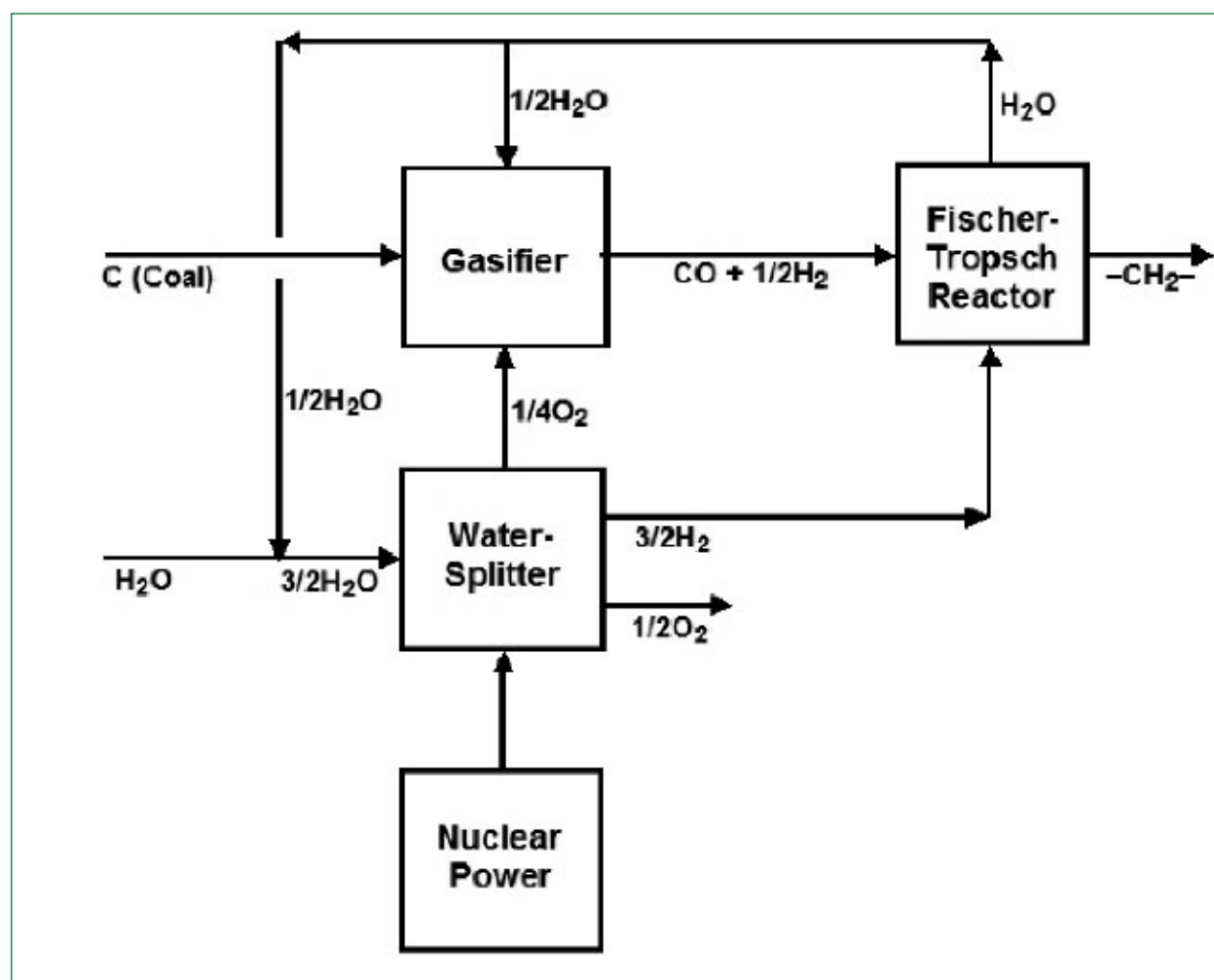


Figure 1 : Schéma de procédé Coal to liquid (CtL) intégrant une production d'hydrogène électrolytique.



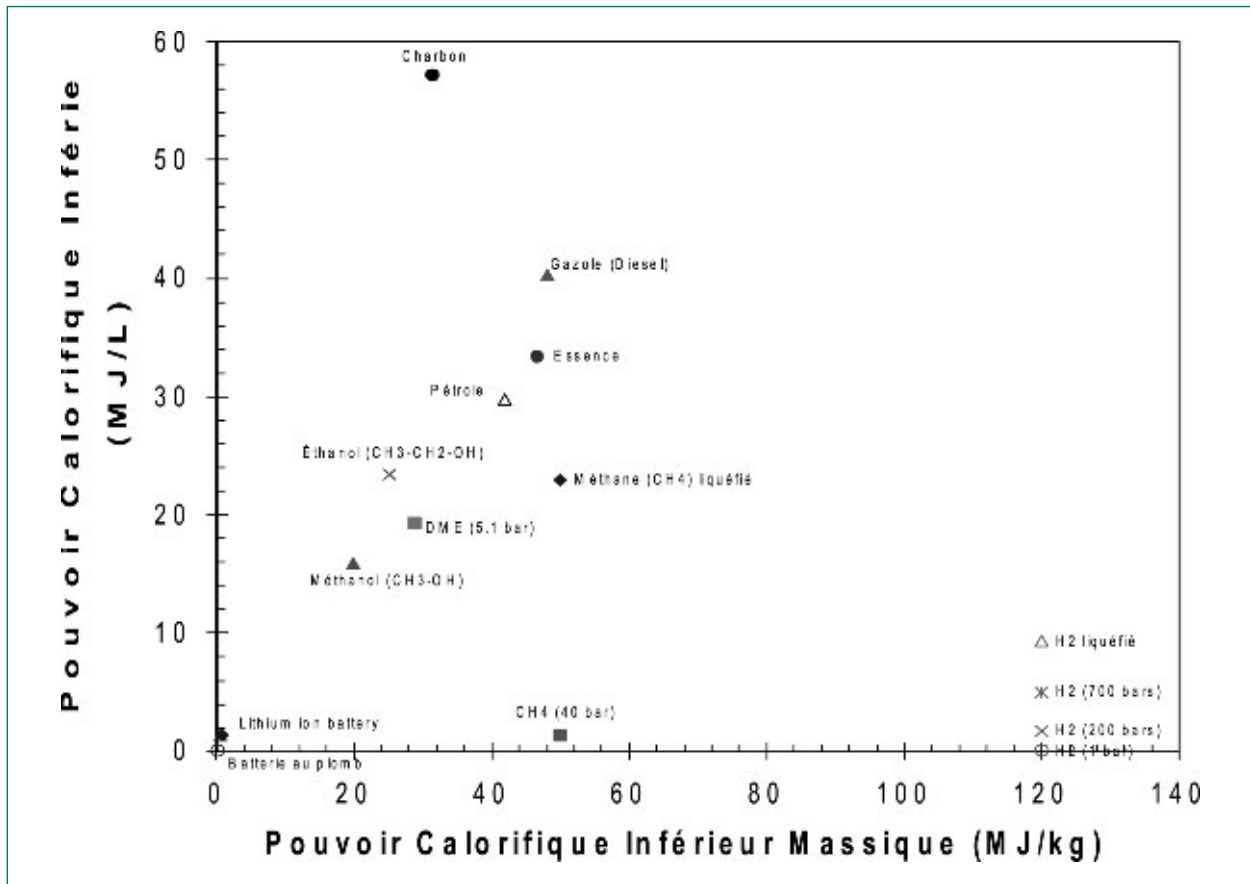


Figure 5 : Pouvoir calorifique inférieur de différents produits, dont le méthanol.

et 3), mais aussi de réduire drastiquement les émissions de CO<sub>2</sub> du procédé CtL et de quasi-tripler le rendement de conversion de charbon en carburant de synthèse, entraînant des impacts positifs sur l'approvisionnement, la manutention et le transport du charbon. Le second de ces acquis, c'est que s'il faut penser au produit chimique le plus intéressant à produire à partir de

CO<sub>2</sub>, le méthanol présente bien des avantages : il est facile à stocker sous forme liquide et il offre une large gamme d'applications potentielles, comme l'illustre la figure 4. Ce choix du méthanol s'explique aussi par plusieurs considérations physico-chimiques. Comme l'illustre la figure 5, le pouvoir calorifique inférieur du méthanol est relativement intéressant.

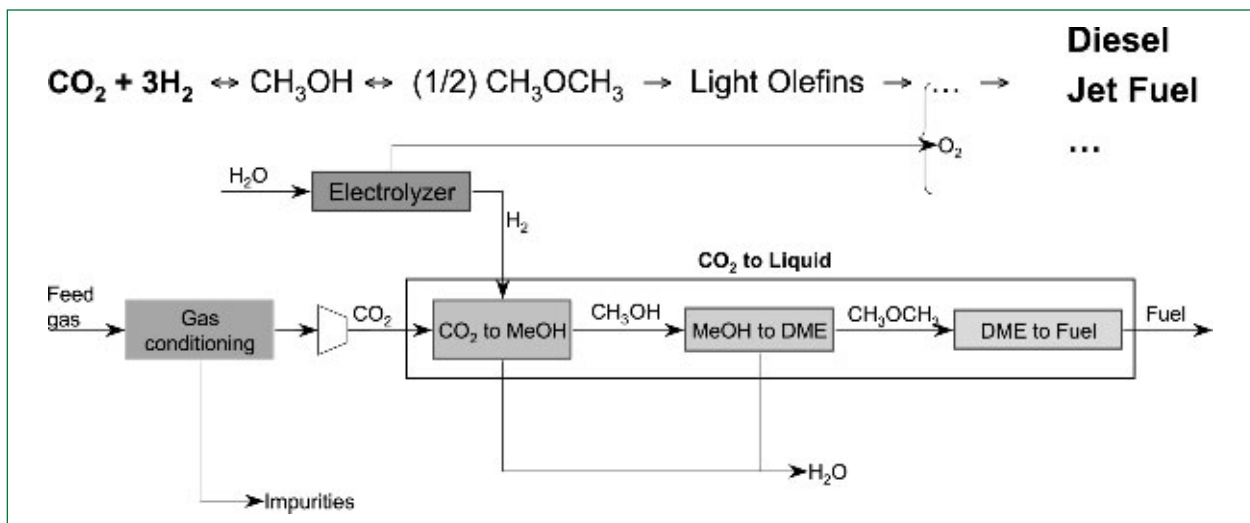
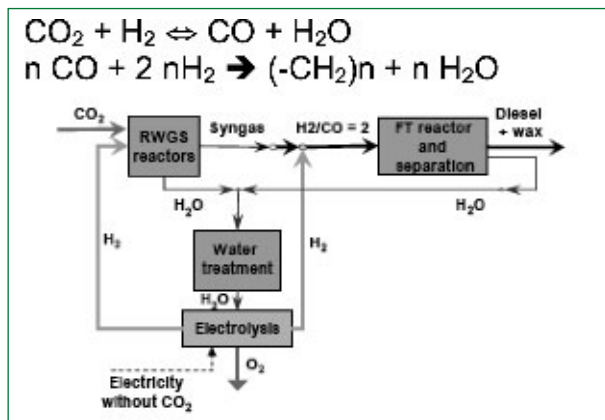


Figure 6 : Schéma d'un procédé de conversion du CO<sub>2</sub> par réduction catalytique.





**Figure 7** : Schéma d'un procédé de conversion du  $\text{CO}_2$  en produits Fischer-Tropsch.

Les voies permettant de convertir le  $\text{CO}_2$  sont en cours de développement. Associés à l'apport d'hydrogène non carboné, plusieurs schémas techniques sont possibles, suivant le stade de produit final que l'on vise. Ainsi, on peut convertir le  $\text{CO}_2$  en :

- ✓ méthanol par réduction catalytique, puis en carburants, comme illustré en figure 6 ;
- ✓ produits de Fischer-Tropsch, comme l'illustre la figure 7, où  $(-\text{CH}_2)_n$  est un hydrocarbure, tel que l'essence, le gazole ou le kérosène.

Passons à présent à l'aspect économique, troisième de ces acquis. Sans qu'il y ait matière à révéler de quelconques secrets industriels, les coûts de production sont estimés, dans les pays émergents, à moins de 150 € le baril équivalent pétrole, et à environ 180 € le baril équivalent pétrole, ailleurs dans le monde.

Ce qu'un jour ou l'autre la Chine investiguera ... N'oublions pas que si tout le  $\text{CO}_2$  des cimenteries chinoises était dédié à ce type de filière, la Chine produirait, par cette technologie, de l'ordre de 10 millions de barils/jour.

S'imaginer que la Chine ne se pencherait pas un jour sur cette question, notamment en regard de ses excédents financiers, relèverait évidemment de la naïveté.

### Le cas spécifique de la France

Pour équilibrer le réseau électrique et faire face aux pointes de consommation, il est fait appel, en France :

- ✓ soit à l'utilisation plus ou moins intensive de la ressource hydroélectrique ;

- ✓ soit à la modulation du gisement d'énergie nucléaire en fonction de la demande ; or, manœuvrer les centrales nucléaires est pénalisant, tant d'un point de vue technique que d'un point de vue économique ;

- ✓ soit à des turbines à gaz récemment installées, fonctionnant en mode discontinu (dans un tel mode de fonctionnement, leur rendement est particulièrement dégradé et leurs émissions de  $\text{CO}_2$  élevées).

Lorsque la partie des énergies renouvelables intermittentes deviendra très significative (et elle le sera, à l'horizon 2025-2030), on se demandera nécessairement si l'ajustement de la production à la consommation ne mérite pas un regard nouveau... intégrant la production d'hydrocarbures de synthèse lors des périodes d'excès de l'offre sur la demande.

Si tel devait être le cas, l'électricité produite par environ 10 EPR™ pourrait permettre de produire de l'ordre de 20 % des carburants consommés en France, ce qui est loin d'être négligeable.

### Que dire, à l'issue de ce panorama ?

Il n'est évidemment pas facile de raisonner, dans un contexte aussi incertain...

Toutefois, j'aurais tendance à conclure que :

- ✓ Le sujet du recyclage du  $\text{CO}_2$  émergera d'ici à 2020 si la négociation climatique mondiale se consolide pour aboutir à des décisions infléchissant fortement les politiques énergétiques, et donc que, soit une valeur significative est donnée au  $\text{CO}_2$ , soit de profonds engagements de limitation des volumes des émissions sont pris.
- ✓ Le sujet du recyclage du  $\text{CO}_2$  émergera lui aussi, si la Chine en fait une priorité stratégique, ce qu'elle seule a sans doute les moyens de faire.
- ✓ Le sujet du recyclage du  $\text{CO}_2$  pourrait, enfin, être lui aussi légitimé, si des tensions politiques au Moyen-Orient provoquaient une flambée des prix du pétrole.
- ✓ Si, par contre, rien de tout cela ne survient, et si toute la priorité est donnée en Europe à la promotion massive de véhicules émettant le moins de  $\text{CO}_2$  possible, le recyclage du  $\text{CO}_2$  deviendrait moins vendeur dans cette région du monde, où il resterait une simple idée parmi d'autres. Ce ne serait pas nécessairement le cas, ailleurs...

### Note

\* Areva.

## La maîtrise des risques émergents : le cas des hydrocarbures non conventionnels

On qualifie d'« émergents » les risques induits par le développement d'une activité industrielle susceptible de provoquer à terme des effets néfastes sur l'environnement et la santé des personnes. De tels risques résultent souvent de l'essor de nouvelles technologies, mais ils peuvent également découler de pratiques usitées de longue date, mais dont le danger « émerge » plus ou moins soudainement du fait de nouvelles connaissances scientifiques ou de l'évolution de la perception qu'en a le public.

Ainsi, la perception de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, mise en œuvre depuis plus d'une décennie aux Etats-Unis, comme un risque émergent sur le territoire français relève sans nul doute de cette dernière catégorie. De sérieuses questions, fortement relayées par la société civile et les pouvoirs publics, sont en effet soulevées à propos des conséquences environnementales de l'exploitation de cette ressource.

Par Christophe DIDIER, Mehdi GHOREYCHI et Pierre TOULHOAT\*

Ces questions trouvent pour partie leur origine dans le retour d'expérience nord-américain. Sur les dizaines de milliers de puits d'extraction forés aux Etats-Unis, plusieurs exemples de situations accidentelles (fuites de gaz, pollution des nappes phréatiques, etc.) ont été mis en évidence et fortement médiatisés, notamment au travers du documentaire *Gasland*, qui illustre les impacts environnementaux du procédé d'extraction lorsque celui-ci n'est pas parfaitement maîtrisé.

Dès lors qu'un développement industriel semble pouvoir présenter des risques mal connus (quand bien même cela ne concernerait qu'un pourcentage très réduit des sites d'extraction et pourrait résulter de négligences de la part de certains opérateurs plutôt que d'une maîtrise déficiente de l'ensemble de la filière), il est fréquent d'assister à une forte opposition des populations et associations locales. Dans le cas de l'exploitation des gaz de schiste sur le territoire français, cette opposition s'est cristallisée autour de la technique mise en œuvre pour permettre l'accès à la ressource : la fracturation hydraulique [1].

La technique d'exploitation a en effet pour objectif principal de permettre l'accès au gaz piégé au sein de la roche-mère en fracturant la matrice rocheuse, pas assez perméable pour permettre la migration de fluides. Pour ce faire, les exploitants s'appuient sur la technique de la fracturation hydraulique, qui consiste à injecter dans le sous-sol de l'eau à des pressions suffisamment élevées

pour induire la fracturation du massif rocheux. Dans la pratique, on ajoute à l'eau du sable fin (ou des microbilles de céramique) afin de maintenir ouvertes les fissures créées par la pression, ainsi que divers additifs chimiques (dissolvants, lubrifiants, biocides) facilitant la production de gaz. Afin d'accéder aux « zones ressources » qu'il convient de fracturer, des puits verticaux sont forés, souvent prolongés par un ou plusieurs forages horizontaux réalisés au sein de la couche-réservoir. L'extension des fractures induites étant généralement limitée, il est nécessaire de forer plusieurs puits pour exploiter un gisement, même peu étendu.

Lorsque le procédé n'est pas convenablement mis en œuvre, la filière d'exploitation des hydrocarbures de roche-mère par fracturation hydraulique peut générer divers risques et nuisances. Pour simplifier, on regroupera ces principaux impacts en trois catégories :

- ✓ les impacts non maîtrisés sur le massif rocheux (étanchéité des forages, extension et orientation des fissures, sismicité induite...)
- ✓ la pollution des nappes phréatiques du fait de la migration non maîtrisée de contaminants (gaz, produits chimiques injectés, minéraux lixiviés...) dans l'environnement ;
- ✓ les risques et impacts liés aux installations et aux usages de la surface (traitement des effluents, stockage et transport des produits, impacts sur le paysage...).

Au regard de la sensibilité du débat engagé, le bien-fondé du développement de l'exploitation des ressources de type gaz (ou huile) de schiste sur le territoire français nécessitera que les deux principales interrogations relayées par la société civile puissent trouver des réponses factuelles et précisément renseignées.

La première concerne le bilan environnemental global de la filière (bilan carbone [2], conséquences sur l'usage de l'eau et des terrains de surface, coût des traitements et des éventuelles nuisances à long terme, etc.), qu'il conviendra d'établir avec le plus de transparence et de clarté possible afin de mettre en évidence l'éventuelle pertinence de l'exploitation de cette nouvelle ressource énergétique.

La seconde interrogation exige que des travaux de recherche et développement (analyse des risques, adaptation/développement de techniques d'exploitation ou de surveillance, etc.) soient menés dès l'amont afin de définir un cadre strict permettant de garantir une maîtrise optimale des risques sanitaires et environnementaux.

C'est ce dernier objectif qui fait l'objet du présent article.

### **Maîtriser les effets de la fracturation sur le massif rocheux**

Le risque principal lié au procédé de fracturation hydraulique qu'il convient d'évaluer avec précision concerne les fuites potentielles de divers contaminants (gaz, eau souillée) vers différents compartiments du milieu environnant (nappes phréatiques, surface, écosystèmes). A ce titre, deux zones fondamentales méritent d'être prises en compte avec une attention particulière.

✓ La première de ces zones est celle des forages d'injection. Ces ouvrages constituent un point névralgique du complexe d'exploitation. Ce sont en effet eux qui sont en contact direct avec les différents aquifères, notamment les moins profonds qui sont aussi généralement les plus sensibles en termes de valorisation de la ressource en eau. Ces ouvrages sont des forages pétroliers classiques, généralement bien maîtrisés par les exploitants et ne constituant pas, de ce fait, un véritable « verrou scientifique » nécessitant des développements novateurs. Il n'en demeure pas moins que sur la base de retours d'expériences d'incidents, l'US-EPA (*United States Environmental Protection Agency*) identifie clairement l'étanchéité des forages comme étant un facteur clé de prévention des fuites [3]. Cette préoccupation est également de mise en ce qui concerne les différents stockages souterrains : stockage de gaz naturels et d'hydrocarbures, stockage de déchets radioactifs et stockage de déchets toxiques. Dans tous les cas, les ouvrages d'accès verticaux (puits et forages) constituent la principale voie de transport des produits stockés ou d'éventuels contaminants.

Deux éléments clés d'un forage contribuent à son étanchéité. Les « casings » (ou tubages) sont constitués de tubes d'acier permettant non seulement d'éviter la fermeture du forage sous la pression des terrains, mais également d'isoler le forage des formations géologiques envi-

ronnantes. La « cementing » (ou cimentation) permet de solidariser les casings avec les parois du forage par l'injection de coulis en périphérie extérieure des tubages, et de parfaire ainsi l'étanchéité de l'ouvrage. Si les tubages exigent un dimensionnement leur permettant de résister aux contraintes et aux pressions tant externes (poussée des terrains) qu'internes (pression du fluide d'injection), c'est souvent la cimentation qui constitue le facteur le plus sensible. Une attention toute particulière doit ainsi être portée à la nature du ciment employé (au regard notamment des produits chimiques utilisés pour l'injection), à sa mise en place effective (permettant de s'assurer d'une bonne adhérence aux matériaux d'interface) et à son comportement à long terme, y compris après l'abandon du forage.

Les conditions de réalisation, d'exploitation et de suivi des forages sont régies par une réglementation spécifique (on citera, à titre d'exemple pour la France, le Code minier, ainsi que le titre « forage » du Règlement Général des Industries Extractives (RGIE)). Dans l'éventualité d'un développement de l'activité « hydrocarbures non conventionnels », une mise à jour de ce titre « forage » s'avèrerait souhaitable (recommandation du rapport de la mission d'inspection CGIET-CGEDD) en vue d'intégrer les spécificités liées à la technique de la fracturation hydraulique.

✓ La seconde zone devant retenir notre intérêt est le secteur géographique au sein duquel se développent les fissures, à savoir en périphérie de la zone d'injection. Au regard des profondeurs auxquelles s'effectue l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère (voisines des 1 000 mètres, voire supérieures), les fractures induites par le procédé se développent principalement dans le plan vertical (1). Pour rentabiliser l'exploitation tout en limitant les risques, il convient que les fractures se développent sur des distances et des surfaces suffisamment importantes tout en évitant qu'elles ne se propagent jusqu'à des discontinuités (failles, discordances) susceptibles d'autoriser la mise en communication des fluides de production avec des couches géologiques plus perméables.

L'optimisation du procédé de fracturation des terrains passe notamment par une meilleure compréhension et une meilleure maîtrise du mécanisme de fissuration des roches, qui dépend étroitement du champ de contraintes régnant dans le massif ainsi que du comportement rhéologique de ce dernier. L'analyse d'échantillons rocheux en laboratoire, la mesure *in situ* de champs de contraintes et le développement de modèles numériques permettant d'étudier les phases d'initiation et de propagation des fissures constituent des voies de développement prioritaires. On privilégiera également le recours à des outils de surveillance de la fracturation, en particulier la technique d'écoute micro-sismique passive qui consiste à détecter, puis à localiser les foyers des « microséismes » induits par le développement des fissures dans le sous-sol. Il est ainsi possible de s'assurer que le procédé est confiné au sein d'un espace bien maîtrisé.

Enfin, on gardera en mémoire que, si les microséismes générés à l'échelle locale par la propagation de fissures résultant du procédé d'injection sont sans effet sur les terrains de surface (magnitudes très faibles), le cumul de petites perturbations du massif induites par le procédé peut (dans certaines circonstances très particulières) générer une redistribution des contraintes qui est susceptible de générer une activité de « sismicité induite ». Plusieurs cas ont ainsi été mis en évidence au Texas, dans l'Arkansas et, très récemment (mai 2011), dans la région de Blackpool, en Grande-Bretagne. La magnitude de ce type de secousses est très variable et, si celle d'une très large majorité d'entre elles s'avère inférieure à 2 degrés sur l'échelle de Richter, elle a pu s'avérer supérieure dans quelques cas (2,3 à Blackpool et jusqu'à 4, dans l'Arkansas).

La prédiction du déclenchement possible de phénomènes de sismicité induite et *a fortiori* celle des caractéristiques associées (lieu et période de survenue, magnitude, fréquence et vitesse ondulatoires, possibles effets de site) est une opération délicate du fait des nombreuses incertitudes pesant sur les caractéristiques des massifs rocheux. Elle exige une bonne connaissance des conditions géologiques et tectoniques en 3D du secteur d'exploitation, la présence d'un réseau de surveillance spécifiquement dédié à la détection et à la caractérisation de tels phénomènes et le développement d'outils numériques capables de prendre en compte la dimension dynamique des événements.

### Maîtriser les impacts sur la ressource en eau

Une très grande majorité des situations accidentelles répertoriées aux Etats-Unis a concerné la pollution des aquifères par des produits chimiques ou par le gaz libéré de la roche-mère. C'est d'ailleurs sur ce sujet crucial que l'EPA a lancé un programme pluriannuel de recherche, analyse et développement.

Dès lors que fait défaut l'étanchéité des forages d'injection (mis en contact avec le fluide injecté ou avec le fluide extrait) ou celle de la couche-mère prise dans son ensemble (combinaison de chemins d'écoulement souterrains : fissures, failles, joints de stratification, couches perméables), il existe un risque de migration des fluides injectés ou de fluides présents dans le massif vers les aquifères sus-jacents.

Une partie de l'eau injectée, et aussi une partie des adjuvants chimiques, peut alors migrer dans le sous-sol pour rejoindre des cibles sensibles, telles que les aquifères d'eau douce moins profonds que la roche-mère. A cela peut également s'ajouter du gaz libéré par le processus de fracturation, ainsi que diverses substances (métaux à l'état de traces, radionucléides, matières organiques, etc.) qui risquent d'être mises en solution du fait d'interactions physico-chimiques entre le fluide injecté et le massif rocheux. Mais l'absence de fuites en milieu souterrain ne suffit pas pour garantir l'absence de pollution de la ressource en eau : les effluents extraits doivent bien entendu être traités

en surface, avant leur rejet dans le milieu environnant. Cette nécessité peut être à l'origine de risques de défaillance en matière de stockage, de manutention et de transport de fluides souillés, susceptibles de générer des risques de contamination du milieu par des écoulements de surface.

Une des priorités est donc de maîtriser au mieux l'emploi d'additifs chimiques afin d'interdire le recours à des substances potentiellement dangereuses pour l'homme et les écosystèmes (notamment les substances cancérigènes, les substances mutagènes et les substances repro-toxiques). Une analyse fine des produits envisagés par les exploitants en termes de volume, de nocivité/toxicité, de réactivité (des produits entre eux, des produits avec les terrains et avec les éléments du forage) devra donc être entreprise, conformément au règlement Reach. A ce titre, des réflexions en termes d'interdiction ou de substitution des substances les plus critiques sont à envisager. Pour ce faire, une transparence totale est requise sur la nature des fluides injectés (ce qui n'était pas le cas, à l'origine, aux Etats-Unis, les exploitants bénéficiant de clauses de confidentialité sur la nature des additifs utilisés).

Dans le même ordre d'idée, une analyse prévisionnelle de la nature et des teneurs des éléments traces d'origine minérale ou organique lixivés de la roche-mère, puis mis en solution (du fait d'un équilibre géochimique rompu par l'injection du fluide de fracturation), doit être menée précautionneusement dans les effluents extraits. Il convient en effet de définir et de dimensionner les techniques de traitement des effluents les plus adaptées afin d'éviter de rejeter dans le milieu environnant des substances qui n'auraient pas été identifiées au préalable. Pour ce faire, des analyses précises de la nature des roches-réservoirs devront être entreprises et des modélisations géochimiques dynamiques envisagées afin de progresser dans la compréhension des phénomènes attendus. A ce titre, certaines alternatives à la fracturation hydraulique (utilisant, par exemple, du GPL comme fluide d'injection) méritent une attention particulière. En effet, elles présentent *a priori* l'avantage de limiter l'impact sur la ressource en eau ainsi que la lixiviation des terrains par rapport à l'utilisation d'un fluide aqueux.

De manière générale, des travaux de modélisation des phénomènes de transfert réactif au sein de la roche-mère ou dans les horizons sus-jacents devront être engagés en s'appuyant sur une caractérisation préalable des environnements géologique et hydrogéologique des sites pressentis. Ces travaux permettront en particulier d'identifier les principaux scénarios de risque et de définir l'influence possible de failles et de discontinuités naturelles, ou d'ouvrages anthropiques environnants.

Comme pour le suivi de la fracturation du massif, le recours à une surveillance s'avère également essentiel pour détecter tout signe précurseur qui pourrait laisser présager un dysfonctionnement du système. Ce processus passe par l'établissement de « lignes de base » permettant d'établir un « état zéro » préalable à l'exploitation, et rendant possible une interprétation en termes de modifica-

tion des caractéristiques initiales du milieu. Si la démarche s'avère classique pour ce qui concerne les aquifères superficiels, elle se révèle plus délicate dans le cas d'aquifères profonds pour lesquels les conditions de prélèvement et d'analyse des échantillons peuvent nécessiter le perfectionnement des technologies disponibles. La détection de migrations de gaz, en profondeur ou en surface, mérite également d'être systématisée dans l'emprise des travaux, et ce, pour les différentes étapes de l'exploitation (état zéro, pendant l'exploitation, après son arrêt).

### **Limiter les risques et les impacts liés aux installations et aux usages de la surface**

Comme toute exploitation pétrolière, l'extraction d'hydrocarbures par fracturation requiert le déploiement d'installations de surface destinées notamment aux activités de forage, ainsi qu'à celles de collecte, de stockage, de traitement et de transport des fluides. La spécificité de l'extraction des hydrocarbures non conventionnels résulte principalement de l'existence d'installations de mélange et d'injection sous haute pression de fluides comportant divers produits chimiques. La présence d'installations de traitement et de stockage des effluents constitue une autre spécificité. Une adaptation des mesures de prévention des risques à ces quelques spécificités devra donc être engagée en ce qui concerne les risques et les impacts potentiels tant sur les hommes (travailleurs et riverains) que sur les biens, les activités humaines et l'environnement.

Parallèlement, dans une logique d'analyse intégrée de la chaîne de production, il conviendra d'identifier l'ensemble des impacts potentiellement induits par la filière afin de mieux en maîtriser les effets sur le milieu environnant. Parmi ceux-ci, on citera l'impact de l'activité sur la qualité de l'air ambiant (fuites de méthane, production de SO<sub>x</sub>, de NO<sub>x</sub>, voire de benzène), les nuisances sonores et olfactives, la circulation d'engins, l'impact paysager et la limitation d'usage des terrains nécessaires à l'exploitation. Ces différents problèmes ne constituent pas une priorité en termes de développement des connaissances dans une première phase de l'analyse. Ils ne doivent pas être négligés pour autant dans une logique d'évaluation intégrée de la filière et de définition des mesures d'atténuation et de prévention adéquates.

### **Perspectives**

L'accompagnement de tout développement industriel dans une perspective de développement durable implique de se doter de la capacité d'en maîtriser et prévenir les risques émergents. Cela permet d'éviter que des activités porteuses en termes économique et stratégique ne se révèlent à terme dommageables pour la sécurité ou la santé des personnes ou pour la qualité de l'environnement.

Cette démarche de prévention constitue le cœur de la mission de l'INERIS, qui s'attache à comprendre, prévoir et maîtriser les phénomènes et les mécanismes (notamment physico-chimiques) potentiellement induits par l'activité industrielle. Son objectif est d'accompagner dès l'amont

les innovations technologiques afin de les rendre propres et sûres. En matière d'exploitation des gaz de schiste, comme sur bien d'autres sujets, (filière CO<sub>2</sub>, nanotechnologies, batteries électriques, ondes électromagnétiques, chimie verte, etc.), l'Institut apporte son appui non seulement aux pouvoirs publics, mais aussi aux industriels. Ses capacités de recherche et d'expertise contribuent notamment à développer des référentiels permettant de garantir le développement de technologies complexes dans une logique de maîtrise des risques et des nuisances.

Les travaux portant sur la thématique des gaz et huiles de schiste sont menés en partenariat avec d'autres organismes français (IFPEN, BRGM) ou étrangers (au Canada et en Pologne, notamment). Ils exigent en effet une mise en commun, certes des compétences, mais aussi des données disponibles. A ce titre, l'accès à des informations précises permettant de mener à bien un retour d'expérience détaillé sur les défaillances observées aux Etats-Unis sera de toute première importance pour la communauté scientifique française.

Dans le même ordre d'idée, l'une des suggestions du comité d'experts commun au CGIET et au CGEDD porte sur la nécessité de réaliser des travaux scientifiques sur site par le biais de forages largement instrumentés afin de mieux appréhender la réponse des terrains aux sollicitations induites par la fracturation hydraulique. Cette étape se révélera essentielle pour l'acquisition de connaissances et de données permettant de caler les modèles numériques développés afin de restituer au mieux les comportements du massif et des fluides qui y circulent. L'INERIS s'inscrit pleinement dans cette logique de développement d'un site « démonstrateur », tout comme dans celle, évoquée au début de cet article, portant sur la nécessité d'entreprendre rapidement un bilan environnemental global pour juger du bien-fondé économique et stratégique du développement de la filière. L'ensemble des parties prenantes pourraient être impliquées dans le pilotage de ces expérimentations.

Conscient de la forte préoccupation d'une partie de la population française sur les risques potentiellement induits par la filière « hydrocarbures de roche-mère », l'INERIS ambitionne de poursuivre son investissement dans la problématique de la maîtrise dès l'amont des risques et des nuisances associés. Une mention explicite à cette problématique figure d'ailleurs dans le nouveau contrat d'objectifs qui a été signé tout récemment entre l'Institut et l'Etat. Ces développements de connaissances prendront la forme, dans les mois et années à venir, de programmes de recherche ou d'appui conduits pour la Commission européenne, pour les pouvoirs publics ou pour les industriels.

### **Notes**

\* INERIS.

(1) L'initiation et la propagation des fractures sont régies par la mécanique de la rupture, qui indique que ce phénomène est gouverné par l'état des contraintes naturelles régnant dans le massif. Plus précisément, la fracturation se propage dans la direction perpendiculaire à la contrainte principale mineure. Or, les mesures de

contraintes *in situ* réalisées en France et à l'étranger montrent qu'au-delà d'une certaine profondeur, les contraintes principales extrêmes (majeure et mineure) sont horizontales, tandis que la contrainte verticale est intermédiaire. Il en résulte que la fracturation hydraulique conduit en principe à des fractures verticales. Il n'en demeure pas moins que, localement, la direction de la fracturation peut changer, du fait d'hétérogénéités, en particulier aux interfaces des roches à fort contraste de propriétés mécaniques ou en contact avec des discontinuités. Ainsi, une fracture verticale rencontrant au cours de sa propagation une interface horizontale (anthropique ou naturelle) peut, sous certaines conditions, poursuivre sa progression le long de cette nouvelle interface.

### Bibliographie

- [1] CGIET/CGEDD, *Les hydrocarbures de roche-mère en France*, Rapport provisoire, avril 2011.
- [2] Tyndall center, Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. A report by researchers at The Tyndall Centre University of Manchester, January 2011, 87 p., 2011.
- [3] EPA, Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. EPA/600/D-11/001/February 2011/www.epa.gov/research, 140 p., 2011.

## Les hydrocarbures non conventionnels Nouvelles perspectives de l'industrie parapétrolière

Les hydrocarbures non conventionnels représentent une ressource potentielle significative, malgré leur extraction souvent complexe. L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), dans son rapport annuel de 2008 [1], estime à 9 trillions de barils le volume potentiel des hydrocarbures liquides susceptibles d'être produits (un chiffre à comparer avec les 1,1 trillion de barils extraits à ce jour et les 1,3-1,4 trillion de barils de réserves prouvées). Cette estimation inclut les huiles lourdes, les huiles extra-lourdes, les schistes bitumineux, ainsi que les hydrocarbures liquides obtenus par transformation du charbon et du gaz. L'AIE fournit aussi dans son rapport de 2009 [2] des estimations des ressources en gaz, qu'elle évalue à plus de 850 trillions de mètres cubes (T m<sup>3</sup>) (à comparer avec les 80 T m<sup>3</sup> produits à ce jour, et avec les 187 T m<sup>3</sup> de réserves prouvées).

Par Kamel BENNACEUR\*

Il faut rappeler que les coûts de production généralement élevés des ressources non conventionnelles sont liés à la nature spécifique de certains de ces hydrocarbures et aux environnements géologiques de leurs gisements. De ces deux variables va dépendre un facteur facilitant essentiel, que l'on appelle la « transmissibilité » de la formation : plus grande est la transmissibilité d'une formation, plus facile et moins coûteuse en sera l'extraction. Or, la transmissibilité est directement proportionnelle à la perméabilité du gisement et inversement proportionnelle à la viscosité des fluides présents. Elle est généralement très faible pour les hydrocarbures non conventionnels, soit que les perméabilités soient très basses, soit que les viscosités soient très importantes. Pour des gisements de gaz non conventionnels, on a observé que la perméabilité pouvait être en effet de trois à quatre ordres de grandeur inférieure à celle des gisements de gaz conventionnels. Et dans le cas des huiles lourdes, par exemple, les viscosités peuvent s'avérer de mille à un million de fois supérieures aux conditions moyennes d'extraction conventionnelle.

L'autre aspect économique qui est souvent discuté, pour ce type d'exploitation, est le fait qu'il est généralement tributaire d'une grande consommation d'autres ressources, telles que l'eau et l'énergie ; si bien que la gestion du cycle de l'eau est devenue (tout particulièrement aujourd'hui) une considération importante pour tous les types de production d'hydrocarbures non conventionnels.

Quant à l'impact environnemental, Brandt et al [3] ainsi que IHS/CERA [4] donnent des estimations d'émissions de gaz à effet de serre associées à la production d'huiles non conventionnelles : selon ces études, qui analysent le cycle

entier du processus (depuis l'extraction jusqu'à la combustion), l'impact des émissions de gaz à effet de serre dans la phase d'extraction reste relativement faible.

Ce cadre étant posé, nous allons nous efforcer de présenter quelques aspects technologiques, économiques et environnementaux de cette nouvelle voie qui s'offre à l'industrie pétrolière, et d'évaluer à la fois les enjeux et les solutions adoptées ou proposées, tant pour les huiles que pour les gaz non conventionnels.

### Les huiles non conventionnelles

Le tableau 1 de la page suivante représente les estimations de ressources d'huiles extra-lourdes et de bitumes publiées par le *World Energy Council* [5], se fondant sur les études faites par l'USGS et d'autres institutions. Ces chiffres n'incluent pas les ressources potentielles additionnelles. Elles n'incluent pas non plus les ressources que pourraient procurer les schistes huiliers (*oil shales*) ni les huiles associées aux gaz de schiste (*shales oil*), décrits plus bas. Ces dernières ressources ont connu un développement particulièrement important du fait de l'exploitation des gaz de schiste en Amérique du Nord, où la production actuelle atteint quatre cent mille barils par jour, un quadruplement d'ici à 2016 étant prévu.

La figure 1 ci-après montre la contribution des huiles non conventionnelles (huiles extra-lourdes et bitumes) à la production mondiale d'hydrocarbures liquides, selon les projections faites par l'AIE [2]. On y prévoit que leur part dans la production totale pourrait augmenter de plus de sept points au cours des deux prochaines décennies.

	Huiles extra-lourdes			Bitumes		
	Ressource in-situ (milliards de barils)	Facteur de récupération	Recuperable techniquement (milliards de barils)	Ressource In-situ (milliards de barils)	Facteur de récupération	Recuperable techniquement (milliards de barils)
Amerique du Nord				1769	0.1	177
Amerique du Sud	1924	0.038	73			
Autres	36	0.08	3	742	0.08	66
World	1960	0.039	76	2511	0.1	243

Tableau 1 : Ressources en huiles extra-lourdes et bitumes et taux de récupération.

Le taux de récupération indiqué dans le tableau 1 varie de 3 à 10 % (une donnée qu'il faut comparer avec une moyenne mondiale de 35 %, pour les gisements d'huiles conventionnelles). Cependant, un taux de récupération plus important est parfois possible grâce à des technologies de récupération assistée (EOR). Celles-ci incluent, pour la production souterraine, l'injection de gaz immiscibles, de polymères, de solvants ou de vapeur, ou la combustion *in situ*. Meyer et al [6] donnent les critères applicables pour choisir la technologie appropriée ; ce choix dépend des caractéristiques de l'huile (densité, viscosité, composition), ainsi que de celles de la formation (perméabilité, épaisseur nette de la couche, profondeur et température).

Les huiles extra-lourdes de la ceinture de l'Orénoque (Venezuela), qui représentent une grande partie des ressources mondiales d'huiles de ce type, sont essentiellement produites (du fait d'une transmissibilité plus grande que pour les bitumes) par l'utilisation de drains horizontaux ou multilatéraux. Des développements sont en cours visant à injecter de la vapeur ou des solvants, afin d'améliorer un taux de récupération qui est actuellement de l'ordre de 10 %.

D'autres gisements d'huile extra-lourde sont constitués de roches de type carbonate/dolomite, en particulier au Moyen-Orient. Des recherches sont en cours pour déterminer l'impact de réseaux de fractures préexistantes, ainsi que la mouillabilité de la roche. Il y a relativement peu d'expériences consistant à injecter de la vapeur dans ce type de formations, du fait du risque potentiel de précipitation de composants carbonatés à haute température, ou à cause d'un profil d'injection défavorable, en raison de la présence de fractures naturelles.

Les gisements de bitume de l'Alberta ont connu une augmentation d'activité spectaculaire du fait de conditions économiques favorables. Deux méthodes d'exploitation y sont pratiquées : l'extraction de type minier, pour les ressources proches de la surface, et le forage de puits, pour les réservoirs plus profonds.

Différentes techniques ont été utilisées pour réduire la viscosité des hydrocarbures, permettant d'atteindre des taux de récupération variant de 5 % jusqu'à 50 % avec la technique de drainage assisté par l'injection de vapeur (SAGD). Pour l'extraction par puits, les développements technologiques actuels consistent généralement à rechercher la maîtrise des injections de vapeur (coûteuses en énergie et en eau) et à l'essai d'injections de solvants. Il convient de noter que, dans tous ces cas, l'industrie parapétrolière est associée aux différentes phases technologiques, depuis la caractérisation avancée des fluides et des formations, jusqu'à la simulation des différents traitements sur des modèles mathématiques calculés et proposés pour chaque gisement.

### Les gaz non conventionnels

Les gisements de gaz non conventionnels incluent les réservoirs à basse perméabilité (*tight gas*), les gaz de grisou (*coalbed methane*), les gaz de schiste (*shale gas*) et les hydrates de gaz (*gas hydrates*), ces derniers étant généralement considérés comme inexploitable avec les technologies actuellement existantes. Il est à remarquer qu'il n'y a pas de définition universelle des gisements de gaz de basse perméabilité, les critères variant en fonction des pays.



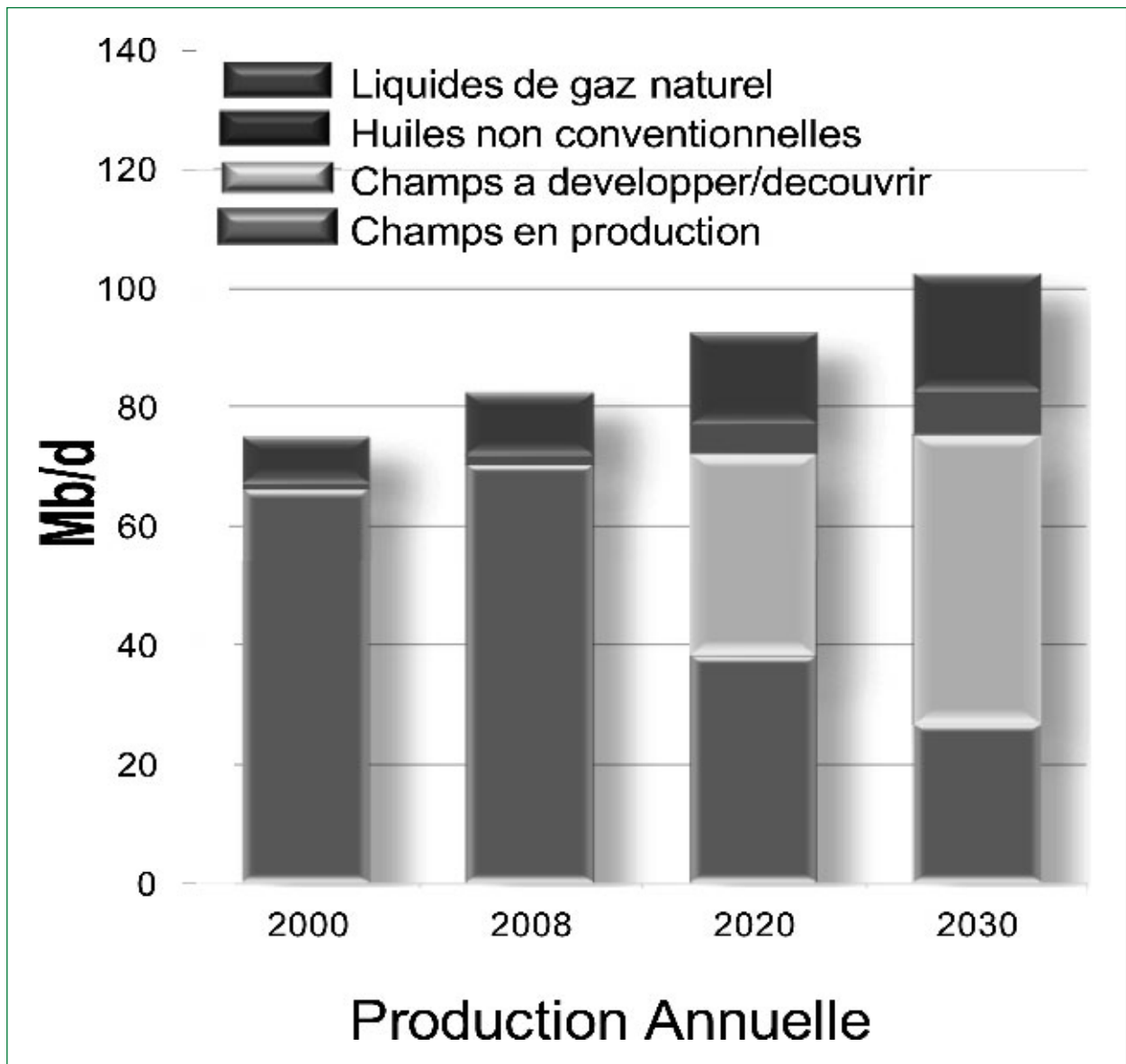


Figure 1 : Prédiction de contribution d'huiles non conventionnelles à la demande mondiale - en millions de barils par jour (source - AIE [2]).

Aux Etats-Unis, leur développement a été entrepris à grande échelle depuis plus de trente ans, mais la technologie n'a été largement diffusée en dehors des Etats-Unis que depuis le début de la décennie actuelle.

Les gaz de grisou font généralement appel à des techniques quasi conventionnelles de développement, alors que les gaz de schiste (qui ont connu une exploitation importante depuis le début de la dernière décennie aux Etats Unis, jusqu'à représenter une partie significative de leur production gazière, ainsi qu'une part notable de leurs réserves prouvées de gaz) requièrent des techniques innovantes.

Si le développement de ces ressources en gaz de schiste est devenu un sujet d'actualité, cela est dû à une combinaison de facteurs incluant la consécration des travaux entrepris par George Mitchell sur les schistes gaziers de Barnett dès le début des années 1980, les progrès techno-

logiques du secteur parapétrolier en forage dirigé, en compléation et en fracturation, ainsi qu'à une conjoncture économique favorable pour le prix du gaz nord-américain au début des années 2000.

La productivité d'un puits en régime stationnaire dépend des paramètres physiques et géométriques du puits et du gisement considérés en utilisant la loi de Darcy, qui relie directement la production à la perméabilité de la formation et à l'épaisseur de gisement en contact avec le puits. Or, dans le cas de gaz non conventionnels, la perméabilité peut descendre jusqu'à des valeurs extrêmement basses (moins de 0,01 milli-Darcy (mD)). Pour arriver à des productions économiquement valables, la seule possibilité est d'augmenter la surface de contact, soit en créant des drains horizontaux (qui peuvent atteindre plusieurs centaines de mètres, voire plusieurs kilomètres de longueur), soit en opérant des fractures hydrauliques qui permettent d'agrandir le

rayon de drainage effectif du puits en créant des canaux préférentiels de production à haute perméabilité.

La technologie de la fracturation hydraulique a été introduite à la fin des années 1940 comme technique de stimulation de la production, pour des puits connaissant une productivité réduite (naturellement ou artificiellement). Cette opération consiste à injecter un fluide (généralement de l'eau) à une pression de fond supérieure à la contrainte *in situ* horizontale minimum, avec une épaisseur de fracture et une viscosité suffisantes pour permettre l'acheminement de l'agent de soutènement de la fracture. Cet agent de soutènement (il s'agit, en général, de sable calibré, de céramique ou de bauxite) est indispensable pour conserver une conductivité en fin de traitement et éviter que la fracture ne se referme.

En fait, le recours à la fracturation hydraulique a largement précédé dans le temps l'exploitation des gaz non conventionnels. Déjà, en 1990, bien avant les premières exploitations commerciales de gaz de schiste, plus d'un million de puits avaient été fracturés hydrauliquement aux États-Unis. On continue d'ailleurs à y recourir en tant que technique préventive aussi bien que palliative, dans toute une variété de gisements d'hydrocarbures, en particulier dans les environnements d'exploitation parmi les plus stricts que sont les gisements d'hydrocarbures *offshore* en mer du Nord.

Le fluide utilisé pour la fracture, dans l'exploitation des gaz non conventionnels, est généralement à base d'eau, avec des additifs dont la fonction est primordiale pour la réussite de l'opération. En excluant l'agent de soutènement, le fluide injecté est constitué d'eau à plus de 99,8 %, ce qui signifie que tous les additifs réunis représentent moins de deux pour mille du volume total. Ils assurent de multiples fonctions : augmentation de la vis-

cosité (pour permettre le transport de l'agent de soutènement) ; lubrification (pour réduire les pertes de charge dans les tubulaires du puits) ; stabilisateurs de formations (en particulier pour éviter le gonflement des argiles), adoucissant d'eau, bactéricide, etc. Néanmoins, la plupart des additifs (sinon tous) sont utilisés à des concentrations largement compatibles avec les normes de sécurité et le respect de l'environnement. Durant une première période du développement des gaz des schistes aux États-Unis, la composition précise des fluides a été considérée comme un secret industriel par les secteurs pétrolier et parapétrolier. Mais, par la suite, l'industrie s'est orientée vers une position de transparence complète sur les additifs, avec la publication en ligne des différents systèmes utilisés [7].

Une opération de fracturation hydraulique requiert un processus d'ingénierie complexe (décrit de façon succincte dans la figure 3). Ce processus est mis en œuvre par une équipe pluridisciplinaire comprenant des géologues, des pétro-physiciens, des mécaniciens des roches et des spécialistes de la fracturation hydraulique. Le cycle de planification comprend l'analyse des données géologiques, des données du réservoir et, enfin, de celles des puits.

Le dimensionnement de la fracture hydraulique, notamment, fait appel à des modèles mathématiques complexes, combinant la mécanique de la fracture, l'écoulement de fluides dans la fracture et dans le réservoir, le transport de l'agent de soutènement et les échanges de chaleur [8]. C'est en s'appuyant sur ce modèle que sera déterminé le dimensionnement initial de la fracture, et que seront évalués les volumes de fluides et d'agent de soutènement. Après l'injection d'un faible volume de fluides à des fins de calibration (une mini-fracturation), ce dimensionnement est confirmé, sinon il est modifié. En outre, cette mini-

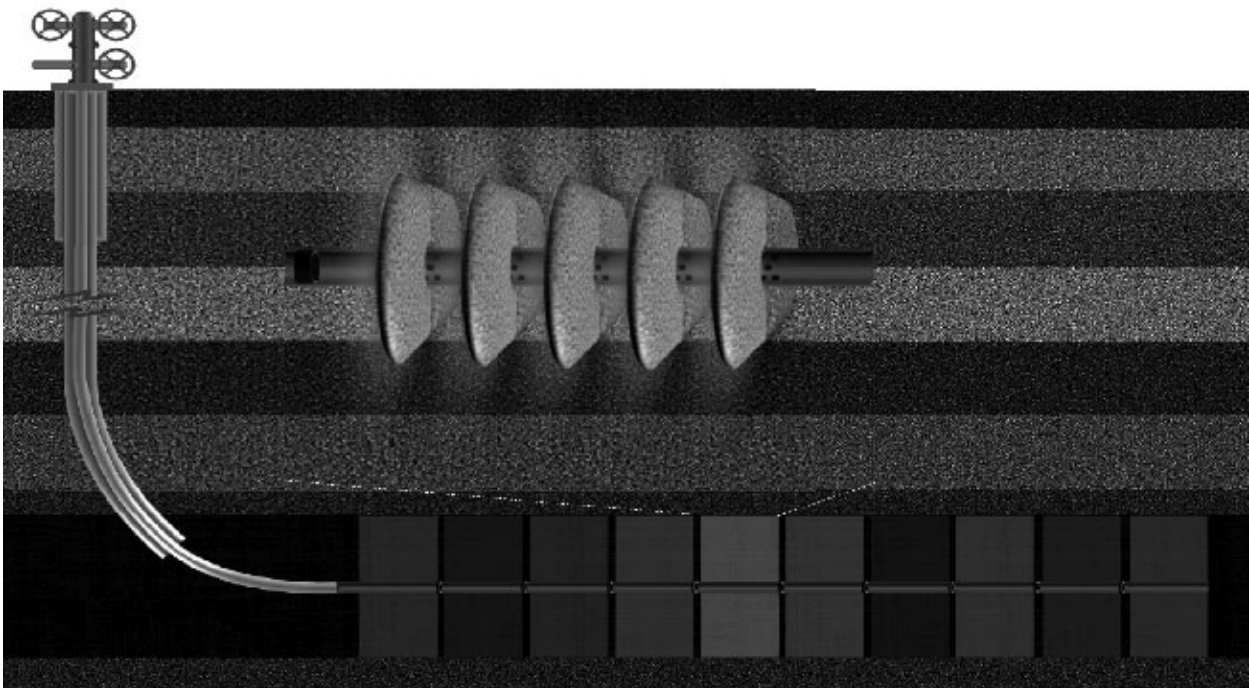


Figure 2 : Configuration de puits horizontal avec fracturations hydrauliques multiples.

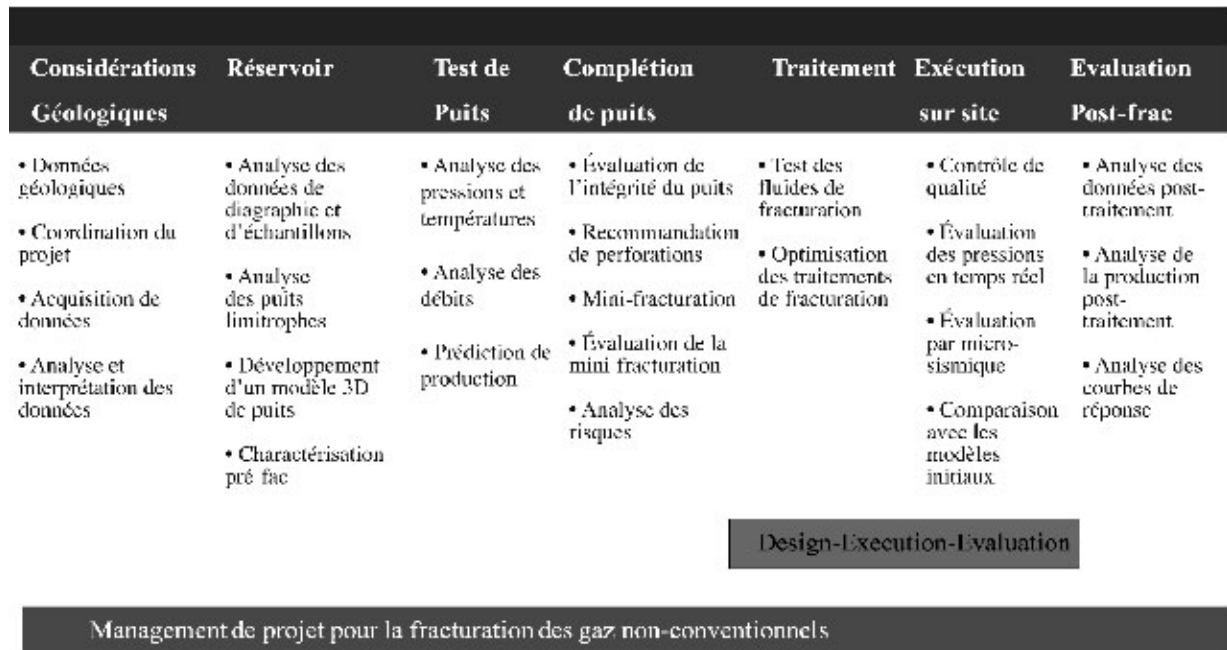


Figure 3 : Processus d'optimisation d'une fracturation hydraulique.

fracturation permet de réaliser une analyse extensive des risques, qui permet de déterminer les modes de propagation de la fracture et le comportement de l'isolation du cuvelage. Durant cette opération, plusieurs paramètres sont mesurés, analysés en temps réel et comparés aux prévisions. En complément des mesures de pression, qui donnent de manière indirecte des informations sur l'évolution de la fracture, d'autres techniques, telles que l'analyse micro-sismique, permettent de visualiser la géométrie de fracture. Ainsi, la propagation de la fracture dans le réservoir peut être détectée par des instruments de mesure très performants, car les signaux induits correspondent à une magnitude -3 sur l'échelle de Richter, c'est-à-dire un millionième seulement de ce qui peut commencer à être ressenti sans instrumentation en surface !

Cette surveillance a notamment pour but de prévenir une extension verticale excessive de la fracture : si celle-ci se produit, elle s'accompagne généralement d'une réduction importante de la pression au niveau des perforations (phénomène de fuite) et, par voie de conséquence, d'une réduction de l'épaisseur de la fracture, ce qui peut conduire à un bouchage prématuré (*screen-out*) et à un arrêt de la fracturation.

A la fin de l'opération de fracturation hydraulique, les experts mentionnés ci-dessus se réunissent pour analyser le comportement des fractures, tant au cours de l'injection que durant la période initiale de production. Les enseignements retenus sont ensuite utilisés pour les puits suivants. Cette boucle : planification-exécution-évaluation permet d'enrichir la base de données sur le gisement.

Dans cette intention, Schlumberger a développé un système de gestion des connaissances (*InTouch*) permettant d'accéder rapidement à l'expérience acquise par les opérateurs du monde entier. Étant donnée la variabilité des gisements de gaz non conventionnels, il est essentiel d'être à même de développer une méthodologie propre à chaque site, qui respecte en particulier les principes de sécurité et de protection environnementale exigés par la juridiction locale.

Le tableau 2 indique, pour différentes formations de gaz non conventionnel aux États-Unis, le nombre de fractures, leurs distances moyennes respectives, ainsi que les volumes de fluides et d'agent de soutènement utilisés. Les volumes d'eau requis par puits (pour plusieurs fractures) sont de l'ordre de 10 à 20 000 m<sup>3</sup> (à comparer aux 3 000 m<sup>3</sup> d'une piscine olympique).

	Barnett	Bakken	Haynesville
<b>Nombre de fractures</b>	4	16	11
<b>Volume fluide (m<sup>3</sup>)</b>	13 000	10 000	15 000
<b>Masse agent soutènement (tonnes)</b>	1 000	500	1 500
<b>Distance entre fractures (m)</b>	150	200	100

Tableau 2 : Dimensions moyennes de fractures hydrauliques dans des gisements de gaz non conventionnels aux États-Unis.



Il apparaît clairement aujourd'hui que cette constante activité d'innovation ouvre la voie à une plus grande rationalisation des opérations de puits forés avec fracturation, qu'elle va contribuer à en améliorer les taux de récupération et qu'elle va donc, *in fine*, contribuer à l'augmentation de leur nombre dans le monde.

### Note

\* Schlumberger.

### Bibliographie

[1] International Energy Agency, *2008 World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris, Novembre 2008.

[2] International Energy Agency, *2009 World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris, Novembre 2009.

[3] BRANDT (A.R.); FARRELL (A.E.), Scraping the bottom of the barrel: Greenhouse gas emission consequences of a transition to low-quality and synthetic petroleum resources, *Climatic Change* 2007, 84, pp. 241-263.

[4] IHS/CERA. Oil sands, greenhouse gases, and US oil supply: Getting the numbers right. - Technical report, IHS-CERA, 2010.

[5] World Energy Council, *2010 Survey of World Energy Resources*, London, 2010.

[6] MEYER (R.F.), ATTANASI (E.), & FREEMAN (P.), *Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World*, USGS Open File Report 2007-1084, 2007.

[7] Fracfocus, [www.fracfocus.org](http://www.fracfocus.org)

[8] ECONOMIDES (M.J.) and NOLTE (K.G.) Eds., *Reservoir Stimulation - V3*, WILEY (J.) and Sons, 2000.

[9] Department of Energy (DOE), *Modern Shale Gas Development in the United States - A Primer*, Washington, Avril 2009.

[10] HA (S.Y.), KOK (J.), TOLLEFSEN (E.), BAIHLY (J.), MALPANI (R.) & ALFORD (J.), *Shale Gas Reservoir Characterization Using LWD in Real Time*, Paper CSUG/SPE 137607, présenté au CURIPC, Calgary, Octobre 2010.

[11] BAIHLY (J.), ALTMAN (R.), MALPANI (R.) & FANG (Luo), *Shale Gas production Decline Trend Comparison Over Time and Basins*, Paper SPE 135555, présenté au SPE/ATCE, Florence (IT), Septembre 2010.

# Les perspectives des hydrocarbures non conventionnels

## Le point de vue de Total

La vision des hydrocarbures non conventionnels s'est fortement modifiée au cours des trente-cinq années écoulées. La production de pétrole en mer, même à de faibles profondeurs, a été considérée comme non conventionnelle, lors de son démarrage, à la fin des années 1970. Aujourd'hui, les productions *offshore* considérées comme non conventionnelles sont celles opérées à grande profondeur ou celles qui posent des problèmes spécifiques (par exemple, de température ou de pression). Mais, dans le même temps, le rôle joué par ces hydrocarbures s'est fortement accru par rapport au pétrole et au gaz conventionnels, et ce rôle ne devrait cesser de s'accroître dans le futur.

Par Jean-Jacques MOSCONI\*

En effet, la concentration géographique assez forte des réserves conventionnelles de pétrole et de gaz, combinée à la volonté des pays qui les détiennent de ne les développer que très progressivement, conduit à rechercher des sources nouvelles d'hydrocarbures liquides ou gazeux. Les compagnies internationales, qui n'ont généralement pas un accès naturel à des ressources importantes, sont fortement intéressées au développement des hydrocarbures non conventionnels.

L'éventail du « non conventionnel » s'est largement déployé. Aujourd'hui, il va du pétrole en mer profonde aux biocarburants, en passant par les bruts extra-lourds et les *coal to liquids* ou les *gas to liquids*, qui sont des produits pétroliers obtenus par liquéfaction du charbon et du gaz naturel. Une compagnie de taille mondiale comme Total ne peut manquer de s'intéresser à l'ensemble de ces types d'hydrocarbures, dont les caractéristiques, les modes de production, les traitements ou encore la valorisation sont très divers. Les biocarburants, par exemple, sont à l'extrémité de la palette, mais une *major* ne peut pas se permettre d'ignorer des liquides qui contribueront de manière significative à l'offre de produits pétroliers, même s'il s'agit d'une part qui devrait rester minoritaire à l'horizon des vingt ou trente prochaines années.

La production des hydrocarbures non conventionnels est en général difficile : elle nécessite des projets complexes aux coûts élevés, qui contribuent à déterminer le prix de l'énergie à moyen-long terme. Ainsi, dans le cas du pétrole, ce sont aujourd'hui les projets *offshore* très profonds et les projets d'huile extra-lourde qui définissent la production marginale de pétrole et qui justifient des prix, en tendance à moyen terme, supérieurs à 70-80 \$/baril.

Le développement de nouvelles opportunités conduit une compagnie comme Total à être présente dans tous les domaines-frontières et à offrir des compétences technologiques quelle que soit la source de pétrole ou de gaz concernée.

### Quelles ressources, pour les hydrocarbures non conventionnels ?

L'analyse des ressources de pétrole et de gaz naturel est un exercice délicat, qui a parfois conduit à des remises en cause importantes. Le pétrole conventionnel est relativement bien connu et il joue un rôle qui se restreint progressivement, si l'on garde la même définition pour les hydrocarbures non conventionnels. L'analyse des hydrocarbures non conventionnels est vaste et dépend des technologies. L'estimation des réserves est difficile, avec une information qui reste souvent très partielle.

Total estime aujourd'hui les ressources d'hydrocarbures liquides à plus de 2 000 milliards de barils (soit près de soixante-dix ans de réserve, avec le niveau de production d'aujourd'hui), et les ressources de gaz à 2 500 milliards de barils équivalent pétrole (soit environ cent trente-cinq ans de réserve, avec le niveau de production d'aujourd'hui). En 2030, la production estimée de liquides (y compris les biocarburants et les liquides tirés du charbon et du gaz) devrait être voisine de 100 millions de barils par jour. Celle de gaz naturel sera proche de 80 millions de barils équivalent pétrole par jour.

Depuis moins de trois ans, les ressources d'hydrocarbures non conventionnels ont été fortement réévaluées : environ la moitié des ressources de gaz naturel et la moitié des

ressources de pétrole brut peuvent être considérés comme non conventionnelles.

Parmi les liquides non conventionnels, trois doivent être traités spécifiquement, car leurs ressources ne dépendent en rien des hydrocarbures « naturels ». Il s'agit des biocarburants, des *coal to liquids* et des *gas to liquids*, qui pourraient permettre de prolonger dans le futur la production d'hydrocarbures liquides. Nous allons examiner successivement ces trois types de produits.

### Les biocarburants

Les biocarburants, tirés de matières végétales, fournissent des substituts ou des compléments aux produits pétroliers existant. La vision de Total est que leur production restera assez marginale à un horizon de plusieurs décennies, et ne pourra jamais se substituer complètement aux autres sources d'hydrocarbures. En effet, les ressources végétales sont relativement limitées, l'utilisation énergétique de produits agricoles (sucre, maïs,...) est en concurrence avec les besoins alimentaires, l'utilisation de ressources peu concentrées pose des problèmes de logistique, les ressources en terre arable sont finies... La production d'éthanol à partir de canne à sucre, au Brésil, semble aujourd'hui la seule solution concurrentielle, même avec un prix du brut de 100 \$/baril : en effet, cette production ne pose que modérément la question de la limitation des ressources, les zones potentielles de développement au Brésil restant importantes, même sans toucher à la forêt amazonienne. L'utilisation d'autres végétaux, comme le maïs, le blé ou la betterave à sucre, est vite limitée et reste très coûteuse. Pour le biodiesel, le colza voit son impact limité par son faible rendement et l'huile de palme (qui conduit, trop souvent, à la disparition de la forêt native) est une solution qui doit être maîtrisée afin de préserver la biodiversité.

Mais les technologies sont en cours d'évolution et Total s'intéresse, par exemple, aux procédés qui permettront de fournir non seulement de l'éthanol, mais aussi des produits plus sophistiqués et à plus forte valeur ajoutée.

L'utilisation des algues pourrait accroître nettement le potentiel de ces nouveaux carburants, mais cette solution en est encore au stade de la recherche. La vision de Total est qu'à l'horizon 2030, exprimée en équivalent pétrole, la production de biocarburants devrait rester inférieure à 4 % de la production pétrolière, soit un peu plus de 3,5 millions de barils/jour.

### Le Coal To Liquids

Les liquides tirés de la liquéfaction du charbon (*coal to liquid* - CTL) sont sans doute une solution de très long terme pour la production de liquides pétroliers, compte tenu des ressources très importantes de charbon, qui sont largement supérieures à celles de pétrole ou de gaz naturel. Se pose néanmoins la question de l'efficacité énergétique du procédé et des émissions de CO<sub>2</sub>, le rendement de la liquéfaction étant de l'ordre de 50 %. De tels dispositifs, fortement capitalistiques, ne se généraliseront dans les

pays développés que si une démarche de captage-stockage réduit la quantité de CO<sub>2</sub> émise dans l'atmosphère lors de la transformation. Il s'agit d'un dispositif complexe, qui suppose que soient résolues les questions de stockage du CO<sub>2</sub>. Total participe en Chine à un projet de transformation de charbon en oléfines (éthylène et propylène), comprenant une unité de gazéification du charbon, suivie d'une transformation du gaz de synthèse (*syngas*) en méthanol, puis de la production d'oléfines grâce à un procédé co-développé par Total. Des études sont actuellement en cours sur le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> produit.

### Le Gas To Liquids

Dans le même esprit, il faut ajouter la production de liquides à partir du gaz naturel (*gas to liquid* - GTL), qui est lui aussi un processus fortement consommateur d'énergie. Une différence importante entre le prix du gaz et celui du pétrole peut rendre cette opération attractive. Mais, si le traitement des émissions de CO<sub>2</sub> doit être pris en compte, cette technologie très fortement capitalistique devient encore plus complexe.

A l'horizon 2030, le GTL et le CTL ne devraient représenter que moins de 5 % du mix pétrolier. Il n'est cependant pas exclu que leur rôle se développe au-delà de cet horizon.

### Les pétroles non conventionnels

Les pétroles non conventionnels représentent une part importante des ressources d'hydrocarbures liquides. L'analyse de Total montre que les pétroles non conventionnels représentent plus de la moitié des ressources totales, si l'on y intègre les schistes bitumineux pour un peu moins de 1 000 milliards de barils. Hors schistes bitumineux, les pétroles non conventionnels représentent environ un tiers des ressources de « liquides ».

### Les schistes bitumineux

Les schistes bitumineux (*oil shale*) ne sont pas réellement des hydrocarbures, mais des kérogènes, c'est-à-dire des chaînes organiques longues qui ne sont pas encore devenues des hydrocarbures et qui restent présentes dans la roche-mère. Ces ressources sont très importantes, même si elles ne sont pas encore exploitables : elles représentent près de 30 % (de l'ordre de 900 milliards de barils) des ressources totales.

Total s'intéresse aux schistes bitumineux au travers de sa filiale américaine AMSO (*American Shale Oil*), qui étudie la possibilité de produire cet *oil shale* par combustion en sous-sol, et récupération par convection. Mais les technologies demanderont encore de nombreuses années pour être opérationnelles, et leur rôle ne devrait être que marginal à un horizon de vingt ans.

### Les huiles extra-lourdes

Les huiles extra-lourdes (sables bitumineux, au Canada) représentent environ 20 % des ressources totales de

« liquides », soit environ 600 milliards de barils. Elles sont concentrées au Canada et au Venezuela, même si d'autres pays (Nigeria, Russie, Colombie,...) possèdent eux aussi des ressources de bruts extra-lourds.

Une des conditions de l'amélioration de leur taux de récupération est le développement de la production chaude, un procédé dans lequel de la chaleur est injectée dans le sous-sol pour rendre plus fluide le bitume (lorsque la production se fait *in situ*, et non par production minière).

Total participe à la fois à la production au Venezuela et au Canada (voir l'article de Jean Michel Gires, dans ce numéro de *Responsabilité & Environnement*).

La production de brut extra-lourd pourrait atteindre près de 8 % de la demande en 2030, soit environ 8 millions de barils/jour.

### Le pétrole offshore profond

Les ressources d'*offshore* profond (plus de 400 mètres de profondeur) sont relativement marginales par rapport au pétrole en *shallow water*, c'est-à-dire à faible profondeur. Mais ce sont des ressources importantes pour les compagnies internationales, car elles sont géographiquement mieux réparties que le pétrole conventionnel. De plus, elles sont généralement situées dans des pays où l'accès est plus ouvert. Elles ont donc connu des rythmes de développement importants, proches de 10 % par an sur ces dix dernières années.

Les ressources de pétrole offshore profond sont présentes dans cinq grandes zones, la dernière restant la moins certaine : le Golfe du Mexique, le golfe de Guinée depuis l'Afrique de l'Ouest jusqu'à l'Angola, les côtes du Brésil allant jusqu'à la Guyane, en Europe, l'ensemble mer du Nord+ mer Noire, et enfin l'Océanie (Indonésie, Malaisie, Australie...).

Le potentiel estimé est de l'ordre de 200 milliards de barils, à répartir entre pétrole en mer profonde et pétrole en mer très profonde. La production de pétrole en *offshore* profond pourrait atteindre près de 13 millions de barils/jour en 2030 (contre 7 millions de barils/jour, aujourd'hui).

Des découvertes récentes ont accru le potentiel de ces hydrocarbures à grande profondeur. La découverte de champs pré-salifères au Brésil a modifié notre vision et il semble possible d'envisager l'existence de champs similaires au sud de l'Angola.

Il est possible également que des ressources plus importantes soient présentes dans d'autres zones, comme le Golfe du Mexique, la difficulté résidant, pour l'ère pré-salifère, dans l'analyse des informations disponibles, l'analyse sismique étant masquée par la présence de sel.

Une production importante est à attendre au Brésil, qui devrait devenir un exportateur de pétrole, même si ce développement devrait être coûteux et progressif, car il nécessite le forage de nombreux puits, en raison de la profondeur et de la concentration limitée du champ pétrolier. La production potentielle *offshore* du Brésil devrait dépasser les 3 millions de barils/jour à l'horizon 2030.

### Le pétrole et le gaz arctiques

Ce sont, dans l'absolu, des hydrocarbures conventionnels, mais leurs conditions de production difficiles, dans un environnement très spécifique, justifient qu'on les différencie. Les hydrocarbures arctiques ont un potentiel important (pour le pétrole, de l'ordre de 200 milliards de barils).

Compte tenu de la complexité technique, des difficultés de logistique liées aux conditions climatiques et de l'adaptation des équipements à ces conditions extrêmes (*winterisation*), leur développement sera progressif.

Total s'intéresse néanmoins fortement à ces ressources (en particulier gazières) en Russie, car elles sont susceptibles de contribuer à assurer l'alimentation de l'Europe en énergie.

### Le tight oil

On peut signaler l'apparition d'une nouvelle catégorie de « liquide », le *tight oil*, qui est assez comparable au gaz de schiste. Il s'agit de poches de liquides contenues dans des réservoirs carbonatés très peu perméables, nécessitant d'utiliser des technologies similaires à celles utilisées dans l'exploitation du gaz de schiste (puits horizontaux, fracturation hydraulique). Cette ressource connaît un développement assez rapide aux Etats-Unis, dans la zone de Bakken (Etats du Dakota du Nord et du Montana).

Sa production potentielle est importante, puisqu'elle est proche de 500 000 barils/jour aux Etats-Unis aujourd'hui, et qu'elle pourrait dépasser 1 million de barils/jour dans les prochaines années, contribuant à stopper le déclin de la production américaine. Il est trop tôt pour savoir quel sera l'impact de ces nouvelles ressources en dehors de l'Amérique du Nord.

### Le gaz non conventionnel

Il existe trois formes principales de gaz non conventionnel : le gaz de charbon (*coalbed methane*), le *tight gas* et le gaz de schiste. Ces gaz sont contenus dans des roches généralement peu perméables, ce qui nécessite de nombreux puits de forage avec des productions faibles.

L'évaluation des ressources exploitables est difficile, car il n'y a pas encore eu d'exploration systématique. Celle des réserves est encore plus délicate, car il n'y a pas de forages systématiques dans les zones potentielles, qui permettraient une évaluation des coûts.

Globalement, l'estimation de Total est que 50 % des ressources totales de gaz, soit environ 1 200 milliards de barils équivalent pétrole sur 2 500 (soit encore 6 500 milliards de mètres cube sur 13 000) correspondent à ces gaz non conventionnels. Cette estimation récente est en forte hausse, non seulement en raison de la révolution du gaz de schiste engagée aux Etats-Unis, mais aussi en raison du développement attendu du gaz de charbon en Australie.



### Le gaz de charbon (*coalbed methane*) :

Le gaz de charbon est le gaz absorbé dans les veines de charbon sous la pression de l'eau présente au voisinage du charbon. Ce gaz a un mode de production spécifique, car il faut d'abord extraire l'eau contenue dans la veine de charbon, ce qui peut exiger plusieurs mois de pompage avant la production du gaz (production initialement croissante). Ce procédé conduit à la production d'un gaz présentant une pression modérée, et très sec.

Les principales zones de production sont les Etats-Unis (en particulier dans les Rocheuses) et l'Australie.

Le coût de production est supérieur à celui du gaz conventionnel, mais il est compétitif dans des régions consommatrices comme les Etats-Unis, et il est même suffisamment bas, en Australie, pour permettre son exportation sous forme de GNL.

La présence de gaz de charbon est attendue dans les zones où il y a de fortes réserves de charbon : en premier lieu, en Chine, mais aussi dans des pays comme l'Indonésie ou la Russie.

Le potentiel est de l'ordre de 25 % du gaz non conventionnel (soit 250 milliards de barils équivalent pétrole), et il devrait contribuer à satisfaire la demande de gaz en Chine, où il pourrait être développé avant le gaz de schiste.

### Le gaz de réservoir compact (*tight gas*)

Même s'il a été le premier gaz non conventionnel à être développé, le *tight gas* est celui qui connaît aujourd'hui le moins d'essor, en raison de la très faible productivité des puits. Aux Etats-Unis, où il a été développé en premier lieu, il paraît aujourd'hui moins compétitif que le gaz de schiste et une remontée du prix du gaz semble nécessaire pour qu'il connaisse un nouveau développement.

Le potentiel du *tight gas* est de l'ordre de 20 % du gaz non conventionnel, soit 200 milliards de barils équivalent pétrole.

### Le gaz de schiste (*shale gas*)

Développé d'abord dans le Barnett shale au Texas, depuis plus de quinze ans, le procédé d'extraction du gaz de schiste vise à récupérer un gaz qui n'a pas encore migré de la roche-mère. La productivité du gaz de schiste s'est très fortement développée ces dernières années, grâce à des innovations en matière de forage, en particulier avec le recours au forage horizontal, qui permet de suivre la roche-mère, et l'industrialisation du mode de forage, permettant d'en réduire fortement la durée et le coût. Le second type d'innovation concerne l'accès à la ressource dans les roches très peu perméables, avec une efficacité accrue des processus de fracturation hydraulique, visant la récupération du gaz contenu dans un rayon de 50 à 100 mètres autour du puits horizontal, à une profondeur comprise entre 1 500 et 2 500 mètres (soit bien au-dessous des nappes phréatiques, situées à moins de 100 mètres du sol).

L'amélioration de la récupération du gaz conduit à des profils de production très typés, dans lesquels le taux de déclin est important. Le gaz de schiste est un gaz qui permet de réagir rapidement à un surcroît de demande, à condition que la logistique de transport de gaz existe et soit facile à mettre en place, en tenant compte du fait que le temps de forage est court si de nombreux outils de forage sont disponibles.

L'expansion a été très forte aux Etats-Unis et au Canada : de très nombreux gisements nouveaux ont été découverts, puis mis en exploitation très rapidement. Cela a conduit pratiquement la zone Amérique du Nord à l'autosuffisance, compensant le déclin du gaz conventionnel. De ce fait, les importations de GNL sont restées à un niveau très bas. La croissance devrait se poursuivre aux Etats-Unis, où la production attendue devrait être supérieure à 50 % de la production totale de gaz naturel en 2030.

Aux Etats-Unis, les coûts de production du gaz de schiste sont inférieurs à ceux des autres formes de gaz naturel. La disponibilité de ce gaz a conduit à une baisse du prix de marché du gaz américain (le « Henry Hub ») et à maintenir des écarts de prix très importants avec les marchés du gaz européen et asiatique. Le prix « Henry Hub » est aujourd'hui (mai 2011) environ à la moitié du prix spot au Royaume-Uni (le *National Balancing Point*) et presque trois fois inférieur au prix d'importation sur le marché japonais.

Ce prix très bas aux Etats-Unis conduit les compagnies productrices de gaz de schiste à privilégier les gisements où le gaz est associé à des liquides et où, en raison du différentiel de prix important entre pétrole et gaz, la production de liquides contribue à financer celle du gaz.

Le potentiel mondial du gaz de schiste est très élevé, puisqu'il correspond à 55 % du gaz non conventionnel (soit 750 milliards de barils équivalent pétrole).

Le potentiel est très fort dans des régions très consommatrices d'énergie (Chine, Europe), mais aussi dans des zones comme l'Afrique du Nord ou l'Argentine. Un développement important est attendu en Chine, peut-être en Europe de l'Est (en particulier en Pologne et en Ukraine), ainsi que dans des pays qui cherchent à diversifier leur approvisionnement en gaz.

Les questions environnementales pourraient peser plus lourd, y compris dans certaines parties des Etats-Unis ou du Canada ; elles sont liées au nombre important de puits, à l'impact en termes d'occupation des sols et aux impacts potentiels de la fracturation hydraulique. Mais l'utilisation de produits utilisés par les industries agro-alimentaires pour cette fracturation pourrait favoriser l'acceptabilité de ce nouveau vecteur énergétique, qui permettra de renforcer le poids du gaz dans le mix énergétique à moyen-long terme.

Total s'intéresse à ces trois nouvelles formes de gaz : le gaz de charbon (en Australie, dans le projet Gladstone LNG), le *tight gas* (en Chine, dans le projet Sulige) et, enfin, le gaz de schiste. Le groupe a en effet pris des positions, aux Etats-Unis, dans le Barnett shale avec la compagnie gazière Chesapeake, ainsi qu'en Argentine et en Europe (au Danemark et en Pologne).

## Conclusion

Comme toutes les grandes compagnies pétrolières et gazières internationales, Total estime que les hydrocarbures non conventionnels joueront un rôle de plus en plus important, ces produits pouvant représenter près du tiers de la production d'hydrocarbures liquides en 2030. Total s'efforce d'acquérir la maîtrise technique de toutes ces ressources, en suivant la voie ouverte en la matière par les Etats-Unis. Ces nouvelles sources d'énergie ont des caractéristiques très différentes en termes de durées d'exploitation (courtes, pour l'*offshore* et pour le gaz de schiste ; longues, pour les bruts extra-lourds et pour les biocarburants, si la ressource en est maîtrisée...), en termes d'impact environnemental et de réponse aux besoins de long terme de l'économie.

La progression très rapide du gaz de schiste aux Etats-Unis constitue une vraie révolution pour le gaz en général, puisqu'elle a permis d'en doubler les ressources et d'amener à prévoir un rôle beaucoup plus important à long terme pour ce produit.

Ces nouvelles ressources, qui contribueront de plus en plus à satisfaire les besoins mondiaux, nécessitent des avancées technologiques toujours plus pointues pour récupérer les hydrocarbures : le domaine de l'*offshore* très profond, dans lequel la maîtrise technologique est un enjeu majeur, en est un exemple manifeste. Cette connaissance des ressources frontières sera de plus en plus le domaine d'expertise des grandes compagnies internationales.

Ce développement aura aussi un impact sur le coût de l'énergie. Les ressources « marginales » que sont le pétrole en mer très profonde ou les bruts extra-lourds nécessitent des investissements de plus en plus importants et ont des coûts marginaux élevés. L'accès aux ressources non conventionnelles contribuera à des prix élevés de l'énergie, même si les mouvements peuvent être plus complexes, comme le montre l'avènement du gaz de schiste aux Etats-Unis.

## Note

\* Total.

## Les défis de la mobilité durable pour l'automobile

Alors que les constructeurs d'automobiles opèrent des changements profonds pour répondre aux défis de la globalisation et des évolutions sociétales, la question basique de l'énergie et des technologies de traction automobile devient primordiale et stratégique.

Les hydrocarbures non conventionnels s'inscrivent dans la continuité des motorisations thermiques. Ils sont une opportunité renforçant la dynamique vers plus de sobriété énergétique. Mais comment seront-ils associés aux technologies électriques de rupture ? Le paysage dépendra très largement de la capacité de tous les acteurs à coopérer en vue d'une mobilité plus durable.

Par Teresina MARTINET\* et Pierre MACAUDIÈRE\*\*

### Introduction

Dans les toutes premières phases du développement des automobiles, trois modes de propulsion différents ont été mis en œuvre, parfois en parallèle avec, dans l'ordre d'apparition, la vapeur, l'électricité, puis les carburants hydrocarbonés. Ainsi, en 1900, sur environ 4 200 véhicules fabriqués aux Etats-Unis, 38 % étaient électriques et 40 % étaient à vapeur (contre seulement 22 % de véhicules à essence [1]).

Mais la mobilité individuelle ne s'est développée massivement, au cours du XX<sup>e</sup> siècle, qu'en raison de l'émergence d'une source d'énergie longtemps considérée comme inépuisable, le pétrole, dont les produits dérivés rassemblent toutes les propriétés requises pour une utilisation optimale dans le domaine du transport :

- ✓ une forte densité énergétique : avec moins de 100 litres, il est possible de transporter cinq personnes sur plus de 1 000 km. En outre, moins de cinq minutes suffisent pour remplir le réservoir et redonner ainsi au véhicule son autonomie initiale... ;
- ✓ une grande facilité de manipulation et de stockage (il s'agit de liquides, dans les conditions normales d'usage) ayant permis la mise en place d'un réseau de distribution dense et réparti sur tout le territoire ;
- ✓ un coût global de la mobilité qui, en dépit de la hausse des prix de l'énergie, reste accessible pour un grand nombre de personnes et se positionne favorablement par rapport aux transports en commun, pour de nombreux usages.

Les automobiles équipées de moteurs à explosion alimentés à l'essence ou au gazole ont ainsi supplanté toutes les autres solutions techniques : le véhicule à vapeur (rapport

poids/puissance trop défavorable) et le véhicule électrique, dont les handicaps intrinsèques (faible autonomie, lenteur de remplissage) ne permettaient pas d'envisager un déploiement rapide à grande échelle.

L'accroissement immense des besoins de mobilité, en particulier automobile, inhérent au développement économique des pays émergents, exige de résoudre de nouveaux problèmes techniques, économiques et sociétaux. Si l'adoption de comportements plus responsables est naturellement l'une des clefs pour assurer ce développement, les besoins des clients comportent des invariants qu'il faut continuer de prendre en compte. En Europe, par exemple, 75 % des déplacements sont effectués en voiture. La substitution totale d'autres modes de transport au véhicule individuel ne constitue pas une solution. Nous n'aborderons pas davantage ce sujet ici, car il s'agit d'un volet transversal aux technologies utilisées. De même, on ne traitera pas ici de la création de nouveaux services de mobilité individuelle, parfois liés aux nouvelles technologies et impliquant directement les constructeurs.

Dans un tel contexte de prise de conscience accrue des limites environnementales et des limites en ressources de la planète, dont le pétrole est un symbole majeur, la question des sources d'énergie et celle des technologies de traction associées sont donc clairement posées.

Le facteur 2 au niveau mondial, ou 4 pour les pays développés, même s'il est très débattu, résume la baisse vertigineuse attendue à l'horizon 2050 pour les émissions de CO<sub>2</sub>, ainsi que pour les consommations d'énergie. Ces chiffres montrent l'ampleur du défi pour l'automobile, dont les objectifs d'émissions de CO<sub>2</sub> et de consommations unitaires convergent au niveau mondial dès l'horizon 2020.

La période 2020-2030 sera l'horizon des développements qui vont suivre. Nous rappellerons tout d'abord les déterminants des évolutions passées de l'automobile, puis nous traiterons de la place des hydrocarbures non conventionnels dans les nouvelles approches.

## Vers une mobilité durable

### L'efficacité énergétique d'abord

Les critères d'optimisation des véhicules ont été traditionnellement centrés sur une amélioration de la performance technique (puissance, agrément, sécurité...) et de la performance économique (coût à l'usage, dont réduction de la consommation, maintenance, durabilité, pannes...).

L'efficacité énergétique des automobiles a guidé les efforts des constructeurs, ne serait-ce que pour compenser l'alourdissement des véhicules généré par l'amélioration du confort et de la protection des passagers en cas d'accident.

Certains de ces gains sont présentés dans le tableau 1 ci-dessous, qui rassemble l'évolution comparative de la consommation, de la puissance et de la masse d'un véhicule Essence ou Diesel du segment C (« compactes ») au cours des vingt dernières années. Retenons simplement qu'en vingt ans, la masse des véhicules et la puissance des moteurs ont augmenté d'environ 30 %, alors même que la consommation était réduite d'environ 30 %.

Et, pour l'histoire, n'oublions pas la Panhard & Levassor de 1908 qui développait 22 chevaux-vapeur avec un moteur 4 cylindres de 4 084 cm<sup>3</sup>. La diminution de la cylindrée a été, depuis lors, un levier puissant de l'amélioration des performances en Europe.

Les constructeurs européens ont également su utiliser les atouts du gazole, qui permet de meilleurs rendements du moteur et des émissions de CO<sub>2</sub> plus faibles de 20 % par rapport à l'essence. La fiscalité des carburants a permis et accompagné ce mouvement.

### La réduction des émissions polluantes

Les premiers critères réglementaires de mobilité durable ont cependant concerné les émissions de polluants, qui impactent directement ou indirectement la santé des usagers ou des riverains.

Cette pollution, dite locale, résulte de la combustion incomplète du carburant dans la chambre de combustion du moteur des véhicules. Sont alors rejetés dans l'atmosphère du monoxyde de carbone (CO), des hydrocarbures imbrûlés (HC), des oxydes d'azote (NOx) ou encore des particules de suie, en plus du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et de la vapeur d'eau.

A la fin des années 1980, les Etats-Unis et l'Union européenne ont adopté des règlements limitant les rejets automobiles. Ces normes d'émissions (connues sous le nom d'EuroX en Europe (X égale 0, 1, 2... 6) ont permis de réduire de plus de 90 % l'ensemble des polluants, ainsi que le montrent la figure 1 (pour l'essence) et la figure 2 (pour le diesel). Depuis fin 2009, la norme Euro5 est en vigueur en Europe.

C'est une coopération entre l'industrie automobile et l'industrie pétrolière, dont le travail de fond a permis d'améliorer la qualité des carburants (composition, indice d'octane « recherche », cétane, teneur en soufre...), qui a rendu possible le développement de modes de combustion optimisés et l'utilisation de systèmes de dépollution avancés (catalyseurs TWC essence ou d'oxydation Diesel, filtres à particules) permettant de réduire les polluants.

### Des normes plus récentes sur les consommations unitaires et les émissions de CO<sub>2</sub>

Plus récemment, la claire perception de la raréfaction des ressources pétrolières conventionnelles et le réchauffement climatique ont constitué deux critères additionnels de durabilité, au départ distincts :

S'agissant du premier critère, de nombreux experts s'accordent sur une production plafonnant autour de 100

Modèles Essence		ZX	Xsara	C4	C4	New C4
Année		1991	2000	2004	2007	2010
Consommation	l/100 km	9,1	7,7	7,6	6,7	6,7
Puissance	kW	87	99	103	110	115
Masse	kg	935	1110	1195	1195	1250

Modèles Diesel		ZX	Xsara	C4	C4	New C4
Année		1991	2000	2004	2007	2010
Consommation	l/100 km	6,7	5,4	4,8	4,5	4,5
Puissance	kW	64	66	80	80	80
Masse	kg	1020	1159	1246	1246	1277

Tableau 1 : Evolution de la consommation, de la puissance et de la masse d'un véhicule du segment C au cours des 20 dernières années.

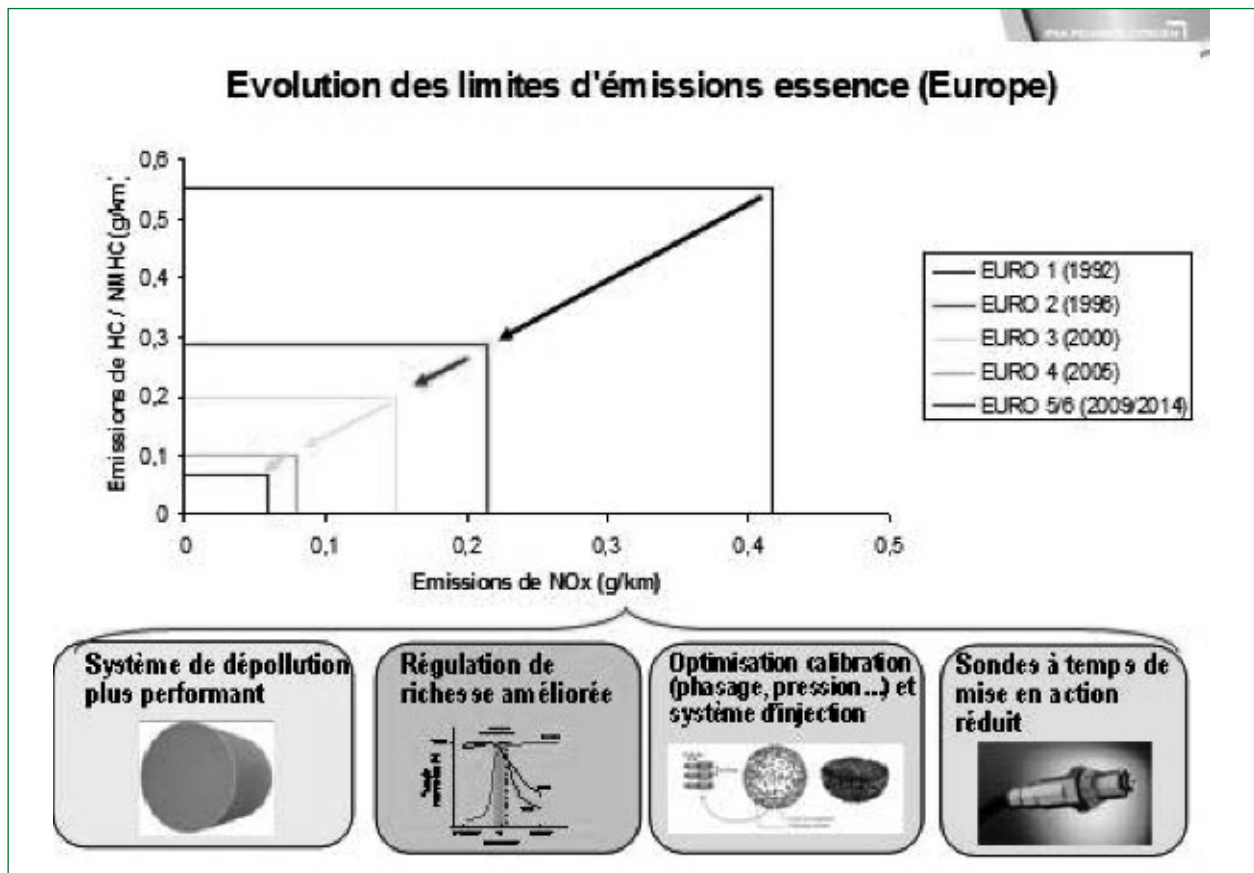


Figure 1 : Évolution des limites d'émission essence de NOx et d'HC

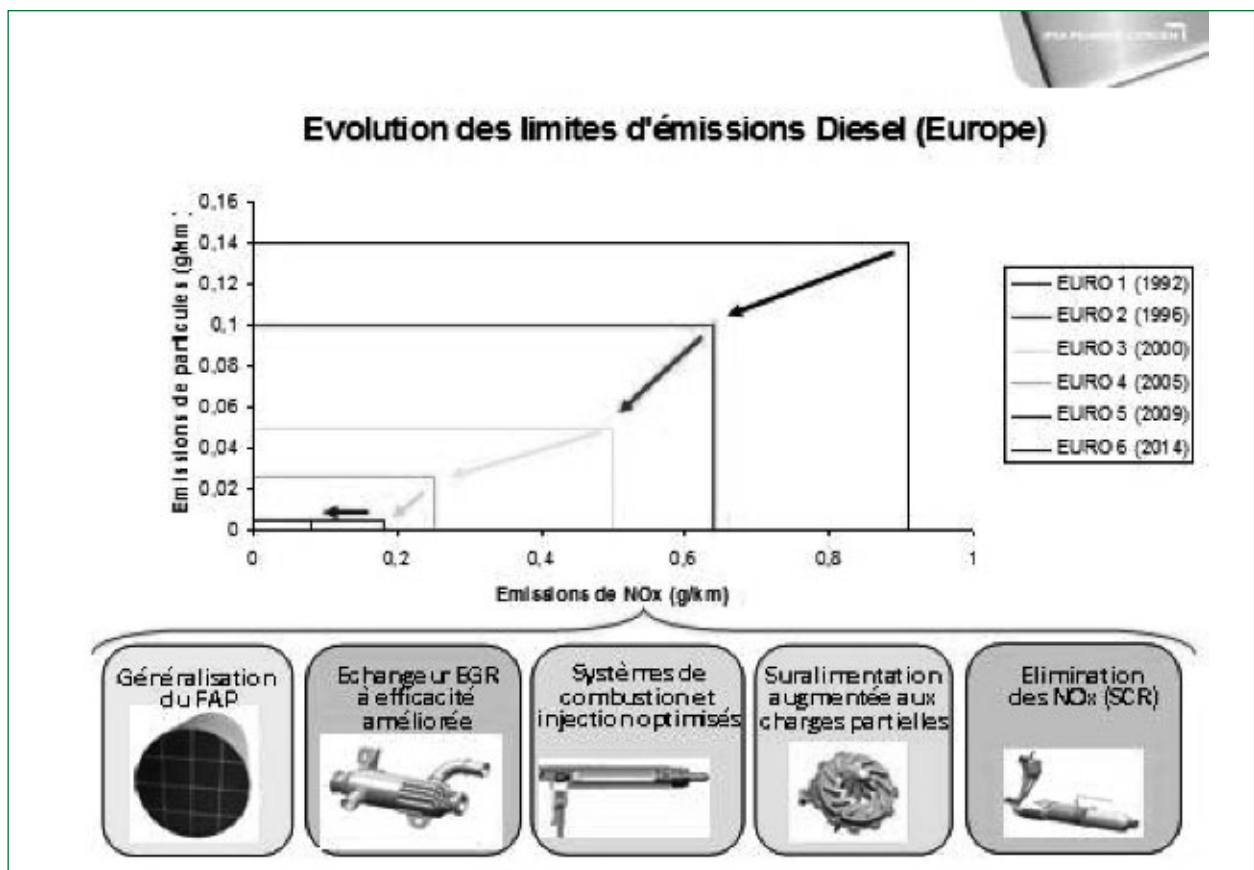


Figure 2 : Évolution des limites d'émission Diesel de NOx et de particules.

Mbl/j (millions de barils par jour) à l'horizon 2020-2030, soit un niveau un peu plus élevé que le niveau actuel (proche de 86 Mbl/j). L'exploitation de ressources non conventionnelles, d'une accessibilité plus délicate, se traduira par un prix plus élevé, mais sans nécessairement de conséquence directe en termes de rupture technique.

Le parc de véhicules en circulation devrait doubler d'ici à 2030 pour atteindre 1 600 millions de véhicules : cela renforcera la pénurie, et donc le besoin de réduire la consommation unitaire de chaque véhicule.

Comme le transport dépend à plus de 98 % du pétrole et « brûle » environ 60 % de l'offre de cette ressource, une mobilité individuelle plus durable passe par :

- ✓ le développement de *véhicules à basse consommation*, notamment dans un contexte où *le prix de cette énergie s'envole* ;
- ✓ *l'utilisation de carburants alternatifs* au pétrole (gaz, biocarburants...), dès lors que leur usage reste économiquement accessible.

Le **second critère** est la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Le CO<sub>2</sub>, en raison de son potentiel de réchauffement, joue un rôle important sur l'évolution du climat. Selon le GIEC, le CO<sub>2</sub> lié à l'usage d'énergies fossiles constitue 60 % du problème. L'automobile, qui en est responsable, aujourd'hui, à hauteur de 10 %, doit contribuer à la maîtrise de ces émissions.

Cette pollution globale (car elle est ressentie sur l'ensemble de la planète) est sans impact direct sur la santé des usagers ou des riverains. Pour répondre à ce second critère de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, deux approches, heureusement cohérentes avec celles résultant du premier critère, s'imposent :

- ✓ Le développement de *véhicules à basse consommation*. Les émissions de CO<sub>2</sub> en grammes par kilomètre étant directement proportionnelles à la quantité de carburant brûlée, il n'est d'autre solution que de renforcer la réduction de la consommation des véhicules automobiles. C'est un enjeu majeur pour la compétitivité des constructeurs. L'Europe a adopté un règlement [2] ambitieux qui impose les niveaux à atteindre à l'échéance de 2012/2015 (130 g de CO<sub>2</sub>/km) et à l'échéance de 2020 (95 g/km) en matière d'émissions moyennes des véhicules neufs vendus (*Corporate Average Fuel Economy* ou CAFE, voir la figure 3). A plus long terme (2050), un objectif parfois avancé viserait une division par quatre des émissions actuelles, soit une cible voisine de 35 g/km, ce qui représente une consommation de carburant proche de 1,45 l/100 km pour l'essence, et de 1,32 l/100km, pour le diesel ;

- ✓ *L'utilisation d'énergies alternatives permettant d'émettre moins de CO<sub>2</sub>*, mais, cette fois, sur l'ensemble du cycle de vie du véhicule (de ce fait, certains carburants non conventionnels d'origine fossile peuvent ainsi rester eux aussi intéressants).

### Les réponses techniques à cette mobilité durable à horizon 2020-2030

Les différentes solutions techniques seront principalement analysées au regard de trois paramètres : l'efficacité énergétique, les émissions de CO<sub>2</sub> sur le cycle de vie et le coût (TCO : *Total Cost of Ownership*, supposé représenter la rareté de la ressource, à travers le prix de l'énergie correspondante).

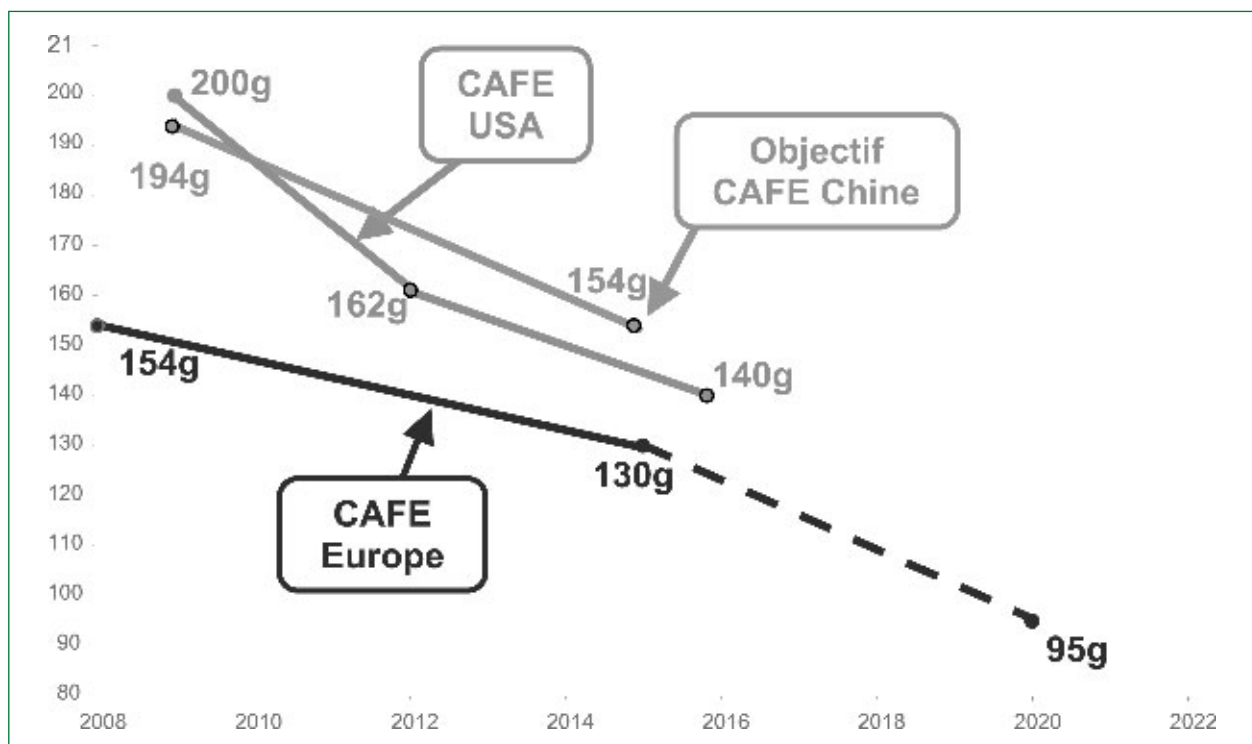


Figure 3 : Évolution des émissions de CO<sub>2</sub> moyennes attendues par zone.

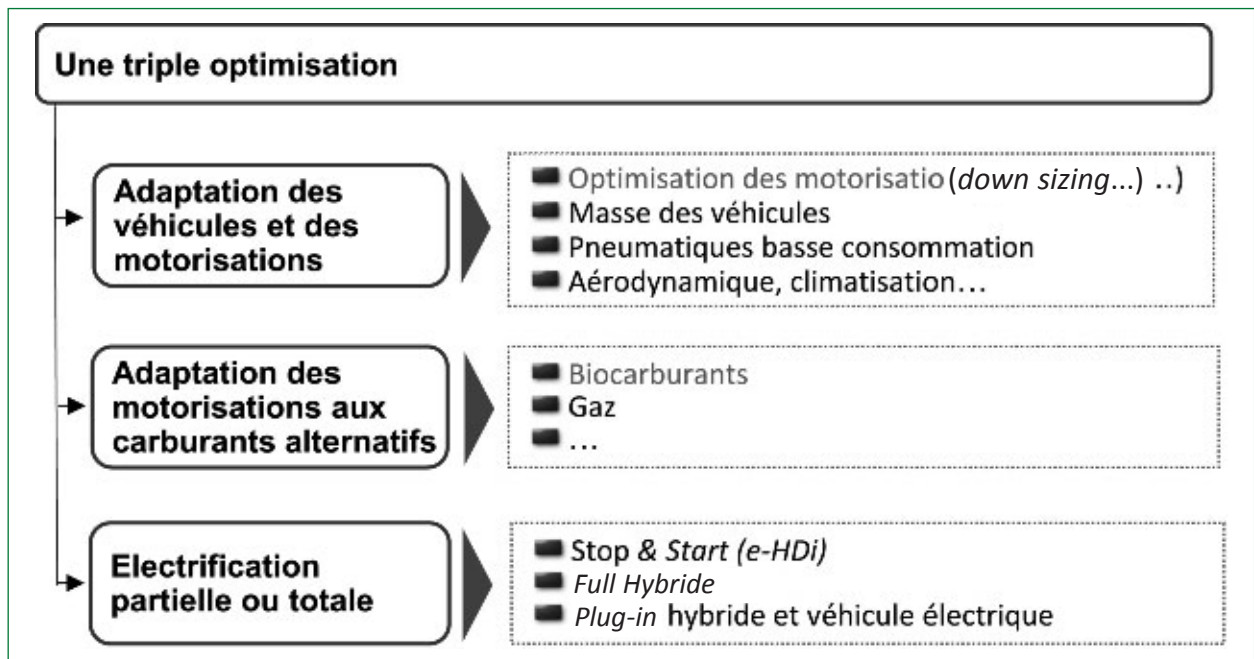


Figure 4 : Les trois axes d'optimisation synergétiques pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>.

Trois des principaux axes de travail sont présentés à la figure 4.

Le premier axe concerne l'adaptation des véhicules et/ou des motorisations pour réduire la consommation, via l'optimisation de l'efficacité énergétique globale. La réduction des besoins en énergie du véhicule constitue une action prioritaire : allègement de la masse, aérodynamisme et pneus basse consommation. L'augmentation des rendements du groupe motopropulseur passe en particulier par l'amélioration de la combustion, avec notamment la réduction de la cylindrée des moteurs, accompagnée d'un accroissement de la puissance spécifique (encore appelée *downsizing*), ou encore l'introduction de technologies vertueuses, comme le traitement des NOx par réduction sélective à l'urée (SCR, pour le diesel) qui apporte jusqu'à 5 % de gain de consommation.

Le deuxième axe concerne l'électrification partielle (hybrides, hybrides rechargeables, ou *plug-in hybrid*) ou totale (véhicules électriques, *range extenders*) de la chaîne de traction.

L'hybridation consiste à doter le véhicule de deux types de moteurs (le plus souvent, un moteur thermique et un moteur électrique) et donc de deux types de stockage d'énergie (un réservoir classique et une batterie). Le principal avantage de l'hybridation réside en la possibilité, dans le cadre de trajets urbains ou périurbains, de récupérer lors des freinages une partie de l'énergie cinétique qu'il avait fallu dépenser pour mettre le véhicule en mouvement.

L'hybride rechargeable, grâce à une augmentation de la capacité des batteries, confère au véhicule la capacité de rouler en mode électrique sur la grande majorité des trajets urbains (on vise de l'ordre de 20 à 50 km d'autonomie électrique). Le moteur thermique assure alors principalement les trajets interurbains et « rassure » les usagers, qui

n'ont plus à redouter l'éventualité d'une panne d'électricité (batterie « à plat ») ! Les gains possibles se situent à environ 30 % des solutions thermiques, incluant le *Stop and Start*, dont la généralisation est d'ores et déjà engagée. Le déploiement des systèmes *Stop and Start* est un point commun aux axes 1 et 2, et une condition d'entrée pour l'hybridation.

Le développement massif du véhicule tout électrique (incluant l'usage d'hydrogène dans une pile à combustible) est toujours sujet à question sur le long terme. A moyen terme, le surcoût économique lié aux batteries et la faible adéquation avec les attentes de mobilité des usagers (autonomie, facilité de recharge...) devraient en limiter l'essor à des usages urbains ou spécifiques.

Les émissions de CO<sub>2</sub> dans une approche « du puits à la roue » dépendent très fortement du mode de production du pays considéré, ainsi que le montre la figure 5 (source AIE). Dans le cas d'un véhicule de type Peugeot 207 ou Citroën C3, on observe que la réduction de CO<sub>2</sub> peut dépasser 80 % par rapport à l'essence en France, avoisiner les 55 % en moyenne européenne mais être non significative, par exemple, en Chine, où la production d'électricité repose majoritairement sur le charbon. Cela illustre très clairement la nécessité, avec les énergies alternatives, de développer une approche « du puits à la roue » qui va devenir incontournable pour valider la pertinence des choix au regard du CO<sub>2</sub>.

Tous les constructeurs automobiles travaillent à ces solutions (en la matière, la Chine fait montre d'une grande ambition). Les montants de R&D nécessaires sont considérables pour mettre au point ces technologies et en rendre le coût accessible. Les puissances publiques des Etats concernés sont souvent très présentes. L'Europe est à la recherche d'une politique plus active.

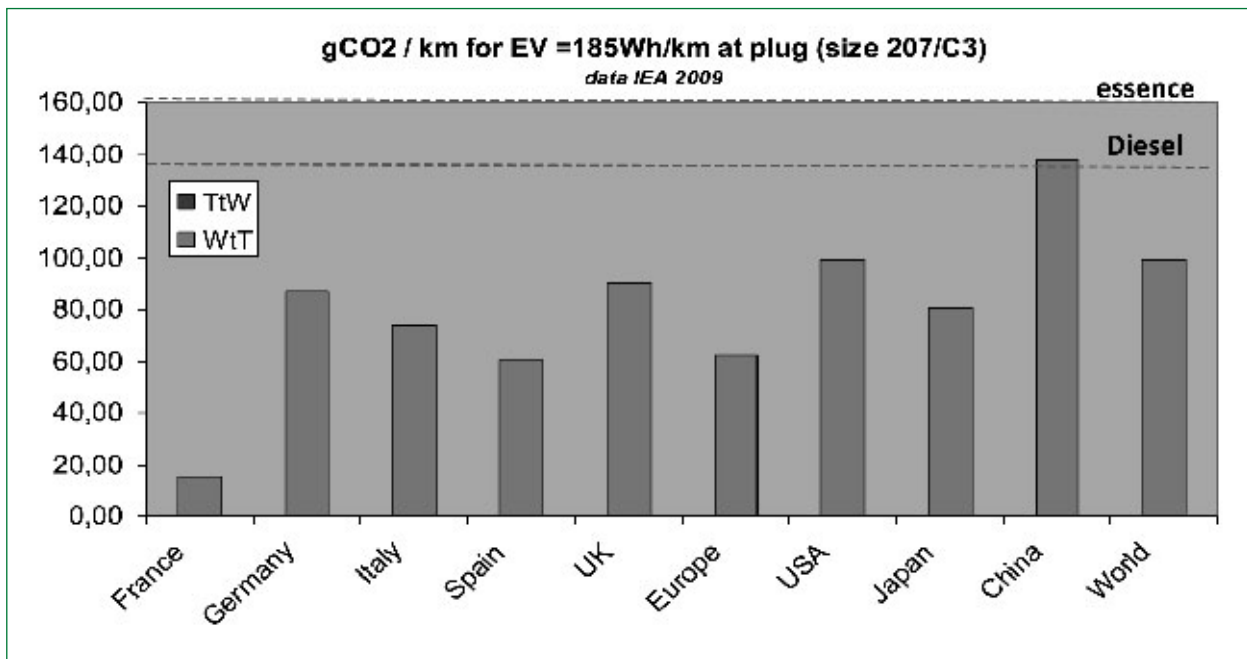


Figure 5 : Comparaison des émissions de CO<sub>2</sub> d'un véhicule électrique en fonction de l'origine de l'électricité utilisée (source AIE).

Pour sa part, PSA Peugeot Citroën déploie sa stratégie technologique sur les trois leviers techniques : réduction des consommations du véhicule, amélioration des rendements des moteurs thermiques et, enfin, électrification des véhicules. Peugeot et Citroën commercialisent des véhicules électriques urbains, et les premiers véhicules hybrides diesel vont sortir à l'automne 2011 (il s'agira de véhicules de moyenne gamme et de haut de gamme).

Le troisième axe concerne l'utilisation de carburants alternatifs, à deux conditions : constituer une alternative crédible au pétrole (production, bilan énergétique...) tout en réduisant de façon notable les rejets de CO<sub>2</sub>.

S'agissant du gaz naturel (CH<sub>4</sub> ou méthane), son utilisation est déjà mise en œuvre sur de nombreux marchés. Mais nous pouvons le considérer comme un carburant alternatif, car il est, de fait, peu développé, et il peut être produit de manière alternative. Aujourd'hui, il s'agit d'une énergie principalement (1) fossile qui, à travers une adaptation bien maîtrisée des moteurs et du véhicule (pour le stockage), conduit à une réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, estimée à 20 % environ par rapport au moteur à essence (grâce à un rapport C/H favorable). Toutefois, un développement plus important est directement lié à la mise en place d'un réseau de distribution qui se justifie seulement dans certaines zones proches des régions de production. Utilisé dans le transport, il ne présente pas les avantages des sources liquides, en raison de sa faible densité énergétique, tout en conservant le désavantage majeur du pétrole, à savoir l'impossibilité de capter le CO<sub>2</sub> en sortie de l'émetteur « dispersé » qu'est le véhicule. C'est pourquoi, pour cette énergie, se pose la question du meilleur usage, qui pourrait être la production d'électricité ou le chauffage.

Pour finir, notons une dernière alternative, qui consiste en la transformation du gaz en carburant liquide (*Gas to*

*Liquid* ou GTL), ce qui permet d'en rendre l'usage plus aisé pour les véhicules automobiles, cet avantage étant obéré par une pénalité quant au bilan CO<sub>2</sub> global ((Ndlr : pour plus de détails sur la production de GTL, voir l'article de Patrick Romeo, dans le présent numéro de *Responsabilité & Environnement*).

Le pétrole non conventionnel, quant à lui, dès lors qu'il conduit aux mêmes produits raffinés, essence ou gazole, n'entraîne pas lui non plus de ruptures technologiques pour un constructeur. Les limites d'usage sont liées au coût et au bilan CO<sub>2</sub> global. Seul le mix gazole-essence reste un enjeu majeur, de par son impact industriel, ses effets induits sur les émissions de CO<sub>2</sub> et les solutions à mettre en œuvre pour respecter la réglementation CO<sub>2</sub>. Dans ce contexte, nous nous concentrerons, dans les paragraphes suivants, sur les biocarburants.

### Les biocarburants comme source de carburants alternatifs

Ainsi que l'exposent les paragraphes précédents, les carburants liquides ont toujours un bel avenir devant eux en raison de leur forte densité énergétique et de leur facilité de manipulation. Dans ce contexte, les biocarburants apparaissent comme une des sources alternatives complémentaires et matures aux carburants d'origine pétrolière. L'intérêt bien connu des biocarburants de première génération (déjà utilisés) réside dans le fait que le CO<sub>2</sub> émis lors de leur combustion est compensé par le CO<sub>2</sub> équivalent consommé lors du processus de photosynthèse ayant permis la croissance de la plante à l'origine du biocarburant. Le bilan n'est cependant pas simple à réaliser car il impose de comptabiliser non seulement toute l'énergie fossile qu'il a été nécessaire de mobiliser pour produire un litre de



biocarburant (engrais et rejets polluants liés à ces derniers, machines agricoles, procédés de transformation, distribution...), mais aussi de prendre en compte tous les impacts indirects de la culture des plantes, comme les changements d'utilisation des sols, souvent désignés par l'acronyme anglais ILUC (*Indirect Land Use Change*).

Compte tenu de cette complexité, les bilans globaux sont fortement controversés et peu d'études véritablement complètes ont été réalisées à ce jour [3]. Toutefois, la Commission européenne a élaboré des critères encadrant l'usage des biocarburants selon leur bilan global.

La figure 6, issue d'un rapport de l'AIE, rassemble, pour différents types de biocarburants, la réduction observée en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>. La variabilité pour un même type de biocarburant résulte des conditions de production, de la nature de l'énergie utilisée, etc.

La directive européenne DER (Directive sur les Energies Renouvelables) [4] visant à traiter ces deux problèmes (bilan réel en termes de CO<sub>2</sub>, d'une part, et risque de compétition entre cultures énergétiques et alimentaires, d'autre part) impose une feuille de route déclinée pays par pays, avec l'objectif d'utiliser, en 2020, 20 % d'énergie d'origine renouvelable. Pour le transport, cette part est de 10 %, sachant qu'une grande partie de cette énergie renouvelable proviendra des biocarburants. Les biocarburants actuels devront en outre présenter une réduction de CO<sub>2</sub> d'au moins 35 %, pour atteindre progressivement 60 % pour les nouveaux biocarburants entrant sur le marché en 2018. La nouvelle directive concernant la qualité des carburants fait également référence à la définition de critères de durabilité (*sustainability criteria*) pour les biocarburants compatibles du *pool* carburant [5].

Le Brésil a fait des biocarburants un volet central de sa politique énergétique. De même, les Etats-Unis progressent eux aussi vers le bioéthanol, avec une politique évolutif du soutien à la première génération (issue du maïs) vers les voies alternatives utilisant la biomasse (éthanol cellulosique).

### Quels ont été les apports de l'industrie automobile dans le domaine des biocarburants ?

Comme tout constructeur est responsable devant son client du bon fonctionnement du véhicule, les constructeurs automobiles européens, en relation avec l'ensemble des parties prenantes (producteurs, industrie pétrolière, distributeurs...), ont évalué les risques liés aux biocarburants et cherché à prendre toutes les précautions techniques nécessaires pour en favoriser l'essor, cela, tout en garantissant une utilisation optimisée des moteurs avec ces nouveaux carburants. En effet, alors que depuis plus de vingt ans les caractéristiques des carburants se sont resserrées pour permettre le développement de moteurs et de systèmes de dépollution de plus en plus sophistiqués, le recours aux biocarburants a introduit une variabilité nouvelle, qui nécessitait d'être précisément encadrée.

#### Le cas du moteur à essence

L'éthanol est actuellement le seul biocarburant incorporé de façon significative à l'essence (directement, ou sous la forme d'éther éthyl tertiobutyle, ETBE). Il entraîne, à faible teneur, des variations importantes de certaines caractéristiques de l'essence comme sa volatilité, induisant notam-

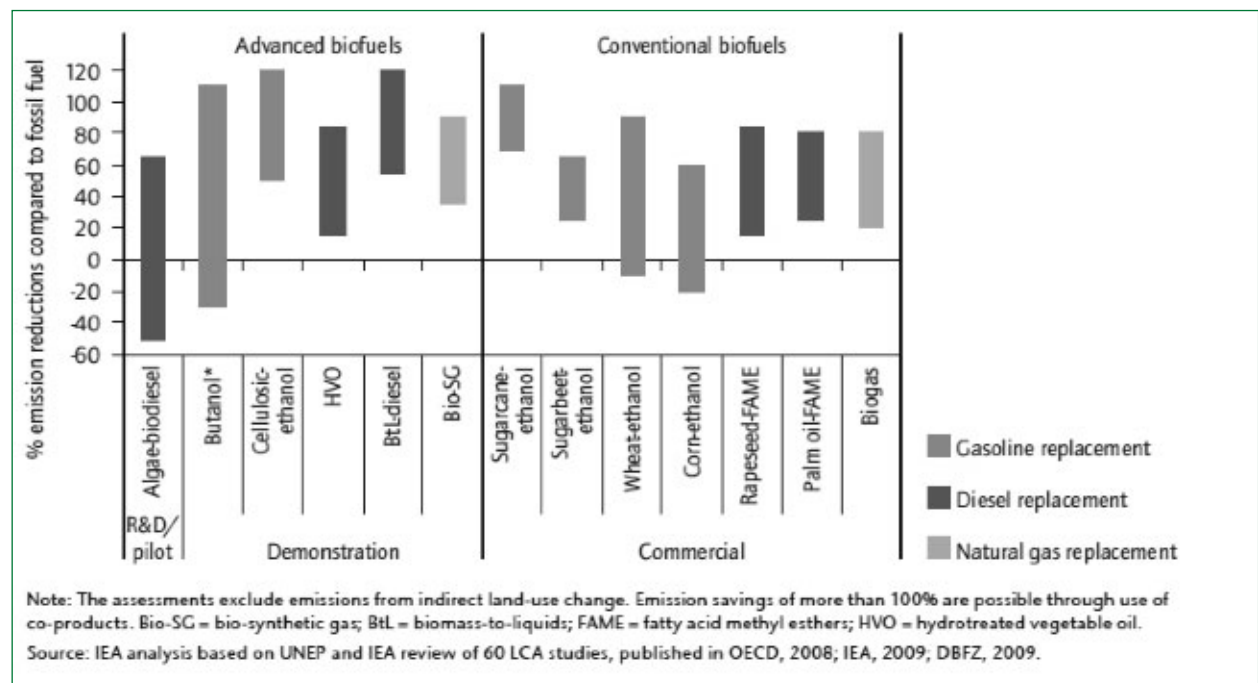


Figure 6 : Roadmap Biocarburants (source AIE, rapport Avril 2011).

ment des risques significatifs de non démarrage ou de calage. Il influe aussi sur la richesse du mélange air/carburant dans la chambre de combustion. En effet, pour obtenir une combustion optimisée, il est nécessaire d'apporter les mêmes quantités stœchiométriques d'air et de carburant. L'éthanol, qui, à la différence de l'essence, contient une grande quantité d'oxygène, déséquilibre cette balance et rend (parmi d'autres inconvénients) les systèmes de dépollution partiellement inefficaces. Heureusement, les moteurs sont dotés de fonctions de correction utilisant notamment des sondes de richesse, qui sont capables, dans une certaine mesure, de corriger ces écarts. Il est communément admis qu'un moteur à essence calibré avec un carburant donné (contenant n'importe quelle teneur en éthanol) fonctionne correctement avec un carburant contenant de plus à moins 10 % d'éthanol (en volume) autour de la teneur du carburant de mise au point.

Avant 2009 et l'avènement de la norme Euro5, les carburants de mise au point des moteurs ne contenaient pas d'éthanol : les moteurs de la grande majorité du parc sont donc compatibles avec la présence de 10 % d'éthanol (E10) si l'ensemble des autres critères exigés par la norme EN 228 régissant la qualité de l'essence sont respectés. Néanmoins, lors de l'introduction en France (fin 2009) du carburant contenant 10 % d'éthanol (SP95 E10), il a été demandé aux constructeurs automobiles de dresser la liste des véhicules compatibles. Les limitations sont venues davantage de l'incompatibilité de certains matériaux de la ligne carburant (polymères sensibles à l'agression de l'éthanol induisant un risque de fuite) que d'éventuels problèmes de combustion. PSA Peugeot Citroën a ainsi autorisé l'utilisation du SP95 E10 pour l'ensemble de ses véhicules produits après 2000.

A noter que l'éthanol est également agressif vis-à-vis de certains grades d'huiles ou encore qu'il peut conduire à l'encrassement du moteur (conduits, injecteurs, chambre...) en raison de la présence d'impuretés inorganiques : une norme EN15376 a ainsi été adoptée, au niveau européen, afin de prémunir les usagers de tels risques.

Les véhicules spécifiques dits *flex-fuels* présentent la capacité de rouler avec des teneurs en éthanol variant de 0 à 85 % d'éthanol en Europe et de 20 à 100 % au Brésil. Ils sont équipés d'un dispositif auto-adaptatif sophistiqué, prenant en compte la quantité réelle d'éthanol dans le réservoir. Le développement de telles motorisations spécifiques est justifié au Brésil, dont la capacité de production d'éthanol permet d'alimenter en E100 une part significative du parc roulant. Mais cela n'est pas le cas en Europe, où l'incorporation d'éthanol à faible teneur (10 %) fait beaucoup plus sens tant sur le plan technique (malgré les restrictions actuelles, environ 60 % du parc est déjà compatible avec l'E10), économique (cela ne nécessite pas de développer une gamme spécifique de moteurs *flex-fuels*, alors même que l'Europe n'a pas la capacité de produire ni de distribuer le carburant E85 en grande quantité) qu'environnemental (l'effet sur la réduction de CO<sub>2</sub> sera plus

rapide à court terme si 60 % du parc consomme dès aujourd'hui de l'E10).

### *Le cas du moteur diesel*

La première génération de biocarburants est constituée d'esters méthyliques d'huile végétale (EMHV), majoritairement issus du colza. Moins stables thermiquement que les gazoles classiques, ces esters peuvent se décomposer partiellement lors du passage à haute température dans le système d'injection directe haute pression (*common rail*) et former des dépôts colmatant le filtre à gazole ou encrassant les buses d'injection (voir la figure 7). Cette forte réactivité s'explique par la présence de doubles liaisons dans la chaîne hydrocarbonée : l'huile de colza, moins insaturée que l'huile de tournesol, conduit, par exemple, à un ester sensiblement plus stable. En revanche, l'emploi d'esters d'huiles fortement saturées n'est pas recommandé : figeant à température modérée, ils entraînent un risque de colmatage en station-service ou sur le circuit carburant du véhicule. C'est d'ailleurs l'une des raisons (avec les risques de corrosion et la viscosité) qui ont conduit à la stricte interdiction par les constructeurs des huiles non estérifiées en tant que carburant véhicule.

Pour se prémunir contre l'ensemble de ces risques, une norme (EN14214) a été prise au niveau européen afin de régir la qualité des EMHV pouvant être utilisés comme biocarburant. Elle est actuellement en cours de révision au CEN afin d'intégrer des critères de stabilité à l'oxydation et de renforcer les propriétés à froid. Elle sera rapidement complétée par une refonte de la norme EN 590 régissant la qualité minimale des carburants Diesel distribués en Europe.

A la demande des constructeurs automobile, la France a, dès la fin 2007, anticipé certaines de ces recommandations pour accompagner la montée progressive de la teneur en biodiesel jusqu'aux 7 % v/v actuels, notamment en imposant une additivation antioxydante dès la production du biocarburant. Cette démarche proactive a conduit le gouvernement français à prendre un décret modifiant l'arrêté modifié du 29 décembre 1999 relatif aux caractéristiques du gazole et du gazole grand froid, ce qui a annulé l'augmentation des pannes du système carburant observées en 2006 et 2007 (voir la figure 8) lors de l'augmentation du taux de biodiesel.

La plus faible résistance à l'oxydation des biocarburants peut également dégrader les propriétés du lubrifiant lorsque ce dernier est dilué du fait de l'injection directe du carburant dans la chambre de combustion. Pour y remédier, l'emploi de grades spécifiques d'huiles devra parfois être recommandé.

C'est pour toutes ces raisons que l'Association des Constructeurs Européens d'Automobile (ACEA) s'est prononcée en faveur d'une incorporation maximale limitée à 7 % en biocarburant de première génération. PSA Peugeot Citroën donne quant à lui sa garantie pour toutes les flottes captives jusqu'à des teneurs de 30 %, moyennant quelques précautions comme l'adoption d'une maintenant-

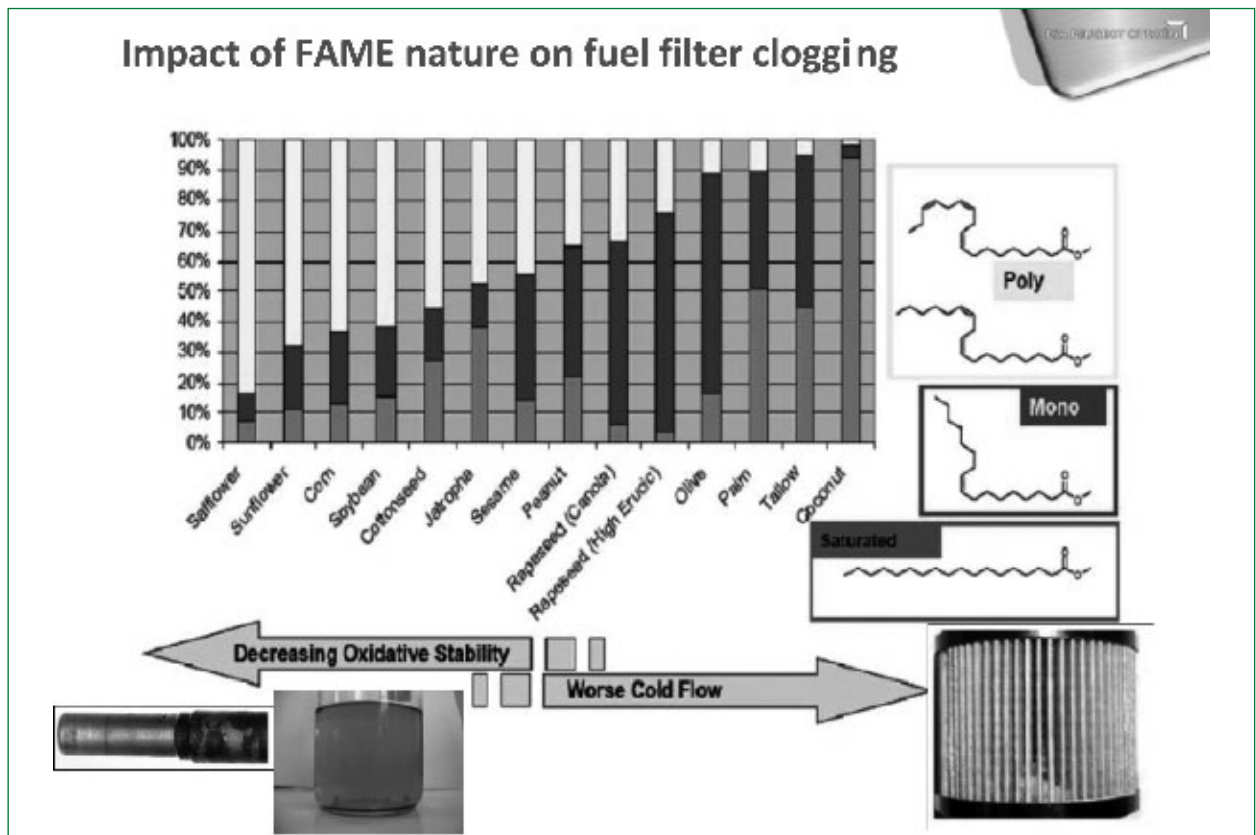


Figure 7 : Influence de la saturation de l'huile végétale sur les propriétés à froid et à chaud des carburants et les risques techniques induits (dépôts, colmatage...).

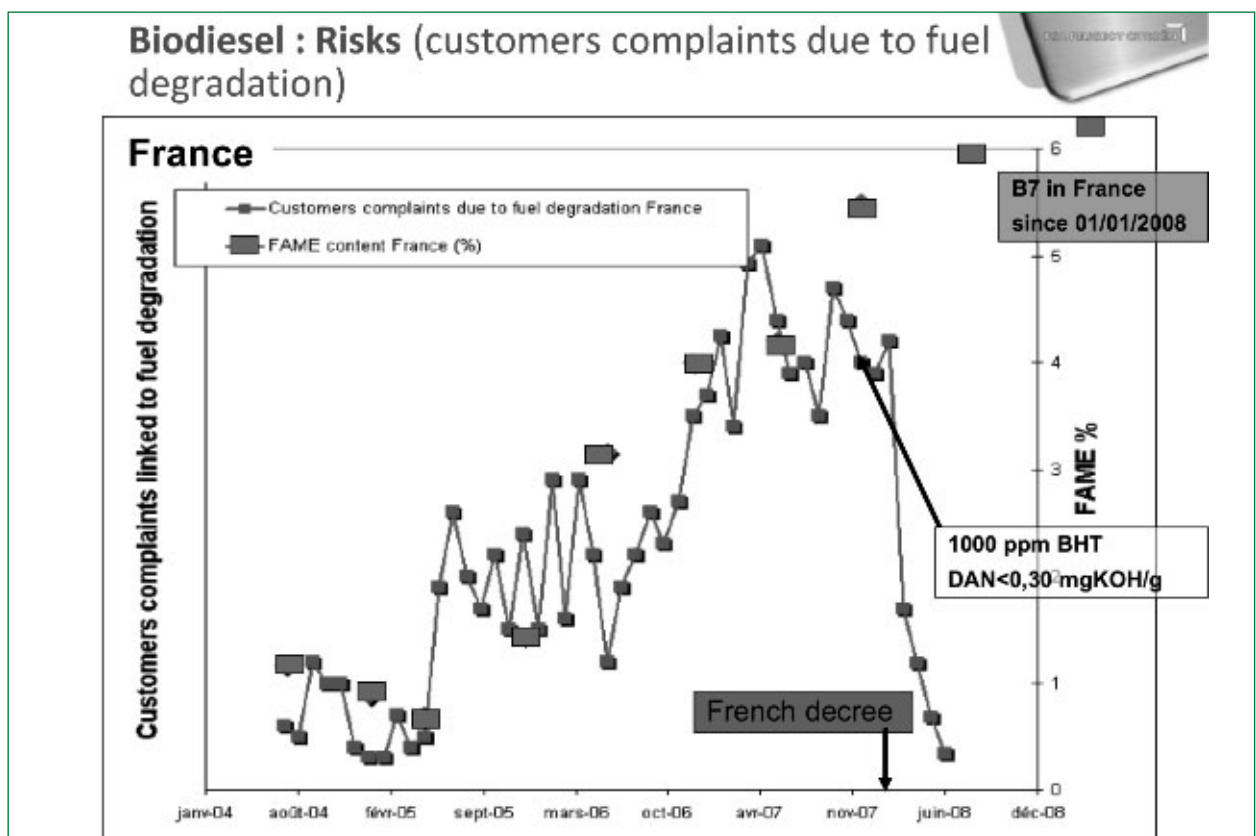


Figure 8 : Impact de l'amélioration de la spécification du carburant (après la prise du décret français) sur les plaintes clients concernant la ligne carburant en fonction de l'augmentation de la teneur en biocarburant en France.

ce renforcée ou l'utilisation de grades d'huiles résistant à l'agression des biocarburants.

A terme, une façon d'éviter tous les problèmes de compatibilité des biodiesels est de « banaliser » les huiles végétales ou animales *via* un traitement de type raffinage conduisant à des molécules proches des carburants classiques, qui peuvent alors être incorporées sans risque au gazole jusqu'à de fortes teneurs. Ces traitements pourraient s'avérer également indispensables pour traiter les huiles, les hydrocarbures ou même la biomasse produits à partir de nouvelles sources comme les micro-algues.

Enfin, certains biocarburants avancés (comme les BTL-*biomass to liquids* - issus d'une synthèse Fisher-Tropsch) ne devraient également poser quasiment aucun problème quant à leur compatibilité avec les moteurs modernes. Le seul frein à leur déploiement est leur rentabilité économique, non encore acquise en raison de procédés de production particulièrement complexes. Ces biocarburants avancés ne devraient cependant pas constituer une part significative des approvisionnements avant 2020/2025.

### Conclusion

Les hydrocarbures liquides resteront l'énergie la mieux adaptée à la mobilité individuelle pendant encore de nombreuses années. Le récent rapport de la Commission européenne « Future Transport Fuels » voit même leur part à

plus de 50 % à l'horizon 2050, en incluant le GNL (gaz naturel liquéfié), le GTL (*gas to liquids*) et le GNV (gaz naturel pour véhicules).

Mis bout à bout, les gains possibles en consommation de carburants et en émissions de CO<sub>2</sub> sont techniquement très importants : allègement des véhicules, optimisations énergétiques, rendement des moteurs, hybridation de véhicules.

Le développement des biocarburants à faible taux d'incorporation (moins de 20 %) représente à court terme une source alternative mature et efficace si elle est encadrée par des normes de qualité strictes, permettant la poursuite de l'optimisation des motorisations afin d'en réduire la consommation. Les limites sont celles des volumes disponibles selon les différentes régions du monde. Il ne nécessite pas le développement de technologies automobiles spécifiques, qui seront nécessairement longues et coûteuses à introduire sur le marché, mais le renforcement de la coopération entre constructeurs, pétroliers et producteurs.

Cependant, ce développement n'est pas suffisant. Les trois approches évoquées (optimisation énergétique, carburants alternatifs, électrification à différents niveaux) sont bien complémentaires.

La figure 9 présente l'exemple d'un véhicule moyen haut de gamme, le Peugeot 3008 mû par un moteur Diesel, 2,0 l Hdi de 163 ch. Par hybridation, les émissions de CO<sub>2</sub> chutent de 142 g de CO<sub>2</sub>/km à 99 g/km, alors même que le

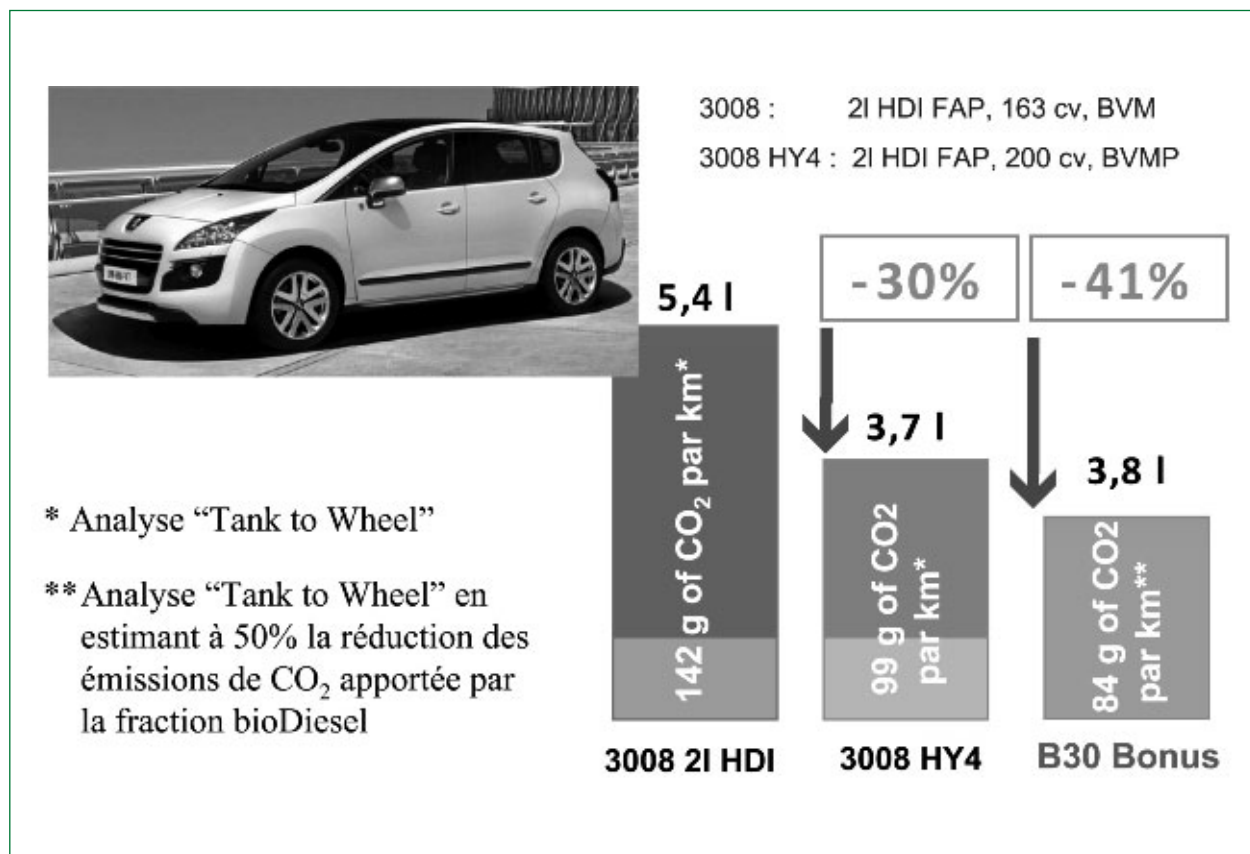


Figure 9 : Additivité des gains liés aux biocarburants et à l'hybridation.

véhicule présente une puissance de 200 cv et une fonctionnalité 4x4 additionnelle (3008 HY4 qui sera commercialisé à la fin 2011). Si le carburant utilisé contient 30% de biodiesel permettant une réduction de 50% des émissions de CO<sub>2</sub> (valeur moyenne communément admise en Europe), alors ce véhicule émet réellement de l'ordre de 84 g/km de CO<sub>2</sub>, dans une comparaison du « réservoir à la roue ». Dans une analyse globale du « puits à la roue », les émissions de CO<sub>2</sub> passeraient de 162 g/km à 113 g/km pour l'hybride et à environ 93 g/km pour le véhicule hybride roulant au biodiesel 30%.

A l'horizon 2020-2025, la question qui est posée est celle du mix énergétique et de l'apparition de technologies dédiées à des usages spécifiques. Sans être la fin de la voiture polyvalente, c'est là une sérieuse relativisation de la culture de la polyvalence.

Au-delà, le jeu reste ouvert, notamment selon la manière de produire l'électricité et l'évolution des performances des batteries. Dans tous les cas, le développement de solutions sans hydrocarbures à bord du véhicule impliquera de nouvelles infrastructures et une coopération accrue entre des acteurs de la mobilité de plus en plus nombreux.

## Notes

\* Directeur des relations institutionnelles, PSA Peugeot Citroën.

\*\* Direction de la recherche et développement, PSA Peugeot Citroën.

(1) Le gaz non conventionnel existe aussi avec le biogaz, qui n'est pas un produit chimiquement différent et n'entraîne donc pas de rupture technologique. De même, d'autres concepts de production de GNV à partir d'électricité renouvelable sont actuellement à l'étude.

## Bibliographie

[1] Cabinet Magazine, n°21, printemps 2006.

[2] Règlement européen sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules particuliers (CE) 443/2009.

[3] Etude JEC (CONCAWE/EUCAR/JRC) Version 2C, mars 2007, Bilan Analyse Cycle de Vie ADEME (septembre 2009), IEA Biofuel Roadmap, avril 2011.

[4] Directive sur les énergies renouvelables (Renewable Energy Directive ou RED), 2009/28/EC.

[5] Directive sur la qualité des carburants européens, 2009/30/EC.

# Bilan énergétique de la France pour 2010

L'année 2010 est marquée en Europe par une reprise modérée de l'économie, après une année 2009 de crise et de baisse de la consommation. Au niveau mondial, la demande d'énergie des pays émergents continue à tirer les prix vers le haut. En France, les mois d'hiver 2010 ont été particulièrement froids, ce qui a entraîné une surconsommation de chauffage de plus de 10 %, elle est estimée à 4,6 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep).

Par Bernard NANOT\*

## Synthèse

La production nationale d'énergie primaire est de 138,6 Mtep, dépassant de 0,2 Mtep le précédent record de 2008. Presque toutes les énergies contribuent à cette progression. Le nucléaire se redresse de 4,6 %, il n'est plus que 5 % en dessous de son niveau maximum atteint en 2005. Sa reprise a permis de faire face aux vagues de froid de janvier et décembre. La production hydraulique retrouve presque un régime conforme à la moyenne. L'éolien progresse encore sensiblement (+ 19 %) et le photovoltaïque triple, mais ne représente encore que 0,6 Mtep. L'extraction nationale d'énergies fossiles classiques est stable à 2,5 Mtep, l'équivalent de cinq jours de consommation finale. Et les énergies renouvelables thermiques et la valorisation énergétique des déchets progressent nettement de 10,7 % (+ 1,7 Mtep).

La consommation d'énergie primaire totale augmente de 3,8 %. Une fois corrigée des variations climatiques, elle augmente légèrement (+ 1,7 %), mais reste bien inférieure à ce qu'elle était avant la crise. Avec 266 Mtep, elle est même en-dessous de son niveau de 2000. Sa progression était de 4 Mtep par an en moyenne pendant les années 1990, puis de 2 Mtep seulement en 2001 et 2002. Depuis, à part une hausse en 2004, elle était restée stable jusqu'au net décrochage de 2009.

L'agrégat constitué des énergies renouvelables thermiques et des déchets valorisés continue sur sa lancée (+ 5,1 %). Le rythme fléchit un peu, mais la progression a été permanente depuis 2006 (+ 37 % en 4 ans). Pour autant, cet

ensemble ne représente encore que 6,4 % de la consommation primaire totale. Stimulée par la rigueur climatique, la consommation de gaz bat des records absolus. Mais, une fois corrigée, elle retrouve le niveau autour duquel elle fluctuait avant la crise, entre 2002 et 2008. La consommation d'électricité primaire (1) (+ 2,9 % corrigée des variations climatiques) retrouve son niveau de 2008. Le recul du pétrole se confirme (- 3,4 %, après - 3,9 %). Il ne représente plus que 31 % de la consommation primaire totale, contre 34,5 % en 2002. Les importations de pétrole brut chutent à nouveau avec la baisse des activités de raffinage. La hausse des prix et l'évolution des véhicules jouent à la baisse sur la demande de fioul et de carburants. La consommation de charbon augmente sensiblement, mais elle est loin de compenser sa chute de 2009 (+ 6,5 %, après - 11,1 %).

La directive sur les énergies renouvelables a introduit ses propres indicateurs, différents de ceux des bilans de l'énergie. Selon ces indicateurs, la part des énergies renouvelables est passée de 12,4 % en 2009 à 12,9 % en 2010. La France dépasse ainsi l'objectif intermédiaire qu'elle s'était fixé pour 2010 dans son plan national d'action pour atteindre sa cible de 23 % en 2020. Les bons résultats sont dus aux pompes à chaleur, à la biomasse (dont une part correspond toutefois à la surconsommation de bois liée à la rigueur du climat de 2010) et au biogaz. Les productions sont en revanche inférieures à ce qui était prévu surtout pour l'éolien, la géothermie, la production électrique à base de biomasse et le solaire thermique.

La consommation finale énergétique augmente à nouveau mais seulement de 1,4 %, après une baisse de 3,7 % en 2009. À 158 Mtep, elle reste donc un peu inférieure au palier où elle s'était stabilisée depuis 2001. Cela fait donc dix ans que la consommation d'énergie finale n'augmente plus. Auparavant, elle avait progressé régulièrement : au milieu des années 1980, elle était inférieure à 130 Mtep. Le secteur résidentiel et tertiaire diminue sa consommation (corrigée du climat) de 1,2 %. La forte hausse des énergies renouvelables (+ 4,8 %) et de l'électricité (+ 4,3 %) y est plus que compensée par la baisse du gaz (- 2,5 %) et du pétrole (- 5,5 %, baisse portant principalement sur le fioul domestique). Pour le chauffage, qui constitue l'essentiel de la consommation du secteur, les Français délaissent manifestement les énergies fossiles, dont, il est vrai, les prix semblent orientés durablement à la hausse.

La consommation des transports est en légère hausse (+ 0,8 %), après deux années de baisse. L'augmentation de la circulation routière (+ 1,9 %), due surtout à la reprise du trafic poids lourds après la crise, n'a pas induit une augmentation du même ordre de la consommation de carburants et ce, grâce, en particulier, à l'amélioration des performances du parc automobile (progrès technique, prime à la casse, effets du bonus-malus).

La reprise entraîne une plus forte augmentation de la consommation d'énergie de l'industrie (+ 8 %). Là encore, la hausse ne compense qu'une partie de la baisse enregistrée en 2009 et le niveau 2010 est inférieur à celui de 2008. L'augmentation la plus spectaculaire est celle de la sidérurgie (+ 21 %, après - 28 % en 2009). De son côté, la consommation de l'agriculture et de la pêche baisse de 2 %.

Les turbulences économiques ne sont pas favorables aux progrès de l'intensité énergétique. L'intensité énergétique finale, quantité d'énergie finale consommée par unité de PIB, ne diminuerait que de 0,1 %, contre 1,0 % en 2009 (chiffre révisé) et 1,5 % en moyenne de 2002 à 2008. La reprise de l'activité est en effet d'abord une reprise industrielle. Elle a donc pesé sur l'intensité énergétique totale de l'économie car la croissance industrielle a besoin de plus d'énergie que la même croissance dans le secteur tertiaire.

On estime que les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'utilisation de l'énergie seraient en hausse de + 2,2 %. Mais si l'on ramène ces émissions à ce qu'elles auraient été si le climat de cette année avait été conforme à la moyenne trentenaire, on obtient une baisse de 0,6 %. C'est-à-dire que la reprise de l'activité économique s'est faite sans supplément d'émissions.

La facture énergétique de la France s'élève à 46,2 milliards d'euros, soit une hausse de 20 % en un an. Elle représente ainsi 2,4 % du produit intérieur brut (PIB) en 2010, après 2,0 % en 2009 et 3,0 % en 2008, et contre 1 % pendant les années 1990. Pour le ménage moyen, la hausse des prix a porté la facture annuelle d'électricité et combustibles à 1 600 € (+ 9,5 %) et celle de carburants à 1 300 € (+ 10,5 %).

## Le contexte économique et énergétique

Du point de vue énergétique, l'année 2010 se caractérise surtout par un rebond du commerce et de l'activité dans le monde et par une nouvelle envolée du cours des matières premières.

### *Rebond de l'activité et du commerce mondial en 2010, reprise plus modérée en zone Euro et en France*

En 2009, toutes les économies avancées ont enregistré une profonde récession qui s'est traduite par un repli de l'activité de 3,4 %. Pour juguler cette crise, les gouvernements concernés ont mis en œuvre des plans de relance massifs et coordonnés dès le quatrième trimestre 2008 avec notamment des mesures de relance budgétaire et une politique monétaire expansionniste. La demande des pays émergents a permis au commerce mondial de se stabiliser, puis de rebondir, et a soutenu l'activité des pays avancés dès le troisième trimestre 2009.

Cette reprise des économies avancées se prolonge au premier semestre 2010, surtout aux États-Unis et au Japon, alors qu'en Europe la croissance reste décevante en début d'année. La production industrielle et le commerce se redressent et bénéficient de la reconstitution des stocks. Au deuxième semestre 2010, la croissance mondiale ralentit dans un contexte de crainte d'une nouvelle récession et notamment du fait de l'arrêt de la reconstitution des stocks.

évolution annuelle	2009	2010
<b>Production mondiale</b>	<b>-0,5%</b>	<b>5,0%</b>
<b>Pays avancés</b>	<b>-3,4%</b>	<b>3,0%</b>
Etats-Unis	-2,6%	2,8%
Zone euro	-4,1%	1,7%
Allemagne	-4,7%	3,5%
France	-2,5%	1,5%
<b>Pays émergents et en développement</b>	<b>2,7%</b>	<b>7,3%</b>
<b>Volume du commerce mondial</b>	<b>-10,9%</b>	<b>12,4%</b>
<b>Cours des matières premières</b>		
Pétrole	<b>-36,3%</b>	<b>27,9%</b>

Source: FMI Avril 2011

Tableau 1 : Evolution annuelle 2009-2010.

Les prix internationaux des matières premières croissent fortement au deuxième semestre 2010 en raison d'une raréfaction de l'offre et d'anticipations d'un retour à une demande plus dynamique.

### *La demande mondiale de pétrole excède l'offre en 2010*

La demande mondiale de pétrole diminue en 2008 et 2009, respectivement à 86,1 et 85,0 millions de barils/jour (M.bl/j), avec des évolutions annuelles de - 0,7 % et - 1,3 %. Elle rebondit dès le troisième trimestre 2009 et surtout en 2010, de 3,4 % en un an.

La demande de la zone OCDE (Organisation de coopération et de développements économiques) augmente de 0,7 M.bl/j, soit + 1,5 %. Une hausse qui est principalement le fait de l'Amérique du Nord, alors qu'elle diminue très légèrement en Europe.

La demande, hors OCDE, augmente de 2,2 M.bl/j, soit + 5,7 %, avec en particulier + 12,1 % en Chine, + 3,0 % dans le reste de l'Asie et + 4,2 % au Moyen-Orient.

	(million barils/jour)			
	2007	2008	2009	2010
<b>Demande OCDE</b>	49,3	47,6	45,5	46,1
<b>Demande non-OCDE</b>	37,3	38,6	39,6	41,8
dont Chine	7,6	8	8,4	9,4
autre Asie	9,5	9,6	10,1	10,4
Moyen Orient	6,6	7	7,2	7,5
<b>Demande totale</b>	<b>86,7</b>	<b>86,1</b>	<b>85,0</b>	<b>87,9</b>
<b>Offre totale</b>	<b>85,5</b>	<b>86,4</b>	<b>85,2</b>	<b>87,3</b>
<b>Ecart demande / offre</b>				
excédent de demande	1,2			0,63
excédent d'offre		-0,3	-0,18	

Source : AIE Oil Market Report

Tableau 2 : Offre et demande mondiales de pétrole.

L'offre de pétrole, déficitaire en 2007 de 1,2 M.bl/j, croît en 2008 et excède la demande de 0,3 M. bl/j, en moyenne annuelle. Elle diminue en 2009 à 85,2 M. bl/j, puis progresse en 2010, mais moins que la demande. Le marché est déficitaire dès le troisième trimestre 2010, ce qui relance la forte remontée des prix (voir le paragraphe « Des prix de l'énergie à nouveau en hausse »).

### Une reprise hésitante de l'économie française

En 2010, le PIB progresse de + 1,5 % en volume, un taux qui ne compense pas la baisse de 2009 (- 2,7 %). Chacun des quatre trimestres de 2010 a connu une croissance comprise entre + 0,2 % et + 0,5 %. Cette croissance est essentiellement due à la consommation des ménages (+ 1,3 %, après + 0,1 % en 2009) et à la variation des stocks (contribution de + 0,6 point). Le commerce extérieur participe également (+ 9,7 % pour les exportations

et + 8,8 % pour les importations). Mais l'investissement diminue encore de - 1,2 % (après - 9,0 % en 2009).

La valeur ajoutée en volume des branches industrielles est en forte hausse : + 3,9 %, après - 8,5 %. Elle est tirée par la reprise des matériels de transport (+ 9,6 %, après - 10,8 %) et de la branche Énergie, eau, déchets (+ 4,9 %, après - 11,1 %). Inversement, la branche Cokéfaction et Raffinage chute de - 2,3 %, après - 33,0 %. Moins sensibles aux fluctuations, les branches non industrielles progressent moins fortement : + 1,1 %, après - 1,6 %. L'agriculture fait exception avec un recul de - 1,6 %, après + 5,7 %. Les services de transport et d'entreposage augmentent de + 5,4 % (après - 2,9 %), le commerce de + 3,3 % (après - 5,1 %). En revanche, la construction chute encore de - 4,7 % (après - 5,4 %).

La consommation des ménages en volume augmente de + 1,3 % (après + 0,1 % en 2009). Elle est tirée par la dépense en produits de l'industrie (+ 1,6 %, après - 0,5 %) et en services (+ 0,9 %, après + 0,2 %). Les dépenses en services de transport et entreposage croissent également de + 1,7 % (après - 1,2 %). Les dépenses en électricité, gaz, vapeur et air conditionné croissent fortement en volume : + 6,9 %, après - 1,2 %. En revanche, celles en produits raffinés baissent de - 1,4 % (après - 2,3 %). Les dépenses en matériels de transport diminuent aussi (- 0,3 %, après + 1,0 %), notamment en raison de l'instauration d'un dispositif de prime à la casse moins généreux en 2010.

La croissance du parc de logements, qui influe directement sur la demande en énergie, serait encore forte en 2010, avec + 1,2 % (2), comme en 2009, et même + 1,4 % pour les seules résidences principales.

### Une année exceptionnellement froide

L'année 2010 a été exceptionnellement froide. Les mois de janvier et décembre, en particulier, ont connu des températures bien plus basses que la moyenne. En conséquence, les besoins en énergie pour le chauffage ont été bien supérieurs à la moyenne.

Le SOeS considère que l'énergie consommée pour le chauffage au cours d'une journée est proportionnelle au nombre de « degrés-jours », c'est-à-dire à l'écart entre la

	2010 T1	2010 T2	2010 T3	2010 T4	2009	2010
PIB	0,2	0,5	0,4	0,3	-2,7	1,5
Consommation des ménages	0,1	0,1	0,6	0,4	0,1	1,3
FBCF	-1,2	1,1	0,9	0,5	-9,0	-1,2
Exportations	4,7	3,1	2,0	0,3	-12,4	9,7
Importations	1,8	3,4	4,1	-0,7	-10,8	8,8

\* Formation brute de capital fixe

Source : Insee

Tableau 3 : Evolution des principaux agrégats nationaux en %.

Lecture : les variations trimestrielles sont corrigées des variations saisonnières et du nombre de jours ouvrés, alors que les variations annuelles sont brutes, c'est-à-dire non corrigées.



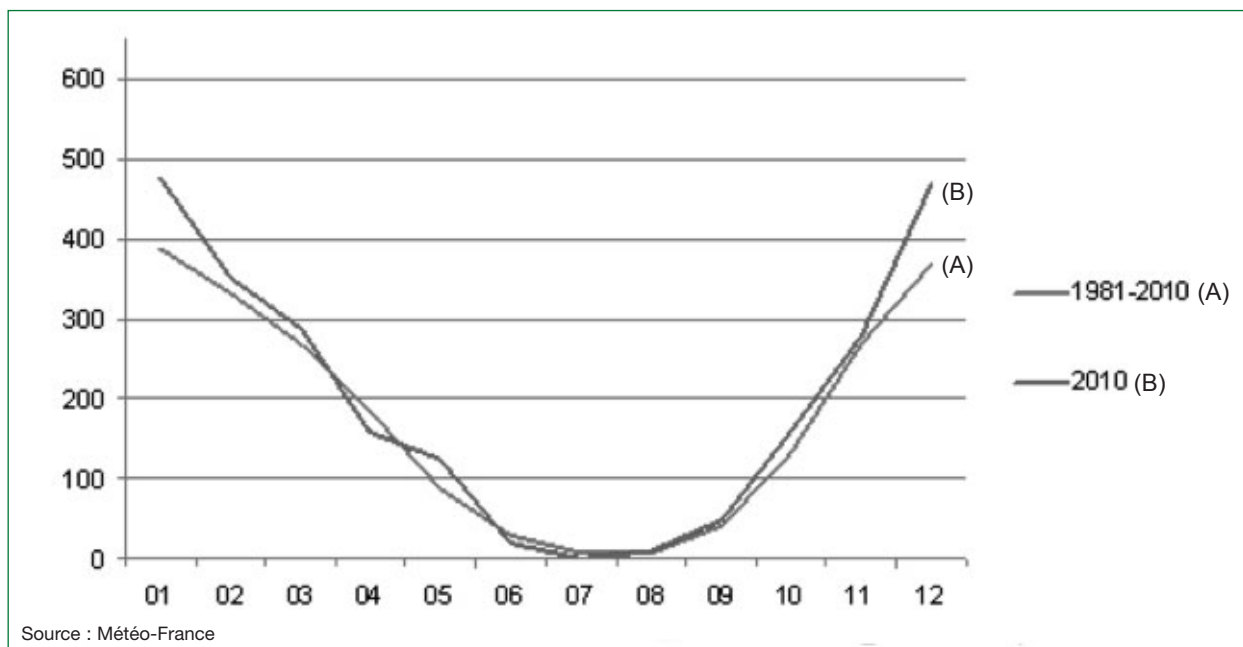


Figure 1 : Nombre de degrés-jours mensuels.

température moyenne de la journée (lorsque la température est inférieure à 17°C) et cette même valeur de 17°C. Par rapport à une référence qui correspond à la moyenne sur la période 1981-2010, l'année 2010 a compté 12 % de degrés-jours de plus que la moyenne de référence, avec 23 % de plus en janvier et 27 % en décembre. Il faut

remonter à 1987 pour trouver une année présentant un indice de rigueur supérieur à celui de 2010.

La méthode de correction climatique du SOeS évalué à 4,6 Mtep le supplément d'énergie qu'il a fallu consommer du fait d'un climat plus froid que celui de la période de référence.

### Températures et consommation d'énergie : la correction des variations climatiques

La consommation de gaz est consacrée pour l'essentiel au chauffage. Une petite part est utilisée pour la cuisson. Et une part très faible est utilisée pour un processus de production, surtout si l'on considère la seule consommation des clients reliés au réseau de distribution (les gros consommateurs sont raccordés directement au réseau de transport).

Le graphique suivant met en évidence sur cet exemple particulièrement simple le lien entre les températures d'un mois donné, exprimées en degrés-jours, et la consommation d'énergie. Il montre pour les mois de ces trois dernières années la consommation de gaz distribué (en ordonnées) et les degrés-jours du mois (en abscisses). La corrélation est presque parfaite. Elle permet de conclure qu'un degré-jour de plus, c'est-à-dire une baisse d'un degré d'un jour où la température est inférieure à 17°C, entraîne une augmentation de consommation de 1,25 TWh.

Cette relation légitime le calcul de données « corrigées des variations du climat » : on calcule ce qu'auraient été les consommations si les températures avaient été « normales », c'est-à-dire égales à celles d'une période de référence (3). On obtient ainsi des séries de consommation qui ne dépendent plus des aléas climatiques et qui rendent compte de la seule évolution des comportements des consommateurs.

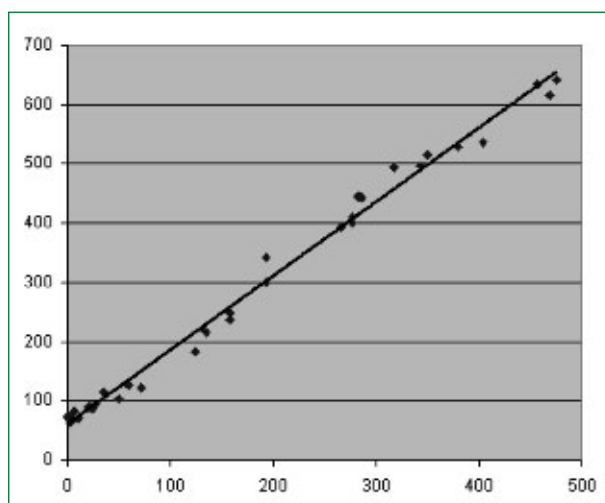


Figure 2 : Quantité de gaz distribué en fonction des degrés-jours du mois (période 2008-2010).

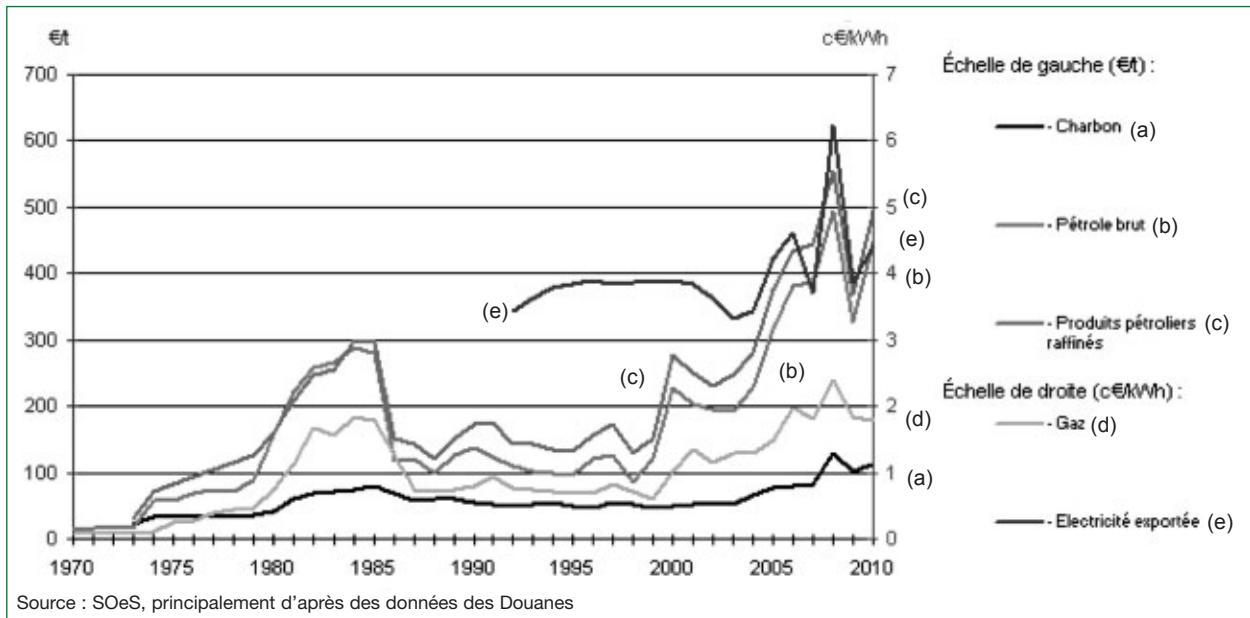


Figure 3 : Prix moyens annuels des énergies importées et exportées. En euros courants.

Des prix de l'énergie à nouveau en hausse

Les prix de l'énergie, principalement les prix des produits pétroliers, sont à nouveau en forte hausse et retrouvent des niveaux très élevés en 2010, après avoir battu tous les records sur les marchés internationaux en 2008, avant de fortement diminuer en 2009. L'ère de l'énergie bon marché est terminée.

Charbon

Après la poussée de fièvre qui avait vu s'envoler les cours internationaux de l'été 2007 à l'été 2008, les prix du charbon avaient chuté avec la crise, redescendant en début d'année 2009 à leur niveau antérieur. Depuis, la tendance est repartie clairement à la hausse : en moyenne sur l'année 2010, le prix spot du charbon vapeur s'est établi à

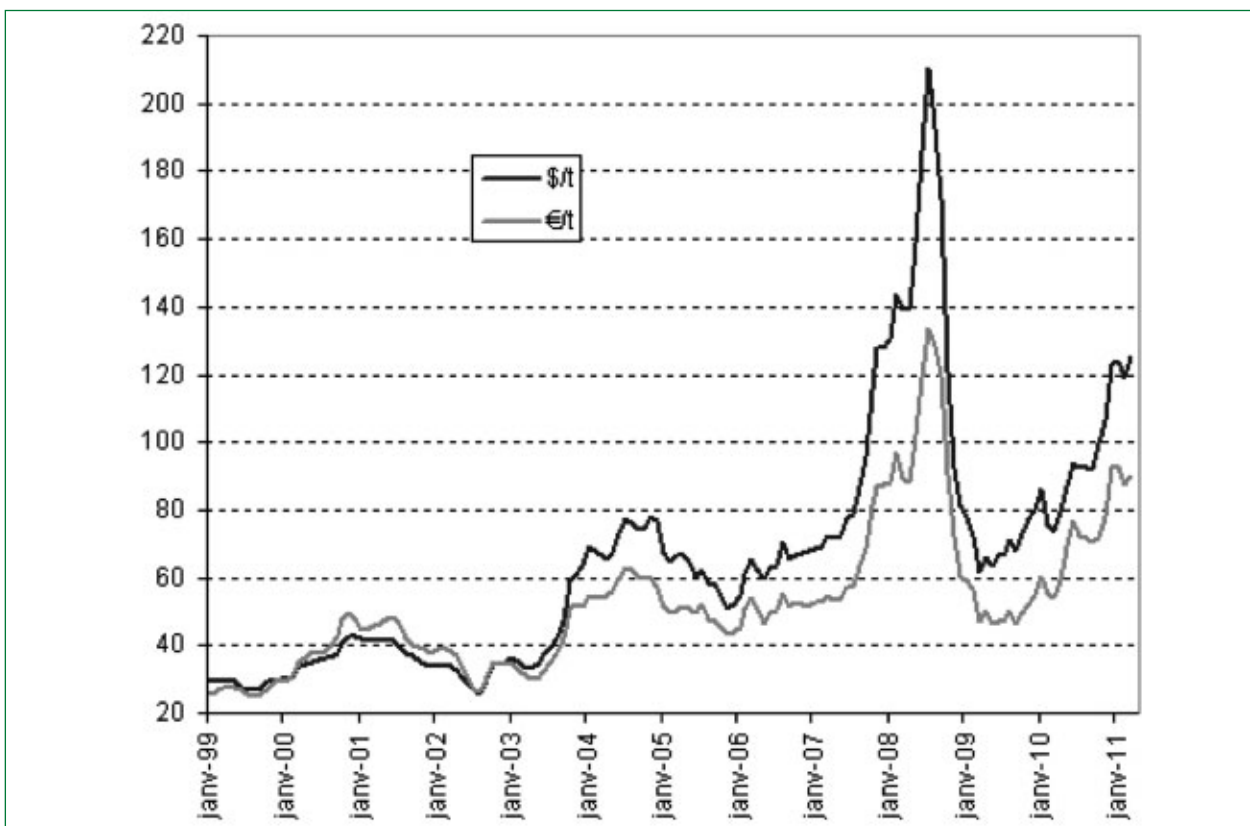


Figure 4 : Prix spot du charbon vapeur sur le marché Anvers-Rotterdam-Amsterdam.

92 \$/t sur le marché d'Anvers-Rotterdam-Amsterdam (ARA) contre 70 \$/t en 2009, soit une augmentation de 30 % en un an. Mesurée en euros, cette hausse est légèrement supérieure (+ 37 % à 69 €/t CAF contre 51 €/t en 2009). Les prix retrouvent ainsi, en 2010, les niveaux élevés du deuxième semestre 2007.

Depuis le printemps 2009, les prix mondiaux sont soutenus par la forte demande asiatique, et indirectement par la hausse du prix du pétrole, que ce soit pour la production d'électricité (charbon vapeur) ou la production d'acier (charbon à coke). La concurrence du gaz naturel et l'importance des stocks en zone ARA atténuent la progression des prix du charbon vapeur en Europe.

À cette tendance de fond, viennent s'ajouter des tensions conjoncturelles : les vagues de froid, notamment européennes, en janvier et en décembre 2010, ont stimulé la demande adressée aux centrales thermiques, et les inondations qu'a connu l'Australie en fin d'année ont affecté les ressources et ont fait craindre une insuffisance de l'offre, notamment pour le charbon à coke.

De décembre 2009 à décembre 2010, le prix spot du charbon vapeur en zone ARA est ainsi passé de 80 \$/t à plus de 120 \$/t et de 55 à 93 €/t, avec une augmentation importante en fin d'année.

### Produits pétroliers

Après leur niveau record de juillet 2008 où le baril de Brent avait atteint 145 \$, puis leur effondrement les mois suivants pour finir l'année à 36 \$, les cours du pétrole ont amorcé une hausse dès le mois de janvier 2009, puis ils remontent vivement pour atteindre 69 \$/bl en juin. L'augmentation des prix devient alors plus hésitante jusqu'en juin 2010 (75 \$/bl). Les prix mondiaux retrouvent ensuite une croissance plus rapide et régulière jusqu'à la

fin de l'année, 91 \$/bl en décembre et au début 2011, puis 123 \$ en avril 2011.

Ces mouvements de prix épousent ainsi les mouvements de la reprise économique mondiale, les incertitudes pesant sur celle-ci avec la crainte d'une rechute au deuxième semestre 2009 et au début 2010, et ses incidences sur la demande de pétrole et les anticipations de prix. Par ailleurs, sur le marché pétrolier mondial, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), si l'offre était légèrement supérieure à la demande en 2008, en 2009 et au premier semestre 2010, un déséquilibre apparaît ensuite avec un déficit en regard d'une demande qui rebondit.

Aux fluctuations du prix du Brent s'ajoutent celles des monnaies. Ces dernières années, les cours du pétrole et du dollar évoluaient le plus souvent en sens inverse. Ainsi, en 2008, le cours du pétrole culmine alors que la parité du dollar est au plus bas (1 euro vaut 1,47 \$). Depuis lors, la parité du dollar remonte, et celle de l'Euro diminue, d'environ 5 % en 2009, puis à nouveau en 2010. Pour l'économie européenne, ce mouvement atténue la chute du prix du pétrole en 2009, mais en 2010, la hausse du cours du pétrole en dollar (+ 29 %) se cumule avec celle du dollar, pour atteindre une hausse en euros de + 36 %.

Au total, en moyenne annuelle, le rebond du cours du pétrole est très vif en 2010 à 79,4 \$/bl (+ 29 %), après la forte baisse enregistrée en 2009 à 61,5 \$/bl (- 37 %). Soit en euros, 44,1 €/bl en 2009 (- 32 %), puis 59,9 €/bl en 2010 (+ 36 %).

Le prix moyen du brut effectivement importé et celui des produits raffinés importés, exprimés en euros/tonne, suivent de près les cotations internationales, avec une baisse de 34 % en 2009 et des hausses respectives de 37 % et 34 % en 2010.

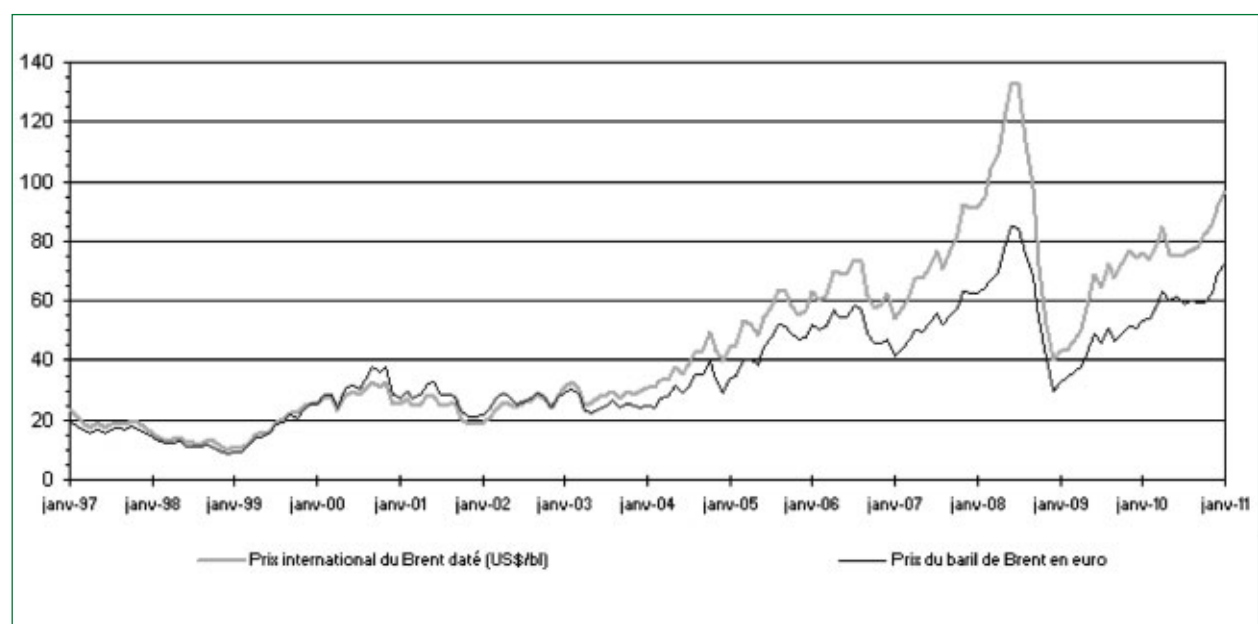


Figure 5 : Cotations mensuelles du baril de Brent daté exprimées en dollars et en euros courants.

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
En dollar/baril	19,3	17,0	28,5	24,4	25,0	28,9	38,3	54,6	65,1	72,5	97,0	61,5	79,4
En euro/baril	19,6	13,0	31,0	27,3	26,5	25,6	30,8	43,9	51,9	52,9	65,9	44,1	59,9

Source : Reuters / DGEC

Tableau 4 : Cotations moyennes annuelles du brent daté exprimées en dollars et en euros courants.

### Gaz naturel

Après avoir été fortement perturbé du fait de la crise économique, de la chute des prix du pétrole brut et du développement rapide de l'exploitation des gaz non conventionnels, le prix du gaz naturel se redresse en 2010. La reprise de l'activité économique ainsi que la rigueur des mois de novembre et de décembre se reflètent dans la demande, relançant la hausse des prix sur le marché spot. Néanmoins, les importations basées sur des contrats de long terme restent majoritaires, et augmentent même de plus de 4 % en 2010. Elles constituent 85,2 % des entrées brutes. Ces contrats de long terme prévoient un prix du gaz indexé sur l'évolution du prix du pétrole, avec un retard de cinq mois environ. En Allemagne, le prix des importations diminue légèrement par rapport à 2009 (- 1,2 %) en moyenne annuelle, mais il est en augmentation constante depuis la mi-2009. De son côté, le prix spot a très fortement augmenté entre 2009 et 2010 (+ 41,3 %), se rapprochant ainsi du prix annuel moyen des contrats de long terme (respecti-

vement 5,1 €/tera joule (€/TJ) et 5,7 €/TJ). Ces mouvements sont illustrés dans le graphique suivant. Les prix moyens à l'importation en Allemagne (4) reflètent essentiellement les prix des contrats de long terme, tandis que les prix spot sont représentés par les prix spot du National Balancing Point (NBP) de Londres, seul marché de gros sur lequel les volumes de gaz naturel échangés sont significatifs.

### Électricité

Le prix de l'électricité exportée augmente de plus de 14 % en 2010, pour un prix moyen annuel (5) de 4,4 c€/kWh. Après la hausse exceptionnelle de 2008 (6,2 c€/kWh), il était revenu dans la normale des prix constatés ces dernières années, à un prix moyen annuel de 3,9 c€/kWh en 2009, après 3,7 c€/kWh en 2007 et 4,6 c€/kWh en 2006. Ce prix n'est cependant pas parfaitement représentatif des exportations, dans la mesure où il n'intègre pas les contrats de long terme, comme ceux qui résultent, par exemple, d'une participation étrangère à un investissement en France.

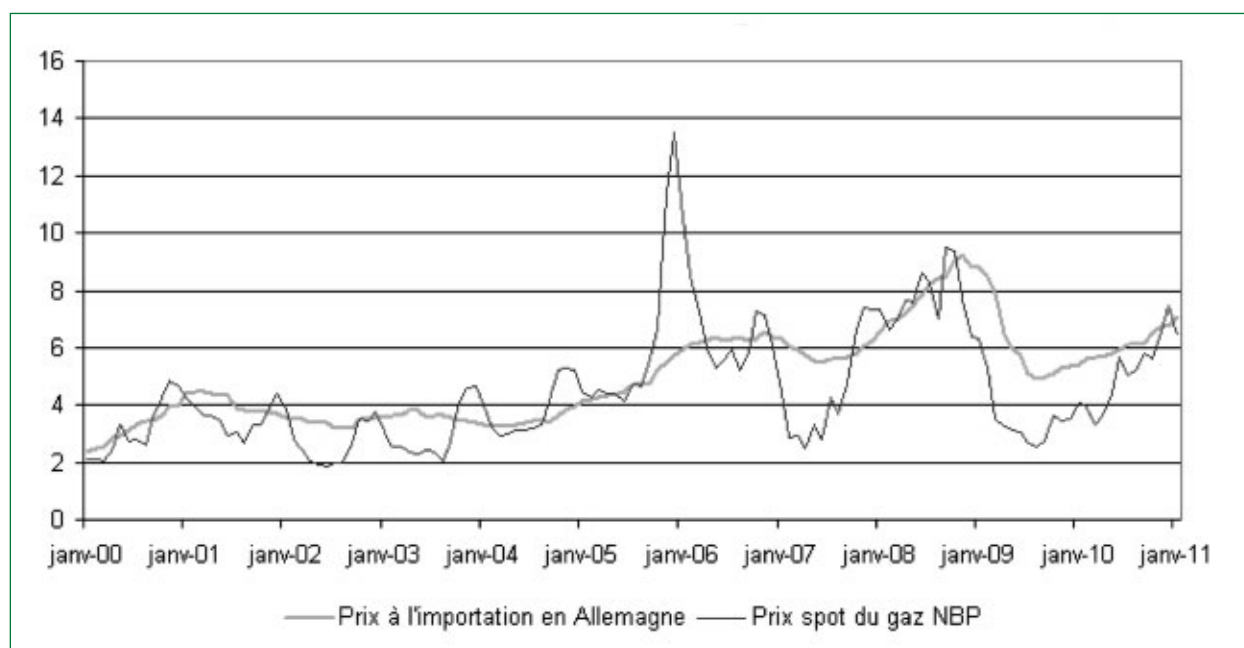


Figure 6 : Prix moyen à l'importation en Allemagne et prix spot du gaz sur le marché de Londres. En euro/million de British thermal unit (Mbtu).

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TCAM
Carburants	18,7	-5,1	-2,7	2,4	7,9	13,0	5,8	1,9	12,3	-17,1	13,5	4,5
Electricité	-2,1	-0,5	0,9	1,2	1,4	0,0	0,6	1,4	1,4	1,8	2,4	0,8
Gaz de ville	4,2	19,3	0,4	2,2	-5,3	6,7	17,2	3,3	10,9	-2,8	6,9	6,1
Combustibles liquides	43,0	-13,0	-6,0	7,2	14,7	29,8	10,6	0,3	29,2	-30,9	23,2	8,6
Eau chaude, vapeur et glace	0,0	3,4	4,5	0,0	0,0	0,0	6,2	7,7	11,1	23,8	0,0	5,5
Ensemble des énergies	12,8	-1,9	-1,7	2,6	5,0	10,1	6,4	1,7	10,9	-12,0	10,0	4,1
Ensemble des biens et services	1,7	1,7	1,9	2,1	2,1	1,8	1,6	1,5	2,8	0,1	1,5	1,9

TCAM : taux de croissance annuel moyen, calculé sur la période 2000-2010

Source : Insee, indice des prix à la consommation

Tableau 5 : Évolution des prix moyens annuels à la consommation par rapport à l'année précédente. En %.

### Les prix à la consommation

Globalement, le prix à la consommation de l'énergie reste très volatil : il a augmenté de + 10,0 % en 2010, après - 12,0 % en 2009, et + 10,9 % en 2008. Il est donc quasiment revenu à son sommet de 2008. La contribution du prix de l'énergie à l'indice global des prix à la consommation a été de + 0,7 point en 2010, après - 0,9 point en 2009. Sur 10 ans, le taux de croissance annuel moyen de l'énergie a été de + 4,1 %, soit plus de 2 points supérieurs à l'indice général des prix (+ 1,9 %). L'électricité y fait exception avec une croissance de seulement + 0,8 % par an. Le prix des produits pétroliers est en hausse de + 14,5 % et contribue pour 0,6 point à l'indice général. Cette hausse présente une assez forte disparité selon les produits : elle est très forte pour le fioul domestique (+ 23,2 %), plus

raisonnable pour les carburants (+ 13,5 %), en raison de l'impact modérateur de la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP), et faible pour le GPL (+ 1,0 %).

Le prix du gaz est en hausse (+ 6,9 %), en raison notamment des hausses des prix réglementés intervenues en avril et en juillet ; celui de l'électricité aussi (+ 2,4 %), les tarifs réglementés ayant été majorés en août. Enfin, le prix de la chaleur (utilisée pour le chauffage urbain) est parfaitement stable, après + 23,8 % en 2009.

### Une reprise modérée de la demande

Après la forte baisse de 2009 (- 4,3 %), la consommation totale d'énergie primaire, corrigée des variations climatiques, augmente à nouveau (+ 1,7 %), mais reste bien inférieure à ce qu'elle était avant la crise. Avec

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
Réelle	182,4	224,6	266,3	271,7	260,5	270,4	1,2	1,4	0,3	-4,1	3,8
Corrigée des variations climatiques	179,7	228,3	271,8	273,2	261,4	265,8	1,4	1,5	0,1	-4,3	1,7
- dont transformation énergie	35,1	75,2	97,0	98,1	93,8	96,1	4,6	2,1	0,2	-4,4	2,5
- dont finale énergétique	133,6	140,7	160,5	161,4	155,5	157,7	0,3	1,1	0,1	-3,7	1,4
- dont non énergétique	10,9	12,4	14,3	13,8	12,1	12,0	0,8	1,2	-0,6	-11,8	-0,7

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 6 : Consommation d'énergie primaire. En Mtep.

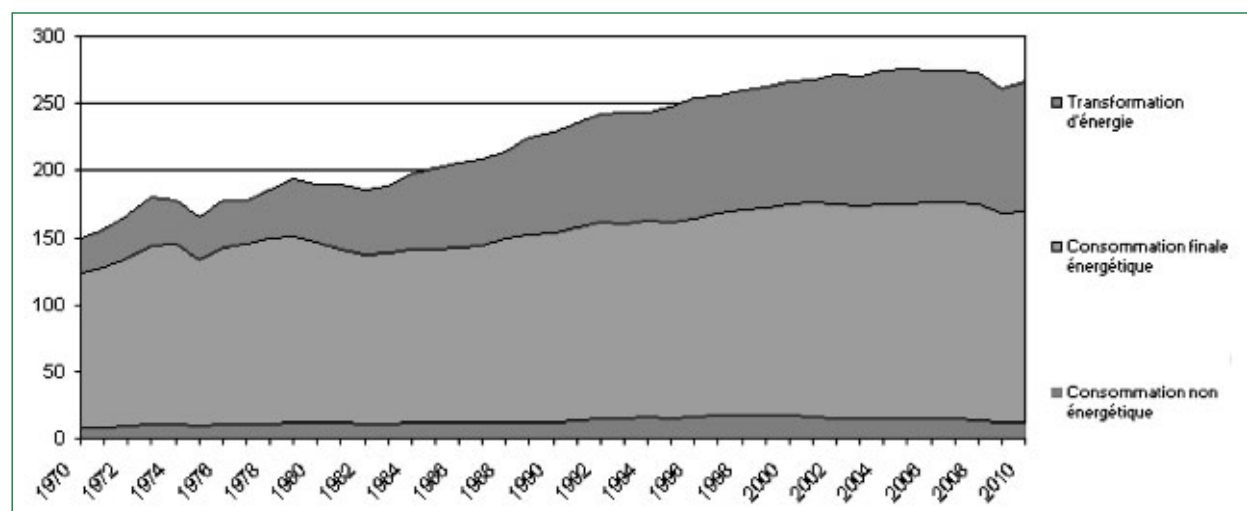


Figure 7 : Consommation d'énergie primaire. En Mtep.

266 Mtep, elle est même en-dessous de son niveau de 2000. Sa progression était de 4 Mtep par an en moyenne pendant les années 1990, puis de 2 Mtep seulement en 2001 et 2002. Depuis, malgré un sursaut en 2004, elle était restée stable jusqu'au net décrochage constaté en 2009.

En climat réel, en revanche, la consommation primaire augmente (+ 3,8 %) : 2010 ayant été une année froide, il a fallu consommer davantage pour se chauffer.

La quantité d'énergie primaire consommée pour transformer et distribuer l'énergie, dont la plus grande partie sert à produire de l'électricité dans les centrales nucléaires et thermiques, progresse de 2,5 %. Elle s'était stabilisée depuis 2002, après une période de forte croissance correspondant à la montée en puissance du parc nucléaire. L'année 2010 a vu s'accroître la production nucléaire et l'activité des centrales au gaz et baisser la consommation des centrales au charbon et des raffineries.

Les usages non énergétiques (naphta pour les plastiques, bitumes pour les routes, gaz naturel pour la fabrication d'engrais, etc.) diminuent encore un peu (- 0,7 %, après - 12 % en 2009).

La consommation énergétique finale, celle des consommateurs finals, augmente de 1,4 %, à 158 Mtep. Elle se rapproche du niveau des 160 Mtep auquel elle s'était à peu près stabilisée depuis 2001, avant la baisse de 2009.

**L'approvisionnement : hausse de toutes les productions, réorganisation des échanges pétroliers**

La production nationale d'énergie primaire est estimée à 138,6 Mtep, dépassant de 0,2 Mtep le précédent record de 2008. Presque toutes les énergies contribuent à la progression. Après plusieurs années de baisse, le nucléaire se redresse de 4,6 %, il n'est plus que 5 % en-dessous du niveau maximum qu'il avait atteint en 2005. La production hydraulique retrouve presque un régime conforme à la moyenne. L'éolien progresse encore sensiblement (+ 19 %). Si le photovoltaïque voit sa production triplée, il ne représente encore que 0,6 Mtep. La production en énergies fossiles classiques est stable à 2,5 Mtep, soit l'équivalent de cinq jours de consommation finale. Et les énergies renouvelables thermiques (EnRt) et déchets progressent nettement de 10,7 % (+ 1,7 Mtep).

							Variation en % par an				
	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
<b>Total production primaire</b>	<b>43,5</b>	<b>111,2</b>	<b>135,4</b>	<b>138,4</b>	<b>131,2</b>	<b>138,6</b>	<b>5,7</b>	<b>1,7</b>	<b>0,4</b>	<b>-5,2</b>	<b>5,7</b>
Électricité primaire	8,0	86,8	119,6	120,9	112,8	118,4	15,1	2,7	0,2	-6,7	4,9
- Nucléaire	3,8	81,7	113,8	114,5	106,8	111,7	19,7	2,8	0,1	-6,8	4,6
- Hydraulique, éolien, photovoltaïque	4,1	5,0	5,7	6,4	6,1	6,7	1,1	1,1	1,9	-5,5	10,4
ENRt et déchets	9,8	10,7	10,9	14,8	15,9	17,6	0,6	0,2	5,1	7,9	10,7
Pétrole	2,2	3,5	2,3	1,8	1,6	1,8	2,6	-3,3	-4,3	-11,9	15,4
Gaz naturel	6,3	2,5	1,4	0,8	0,8	0,6	-5,3	-4,5	-9,1	-6,2	-15,8
Charbon	17,3	7,7	1,2	0,1	0,1	0,1	-4,6	-14,7	-32,4	-45,5	83,3
<b>Taux d'indépendance énergétique</b>	<b>23,9%</b>	<b>49,5%</b>	<b>50,8%</b>	<b>50,9%</b>	<b>50,3%</b>	<b>51,2%</b>	<b>4,4</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>-1,2</b>	<b>1,8</b>

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 7 : Production d'énergie primaire. En Mtep.

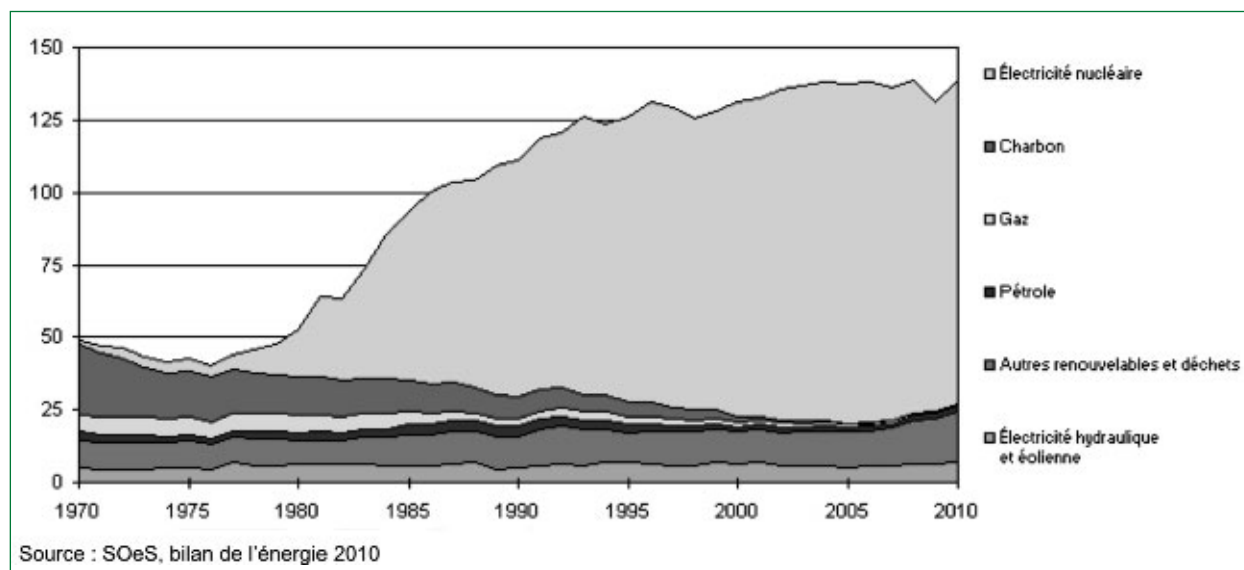


Figure 8 : Production d'énergie primaire. En Mtep.

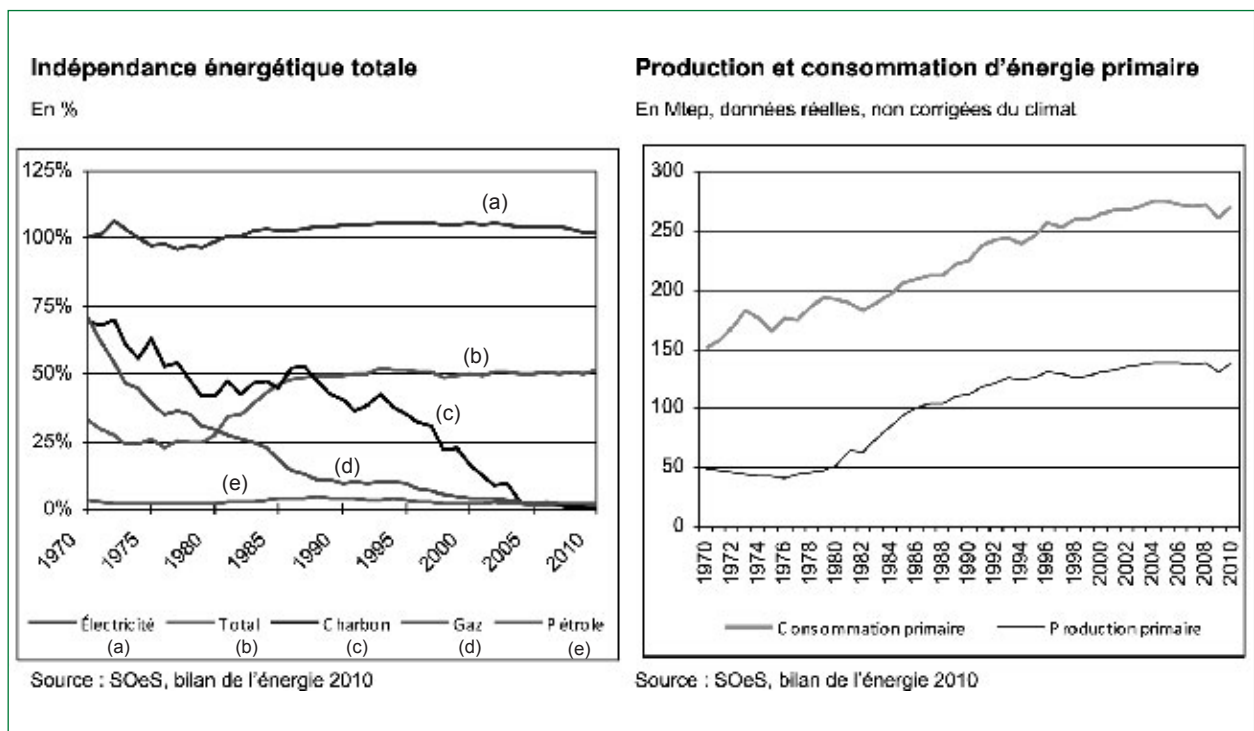


Figure 9

À 132 Mtep, le solde importateur d'énergie est stable. Les importations de gaz augmentent sensiblement du fait de la froidure de cette année, mais le solde pétrolier diminue de 2,4 % (moins d'importations de pétrole brut, plus d'importations et moins d'exportations de produits raffinés), et les exportations d'électricité augmentent à nouveau de 12 %. Le taux d'indépendance énergétique, calculé comme le ratio de la production nationale primaire sur la consommation primaire non corrigée des variations climatiques, se reprend à 51,2 %, contre 50,3 % en 2009 et 50,9 % en 2008. Il bénéficie surtout de la bonne production électrique.

#### Charbon : reprise des importations (+ 14 %)

L'extraction de charbon s'est arrêtée en France en avril 2004, avec la fermeture du dernier puits du Bassin lorrain. Depuis, des produits de récupération continuent d'être

exploités grâce à la valorisation du charbon contenu dans les terrils du Nord-Pas-de-Calais et les schlamms de Lorraine, mais en quantité de plus en plus faible. Ces produits font l'objet d'une utilisation dans les centrales thermiques de la Société nationale d'électricité et de thermique (Snet), filiale du groupe allemand E.ON. En 2010, leurs livraisons pour le compte des centrales ne représentent que 110 ktep (soit la couverture de 1,4 % des besoins nationaux), un niveau identique à celui de 2008, mais en hausse de 78 % par rapport à celui très bas de 2009. Les stocks de produits charbonniers s'étaient fortement réduits en 2009 (- 1,3 million de tonnes (Mt)). En 2010, ils progressent faiblement (+ 0,4 Mt) et s'élèvent à 6,6 Mt en fin d'année. Ce mouvement touche la houille et le coke utilisés dans la sidérurgie. Par contre, fin 2010, les stocks de charbon vapeur destinés aux centrales électriques sont en légère baisse. Ils permettent d'assurer une autonomie

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
<b>Importations</b>	159,7	138,2	161,9	174,6	163,5	160,2	-0,8	1,3	1,3	-6,4	-2,0
dont charbon	10,4	12,9	12,2	14,2	10,3	11,8	1,3	-0,5	2,5	-27,0	14,1
pétrole brut	134,9	73,3	80,0	83,2	71,7	64,1	-3,5	0,7	0,7	-13,9	-10,6
produits pétroliers raffinés	6,3	26,8	32,1	36,0	38,9	40,4	8,9	1,5	1,9	8,1	3,8
gaz	7,6	24,5	37,3	39,9	40,5	41,9	7,1	3,6	1,1	1,6	3,4
<b>Exportations</b>	14,8	20,0	27,3	37,9	31,9	28,5	1,8	2,6	5,6	-15,7	-10,6
dont produits pétroliers raffinés	12,9	14,5	19,3	30,9	25,4	21,4	0,7	2,4	8,2	-17,6	-15,8
électricité	0,7	4,5	6,9	5,1	3,9	4,3	12,0	3,7	-5,2	-23,6	11,9
<b>Solde importateur</b>	144,8	118,2	134,6	136,7	131,6	131,7	-1,2	1,1	0,3	-3,8	0,1

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 8 : Échanges extérieurs. En Mtep.

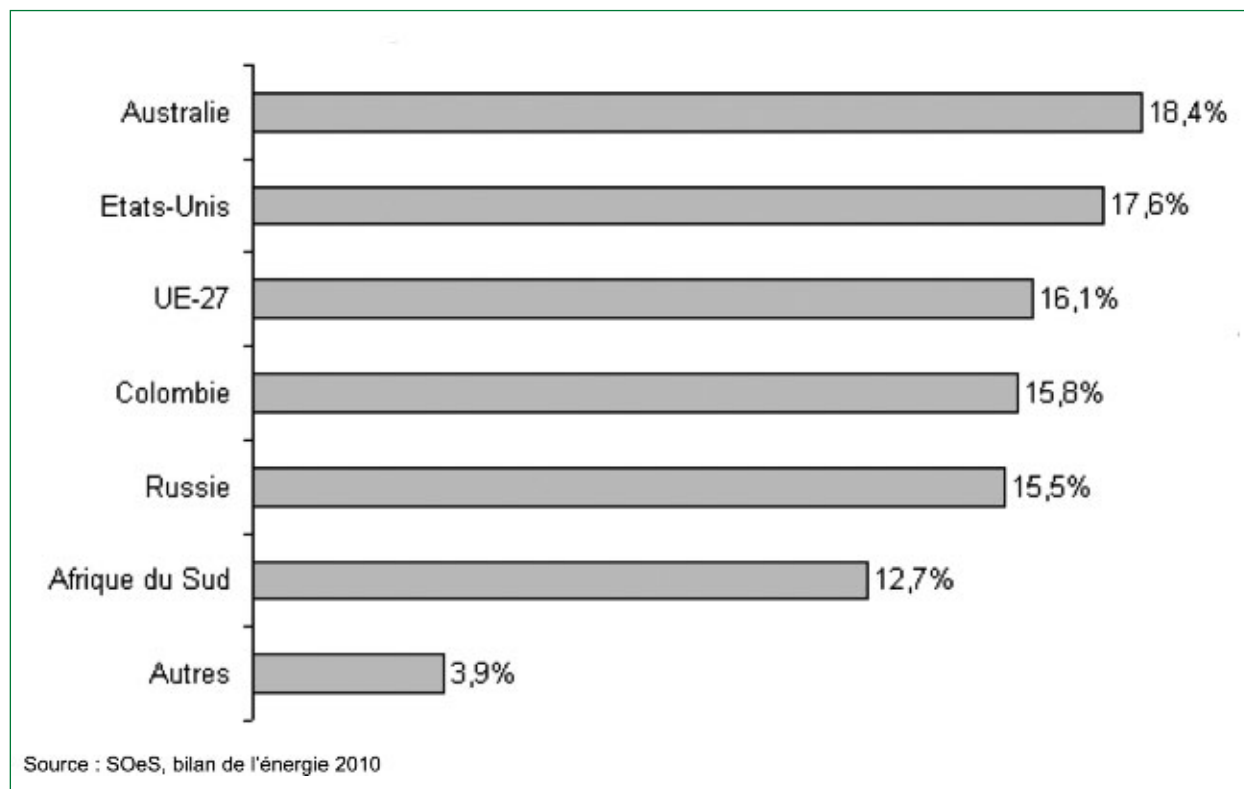


Figure 10 : La provenance des importations de charbon en 2010. En %.

d'environ sept mois et demi au rythme actuel de consommation.

Les importations de combustibles minéraux solides (CMS) s'élèvent à 19 Mt : ils sont en hausse de 14 % par rapport à 2009. La houille représente 92 % des CMS importés, du charbon vapeur destiné à la production d'électricité (68 %) et du charbon à coke pour la production du coke (ce dernier étant utilisé comme combustible dans les hauts fourneaux pour fabriquer de la fonte (24 %)). Mesurées en Mtep, les importations de CMS se sont élevées en 2010 à 11,8 Mtep, contre 10,3 Mtep un an auparavant. Les principaux pays fournisseurs restent l'Australie et les États-Unis (18 %), puis la Colombie et la Russie (16 %) dont la part progresse aux dépens de l'Afrique du Sud (13 %). Le premier fournisseur de l'Union européenne est la Pologne (8 %).

Les exportations françaises totalisent moins de 0,2 Mtep, essentiellement à destination de l'Allemagne.

#### *Pétrole : la crise du raffinage se poursuit*

La production de pétrole brut en France est quasiment stable en 2010 à 0,9 Mt. Elle progresse dans le Bassin parisien (60 % de la production nationale) et recule en Aquitaine (39 %) et en Alsace (1 %). Elle représente 1 % de la consommation nationale.

Les quantités de pétrole brut importées pour raffinage chutent pour la deuxième année consécutive : - 11 % après - 14 % en 2009. En deux ans, elles ont reculé passant de 83 Mt en 2008 à 64 Mt en 2010 (72 Mt en 2009),

alors qu'elles étaient stables depuis 1999. Il s'agit du plus bas niveau atteint depuis plusieurs dizaines d'années. Cette évolution apparaît comme une rupture durable pour le raffinage français.

En effet, la baisse conjoncturelle de la demande nationale liée à la crise économique (- 7 % en deux ans) ne suffit pas à expliquer cet effondrement. De même, les blocages de certains terminaux, dépôts et raffineries lors des mouvements sociaux contre la réforme portuaire et celle des retraites en octobre 2010 notamment, n'ont fait qu'amplifier un phénomène qui n'est pas que conjoncturel et dépasse le cadre national.

Le raffinage français comme celui de ses voisins européens est confronté à des surcapacités liées à une baisse durable de la demande et à la concurrence des pays émergents. Les pays de l'OCDE et plus encore ceux de l'Union européenne se sont engagés dans une politique d'économie d'énergie, de réduction des émissions polluantes et de gaz à effet de serre (GES), qui passe par des réglementations environnementales plus contraignantes sur les combustibles fossiles, notamment le pétrole, et l'encouragement à recourir à des énergies renouvelables, dont les biocarburants. Les normes imposées à l'activité du raffinage sont moins sévères dans les pays émergents et la demande énergétique y est en forte croissance. C'est dans ces pays, en Asie, en Afrique, au Moyen-Orient et en Amérique latine, que se développent désormais les nouvelles capacités de raffinage. Dans les pays occidentaux, dont la France, les marges se sont réduites. En 2009, la marge brute de raffinage en France s'est rédui-



te passant de 39 à 15 €/t, avant d'enregistrer une légère remontée en 2010, à 21 €/t. De plus, le raffinage français est confronté à la très forte dieselisation du parc automobile national. Par rapport à la production « naturelle » d'une raffinerie, le marché français demande trop de gazole et pas assez d'essence. Les raffineurs doivent donc trouver des débouchés pour leur excédent d'essence, ce qui est de plus en plus difficile. Notamment, le marché nord-américain, jusque-là demandeur, commence à saturer. Une autre solution est de réaliser des investissements coûteux : Total a ainsi investi 550 millions d'euros en Normandie pour installer en 2006 un hydrocraqueur destiné à augmenter de 30 % la production de gazole pour une même quantité de pétrole brut.

Face à ces problématiques, Total a décidé de fermer sa raffinerie des Flandres ainsi qu'une unité de distillation de la raffinerie de Gonfreville, et Petroplus annonce la fermeture de sa raffinerie de Reichstett. À l'horizon 2020-2030, les pouvoirs publics et les professionnels du secteur considèrent, compte-tenu des prévisions de baisse de la consommation de produits pétroliers, qu'une ou deux raffineries supplémentaires fermeront à défaut d'investissements permettant de renforcer leur compétitivité et d'un rééquilibrage de la demande respective d'essence et de gazole.

En 2010, la France a donc importé moins de pétrole brut pour le raffiner, et davantage de produits déjà raffinés.

Cette baisse des importations de brut s'accompagne d'une sensible redistribution géographique de l'approvisionnement. Au début des années 2000, les trois quarts de nos importations de brut provenaient du Moyen-Orient et de la Mer du Nord. En 2010, ces deux zones ne représentent plus à elles deux qu'un tiers des importations. Un autre tiers provient des pays de l'ex-URSS et le continent africain (Afrique du Nord et Afrique noire) fournit le dernier tiers. Comme en 2009, 43 % du pétrole importé a pour origine un des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep). Les pays les plus impactés en 2010 par la baisse des importations sont l'Angola, le Kazakhstan et la Norvège alors que les tonnages en provenance de Libye ont fortement progressé. La Libye est devenue le deuxième fournisseur de brut de la France, derrière la Russie et devant la Norvège, le Kazakhstan et l'Arabie Saoudite.

Dans le même temps, le déficit des échanges de produits raffinés (6) s'aggrave, avec une progression de 1,4 Mt des importations et une diminution des exportations (4 Mt). 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 (dont l'essence) raffinés en France et importer du kérosène, du gaz de pétrole liquéfié (GPL), du coke de pétrole et surtout du gazole pour satisfaire la demande nationale (les importations de

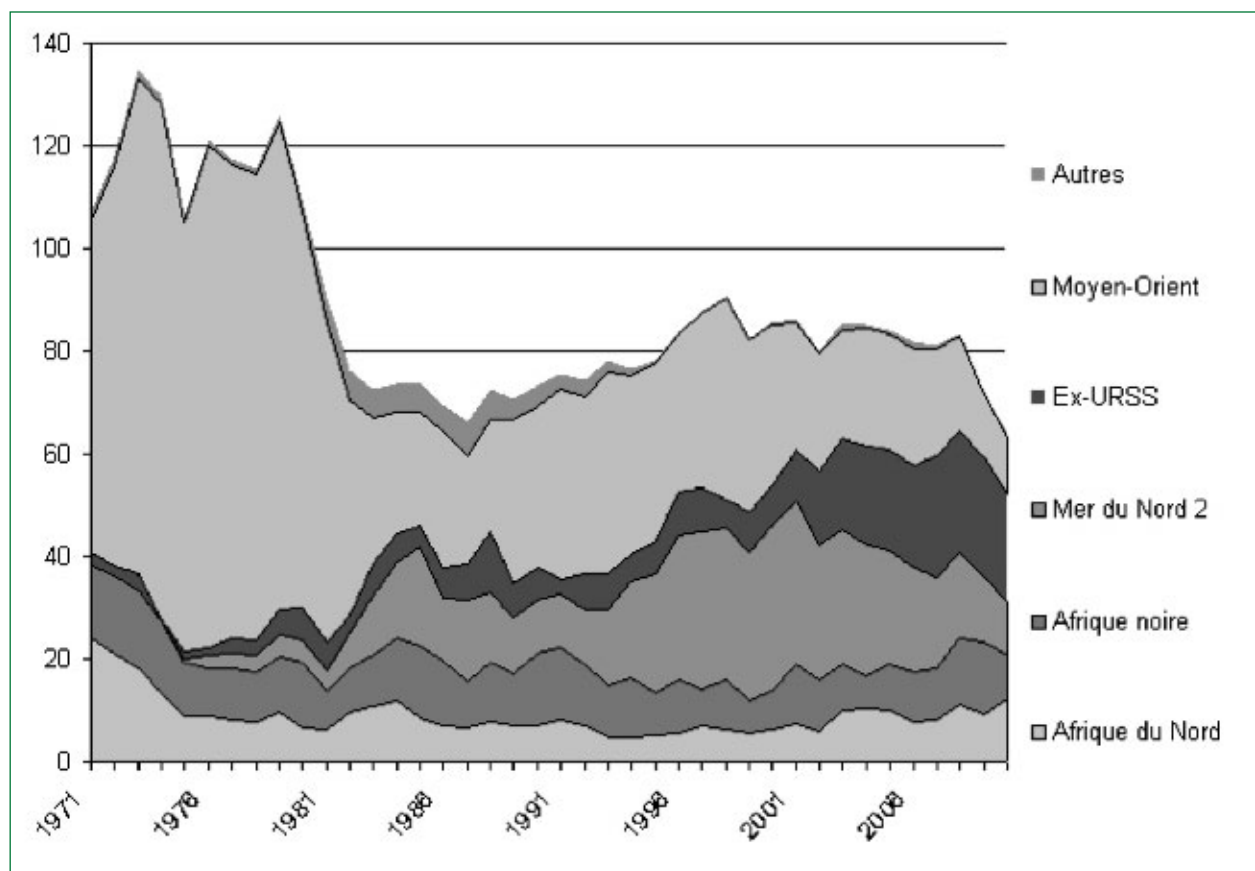


Figure 11 : Importations de pétrole brut par origine. En Mt.

	1973		1979	1985	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010	
		%										%
Moyen-Orient	96,4	71,4	94,5	22,1	31,7	34,8	31,6	22,4	18,5	12,2	11,1	17,4
Afrique du Nord	18,3	13,5	9,5	8,6	7,2	5,1	6,3	10,2	11,1	9,2	12,1	18,9
Afrique noire	15,0	11,1	11,0	14,1	13,8	8,3	7,6	8,9	13,1	14,1	8,5	13,2
Mer du Nord 1	0,2	0,1	4,2	19,2	10,4	23,2	31,9	22,2	16,4	12,6	10,6	16,6
Ex-URSS	3,4	2,5	5,0	4,1	6,2	6,3	8,0	19,6	23,8	23,6	21,0	32,8
Autres	1,8	1,3	1,6	5,8	4,1	0,4	0,3	0,9	0,4	0,1	0,7	1,1
<b>Total</b>	<b>134,9</b>	<b>100,0</b>	<b>125,9</b>	<b>73,9</b>	<b>73,4</b>	<b>78,0</b>	<b>85,6</b>	<b>84,2</b>	<b>83,3</b>	<b>71,7</b>	<b>64,1</b>	<b>100,0</b>
dont OPEP 2	127,8	94,7	111,8	36,7	41,7	42,7	41,8	38,2	37,7	30,8	27,6	43,0
OPEP hors Irak	109,1	80,8	89,1	30,4	38,7	42,7	34,5	36,8	34,8	28,4	25,2	39,3
<i>Principaux fournisseurs</i>												
Russie	-	-	-	-	-	6,1	5,0	9,6	11,8	10,4	11,1	17,3
Libye	6,5	4,8	4,0	3,1	2,9	1,7	2,4	4,5	6,8	6,4	10,2	16,0
Norvège	0,2	0,1	1,6	4,2	5,8	13,6	21,1	16,1	12,7	9,5	7,0	10,9
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	2,2	8,6	9,2	9,5	6,8	10,7
Arabie Saoudite	30,2	22,4	44,4	6,0	15,2	20,4	15,2	10,3	7,6	5,6	6,0	9,3
Angola	-	-	-	0,4	2,8	0,7	1,9	4,2	5,7	7,9	3,4	5,3
Royaume-Uni	-	-	2,7	14,9	4,7	9,3	9,9	4,4	3,1	2,7	3,4	5,3
Azerbaïdjan	-	-	-	-	-	-	0,6	1,4	2,9	3,7	3,1	4,9
Nigeria	12,6	9,3	9,6	8,1	3,1	5,7	4,8	2,8	4,4	3,2	2,8	4,4
Irak	18,7	13,8	22,7	6,4	3,0	-	7,2	1,4	2,9	2,5	2,4	3,7
Iran	10,8	8,0	7,8	4,1	9,1	10,5	5,2	6,9	4,5	2,9	1,8	2,8
Congo	0,9	0,7	-	0,5	0,9	0,6	0,0	0,5	0,9	1,4	1,3	2,0
Algérie	11,1	8,2	5,1	3,6	3,0	2,6	3,5	5,4	3,7	2,0	0,9	1,4

p : provisoire

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

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

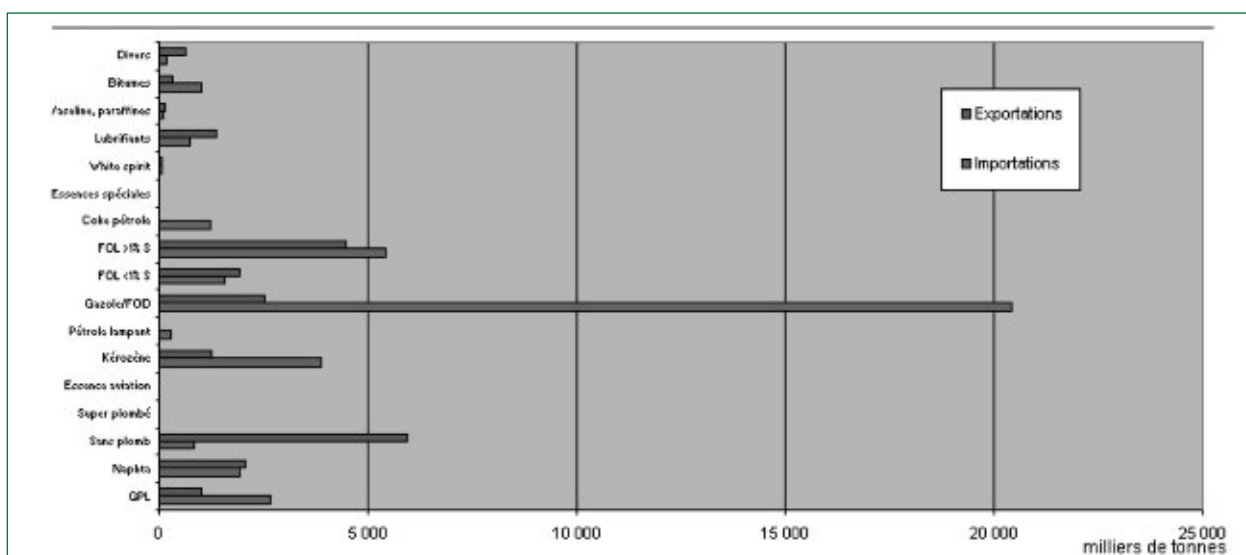
NB : le pétrole est classé ici en fonction du pays où il a été extrait

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 9 : Importations de pétrole brut par origine. En Mt.

gazole/fioul domestique représentent 44 % des besoins). Par ailleurs, les mouvements sociaux de l'automne 2010 ont particulièrement touché les activités pétrolières (ports, raffineries, dépôts). L'approvisionnement s'est alors fait

pour partie par camion à partir de pays voisins, conduisant à une augmentation inhabituelle des échanges frontaliers. En 2010, les importations de gazole ont augmenté de 7 %. Elles représentent à elles seules la moitié du tonnage des



FOL > 1 % : Fioul lourd haute teneur en soufre.  
FOL < 1 % : Fioul lourd basse teneur en soufre.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Figure 12 : Importations et exportations de produits raffinés en 2010. En milliers de tonnes.

importations de produits raffinés. Un tiers provient de Russie, 8 % viennent des États-Unis, et le reste, pour sa quasi-totalité, provient d'Asie et, surtout, résulte d'échanges au sein de l'Union européenne.

Les exportations d'essence ont, quant à elles, baissé à nouveau de 9 % en 2010 (après - 24 % en 2009). Cette chute provient de la baisse de la production, mais aussi de la baisse de la demande des États-Unis : ce pays, en 2008, représentait le premier débouché de l'essence produite dans les raffineries françaises avec 39 % des exportations ; la part des exportations à destination de ce pays n'est plus que de 26 %.

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

- ✓ Les importations de brut diminuent de 7,6 Mt (- 11 %) ;
- ✓ Les importations de produits raffinés augmentent de 1,4 Mt (+ 4 %) ;
- ✓ Les exportations de produits raffinés diminuent de 4 Mt (- 16 %) ;
- ✓ Globalement, le solde importateur s'est donc réduit d'environ 2,2 Mt (- 2,5 %).

Au total, l'approvisionnement de la France en pétrole brut, constitué de la production nationale et des importations nettes des exportations, diminue de 10 %, après une précédente baisse de - 14 % en 2009.

Les stocks de pétrole brut et ceux de produits raffinés progressent légèrement. Les mouvements sont de faible ampleur (0,2 à 0,3 Mt).

### Gaz naturel : un solde importateur en hausse

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

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

exportations augmentent encore, passant de 14,2 TWh en 2008 à 24,9 TWh en 2009 et à 33,1 TWh en 2010.

Le portefeuille des entrées de gaz présente en 2010 une nette modification par rapport à 2009.

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

Les importations sur contrats de long terme ont augmenté (+ 4,1 %) : les importations en provenance de Russie, qui ont progressé de 2,9 % entre 2008 et 2009, enregistrent une légère baisse (- 0,4 %) ; les arrivées venant de Norvège poursuivent leur hausse (+ 3,4 %) et représentent toujours près du tiers des importations totales tandis que les importations en provenance des Pays-Bas diminuent de 5,3 % et celles d'Algérie de 13,2 %. Les importations depuis l'Égypte diminuent de plus de moitié (- 54,8 %), celles provenant du Qatar augmentent de 25,2 % tandis que cessent les importations en provenance du Nigéria. Les contrats de court terme ont été nettement moins sollicités qu'en 2009 : ils représentent 5 % des entrées de gaz naturel en 2010, contre 6 % en 2009.

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

Les stocks utiles sont en fin d'année à un niveau nettement inférieur à celui atteint à la fin décembre 2009. L'hiver rigoureux qui a débuté plus tôt en 2010 est à l'origine d'un déstockage important sur l'année considérée : les stocks ont baissé de 30 TWh, alors qu'ils avaient augmenté de 42 TWh entre janvier et décembre 2009. À la fin de l'hiver, en avril 2010, les stocks utiles étaient à 46,3 TWh contre 38,9 TWh en avril 2009.

### En TWh En % par rapport au total des entrées

	TWh			% par rapport au total des entrées		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Total des entrées brutes (transit inclus)	592,0	569,2	564,8	100,00	100,00	100,00
Total des sorties (transit inclus)	88,0	67,9	53,7	14,87	11,93	9,51
Total des entrées nettes (transit et exportations exclus)	504,0	501,3	511,1	85,13	88,07	90,49
<b>dont : Contrats de long terme</b>	465,0	462,3	480,1	78,5	81,2	85,0
Russie	75,2	77,3	77,1	12,7	13,6	13,6
Norvège	164,0	170,8	176,6	27,7	30,0	31,3
Pays-Bas	92,9	85,0	80,5	15,7	14,9	14,2
Algérie	84,2	85,0	73,9	14,2	14,9	13,1
Égypte	11,2	17,1	7,7	1,9	3,0	1,4
Nigeria	4,6	5,2	0,0	0,8	0,9	0,0
Qatar	4,4	5,5	6,9	0,7	1,0	1,2
Swap*	22,2	8,8	21,8	3,8	1,5	3,9
Autres et indéterminés	6,2	7,6	35,7	1,0	1,3	6,3
<b>Contrats de court terme</b>	39,0	34,6	30,2	6,6	6,1	5,3
<b>dont : Gaz gazeux</b>	354,3	356,9	355,2	59,8	62,7	62,9
<b>GNL</b>	149,7	144,4	156,0	25,3	25,4	27,6

\* 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 2010

Tableau 10 : Approvisionnements en 2008, 2009 et 2010.

*Électricité : hausse de toutes les filières de production, permettant d'augmenter les exportations*

La production totale brute d'électricité comprend la production primaire (nucléaire, hydraulique, éolienne, photovoltaïque) et la production thermique classique. La production primaire brute s'établit à 506 TWh en 2010, après 480 TWh en 2009, soit une hausse de 5,4 %, retrouvant ainsi un niveau proche de celui de 2007, encore un peu en dessous de celui de 2008. Il s'y ajoute 63 TWh produits par des centrales thermiques classiques. Ainsi, la production française d'électricité est assurée à 75 % par le nucléaire, à 12 % par l'hydraulique, à 11 % par le thermique classique, à 1,7 % par l'éolien et à 0,1 % par le photovoltaïque, qui reste beaucoup plus marginal.

La production nucléaire augmente, après quatre années consécutives de baisse, atteignant 428,5 TWh en 2010 (+ 4,6 %). Le coefficient de disponibilité nucléaire (7) est stable par rapport à l'année dernière, s'établissant ainsi à 78 % en 2010, tandis qu'il s'élevait à 84 % en 2006. Bien que la production nucléaire brute augmente de 4,6 % en un an pour atteindre 428,5 TWh en 2010, elle reste inférieure à son maximum atteint en 2005, à près de 452 TWh. En 2006, pour la première fois depuis 1998, la production nucléaire baissait de - 0,3 % ; en 2007, la baisse s'était amplifiée pour s'établir à - 2,3 % ; après une année de stabilité en 2008, 2009 enregistrait un nouveau recul (- 6,8 %). La reprise de 2010 enrayer donc nettement cette tendance à la baisse. En termes de production nette, c'est-à-dire hors consommation des auxiliaires, la production nucléaire s'élève à 390 TWh.

Tributaire des précipitations, la production hydraulique, après avoir fortement diminué en 2009 (- 9,5 %), augmente de 8,7 % en 2010, pour s'établir à 67,8 TWh. C'est un niveau encore légèrement inférieur à celui atteint en 2008 après plusieurs années de faible hydraulité. L'« indice de productibilité hydraulique », qui mesure la production hydraulique par rapport à une référence sur longue période pour chaque barrage existant, s'établit à 0,94 en 2010, à un niveau légèrement inférieur à l'indice de 2008, qui était de 1. En 2005, il était tombé au niveau historiquement bas de 0,69.

La production d'origine éolienne en métropole s'élève à 9,4 TWh en 2010 après 7,9 TWh en 2009 et 5,7 TWh en 2008. Sa progression commence à être perceptible dans le total des ressources : elle représente maintenant 1,7 % de la production française. Elle devrait poursuivre sa croissance puisque le parc raccordé s'est agrandi de 1 170 MW battant un nouveau record de puissance mise en service, pour atteindre 5 750 MW fin 2010. Cependant, le rythme actuel d'augmentation du parc, qui correspond à un peu plus de 1 000 MW chaque année depuis trois ans, n'est pas suffisant pour atteindre en 2012 l'objectif fixé par la PPI (soit 11 500 MW installés).

En volume, le photovoltaïque a une production encore très limitée (565 GWh en métropole en 2010), soit près de 17 fois moins que l'éolien. Mais sa croissance s'est envolée en 2010 avec un apport de 680 MW nouvellement raccordés sur le territoire métropolitain, portant à 918 MW le parc existant à la fin 2010 (soit un quasi quadruplement du

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							90/73	02/90	08/02	09/08	10/09
Thermique classique	119,5	48,2	55,7	60,1	58,8	62,6	-5,2%	1,2%	1,3%	-2,2%	6,5%
Nucléaire	14,8	313,7	436,8	439,5	409,7	428,5	19,7%	2,8%	0,1%	-6,8%	4,6%
Hydraulique	48,1	58,3	66,4	68,8	62,4	67,8	1,1%	1,1%	0,6%	-9,4%	8,7%
Éolien	-	-	0,3	5,7	7,9	9,4			63,3%	38,9%	19,0%
Photovoltaïque	-	-	-	0,04	0,16	0,57				296,1%	247,6%
<b>Total</b>	<b>182,4</b>	<b>420,2</b>	<b>558,9</b>	<b>574,2</b>	<b>539,0</b>	<b>568,9</b>	5,0%	2,4%	0,5%	-6,1%	5,5%
dont électricité primaire	62,9	372,0	503,2	514,1	480,2	506,3	11,0%	2,5%	0,4%	-6,6%	5,4%

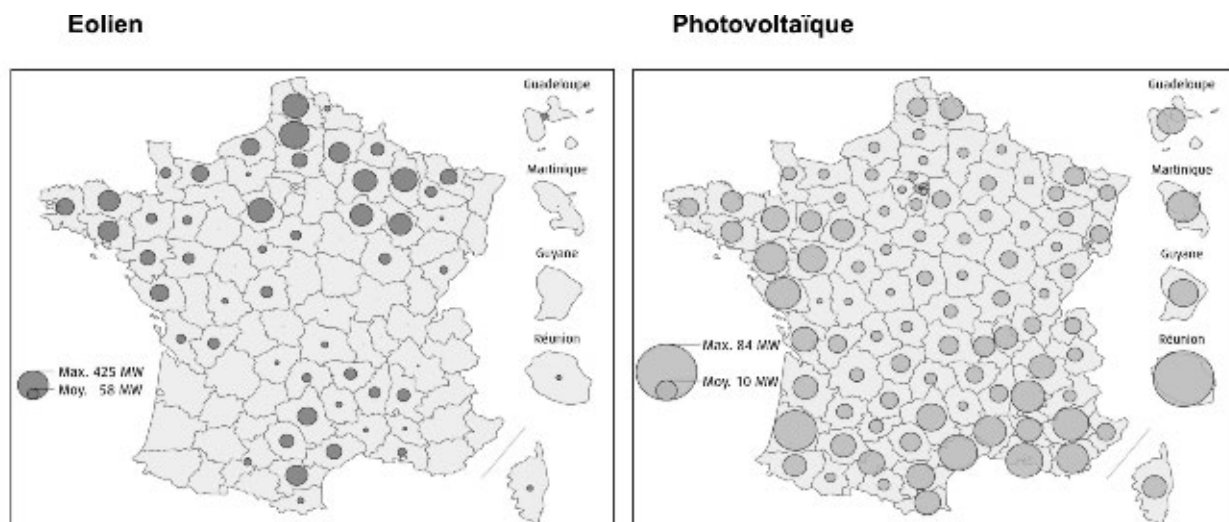
Source : SoeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 11 : Production totale brute d'électricité. En TWh.

	1973	1990	2002	2008	2009	2010
Thermique classique	65,5	11,5	10,0	10,5	10,9	11,0
Nucléaire	8,1	74,7	78,2	76,5	76,0	75,3
Hydraulique	26,4	13,9	11,9	12,0	11,6	11,9
Éolien	-	-	0,1	1,0	1,5	1,7
Photovoltaïque	-	-	-	0,0	0,0	0,1
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
dont électricité primaire	34,5	88,6	90,0	89,5	89,1	89,0

Source : SoeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 12 : Structure de la production totale brute d'électricité. En %.



Source : SOeS d'après Electricité réseau distribution France (ERDF) et Réseau de transport d'électricité (RTE)

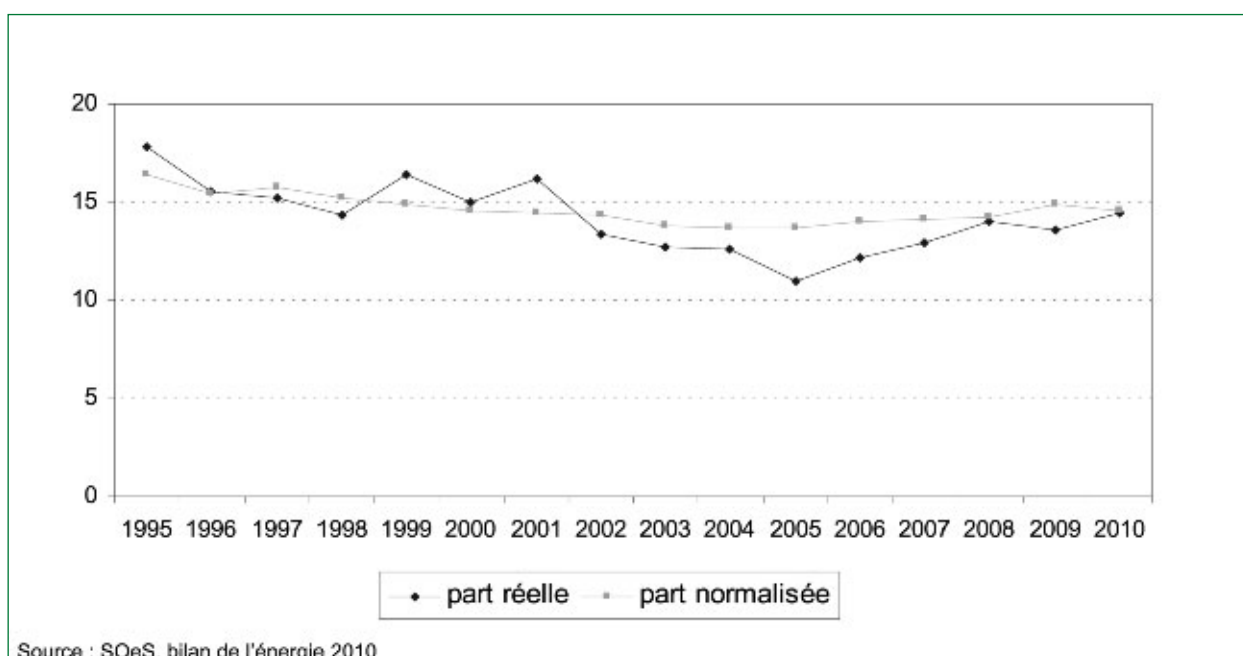
Figure 13 : Puissances éoliennes et photovoltaïques raccordées au réseau au 31 décembre 2010.

parc existant à la fin 2009). À noter également l'arrivée croissante de centrales photovoltaïques, avec notamment des installations de puissance supérieures à 250 kW (soit 124 installations fin 2010 correspondant à une puissance de 198 MW, contre 24 installations fin 2009 pour une puissance de 33 MW).

À la production primaire s'ajoute la production d'électricité obtenue par transformation d'une autre énergie.

La production thermique classique brute progresse de 6,5 % en 2010 à 62,6 TWh. Après le très haut niveau de production enregistré en 2005 (66,7 TWh, un niveau jamais égalé depuis 1983), elle s'était inscrite en retrait de 9,7 % en 2006, avant de progresser de 3,0 % en 2007, puis de régresser à nouveau en 2008 et 2009, respectivement

de 3,1 % et 2,2 %. Bien que la production primaire ait augmenté en 2010, elle n'a pas suffi à répondre à la demande de cette année exceptionnellement froide et à retrouver un niveau d'exportation semblable à celui de 2008 ; c'est pourquoi le thermique classique, qui constitue le terme de bouclage de la production, présente une hausse (+ 3,8 TWh). De plus, de nouvelles centrales « Cycle combiné au gaz (CCG) » ont été mises en service, courant 2010. L'électricité produite à partir d'énergies renouvelables thermiques (bois-énergie, part renouvelable des déchets urbains incinérés, biogaz) augmente sensiblement grâce notamment aux nouvelles installations de biogaz. Elle croît de 7,5 % par rapport à 2009, à 4,4 TWh (après + 4 % en 2008).



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Figure 14 : Part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation intérieure brute d'électricité. En %.

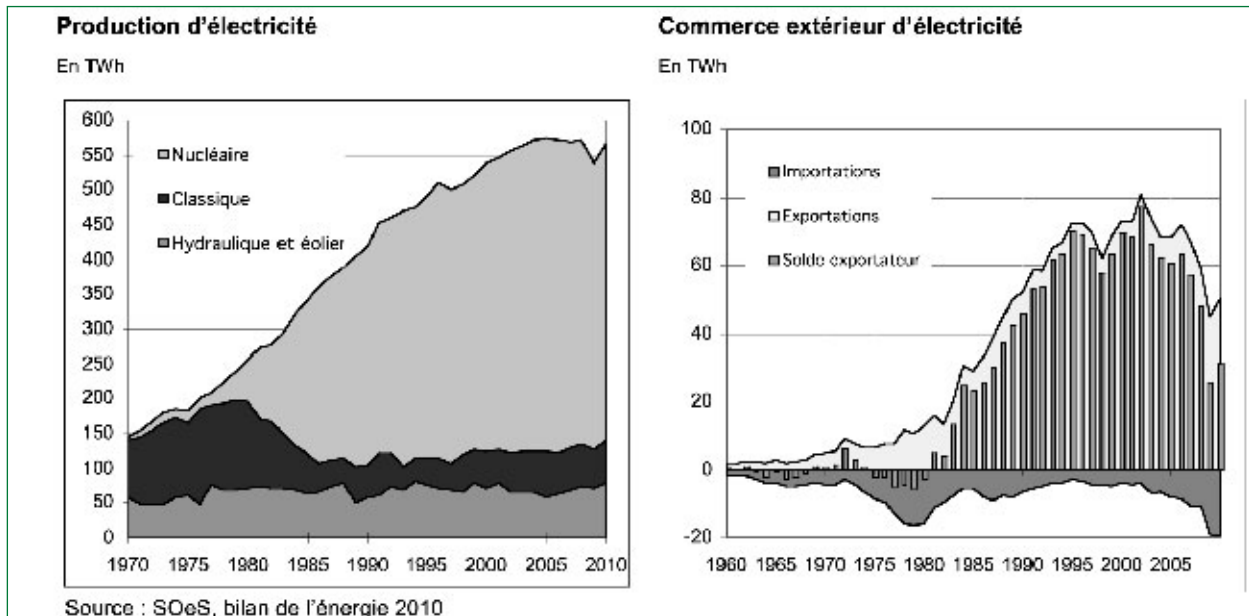


Figure 15 : Production d'électricité – Commerce extérieur d'électricité.

Au total, la production d'électricité d'origine renouvelable, quelle qu'en soit l'origine, progresse de 11,5 %, à 77,7 TWh. Ce bon résultat provient des hausses conjuguées de toutes les filières avec des hausses significatives des productions hydraulique (+ 5,6 TWh) et éolienne (+ 1,8 TWh) et, dans une moindre mesure, des productions photovoltaïque (+ 0,4 TWh) et biomasse (+ 0,3 TWh).

Ainsi, la part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation intérieure brute d'électricité (8) (métropole uniquement) gagne 0,9 point à 14,4 % en données réelles. La croissance de la production d'électricité renouvelable est en effet nettement supérieure à celle de la consommation électrique totale. Néanmoins, si l'on retient pour les productions hydraulique et éolienne la méthode de normalisation définie dans la directive européenne (directive 2009/28/CE relative aux énergies renouvelables), qui gomme les variations dues aux aléas climatiques, la part de l'électricité renouvelable s'élève à 14,6 %. Contrairement aux années précédentes, elle est en léger retrait (0,25 point par rapport à 2009). Ceci provient principalement de la baisse tendancielle de la production hydraulique normalisée, qui n'est pas compensée par la progression des autres filières électriques renouvelables.

Après avoir diminué de près de moitié en 2009, le solde des échanges extérieurs physiques (9) d'électricité augmente de 19,6 % en 2010. Ce solde diminue de façon quasi continue depuis le pic exceptionnel de 2002, où il a atteint 77 TWh, avant de tomber à 26 TWh en 2009, niveau le plus faible atteint depuis 1986. L'amélioration du solde en 2010 provient d'une augmentation des exportations de 5 TWh (+ 11,8 %), qui compense nettement une légère hausse des importations (+ 1,4 %). Les exportations, à 50 TWh, sont cependant loin de leur maximum atteint en 2002 (80,7 TWh). Quant aux importations, elles atteignent à 19,5 TWh un maximum historique, excédant

de 0,3 TWh le niveau de 2009. À plusieurs reprises, il a fallu importer pour faire face aux pointes de consommation, d'autant plus importantes que l'année a enregistré de nombreuses vagues de froid ; ces échanges se voient facilités par la fluidité manifeste qu'offrent les 46 interconnexions électriques qui relient la France aux pays frontaliers. Les importations physiques d'électricité représentent 3,8 % de la consommation intérieure en 2010, après 4 % en 2009 (1,7 % en 2005). En 2010, les exportations physiques d'électricité représentent 9,2 % de la production totale nette française d'électricité, et se situent à mi-chemin entre la part particulièrement basse de 2009 (8,7 %) et celle de 2008 (10,7 %).

Le taux d'indépendance énergétique relatif à l'électricité (ratio de la production primaire aux disponibilités) augmente cette année, pour atteindre un niveau de 106,5 TWh. Ce taux était en recul à 105,7 % en 2009, il poursuivait ainsi sa tendance à une baisse quasi continue depuis le pic de 118,1 % atteint en 2002.

### Énergies renouvelables et déchets : une forte hausse (+ 11 %)

La diversité des formes d'énergies regroupées sous cette appellation conduit à distinguer trois agrégats d'énergies considérées comme primaires :

- ✓ EnRt : énergies renouvelables thermiques, c'est-à-dire bois-énergie (bois et sous-produits du bois), résidus agricoles et agroalimentaires, solaire thermique, géothermie, pompes à chaleur (PAC), déchets urbains renouvelables, biogaz et biocarburants.
- ✓ EnRé : énergies renouvelables électriques, c'est-à-dire électricité hydraulique (une fois déduites les consommations des pompes, qui, en période de faible demande électrique, remontent de l'eau dans les barrages pour

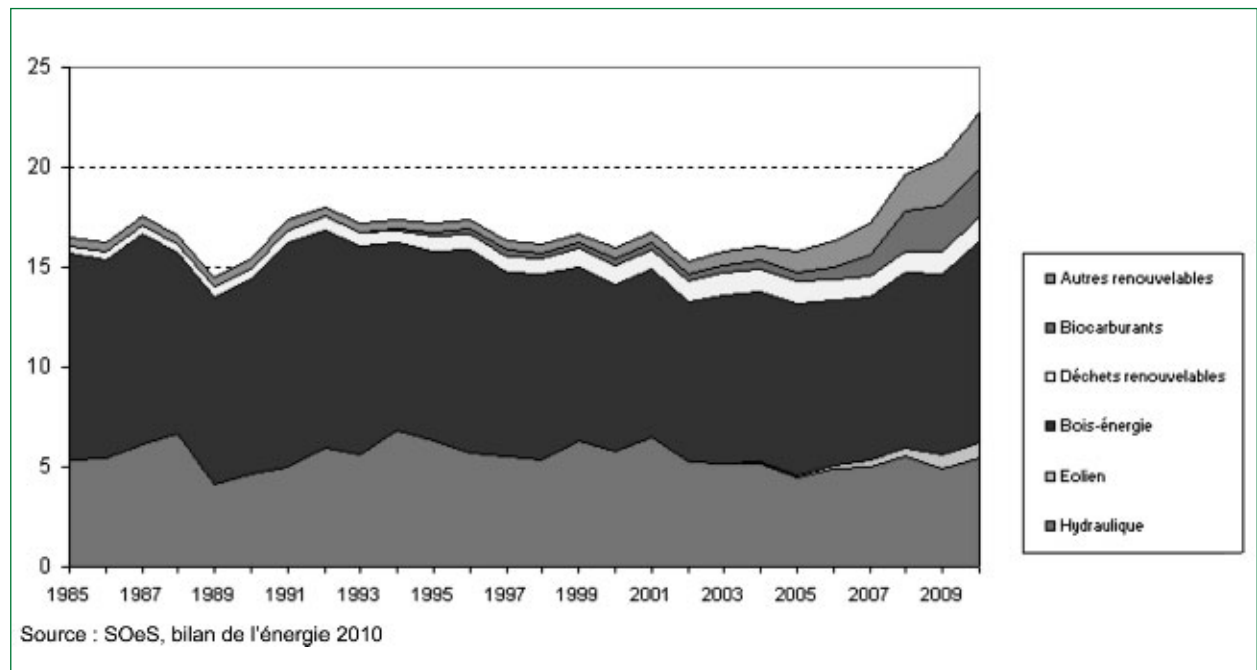


Figure 16 : Ensemble de la production primaire d'énergie renouvelable par filière (EnRt + EnRè). Données réelles, en Mtep.

pouvoir la turbiner ultérieurement), éolien et photovoltaïque. Cette partie est traitée avec l'électricité (voir le paragraphe « Electricité : hausse de toutes les filières de production, permettant d'augmenter les exportations »).

- ✓ EnRt et déchets : énergies renouvelables thermiques et déchets urbains non renouvelables valorisés sous forme d'énergie. Cet agrégat fait l'objet d'une colonne spécifique dans le bilan de l'énergie. Il regroupe toutes les énergies autres que le charbon, le pétrole, le gaz et l'électricité.

La production primaire de l'agrégat « EnRt et déchets » s'élève à 17,6 Mtep, en progression de 10,7 %, après + 7,8 % en 2009 et + 15,2 % en 2008.

### Énergies renouvelables thermiques (EnRt)

En retranchant la partie non renouvelable des déchets valorisés (1,2 Mtep), on obtient la production de l'agrégat EnRt qui s'élève à 16,4 Mtep. Cette dernière, après une hausse déjà soutenue en 2009, enregistre en 2010 une croissance encore plus marquée (+ 11,4 %, après 7,9 % en 2009). Cette énergie primaire thermique est constituée de formes d'énergies très diverses, valorisées principalement sous forme de chaleur. La part de la filière bois-énergie reste prédominante avec 10,1 Mtep (soit 61 % des EnRt), mais la progression continue des nouvelles filières, notamment pompes à chaleur et biocarburants, tend à en diminuer la part relative (77 % en 2005). La filière bois-énergie est suivie désormais par les biocarburants avec 2,4 Mtep (14 %), puis par les pompes à chaleur (1,7 Mtep, soit 10 %) et, enfin, par les déchets urbains renouvelables incinérés (1,2 Mtep, soit 7 %). Viennent ensuite les filières biogaz, résidus agricoles et agroalimentaires, géothermie

profonde et solaire thermique qui, bien qu'en progression régulière, ne totalisent encore qu'à peine plus de 1 Mtep. Les principales évolutions en 2010 sont les suivantes :

- ✓ Léger repli du marché du solaire thermique

Après une période de forte dynamique (de 2002 à 2008), le marché avait accusé en 2009 un recul de près de 15 %. Avec près de 210 000 m<sup>2</sup> en 2010, la croissance des surfaces installées fléchit à nouveau d'environ 3 %. Les signes d'essoufflement du marché apparus en 2009 semblent se confirmer en 2010 sur les installations individuelles et notamment sur les systèmes solaires combinés chauffage et eau chaude (SSC) où la chute est de nouveau très marquée. Le recul est plus limité sur le marché des chauffe-eau solaires individuels (CESI), tandis que le secteur collectif/tertiaire enregistre une nouvelle progression significative, sensiblement identique à celle de 2009. Sa part continue donc d'augmenter. Elle est passée de 10 % en 2005 à 30 % en 2010 et devrait encore s'accroître avec la mise en service prochaine des premières installations bénéficiaires du fonds chaleur (soit 575 installations correspondant à une superficie de 52 650 m<sup>2</sup> sur les deux années 2009 et 2010).

Malgré le ralentissement global du marché, le parc en activité continue à progresser : il est évalué à 1 540 000 m<sup>2</sup> au 31 décembre 2010, soit une hausse de près de 20 % par rapport à 2009 ;

- ✓ Quasi stagnation de la géothermie profonde

Le dernier inventaire réalisé sous la conduite de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) a confirmé le difficile maintien de la production thermique issue de la géothermie profonde, malgré les aménagements effectués récemment sur certaines

installations (Sucy-en-Brie, Bonneuil-sur-Marne). Le potentiel évalué est toutefois important, notamment en Île-de-France. Un nouvel essor de cette filière est attendu dans les toutes prochaines années avec l'arrivée à terme de quelques opérations de rénovation et d'extension de certains sites franciliens. La fin de l'année 2010 a vu la mise en service d'une installation sur l'aéroport d'Orly et la réalisation de nouveaux forages est prévue en 2011 en Île-de-France sur les sites de Coulommiers, Val-Maubué et Le-Mée-sur-Seine ;

- ✓ Recul sensible des installations de pompes à chaleur dans le résidentiel

Avec l'installation en 2010 de 140 000 nouvelles pompes à chaleur dans le résidentiel (dont 62 000 PAC air/air), le marché des pompes à chaleur connaît un effondrement de ses ventes de l'ordre de 30 %, après une année 2009 déjà orientée à la baisse. Tous les types de pompes à chaleur sont touchés, géothermiques comme aérothermiques. Les systèmes air/eau et sol/eau sont particulièrement délaissés. La diminution du nombre des constructions neuves en 2010 - destinataires habituelles des pompes à chaleur -, la crise économique entraînant le report des projets d'investissements et les baisses successives du crédit d'impôt spécifique à cette filière expliquent pour une bonne part le recul des ventes enregistrées en 2010. Toutefois, une légère reprise s'amorçait en fin d'année.

Le parc en activité continue néanmoins à s'accroître et gagne en performance grâce à des conditions d'obtention du crédit d'impôt de plus en plus exigeantes. Fin 2010, le parc est estimé à près de 950 000 unités dans le secteur domestique, dont 400 000 PAC air/air.

Les premiers résultats d'une étude du Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (Ceren) portant sur les pompes à chaleur dans le tertiaire ont permis de revoir à la hausse les superficies bénéficiant de ce mode de chauffage et, par conséquent, de revoir sensiblement à la hausse la production de chaleur renouvelable induite dans ce secteur. Des résultats plus

complets devraient permettre à l'avenir de confirmer ces premières estimations ;

- ✓ Progression régulière des productions électriques et thermiques résultant de l'incinération des déchets urbains (dont 50 % de renouvelables)

Depuis 2006, année d'obligation de la mise en conformité des unités d'incinération des ordures ménagères, les travaux d'amélioration du parc en activité ont progressivement conduit à un accroissement des rendements et permis une montée progressive de la valorisation énergétique, tant électrique que thermique. L'entrée en service de quelques nouvelles unités d'incinération (dont deux en 2010) et l'augmentation tendancielle des quantités des déchets valorisés participent également à l'accroissement de la production d'énergie ;

- ✓ Progression significative de la filière biogaz

Dans ses diverses composantes (gaz de décharge, stations d'épuration urbaines, méthanisation de résidus agricoles, industriels ou ménagers), la filière biogaz se met en place avec la montée en puissance de quelques projets importants mis en service récemment ainsi qu'avec le démarrage de nombreuses installations en 2010 (27 installations ont été raccordées au réseau en 2010, après le raccordement de 19 unités en 2009). En conséquence, la valorisation électrique croît à un rythme relativement soutenu et devrait atteindre 1 TWh. La valorisation thermique commence elle aussi à progresser, suite à la mise en service de nouvelles cogénérations dans les unités de méthanisation et de gaz de décharge et grâce au développement de quelques opérations dans le secteur industriel (la première installation bénéficiaire du fonds chaleur a été inaugurée fin 2010). La quantité de biogaz produite devrait considérablement s'accroître dans les prochaines années : le potentiel évalué est important et le dispositif d'aides publiques (fonds chaleur, révision du tarif d'achat de l'électricité, possibilité d'injecter le biogaz dans les réseaux de gaz naturel) suscite désormais le lancement de nombreux projets ;

	projets retenus en 2009		projets retenus en 2010		projets en service	projets en chantier*	projets abandonnés
	nombre	production prévue (ktep)	nombre	production prévue (ktep)	au 31/12/2010	au 31/12/2010	au 31/12/2010
<b>Appel à projets BCIAT <sup>1</sup></b>	<b>31</b>	<b>147,4</b>	<b>37</b>	<b>228,1</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>5</b>
<b>Autres projets (hors BCIAT)</b>	<b>235</b>	<b>42,5</b>	<b>557</b>	<b>73,2</b>	<b>5</b>	<b>96</b>	<b>1</b>
- bois-énergie <sup>2</sup>	46	37,2	73	57,1	2	14	1
- géothermie <sup>3</sup>	16	3,4	77	12,9	0	6	0
- méthanisation	2	0,7	3	1,6	1	2	0
- solaire	171	1,1	404	1,8	2	74	0

\* : projet en cours de réalisation pour les BCIAT ou ayant obtenu un premier versement correspondant à une mise en chantier pour les projets hors BCIAT

1 : appel à projet biomasse chaleur industrie agriculture tertiaire

2 : hors projet d'approvisionnement, y compris projets de réseau de chaleur au bois

3 : sur aquifère profond, sur aquifère superficiel, champ de sondes et eaux usées

Source : SOeS d'après ADEME

Tableau 13 : Etat d'avancement des projets du fonds chaleur.



- ✓ Hausse importante de la consommation de bois-énergie  
La hausse est forte à climat réel (+ 12,3 %), mais plus modérée en données corrigées du climat (+ 3,3 %). Cette forte hausse à climat réel résulte principalement d'un surcroît d'utilisation de bois-énergie pour le chauffage des ménages lié à un climat particulièrement rigoureux (indice de rigueur de 1,13 pour 2010, contre 0,98 en 2009). Dans l'industrie, après la stagnation enregistrée en 2009, la consommation serait en légère hausse à la faveur d'une petite reprise de l'activité des industries traditionnellement concernées (la papeterie notamment), conjuguée à l'utilisation croissante de cette énergie dans de nouveaux secteurs de l'industrie. On notera la poursuite de la bonne tenue des ventes d'appareils de chauffage au bois en 2010, avec une estimation de l'ordre de 470 000 appareils vendus contre 480 000 en 2009, ce qui contribue au maintien d'un niveau élevé de consommation dans le résidentiel individuel. Concernant le secteur collectif/tertiaire et l'industrie, un nombre important d'opérations a été engagé en 2010 grâce aux dispositifs de soutien : fonds chaleur 2010 et appel à projets BCIAT, aides de l'Ademe hors fonds chaleur. Au total, 470 opérations ont été engagées pour une puissance de 672 MW (dont 37 opérations retenues dans le cadre du BCIAT 2010 pour une puissance de 426 MW), qui se répartissent ainsi : 375 opérations dans le secteur collectif/tertiaire pour une puissance de 187 MW et 95 dans l'industrie pour une puissance de 485 MW. Mais tous ces projets demandent du temps avant de devenir opérationnels : ainsi, seules deux installations bénéficiaires du fonds chaleur ont été mises en service en fin d'année 2010 ;
- ✓ Moindre progression des quantités de biocarburants incorporés

Dans le contexte d'une année 2010 particulière, perturbée par l'interruption temporaire de l'incorporation obligatoire des biocarburants liée aux grèves d'octobre qui ont affecté les raffineries et les dépôts pétroliers, les données relatives aux quantités de biocarburants incorporés n'étaient pas encore disponibles à la date d'élaboration du présent bilan. Dans l'attente de la col-

lecte complète réalisée par les Douanes, et compte tenu des premières estimations des professionnels, le SOeS a retenu pour ce bilan provisoire des taux d'incorporation moyens pour l'année 2010 de 6 % pour l'essence et de 6,5 % pour le gazole. Avec cette hypothèse, la consommation de biocarburants s'élève à 2 642 ktep (correspondant à 3 180 kt), montrant une nette progression par rapport à 2009 (2 463 ktep). Selon les premières données des Douanes, les quantités de biocarburants produites dans le cadre des agréments et bénéficiant de ce fait d'une défiscalisation (en provenance de France ou des autres pays de l'Union européenne) sont globalement en légère augmentation (+ 4,2 %). La filière éthanol a vu notamment sa production agréée faire un bond de 13 %. L'année 2010 est marquée par l'arrivée de nouveaux biocarburants (EMHA et EMHU produits à partir d'huiles animales ou usagées) qui ouvrent droit à une bonification au titre de la directive EnR, et les difficultés rencontrées pour écouler les bioéthanol à travers les carburants SP95-E10 ou E85 (seuls carburants essence acceptant une incorporation supérieure à 5 %), avec un réseau de distribution de ces nouveaux carburants peinant à s'étendre sur l'ensemble du territoire national.

#### Ensemble des énergies renouvelables (EnRt + EnRé)

En ajoutant aux EnR thermiques la production d'électricité hydraulique renouvelable, éolienne et photovoltaïque, on obtient la production primaire de l'agrégat « EnRt et EnRé », correspondant à l'ensemble des énergies renouvelables (thermiques et électriques). Une production qui atteint 22,7 Mtep, en progression de + 11,5 % après + 3,6 % en 2009 et la hausse record de 2008 (+ 14,7 %). Le retournement de tendance amorcé en 2006 après une longue période de déclin entre 1990 et 2005 a désormais laissé la place à une croissance durable qui ne cesse de se confirmer : la production primaire a atteint en 2010 son niveau le plus élevé et s'est accrue, depuis 2005, de 7,0 Mtep, soit une croissance de 44 % sur les cinq dernières années. La forte croissance de 2010 est toutefois à relati-

	2008	2009	2010 p	Variation 2008-2009	Variation 2009-2010
bois-énergie	8 726	8 997	10 100	271	1 104
hydraulique	5 515	4 940	5 421	-575	481
biocarburants	1 946	2 256	2 362	310	106
pompes à chaleur	996	1 292	1 649	296	356
déchets urbains renouvelables	1 093	1 169	1 196	76	27
éolien	490	681	830	191	149
biogaz	426	538	608	112	70
résidus de l'agriculture et des IAA*	362	371	381	9	10
géothermie	88	89	90	1	2
Solaire thermique	44	51	59	8	8
Solaire photovoltaïque	4	15	49	11	34
Total	19 690	20 399	22 745	710	2 346

\*industries agro-alimentaires

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 14 : Production d'énergie primaire par filière renouvelable. En ktep.

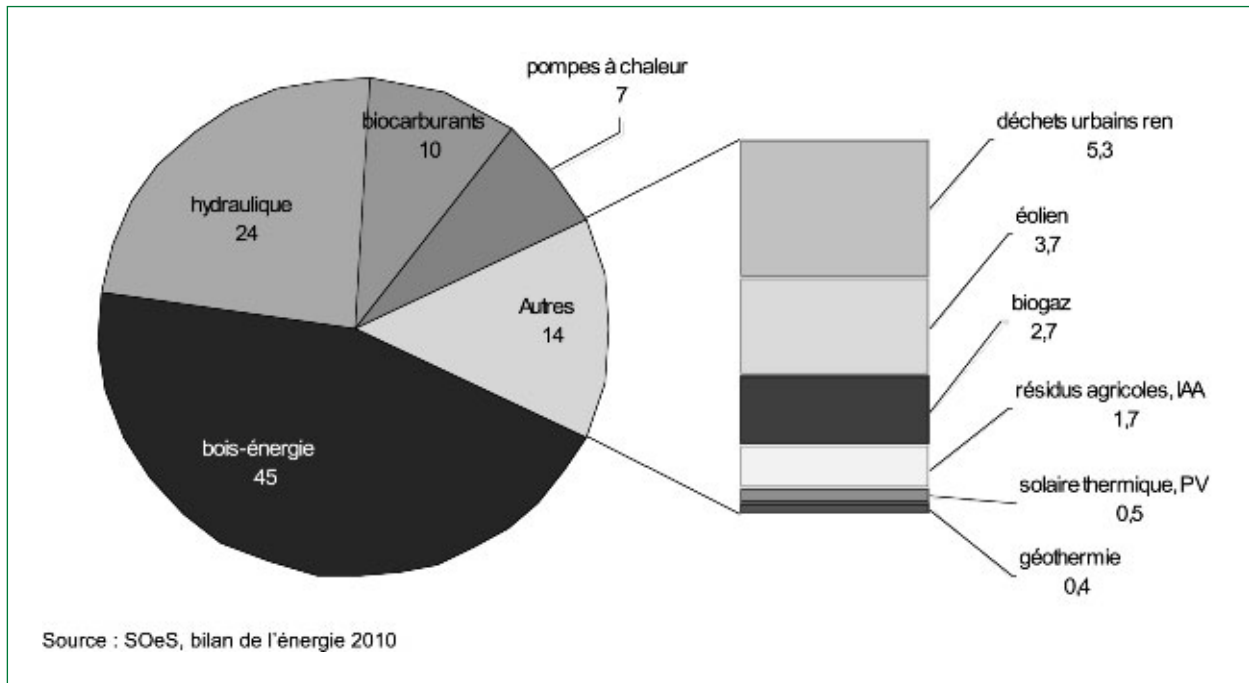


Figure 17 : Part de chaque filière dans la production primaire d'énergie renouvelable en 2010. En %.

viser, car elle est liée pour plus de la moitié à des circonstances climatiques favorables : une meilleure hydraulité qui a permis un retour à une production hydraulique quasi normale, et des vagues de froid qui ont conduit à une augmentation de la consommation de bois des ménages. Le tableau de la page précédente retrace l'évolution des productions primaires de chaque filière renouvelable sur les trois dernières années. Le graphique ci-dessus permet de situer le poids de chacune d'entre elles en 2010.

### La transformation de l'énergie et son acheminement

Entre la production de l'énergie primaire et le consommateur final, se situe l'activité de la branche énergie, dont l'objet est de livrer à l'utilisateur l'énergie qui correspond à sa demande. Cette activité inclut le raffinage du pétrole, la cokéfaction du charbon, l'activité des centrales thermiques qui utilisent l'énergie primaire fossile (gaz, charbon, pétrole), renouvelable ou nucléaire, pour la transformer en électricité. Elle inclut également le transport et la distribution de l'énergie jusqu'à l'utilisateur final. Ces opérations indispensables s'accompagnent fatalement de consommations intermédiaires et de pertes, proportionnelles à l'activité. Les pertes, de loin les plus importantes en volume, sont celles liées à la production d'électricité d'origine nucléaire puisque par convention internationale l'énergie restituée sous forme d'électricité est considérée comme égale à un tiers de l'énergie totale dégagée par la réaction. Les deux autres tiers sont comptabilisés comme des pertes. Il s'agit par exemple de la chaleur qui produit le panache de vapeur d'eau au-dessus des centrales. Cette

convention explique le très gros écart entre la production d'électricité primaire d'origine nucléaire et celle de l'électricité finale d'origine nucléaire. Les centrales thermiques classiques enregistrent également des pertes de rendement du même ordre, mais qui, en France, représentent des volumes beaucoup moins importants.

L'année 2010 est marquée par une quasi stabilité pour cette activité, avec une consommation en légère baisse (- 0,7 %). La production nucléaire augmente de 4,6 %, elle est bien soutenue par l'électricité renouvelable (+ 10,4 %), si bien que, malgré la fraîcheur des températures, le recours aux centrales thermiques classiques n'est guère plus important qu'en 2009. L'activité du raffinage baisse à nouveau (- 11 %), avec le traitement de 64 Mt de pétrole brut contre 72 Mt en 2009 et 83 Mt en 2008. La marge de raffinage se reconstitue pourtant quelque peu, en remontant à 21 €/t contre 15 €/t en 2009 et 39 €/t en 2008. Le taux d'utilisation de la capacité de distillation atmosphérique passe de 76 % en 2009 à 69 % en 2010 (10).

### Légères hausses des consommations d'énergie, sauf pour le pétrole

Corrigée des variations climatiques, la consommation totale d'énergie primaire enregistre une légère augmentation (+ 1,7 % à 256 Mtep), après avoir baissé de 4,3 % en 2009. Elle reste en dessous du palier, se situant entre 270 Mtep et 275 Mtep, où elle s'était maintenue entre 2002 et 2008.

L'agrégat constitué des énergies renouvelables thermiques et des déchets valorisés continue sur sa lancée avec une nouvelle augmentation (+ 5,1 %). Si le rythme a un peu

fléchi, la progression a été constante depuis 2006 (+ 37 % en 4 ans). Pour autant, cet ensemble ne représente encore que 6,4 % de la consommation primaire totale. Le gaz (+ 3,6 %) et l'électricité primaire (11) (+ 4,0 %) retrouvent peu ou prou leur niveau de 2008. Le recul du pétrole se

confirme (- 3,4 %, après - 3,9 %). Il ne représente plus que 31 % de la consommation primaire totale, contre 34,5 % en 2002. Si la consommation de charbon augmente sensiblement, elle est loin de compenser sa chute de 2009 (+ 6,5 %, après - 11,1 %).

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
Electricité primaire *	7,7	83,2	113,5	117,0	110,7	115,1	15,0	2,6	0,5	-5,3	4,0
Pétrole	121,5	88,3	93,8	88,4	85,0	82,0	-1,9	0,5	-1,0	-3,9	-3,4
Gaz	13,2	26,3	40,0	40,4	38,7	40,1	4,1	3,6	0,2	-4,3	3,6
ENRt et déchets **	9,4	11,4	11,7	15,3	16,3	17,1	1,1	0,2	4,7	6,2	5,1
Charbon	27,8	19,2	12,8	12,1	10,7	11,4	-2,2	-3,3	-1,0	-11,1	6,5
<b>Total</b>	<b>179,7</b>	<b>228,3</b>	<b>271,8</b>	<b>273,2</b>	<b>261,4</b>	<b>265,8</b>	<b>1,4</b>	<b>1,5</b>	<b>0,1</b>	<b>-4,3</b>	<b>1,7</b>

\* Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque

\*\* Energies renouvelables thermiques et déchets

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 15 : Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

	1973	1990	2002	2008	2009	2010
Electricité primaire *	4,3	36,4	41,8	42,8	42,4	43,3
Pétrole	67,6	38,7	34,5	32,4	32,5	30,9
Gaz	7,4	11,5	14,7	14,8	14,8	15,1
ENRt et déchets **	5,2	5,0	4,3	5,6	6,2	6,4
Charbon	15,5	8,4	4,7	4,4	4,1	4,3
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

\* Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque

\*\* Energies renouvelables thermiques et déchets

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 16 : Structure de la consommation d'énergie primaire. Données corrigées des variations climatiques, en %.

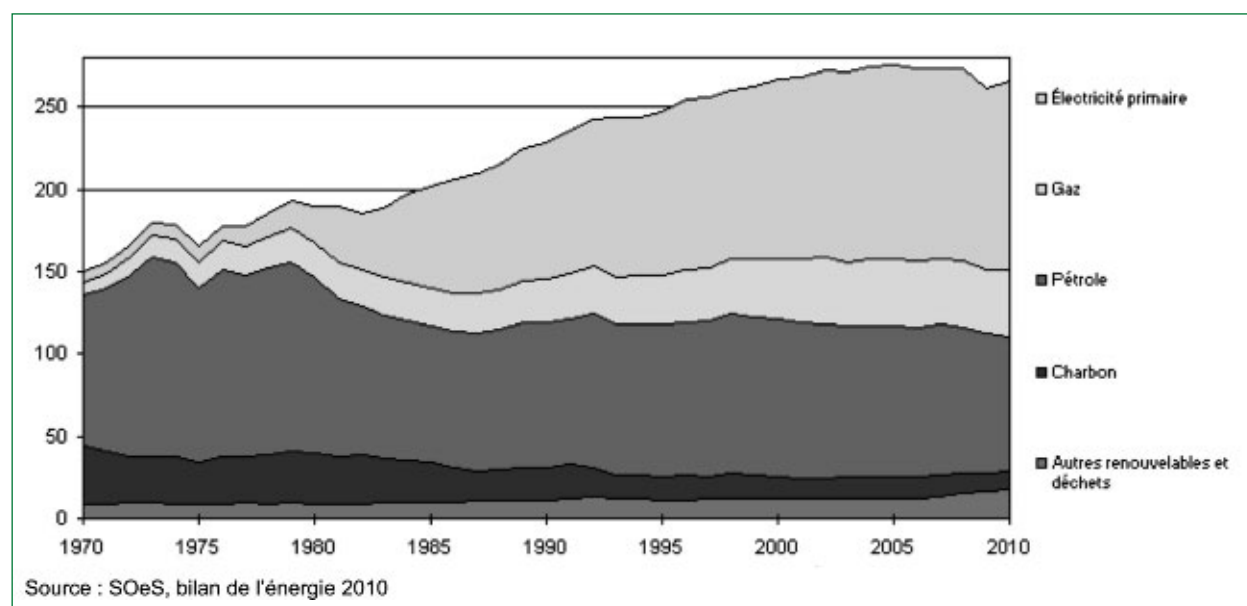


Figure 18 : Évolution de la consommation d'énergie primaire. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

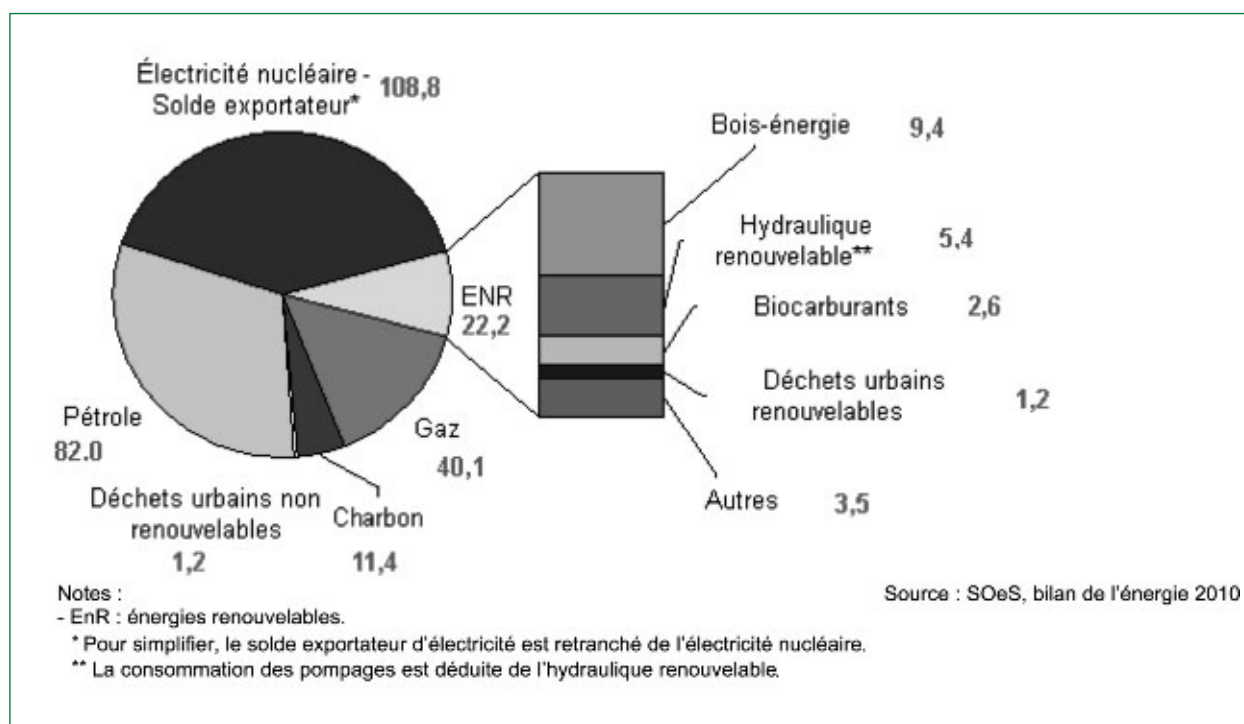


Figure 19 : Répartition de la consommation d'énergie primaire. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

Alors que la tendance de la décennie 1990 correspondait à une hausse de + 1,5 % par an en moyenne, la consommation d'énergie primaire avait cessé de croître depuis 2005 avant de baisser franchement en 2009 et d'enregistrer une légère reprise en 2010.

La structure du « mix » énergétique primaire de la France reste à peu près stable : 43 % d'électricité primaire, 31 % de pétrole, 15 % de gaz, 6 % de renouvelables thermiques et déchets et 4 % de charbon. Les énergies renouvelables thermiques et l'électricité prennent une part croissante, alors que la tendance au recul du pétrole se confirme au fil des ans et que celui du charbon se poursuit.

La reprise des activités après la crise ne se traduit que faiblement dans la consommation finale. En effet, la

consommation finale totale, énergétique et non énergétique, corrigée des variations climatiques, n'augmente que de 1,2 %. Elle reste 3,1 % en dessous de son niveau de 2008. Elle s'établit à 170 Mtep. Elle était stable depuis 2001, autour de 175 Mtep, alors qu'elle s'accroissait de + 1,3 % par an entre 1990 et 2000.

Si l'on limite l'analyse aux usages finals énergétiques, la reprise est de + 1,4 %. Si l'on fait abstraction de l'« accident » de 2009, on retrouve en 2010 des niveaux conformes aux tendances récentes de la consommation primaire : hausse pour l'électricité et les énergies renouvelables, stabilité pour le gaz, recul pour le pétrole et le charbon.

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
Pétrole	85,4	70,8	75,0	69,9	67,3	65,5	-1,1	0,5	-1,2	-3,6	-2,6
Electricité	13,0	25,9	34,5	37,8	36,6	38,0	4,2	2,4	1,6	-3,3	3,9
Gaz	8,7	23,3	34,7	34,4	33,0	34,1	6,0	3,4	-0,1	-4,0	3,3
Energies renouvelables	8,9	10,5	9,9	12,8	13,7	14,4	1,0	-0,5	4,5	7,1	5,0
Charbon	17,7	10,2	6,5	6,5	4,8	5,6	-3,2	-3,7	-0,1	-25,4	15,3
Total énergétique	133,6	140,7	160,5	161,4	155,5	157,7	0,3	1,1	0,1	-3,7	1,4
Non énergétique	10,9	12,4	14,3	13,8	12,1	12,0	0,8	1,2	-0,6	-11,8	-0,7
<b>Total consommation finale</b>	<b>144,6</b>	<b>153,1</b>	<b>174,8</b>	<b>175,2</b>	<b>167,6</b>	<b>169,7</b>	<b>0,3</b>	<b>1,1</b>	<b>0,0</b>	<b>-4,3</b>	<b>1,2</b>

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 17 : Consommation énergétique finale par forme d'énergie. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

	1973	1990	2002	2008	2009	2010
Pétrole	63,9	50,3	46,7	43,3	43,3	41,6
Electricité	9,7	18,4	21,5	23,4	23,5	24,1
Gaz	6,5	16,6	21,6	21,3	21,2	21,6
Energies renouvelables	6,7	7,4	6,1	7,9	8,8	9,1
Charbon	13,3	7,3	4,1	4,0	3,1	3,5
<b>Total énergétique</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 18 : Répartition de la consommation énergétique finale par forme d'énergie. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

### Charbon : hausse de 6 %, liée à la reprise de l'activité sidérurgique

La consommation primaire de charbon augmente de 7 % en 2010, à 11,4 Mtep, contre 10,7 Mtep en 2009, plus bas niveau enregistré. Le charbon ne représente plus que 4,3 % de la consommation totale d'énergie primaire (4,1 % en 2009). La progression observée en 2010 s'explique par une reprise de l'activité sidérurgique après une année 2009 très mauvaise dans ce secteur. À plus long terme, le déclin du charbon se poursuit dans l'ensemble des secteurs de consommation. Les combustibles minéraux solides sont utilisés aujourd'hui à 43 % dans des centrales et à 35 % dans la sidérurgie.

Dans le secteur de l'énergie, la demande des centrales à charbon (y compris les centrales industrielles) est inférieure à 4,7 Mtep en 2010, ce qui constitue un nouveau record historique. La baisse est de 6 % par rapport à 2009. La production d'électricité à base de charbon perd encore 1,6 TWh pour s'établir à 19,1 TWh. Elle ne représente désormais plus que 32 % de la production d'électricité thermique classique. La directive européenne sur les grandes installations de combustion condamne à l'horizon 2015 les centrales à charbon les plus polluantes, soumises d'ici là à des quotas d'heures de fonctionnement. Un certain nombre d'unités vont donc disparaître en 2015, alors que seules des unités disposant d'un dispositif de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> pourront être créées. Les opérateurs des centrales thermiques tendent de plus en plus à privilégier le gaz naturel,

moins émetteur de CO<sub>2</sub>, au détriment de la houille ou du fioul. La Snet a mis en service en mars 2010 deux unités CCG dans sa centrale à charbon Émile Huchet ; EDF a également des projets semblables. Ces unités CCG offrent un meilleur rendement que celui des anciennes centrales.

La consommation finale, avec 5,6 Mtep contre 4,8 Mtep en 2009, progresse de 15 % en 2010, mais elle reste nettement en-deçà des niveaux atteints auparavant (entre 6,5 et 7 Mtep de 2001 à 2008). Son évolution est corrélée à celle de la demande de la sidérurgie qui s'était effondrée fin 2008 pour se redresser peu à peu en 2009 et jusqu'en mai 2010, avant de stagner à un niveau très inférieur à celui de 2008 : la production d'acier brut progresse ainsi en 2010 de 20 % (+ 28 % pour la filière à fonte qui utilise du charbon), pour un total de 15,4 Mt contre 12,8 Mt en 2009, 17,9 Mt en 2008 et près de 20 Mt auparavant. La reprise de l'activité se répercute naturellement sur les besoins en charbon du secteur : + 23 % pour la houille et le coke, à 4 Mtep, ce qui représente 71 % de la consommation finale de charbon. Dans les autres secteurs industriels, la consommation est estimée à 1,3 Mtep environ, soit une hausse de 2,4 % par rapport à 2009, en fonction des évolutions de l'activité dans les industries consommatrices de charbon en 2010 : croissance de la production dans les secteurs de la chimie minérale et de la fonderie et recul dans l'agroalimentaire et les cimenteries. Enfin, dans le secteur résidentiel-tertiaire, la demande est en recul constant, elle est estimée à 0,3 Mtep et provient principalement des réseaux de chaleur.

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
<b>Branche énergie</b>	<b>10,0</b>	<b>8,7</b>	<b>6,2</b>	<b>5,5</b>	<b>5,8</b>	<b>5,8</b>	<b>-0,8</b>	<b>-2,8</b>	<b>-1,9</b>	<b>6,4</b>	<b>-0,7</b>
<b>Consommation finale</b>	<b>17,7</b>	<b>10,2</b>	<b>6,5</b>	<b>6,5</b>	<b>4,8</b>	<b>5,6</b>	<b>-3,2</b>	<b>-3,7</b>	<b>-0,1</b>	<b>-25,4</b>	<b>15,3</b>
Sidérurgie	9,5	5,5	4,8	4,5	3,2	4,0	-3,1	-1,1	-1,1	-28,2	23,2
Industrie (hors sidérurgie)	2,6	2,9	1,2	1,6	1,3	1,3	0,6	-6,8	4,7	-22,1	2,4
Résidentiel-tertiaire	5,6	1,8	0,5	0,4	0,3	0,3	-6,4	-10,5	-4,7	-5,6	-11,8
<b>Non énergétique</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>2,8</b>	<b>-4,4</b>	<b>-5,5</b>	<b>-40,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Total consommation primaire</b>	<b>27,8</b>	<b>19,2</b>	<b>12,8</b>	<b>12,1</b>	<b>10,7</b>	<b>11,4</b>	<b>-2,2</b>	<b>-3,3</b>	<b>-1,0</b>	<b>-11,1</b>	<b>6,5</b>

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 19 : Consommation de charbon par secteur. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

*Pétrole : nouvelle baisse*

La consommation primaire (12) de pétrole et de produits pétroliers, corrigée des variations climatiques, est en recul quasi-constant depuis 2000, mais ce recul s'est fortement accentué depuis 2008. Après avoir atteint un pic de 121,5 Mtep en 1973 avant le premier choc pétrolier, la consommation était tombée à 82,3 Mtep en 1985 après le second choc pétrolier. Elle avait ensuite repris régulièrement (environ + 1 % par an) jusqu'à atteindre un maximum de 96,3 Mtep en 1999. Depuis, la tendance était à la baisse, avec une perte moyenne de l'ordre de 0,7 Mtep par an. En trois ans, depuis 2007, la consommation a chuté de 10 %, diminuant chaque année d'environ 3 Mtep. En 2010,

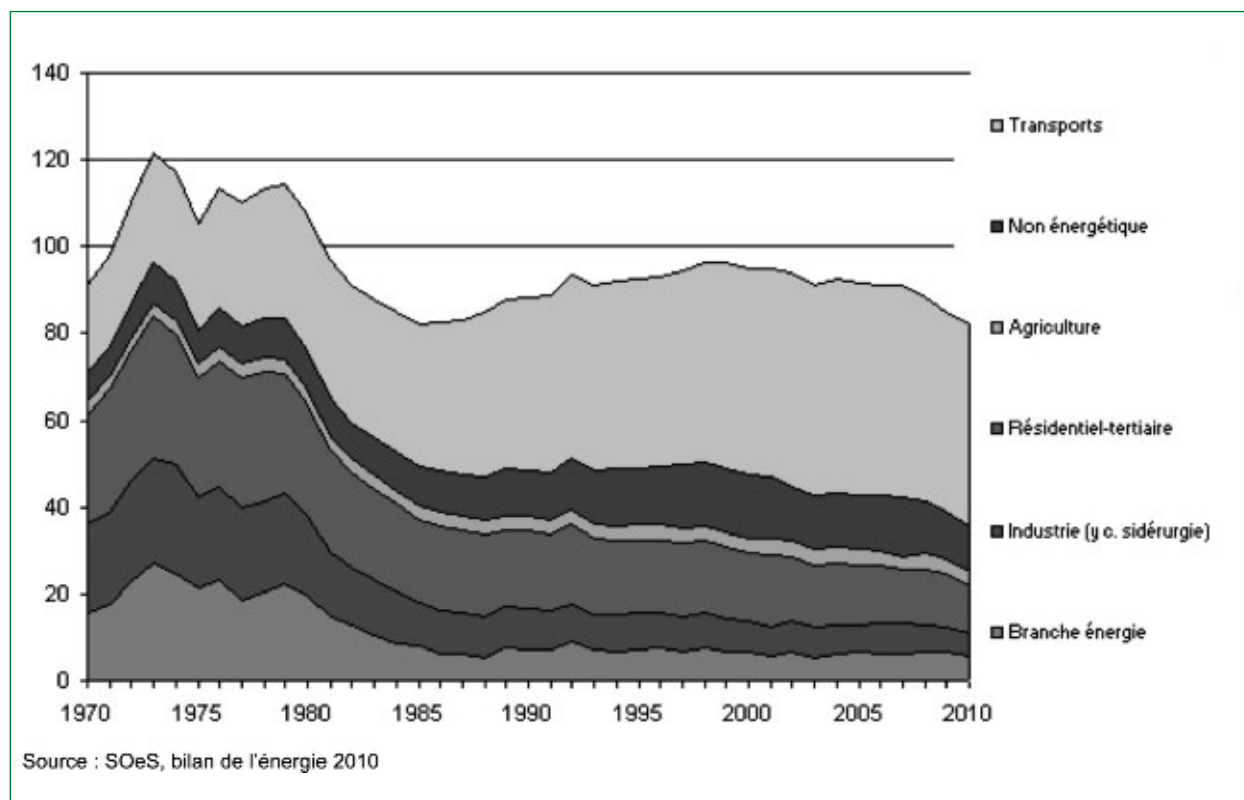
elle revient ainsi à son niveau de 1985 : à 82,0 Mtep, elle perd 3,4 % par rapport à 2009.

Hors usages non énergétiques et consommation de la branche énergie (centrales électriques au fioul et consommation propre des raffineries), la consommation finale énergétique (13) diminue un peu moins : - 2,6 %, à 65,5 Mtep, après - 3,6 % en 2009. Elle est proche du niveau historiquement bas de 1985 (64,9 Mtep). La consommation non énergétique recule à nouveau (- 2,4 % à 10,7 Mtep), mais moins fortement que les deux années précédentes. Dans la pétrochimie, secteur soumis à la forte concurrence des pays asiatiques et de ceux du Moyen-Orient notamment, la baisse de la consommation est de 2,3 %. Cette baisse a été amplifiée

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

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 20 : Consommation de pétrole par secteur. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Figure 20 : Consommation de pétrole corrigée des variations climatiques par secteur.

par les mouvements sociaux qui ont touché le secteur pétrolier en 2010.

La consommation de produits pétroliers pour produire de l'énergie, que ce soit dans les raffineries, dans les centrales électriques ou ailleurs, a chuté en 2010 (- 12,9 %). Le fioul est en effet délaissé en tant que combustible parce qu'il émet, à valeur énergétique égale, plus de CO<sub>2</sub> que le gaz, et qu'il coûte plus cher. Les raffineries et les centrales, dans la mesure du possible, se tournent donc vers le gaz pour respecter leurs quotas d'émission. En pleine restructuration, le secteur du raffinage, confronté à la concurrence des pays émergents en forte croissance et au recul de la demande en produits pétroliers, a vu sa consommation baisser de 10,8 % en 2010.

Les usages énergétiques du pétrole par l'industrie (sidérurgie incluse) continuent de diminuer, même si, avec la reprise industrielle, le recul est moins marqué qu'en 2009 et en 2008 (- 3 % contre - 12 % en moyenne au cours des deux années précédentes). Ils ne comptent plus que pour 8 % de la consommation finale de produits pétroliers. L'indice de la production industrielle (IPI) progresse de 6,3 % pour l'industrie manufacturière (y compris l'IAA) et de 5,2 % seulement pour les industries grandes consommatrices d'énergie ; les activités industrielles utilisant beaucoup de produits pétroliers ont été dans l'ensemble moins dynamiques que la moyenne, d'où un effet de structure négatif sur la consommation : ainsi, l'activité du secteur agroalimentaire n'augmente que de 1 %, et celle de la chimie organique de 2 %, l'activité des cimenteries enregistre une

hausse inférieure à 3 %. En outre, du fait des hausses de prix de ces dernières années et avec la mise en place de quotas d'émissions, les gros consommateurs ont cherché à privilégier le plus possible les solutions alternatives aux produits pétroliers. Cette recherche a pour eux été d'autant plus nécessaire qu'ils se trouvent dans un secteur exposé à la concurrence des pays à bas coûts de main d'œuvre : ils ne pouvaient dès lors pas répercuter facilement la hausse des prix.

La consommation du résidentiel-tertiaire, corrigée des variations climatiques, s'effondre (- 13,7 %). Elle représente 16,5 % de la consommation finale énergétique de produits pétroliers. La consommation de fioul domestique pour le chauffage diminue régulièrement depuis les années 1980. Dans l'habitat individuel, le fioul domestique a quasiment disparu de la construction neuve. La baisse se fait donc par l'abandon progressif du fioul dans le parc en l'absence quasi totale de nouvelles installations. Mais cette baisse a été nettement accentuée en 2010 par la forte augmentation des prix (+ 27 %) qui a également concerné le fioul lourd utilisé dans le chauffage urbain.

La consommation de l'agriculture (pêche incluse) diminue de 3,9 % à 3,2 Mtep après un recul de 5,4 % en 2009. Le fioul domestique en constitue la plus grande part. Après une chute de plus de 30 % entre 2003 et 2008, la consommation de gazole de la pêche s'est stabilisée.

La consommation des transports (46,3 Mtep) (14), qui représente un peu plus de 70 % de la consommation finale de produits pétroliers, a légèrement progressé en 2010 (+ 0,5 %). Elle reste cependant en-dessous de son niveau

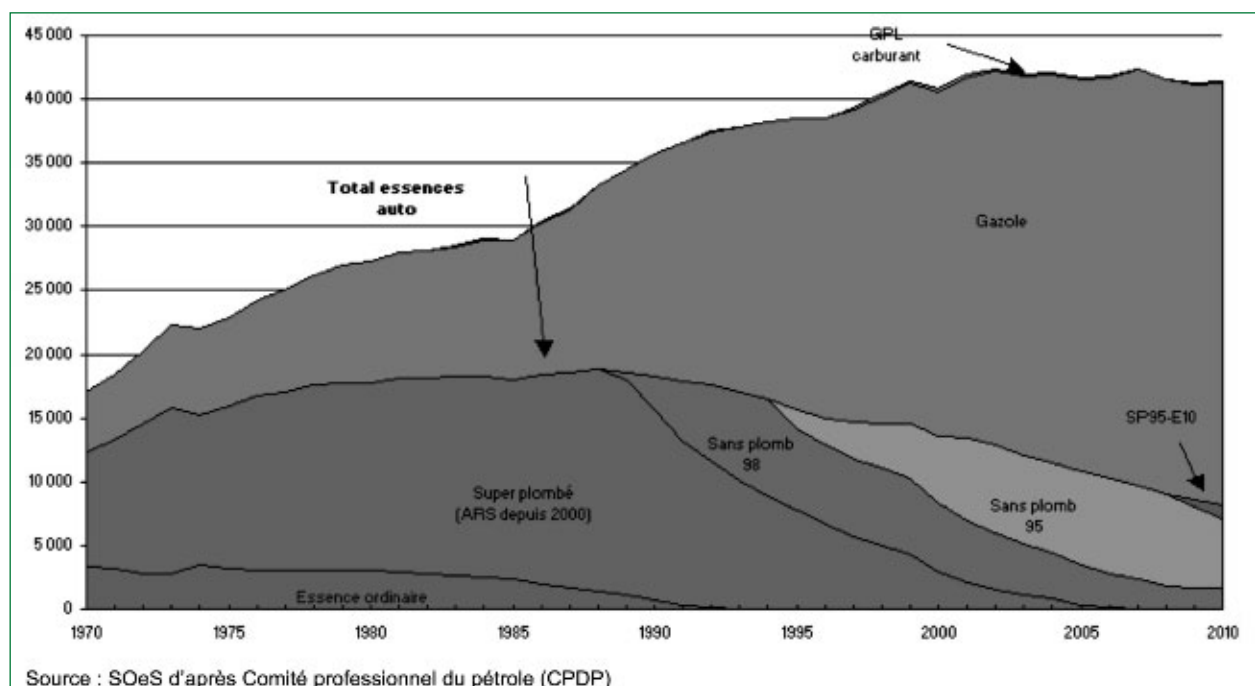


Figure 21 : Consommation totale de carburants routiers (biocarburants inclus). En milliers de tonnes.

bas de 2008. Depuis 2002, elle avait cessé d'augmenter et oscillait autour de 48 Mtep. En 2008, elle a brutalement décroché de - 3,6 %, et ne s'est pas relevée en 2009 (- 2,1 %). Malgré la hausse des prix des carburants, l'année 2010 est caractérisée par une nette reprise de la circulation routière (+ 1,9 % en véhicules-km selon les comptes provisoires des transports), une reprise qui concerne tous les types de véhicules. La reprise est toutefois plus marquée pour les véhicules utilitaires légers (+ 5,0 %) et pour les poids lourds, bus et cars (+ 3,2 %), que pour les véhicules particuliers (+ 1,0 %). Le transport routier de marchandises s'est redressé en 2010 après deux années de recul sous l'effet de la crise économique. La « diesélisation » du parc de voitures particulières se poursuit, encouragée par la perspective de prix durablement élevés pour les carburants. Les conditions d'octroi du bonus-malus et de la prime à la casse jouent aussi en faveur d'une moindre consommation unitaire. En termes de consommation de carburants, la hausse du trafic des poids lourds a renforcé la progression du gazole qui gagne plus d'un point de part de marché au détriment de l'essence et dépasse désormais les 80 %. Au total, les livraisons de carburants routiers (y compris biocarburants) ont augmenté de 0,4 % (+ 2,4 % pour le gazole et - 6,3 % pour l'essence).

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

SP95-E10, commercialisé depuis le 1<sup>er</sup> avril 2009 et pouvant contenir jusqu'à 10 % d'éthanol, a représenté 12,7 % des ventes de supercarburants en 2010, pourcentage qui semble se stabiliser début 2011 un peu au-dessus de 13 %. Après leur forte baisse en 2009, les livraisons de carburants ont légèrement augmenté en 2010 avec la reprise du transport aérien. Celles de carburants pour la navigation intérieure ont également progressé du fait de l'essor du transport fluvial.

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

### *Gaz naturel : la consommation de gaz naturel en France rebondit en 2010 et retrouve son niveau moyen de 2002-2008*

La consommation de gaz naturel s'établit en 2010 à 550 TWh, en hausse de 10,6 %, après - 3,6 % en 2009. Elle atteint donc un nouveau maximum lié notamment aux températures froides de l'année 2010. Une fois corrigée des variations climatiques, cette hausse est de 3,6 %, après des évolutions de + 0,3 % en 2008 et - 4,3 % en 2009, plus forte baisse jamais enregistrée depuis 1970. La consommation corrigée de 2010 est finalement identique à la moyenne de la période 2002-2008. La consommation de gaz a ainsi atteint en 2002 un palier qu'elle n'a plus quitté, exception faite de 2009, une année marquée par la crise.

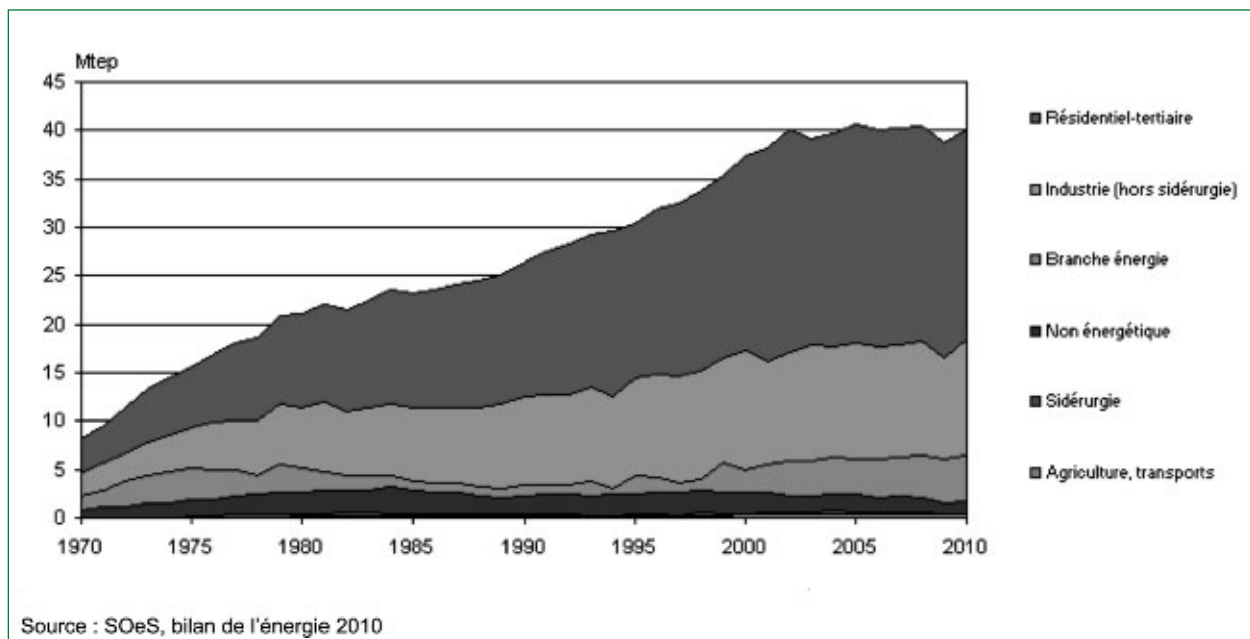


Figure 22 : Évolution de la consommation primaire de gaz naturel. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.



							Variation en % par an				
	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
	<b>Branche énergie</b>	2,9	1,1	3,5	4,4	4,5	4,6	-5,5	10,2	4,1	1,1
<b>Consommation finale</b>	8,7	23,3	34,7	34,4	33,0	34,1	6,0	3,4	-0,1	-4,0	3,3
Industrie (y.c. sidérurgie)	3,2	9,3	11,4	11,8	10,6	12,3	6,5	1,7	0,6	-10,2	15,2
Résidentiel-tertiaire	5,5	13,8	22,9	22,3	22,1	21,6	5,6	4,3	-0,5	-0,7	-2,5
<b>Non énergétique</b>	1,7	1,9	1,8	1,6	1,2	1,3	0,9	-0,7	-2,2	-26,1	14,7
<b>Total consommation primaire</b>	13,2	26,3	40,0	40,4	38,7	40,1	4,1	3,6	0,2	-4,3	3,6

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 21 : Consommation de gaz naturel par secteur. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

La consommation finale énergétique de gaz naturel corrigée des variations climatiques était tombée à 433 TWh en 2009. Elle remonte à 448 TWh en 2010, sans retrouver son niveau de 2008 (453 TWh).

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. Si elle a légèrement baissé en 2009 (- 0,7 %), elle diminue nettement en 2010 avec - 2,5 %. Cette baisse est vraisemblablement due à un recul du gaz au profit d'autres énergies depuis quelques années, ainsi qu'aux derniers effets de la crise économique sur les consommations des ménages et des entreprises. En données brutes, non corrigées des variations climatiques, la consommation augmente de 8,4 %.

Depuis 2006, l'enquête sur le prix des terrains à bâtir (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 2009, la proportion de ces particuliers choisissant le gaz (combiné ou non à une autre énergie) comme mode de chauffage chute de façon spectaculaire : elle passe de 14 % en 2006 à 6 % en 2008. Les premiers résultats de l'enquête 2010 confirment cette tendance.

Dans le secteur tertiaire également, le gaz se développe moins vite. Selon les dernières données du Ceren, en 2009, 40 % des surfaces neuves étaient chauffées au gaz, contre 54 % en 2000.

La consommation de gaz dans le résidentiel-tertiaire a stagné en 2009, après correction des variations climatiques. En 2010, elle diminue de 2,5 %. Il s'agit probablement du résultat de l'effet cumulé d'une baisse des consommations unitaires (par m<sup>2</sup> chauffé) et d'une moindre croissance des surfaces chauffées.

La consommation énergétique de gaz dans l'industrie (hors sidérurgie) était quasi stable depuis 2003, autour de 150 TWh. Après une forte chute (- 10,2 %) en 2009, elle rebondit fortement en 2010 (+ 15,2 %) atteignant 157 TWh, à un niveau supérieur à celui de 2008, avant la crise économique. Ceci dénote un passage au gaz (une énergie performante au plan énergétique et peu polluante) un passage qui s'opère au détriment du charbon et du fioul.

La consommation de la sidérurgie est surtout le fait des laminoirs. Stabilisée depuis 1995 entre 8 et 9 TWh, elle a chuté en 2009, à 5,6 TWh et, bien qu'elle ait augmenté de 19 % en 2010, elle dépasse à peine les 6,6 TWh.

La quantité de gaz naturel utilisée pour la production d'électricité, qui tournait autour de 33 TWh entre 2004 et 2008, a augmenté de 14 % en 2009 à 36,9 TWh, puis de 8,5 % en 2010 à 40 TWh. La production dans les centrales de cogénération serait selon les estimations en légère baisse. En effet, un certain nombre d'installations arrivent au terme des contrats leur permettant de bénéficier de l'obligation d'achat et auraient besoin d'être rénovées pour remplir les conditions nécessaires à l'obtention d'un nouveau contrat. Il leur faut dès lors soit interrompre leur production le temps nécessaire aux travaux d'adaptation, soit changer d'orientation. Le développement des centrales à cycle combiné au gaz fait augmenter leur consommation de gaz naturel : la centrale Émile Huchet en Lorraine consomme moins de charbon tout en augmentant sa consommation de gaz naturel depuis début 2010 ; la centrale au fioul de Martigues a installé sa première turbine à gaz en juin 2009 tandis qu'une seconde est prévue pour achever la reconversion de cette centrale en 2012 ; une turbine à gaz est annoncée à Blénod-lès-Pont-à-Mousson pour 2011. En outre, la centrale DK6 à Dunkerque, qui utilise en priorité du gaz sidérurgique, a eu davantage recours à du gaz naturel.

Les raffineries ont développé jusqu'en 2008 le recours au gaz naturel pour la production d'hydrogène (15). Leur consommation s'élevait à 10,5 TWh en 2008. En 2009, la chute d'activité du raffinage se répercutait déjà sur les consommations de gaz (- 14 %) ; la nouvelle réduction d'activité de 2010 engendre une baisse des consommations des raffineries de presque 10 %.

L'utilisation du gaz dans les transports reste faible (de l'ordre de 1,1 TWh en 2010, comme en 2009), même si la plupart des constructeurs automobiles mondiaux s'y intéressent. Le gaz naturel est à ce jour le carburant alternatif non dérivé du pétrole le plus répandu pour la propulsion des autobus. Au total, plus de 2 000 bus et 750 bennes à ordures ménagères fonctionnant au gaz naturel pour véhicules (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. Après avoir chuté de 26 % en 2009, la production d'engrais, principal produit utilisateur de gaz naturel comme matière première, augmente de 14,7 % en 2010, atteignant 17 TWh.

*Électricité : vers un retour au rythme de hausse antérieur ?*

La consommation d'électricité primaire non corrigée des variations climatiques (égale à la production primaire brute moins le solde des échanges) augmente de 4,6 % en 2010, à 475,6 TWh.

Après correction du climat, particulièrement rigoureux en 2010, la consommation d'électricité primaire n'augmente plus que de 4,0 %, retrouvant son niveau de 2008.

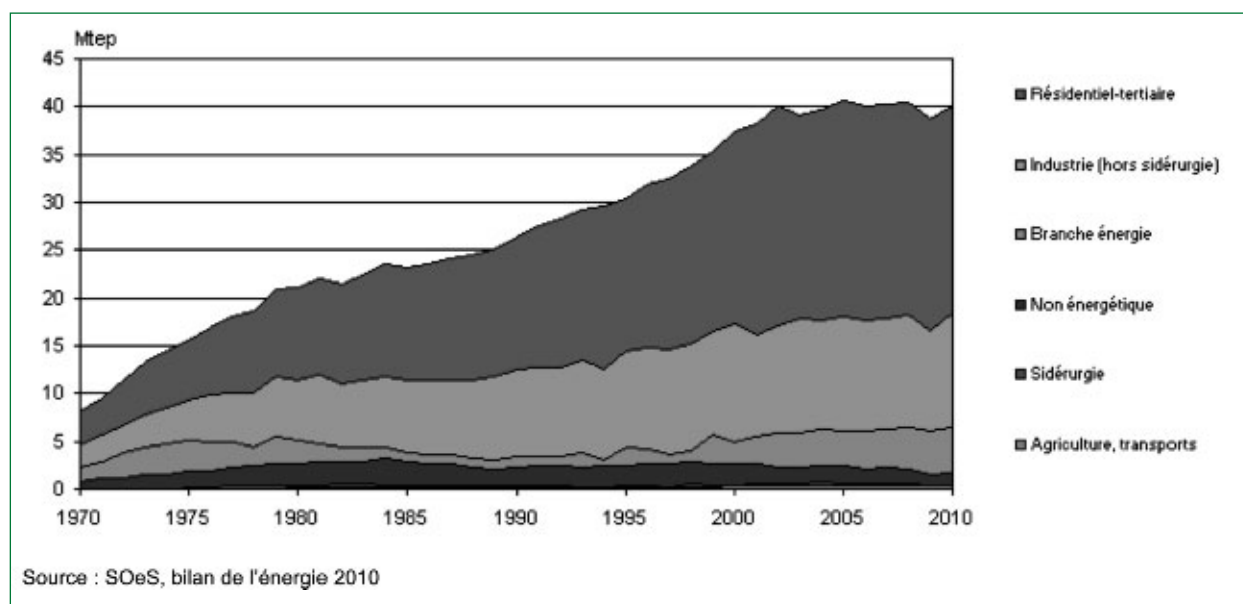
Le maximum de puissance appelée dans l'année a été atteint le mercredi 15 décembre avec 96,7 GW. Il s'agit

d'un nouveau record, le précédent maximum annuel de consommation remontait au 7 janvier 2009, avec 92,4 GW. La croissance des consommations de pointe en hiver se poursuit, à un rythme supérieur à celui des volumes consommés : le recours croissant au chauffage électrique augmente chaque année le nombre des pics de consommation associés aux vagues de froid. Pour faire face à ces pics de plus en plus nombreux le réseau de transport fait appel à des moyens « exceptionnels » (surcharge de certains moyens de production, importations dans la mesure de la charge supportée par le réseau français, éventuellement baisse de tension, etc.) et peut aller jusqu'à alerter les pouvoirs publics des risques de rupture d'approvisionnement, afin d'inciter à la baisse de la consommation. La consommation finale d'électricité, mesurée en données réelles, augmente de 5,8 % en 2010 à 448,8 TWh, suite à la reprise économique. Elle avait baissé de façon importante en 2009 du fait de la crise économique et de la douceur relative du climat (- 3,1 %). En données

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
<b>Branche énergie</b>	-5,2	57,3	79,0	79,2	74,2	77,1		2,7	0,0	-6,3	4,0
<b>Consommation finale</b>	13,0	25,9	34,5	37,8	36,6	38,0	4,2	2,4	1,6	-3,3	3,9
Sidérurgie	1,0	0,9	1,0	1,0	0,8	0,9	-0,6	0,6	0,8	-25,5	15,8
Industrie (hors sidérurgie)	6,2	9,0	11,0	10,4	9,3	9,5	2,2	1,7	-1,0	-10,5	2,2
Résidentiel-tertiaire	4,9	14,9	21,0	24,8	24,8	25,9	6,8	2,9	2,8	0,2	4,3
Agriculture	0,3	0,4	0,6	0,6	0,6	0,7	2,1	2,3	0,0	12,5	7,9
Transports	0,6	0,7	0,9	1,1	1,1	1,1	1,5	2,3	2,7	-2,8	0,0
<b>Total consommation primaire</b>	7,7	83,2	113,5	117,0	110,7	115,1	15,0	2,6	0,5	-5,3	4,0

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 22 : Consommation d'électricité par secteur. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Figure 23 : Évolution de la consommation finale d'électricité. Données corrigées des variations climatiques, en TWh.

corrigées du climat, la consommation finale augmente de 3,9 % en 2010, après une baisse particulièrement forte (- 3,3 %) en 2009. Cette baisse était tout à fait exceptionnelle : il faut remonter à 1975 ou 2002 pour trouver une quasi stagnation (0,2 % ou 0,3 %). L'augmentation annuelle moyenne est de 1,8 % depuis 1990.

La hausse de la consommation en 2010 est portée par tous les secteurs d'activité, exception faite des raffineries qui voient leur consommation diminuer de 26,3 %. Les secteurs particulièrement porteurs de la hausse sont : la sidérurgie avec + 16 % (après une baisse de presque 26 % en 2009), ainsi que l'agriculture et le résidentiel-tertiaire qui présentent des hausses respectives de 7,9 % et 4,3 %.

La consommation d'électricité dans l'industrie (sidérurgie incluse) augmente de 3,2 % en 2010, atteignant 120,7 TWh. Elle est donc en rupture avec sa tendance à la baisse (- 2 % en 2008, - 0,3 % en 2007 et - 1 % en 2006), baisse qui avait été nettement amplifiée en 2009 (- 11,9 %) du fait de la dégradation de la conjoncture industrielle.

La consommation d'électricité des transports ferroviaires et urbains augmente très légèrement en 2010 (+ 0,2 %). Elle avait diminué de 3,3 % en 2009, après des hausses de 4,2 % en 2008 et de 0,7 % en 2007.

La consommation d'électricité des exploitations agricoles augmente de 7,3 % en 2010 à 7,9 TWh après une baisse de 1,6 % en 2009.

Le résidentiel-tertiaire représente plus des deux tiers de la consommation totale et joue ainsi un rôle essentiel dans les évolutions d'ensemble de la consommation finale. Sa consommation d'électricité continue d'augmenter en 2010, de 7,1 % en données réelles et de 4,3 % en données corrigées du climat. La tendance à la hausse de la consommation du résidentiel-tertiaire s'intensifie donc, après un ralentissement de sa croissance en 2009 (+ 0,9 % en données réelles ; + 0,2 % en données corrigées) du fait de la baisse générale d'activité.

La consommation d'électricité de la branche énergie comprend pour sa part les usages internes (consommation nécessaire pour enrichir l'uranium et consommation des producteurs), les pertes, la consommation des auxiliaires et des stations de pompage. Elle est presque stable en 2010 (+ 0,1 %), après une hausse de 1 % en 2009, principalement du fait des auxiliaires et des pertes. Elle progressait de 4,3 % en 2007 et de 1,5 % en 2008. La consommation des stations de pompage, qui était soutenue en 2007, à 7,7 TWh, est beaucoup plus basse, avec seulement 6,6 TWh en 2010, comme en 2008 et 2009.

### *Énergies renouvelables thermiques et déchets : un accroissement significatif de 5,1 %*

Après correction du climat, la consommation primaire totale du poste « EnRt et déchets » croît de 5,1 % à 17,1 Mtep, après + 6,2 % en 2009, + 11,7 % en 2008 et

une quasi stagnation de 2000 à 2005 (16). Sur le court terme, il s'agit, de loin, de la forme d'énergie la plus dynamique au sein du « mix » primaire de la France. Après avoir été tirée lors des années récentes par le développement rapide des biocarburants, elle est désormais portée, comme en 2009, par le développement régulier et plus équilibré – mais plus ou moins rapide – des nouvelles filières technologiques (pompes à chaleur, solaire thermique, bois-énergie).

La consommation de la branche énergie, avec 2,7 Mtep, augmente progressivement, en lien avec la hausse constante de la part d'énergie primaire thermique transformée en électricité (déchets urbains, bois-énergie, biogaz). La part du biogaz, et notamment du biogaz de décharge, connaît la plus forte augmentation.

La consommation finale énergétique (14,4 Mtep après correction climatique) progresse de 5,0 % (+ 0,7 Mtep supplémentaire), après plusieurs années de croissance significative liée notamment à la montée des biocarburants et des pompes à chaleur (+ 1,5 Mtep en 2008 et 0,9 Mtep en 2009). En 2010, l'ensemble des filières participent de la croissance enregistrée : pompes à chaleur, bois-énergie, solaire thermique et biocarburants. La consommation dans le résidentiel-tertiaire poursuit son orientation à la hausse enregistrée depuis 2006 (+ 4,9 % en 2010 après + 6,1 en 2009 et 2008) en raison notamment du poids grandissant des pompes à chaleur et de l'utilisation du bois-énergie par les ménages et par le secteur collectif/tertiaire.

La répartition de la consommation finale (après correction climatique) entre les différents secteurs utilisateurs évolue peu : la part du résidentiel-tertiaire (9,6 Mtep) se stabilise à 66 % après avoir perdu 5 points entre 2007 et 2009 et celle de l'industrie (2,1 Mtep soit 15%) reste relativement stable depuis plusieurs années. Avec les biocarburants, la part des transports (2,6 Mtep soit 18 %) augmente encore très légèrement et devance largement le secteur de l'industrie. Celle de l'agriculture reste marginale (0,5 %), mais elle pourrait à l'avenir progresser avec la mise en place des mesures du Grenelle visant à encourager l'autonomie énergétique des exploitations.

En agrégeant l'ensemble des énergies renouvelables thermiques et électriques (EnRt + EnRé), la consommation primaire corrigée des variations climatiques s'élève à 22,2 Mtep. Elle est inférieure à la production primaire réelle (22,7 Mtep) du fait de l'existence d'échanges extérieurs de biocarburants (+ 0,3 Mtep) et de la correction climatique (- 0,8 Mtep).

La part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat), qui poursuit une remontée régulière depuis 2005 où elle avait atteint un niveau d'étiage, dépasse pour la première fois la barre des 8 % avec un taux de 8,3 % en 2010, contre 7,9 % en 2009 et 7,4 % en 2008. Si l'avancée est certaine, l'objectif de 10 % fixé pour 2010 dans la loi du 13 juillet 2005 est loin d'être atteint.

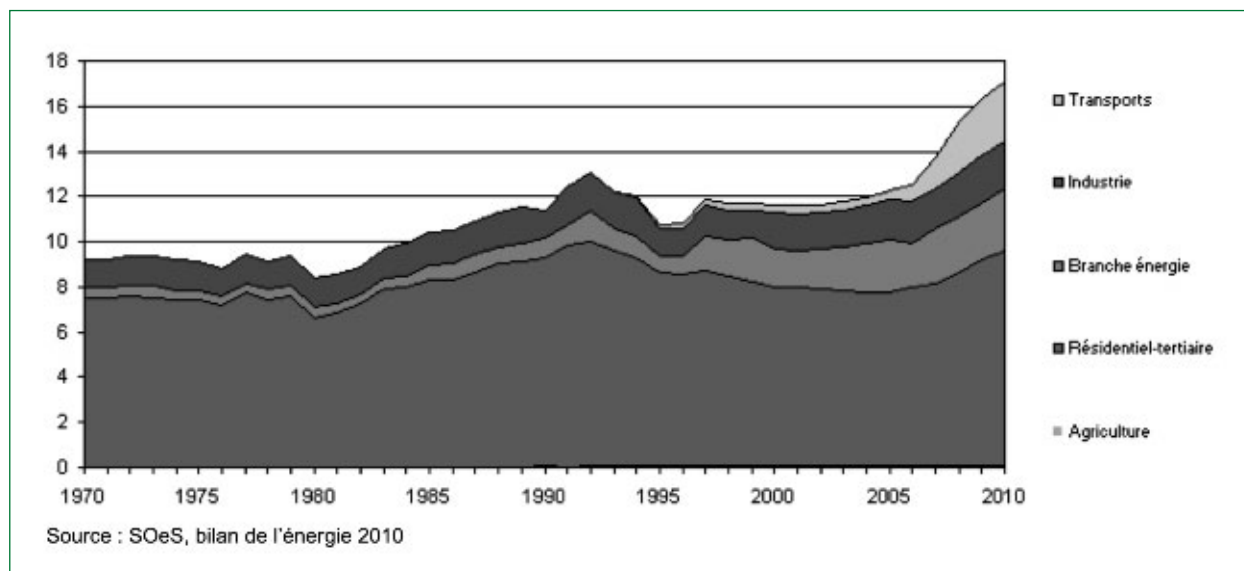


Figure 24 : Consommation primaire d'énergie renouvelable par secteur. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
Branche énergie	0,5	0,9	1,8	2,5	2,6	2,7	3,5	5,9	5,7	1,6	5,5
Consommation finale	8,9	10,5	9,9	12,8	13,7	14,4	1,0	-0,5	4,5	7,1	5,0
Industrie (yc. sidérurgie)	1,4	1,2	1,7	1,9	2,1	2,2	-0,7	2,6	2,2	10,6	3,4
Résidentiel-tertiaire	7,5	9,2	7,8	8,6	9,1	9,6	1,2	-1,3	1,6	6,2	4,8
Agriculture	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Transports	0,0	0,0	0,3	2,3	2,5	2,6			38,0	7,9	7,3
<b>Total consommation primaire</b>	<b>9,4</b>	<b>11,4</b>	<b>11,7</b>	<b>15,3</b>	<b>16,3</b>	<b>17,1</b>	<b>1,1</b>	<b>0,2</b>	<b>4,7</b>	<b>6,2</b>	<b>5,1</b>

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 23 : Consommation d'énergie renouvelable et déchets par secteur. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

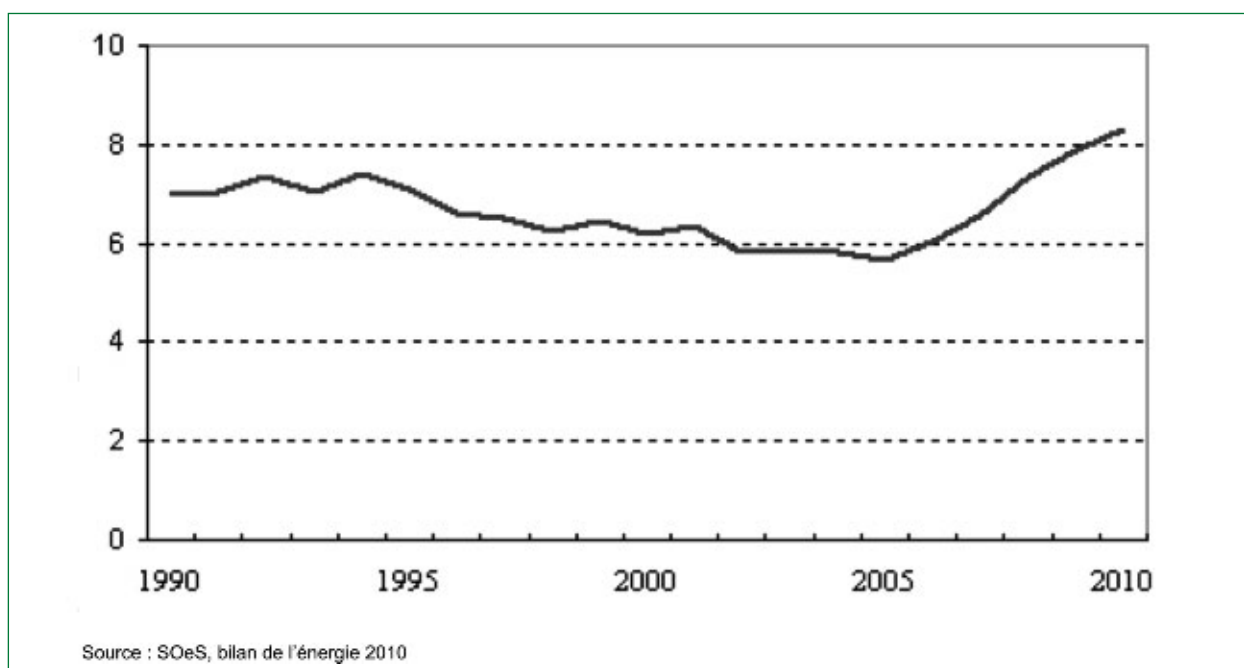


Figure 25 : Part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie primaire. Données corrigées des variations climatiques, en %.

### Les chiffres clés des énergies renouvelables

Les augmentations significatives en données réelles des productions électriques, des biocarburants et de la plupart des productions thermiques enregistrées sur les années récentes rendent compte des progrès déjà réalisés pour l'atteinte de nos divers objectifs tant nationaux qu'euro-péens (loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique, dite « loi Pope » de 2005, directives européennes) mais certaines variations accidentelles d'origine climatique (pluviosité, rigueur de l'hiver) doivent être corrigées pour que soient lisibles les tendances effectives.

Pour suivre la réalisation de l'objectif des 23 % d'EnR dans la consommation finale brute en 2020, il faut adopter le mode de calcul défini dans la directive sur les énergies renouvelables (directive 2009/28/CE) pour un périmètre géographique qui intègre les DOM. La méthodologie retenue élimine les effets climatiques pour les seules filières hydraulique et éolienne (des productions dites normalisées sont calculées). Elle oriente aussi les choix en ne comptabilisant pas, par exemple, les pompes à chaleur peu performantes, ce qui explique des différences avec le bilan de l'énergie. Sous des intitulés proches, on peut ainsi trouver des résultats différents.

Le tableau ci-dessous retrace pour la France entière (métropole + DOM) les principaux indicateurs de suivi de nos divers objectifs pour les années 2005 (année de référence de la directive EnR) et 2010, avec, d'une part, les données réelles du bilan de l'énergie et, d'autre part, les données calculées selon la méthodologie de la directive. Les données 2010 sont provisoires à la date d'élaboration du présent bilan et devront donc être confirmées.

Tous les indicateurs sont en nette hausse depuis 2005, confirmant ainsi la réalité des efforts faits. Seul, celui relatif à l'électricité renouvelable est en léger repli par rapport à l'an dernier. Mais la distance aux objectifs reste importante. Parmi les principaux indicateurs, la part des EnR dans la consommation d'énergie primaire (objectif de 10 % en 2010 dans la loi Pope de 2005) a gagné plus de 2 points et demi depuis 2005 en dépassant les 8 %. La part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute totale (objectif des 23 % en 2020 dans la directive européenne de 2009) est estimée à 12,9 % en 2010, en hausse de 3,2 points par rapport à 2005. La hausse significative de cet indicateur sur la période 2005-2010 résulte d'une augmentation de la consommation finale d'EnR de presque 6 Mtep alors que dans le même temps la consommation finale toutes énergies confondues n'a progressé que de 4,7 Mtep. Pour les renouvelables, l'accroissement de la consommation finale provient de toutes les filières, exception faite de l'hydraulique qui voit sa production normalisée diminuer de 2,7 TWh (soit 0,23 Mtep) depuis 2005. Les biocarburants représentent à eux seuls près de 40 % de la hausse (+ 2,3 Mtep).

	Métropole + DOM		En ktep	
	données réelles		données pour la Directive ENR *	
	2005	2010 p	2005	2010 p
Production primaire renouvelable	16,08 Mtep	23,05 Mtep	17,04 Mtep	22,79 Mtep
Consommation primaire renouvelable	16,03 Mtep	23,33 Mtep	16,99 Mtep	23,07 Mtep
Part des ENR dans la consommation d'énergie primaire totale	5,8%	8,6%	6,1%	8,5%
Production électricité renouvelable	57,94 TWh	79,34 TWh	72,04 TWh	80,43 TWh
Part de l'électricité renouvelable dans la	11,1%	14,5%	13,8%	14,7%
ENR thermiques pour prod. chaleur (1)	9,58 Mtep	12,67 Mtep	9,37 Mtep	12,35 Mtep
Part des ENR thermiques dans	13,7%	17,6%	13,4%	17,1%
ENR dans les transports (2)	0,52 Mtep	2,79 Mtep	0,55 Mtep	2,86 Mtep
Part des ENR dans le secteur des transports (3)	1,2%	6,3%	1,2%	6,4%
Consommation finale renouvelable	15,04 Mtep	22,15 Mtep	16,04 Mtep	21,99 Mtep
<b>Part des ENR dans la consommation brute finale totale</b>	<b>9,1%</b>	<b>13,0%</b>	<b>9,7%</b>	<b>12,9%</b>

\* Prise en compte de l'hydraulique et de l'éolien normalisé, des pompes à chaleur conformes à la directive

<sup>1</sup> Chaleur vendue ou consommation d'énergies renouvelables thermiques primaires pour la production de chaleur ou de froid.

<sup>2</sup> Cet indicateur comprend les biocarburants ainsi que la part d'électricité renouvelable dans les transports.

<sup>3</sup> Hors aviation.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 24 : Chiffres clés EnR 2005 et 2010 provisoire.

	situation 2005 (bilan SOeS) en ktep	situation 2010 p (bilan SOeS) en ktep	objectif 2010 (PNA) en ktep	objectif 2012 (PNA) en ktep	objectif 2020 (PNA) en ktep	supplément 2005-2010 réalisé en ktep	écart à l'objectif 2010 en ktep	taux de réalisation de l'objectif 2010 en %	supplément 2010-2012 à réaliser en ktep	supplément 2010-2020 à réaliser en ktep
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(B-A)	(B-C)	(B/C)	(D-B)	(E-B)
<b>Électricité renouvelable</b>										
Hydraulique normalisé <sup>1</sup>	5 723	5 494	5 495	5 504	5 541	-229	-1	100%	10	47
Éolien normalisé <sup>2</sup>	101	903	1 001	1 544	4 979	802	-98	90%	641	4 077
Photovoltaïque	2	58	53	116	592	56	5	110%	58	534
Marémotrice	41	41	43	49	99	0	-2	96%	8	58
Géothermie	82	13	132	187	409	-69	-119	10%	175	396
Biomasse	320	419	468	558	1 477	99	-49	90%	139	1 057
<b>Total électricité renouvelable</b>	<b>6 270</b>	<b>6 928</b>	<b>7 191</b>	<b>7 959</b>	<b>13 097</b>	<b>658</b>	<b>-263</b>	<b>96%</b>	<b>1 031</b>	<b>6 189</b>
<b>ENR thermiques pour chaleur<sup>3</sup></b>										
Solaire thermique	37	89	130	185	927	52	-41	68%	96	838
Géothermie profonde	130	90	155	195	500	-40	-65	58%	105	410
PAC (pompes à chaleur)	164	1 336	886	1 300	1 850	1 173	450	151%	-36	514
Biomasse solide	8 954	10 711	9 870	10 456	15 900	1 757	841	109%	-255	5 189
Bois-énergie	8 371	9 724				1 353				
- individuel	6 556	7 581	6 838	6 243	7 460	1 031	746	111%	-636	-181
- collectif/tertiaire	197	379				152				
- industrie	7 594	1 724				140				
Déchets urbains incinérés	362	495				113				
Autre biomasse	201	491				290				
Biogaz	85	129	83	86	555	44	46	155%	-43	426
<b>Total ENR thermiques pour chaleur</b>	<b>9 370</b>	<b>12 356</b>	<b>11 124</b>	<b>12 222</b>	<b>19 732</b>	<b>2 985</b>	<b>1 232</b>	<b>111%</b>	<b>-134</b>	<b>7 376</b>
<b>Biocarburants<sup>4</sup></b>	<b>403</b>	<b>2 708</b>	<b>2 715</b>	<b>2 900</b>	<b>3 500</b>	<b>2 305</b>	<b>-7</b>	<b>100%</b>	<b>192</b>	<b>792</b>
<b>TOTAL consommation finale ENR</b>	<b>16 043</b>	<b>21 992</b>	<b>21 030</b>	<b>23 081</b>	<b>36 329</b>	<b>5 949</b>	<b>962</b>	<b>105%</b>	<b>1 089</b>	<b>14 337</b>

<sup>1</sup> La production hydraulique normalisée (hors pompage) de l'année n est obtenue en multipliant les capacités du parc de l'année n par la moyenne constatée sur les quinze dernières années du rapport « productions réelles/capacités installées ».

<sup>2</sup> La production éolienne normalisée de l'année n est obtenue en multipliant les capacités moyennes de l'année n (soit [capacité début janvier + capacité fin décembre]/2) par la moyenne constatée sur les cinq dernières années du rapport « productions réelles/capacités moyennes installées ».

<sup>3</sup> Les combustibles utilisés pour la production de chaleur ou de froid (notamment le bois-énergie) sont comptabilisés en données primaires réelles (pas de correction climatique).

<sup>4</sup> Seuls les biocarburants sont comptabilisés dans cette rubrique. Pour le calcul de la part d'énergie renouvelable dans les transports, il faut y ajouter la part d'électricité renouvelable dans les transports.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 25 : Consommation finale d'énergie renouvelable. Métropole + DOM. En Ktep.

## Une consommation finale d'EnR en 2010 conforme aux objectifs du PNA

Le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (PNA) prévu par la directive EnR et remis à la Commission, à l'été 2010, fait apparaître la contribution attendue de chaque énergie renouvelable pour la production d'électricité, de chaleur ou pour les transports, afin d'atteindre l'objectif de 23 % d'EnR dans la consommation finale d'ici à 2020. Une trajectoire annuelle entre 2010 et 2020 a ainsi été établie pour chacune d'entre elles. Les concepts de la directive EnR utilisés ici diffèrent de ceux du bilan de l'énergie : en particulier, ils prennent en compte les DOM et ils normalisent les productions hydraulique et éolienne pour éliminer l'effet des variations aléatoires d'origine climatique (cf. notes 1 et 2 du tableau ci-dessus). Les pompes à chaleur et les biocarburants font également l'objet de modes de comptage spécifiques.

L'objectif du PNA était une consommation de 21 Mtep d'énergie renouvelable en 2010, nécessitant un supplément de 5 Mtep entre 2005 et 2010, l'année 2005 étant l'année de référence pour la directive EnR. En 2010, la consommation supplémentaire s'est élevée à presque 6 Mtep, soit un dépassement de l'objectif à atteindre. Toutefois, si l'objectif global 2010 est dépassé de 1 Mtep avec 22,0 Mtep, celui relatif à la production d'électricité renouvelable n'est pas tout à fait atteint (96 %, soit un manque de 0,3 Mtep) du fait des retards enregistrés notamment sur les productions éolienne et géothermique. Les biocarburants atteignent leur objectif et les ENR thermiques dépassent le leur de 1,2 Mtep et ce, grâce aux bons résultats des pompes à chaleur et du bois-énergie. Rappelons que les consommations sont comptabilisées en application de la directive à climat réel, le climat parti-

culièrement froid de 2010 a induit de fait un surplus d'utilisation du bois et des pompes à chaleur pour le chauffage.

D'ici à 2012, les progrès à réaliser correspondent à 1,1 Mtep supplémentaire pour atteindre les objectifs du PNA, dont plus d'1 Mtep concerne la production d'électricité et 0,2 Mtep les biocarburants. Les EnR thermiques pour la production de chaleur et de froid, si elles restaient au niveau de 2010, auraient déjà rempli les objectifs du PNA 2012.

C'est donc essentiellement la poursuite de l'effort sur toutes les filières électriques mais plus particulièrement sur l'éolien (0,6 Mtep d'ici 2012), qui permettra d'atteindre l'objectif 2012 et plus tard l'objectif 2020. Il est à noter que la contribution de l'hydraulique avec le nouveau mode de calcul, qui lisse les accidents climatiques, a tendance à diminuer depuis 2005 du fait de l'accumulation des épisodes de très faible hydraulité au cours des dernières années. Concernant les EnR thermiques, des progrès devront être réalisés d'ici à 2012 sur les filières solaire thermique et géothermie, mais le plus gros enjeu quantitatif pour tenir l'objectif 2020 repose sur le développement de la filière bois-énergie dans les secteurs du collectif/tertiaire et de l'industrie.

### Reprise de la consommation finale d'énergie (17), surtout dans l'industrie

La consommation finale de produits énergétiques, corrigée des variations climatiques, rattrape une partie de sa baisse de 2009. Elle remonte en effet de 168 Mtep à 170 Mtep. Elle reste donc inférieure au niveau de 175 Mtep où elle s'était stabilisée entre 2000 et 2008. Auparavant, entre 1990 et 2000, elle s'accroissait de + 1,3 % par an en moyenne.

Les usages non énergétiques se stabilisent à leur niveau de 2009. Ils correspondent aux usages du gaz et surtout du pétrole en tant que matière première. 2008 et 2009 ont été des années très difficiles pour la pétrochimie française avec une baisse de 20 % de la production en deux ans, face à une demande qui se déplaçait vers le Moyen-Orient et l'Asie.

La consommation du secteur résidentiel et tertiaire marque le pas en 2010 (- 1,2 %) après plusieurs années d'une progression par à-coups. Dans ce secteur, la progression des

énergies renouvelables et de l'électricité est moindre que les réductions sur le pétrole et le gaz. La reprise industrielle, notamment celle de la sidérurgie, induit une nette augmentation de consommation d'énergie (+ 8,0 %, après - 12,9 % en 2009). La demande de l'agriculture est stable. Et la consommation des transports n'augmente que de 0,8 % ; elle reste inférieure à celle de 2002.

*Industrie : une hausse de la consommation (+ 8 %) due à la reprise de l'activité*

Le secteur de l'industrie, au sens du bilan de l'énergie, inclut les industries agroalimentaires, la sidérurgie et la construction, mais elle ne comprend pas la transformation et la distribution de l'énergie (centrales électriques y compris celles des auto-consommateurs, raffineries, pertes de distribution, etc.). Les utilisations « non énergétiques » (fabrication de plastiques, d'engrais...), constituées à 90 % par des produits pétroliers, sont traitées à part.

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
Résidentiel-tertiaire	56,2	57,7	67,3	69,0	68,9	68,1	0,2	1,3	0,4	-0,1	-1,2
Transports	25,9	40,8	50,6	50,5	49,7	50,1	2,7	1,8	0,0	-1,7	0,8
Industrie	47,9	38,2	38,3	37,5	32,7	35,3	-1,3	0,0	-0,3	-12,9	8,0
dont sidérurgie	12,5	7,0	6,1	5,7	4,2	5,0	-3,4	-1,1	-1,1	-27,7	21,4
Agriculture	3,7	4,0	4,4	4,4	4,2	4,2	0,5	0,9	-0,2	-3,2	-1,9
Total énergétique	133,6	140,7	160,5	161,4	155,5	157,7	0,3	1,1	0,1	-3,7	1,4
Non énergétique	10,9	12,4	14,3	13,8	12,1	12,0	0,8	1,2	-0,6	-11,8	-0,7
Total	144,6	153,1	174,8	175,2	167,6	169,7	0,3	1,1	0,0	-4,3	1,2

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 26 : Consommation d'énergie finale par secteur. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

	1973	1990	2002	2008	2009	2010
Résidentiel-tertiaire	42,0	41,0	41,9	42,8	44,3	43,2
Transports	19,4	29,0	31,5	31,3	31,9	31,8
Industrie	35,9	27,1	23,9	23,2	21,0	22,4
dont sidérurgie	9,4	4,9	3,8	3,6	2,7	3,2
Agriculture	2,7	2,8	2,8	2,7	2,7	2,6
Total énergétique	100	100	100	100	100	100

Données corrigées des variations climatiques, en %

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 27 : Structure sectorielle de la consommation énergétique finale. Données corrigées des variations climatiques, en %.

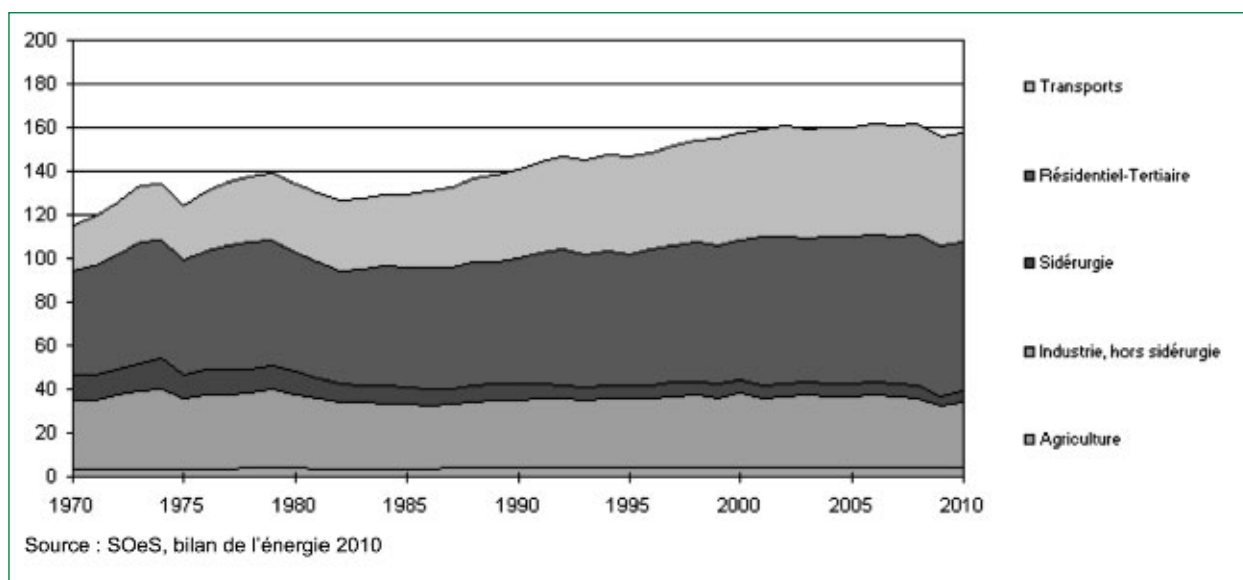


Figure 26 : Évolution de la consommation d'énergie finale par secteur. Données corrigées des variations climatiques, en %.

La consommation d'énergie de l'industrie ainsi définie augmente de 8,0 % en 2010, à 35,3 Mtep. Depuis 2000, la tendance était à la baisse : - 0,4 % par an en moyenne entre 2000 et 2007, puis - 3,1 % en 2008 et - 12,9 % en 2009, du fait de la crise économique. La hausse de 2010 compense donc partiellement le décrochage de 2009. La production de l'industrie (18) progresse de 2,8 % en 2010, après une baisse de 11 % en 2009. L'évolution est très variable selon les secteurs : - 2,9 % pour la construction, après - 6,2 % en 2009 ; + 1,1 % pour les industries agroalimentaires, après - 1,8 % ; et + 7,3 % pour le reste de l'industrie, après - 15,7 %.

L'activité des industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE) est en hausse de 5,2 %, après - 12,8 % en 2009. Elle est principalement portée par la métallurgie, et plus parti-

culièrement par la sidérurgie (+ 21,1 %), qui a été très fortement touchée par la crise de 2009. Après - 9,9% en 2009, la chimie est en hausse de 11,3 %, grâce notamment à la fabrication d'engrais (+ 14,6 %) et aux autres industries de la chimie minérale (+ 9,7 %). En revanche, deux IGCE sont en baisse : la fabrication de plâtres, produits en plâtre, chaux et ciments, pour la troisième année consécutive (- 16,4 % depuis 2007), et l'industrie du sucre (- 6,4 %). Dans ce contexte de reprise, toutes les énergies sont orientées à la hausse, à l'exception des produits pétroliers. Selon les premières estimations du SOeS, la consommation de gaz augmente de 15,2 %, après - 10,2 % en 2009, ce qui la ramène à un niveau proche de celui de 2003. Cette évolution est liée à la croissance des secteurs industriels gros consommateurs de gaz naturel, dont la chimie.



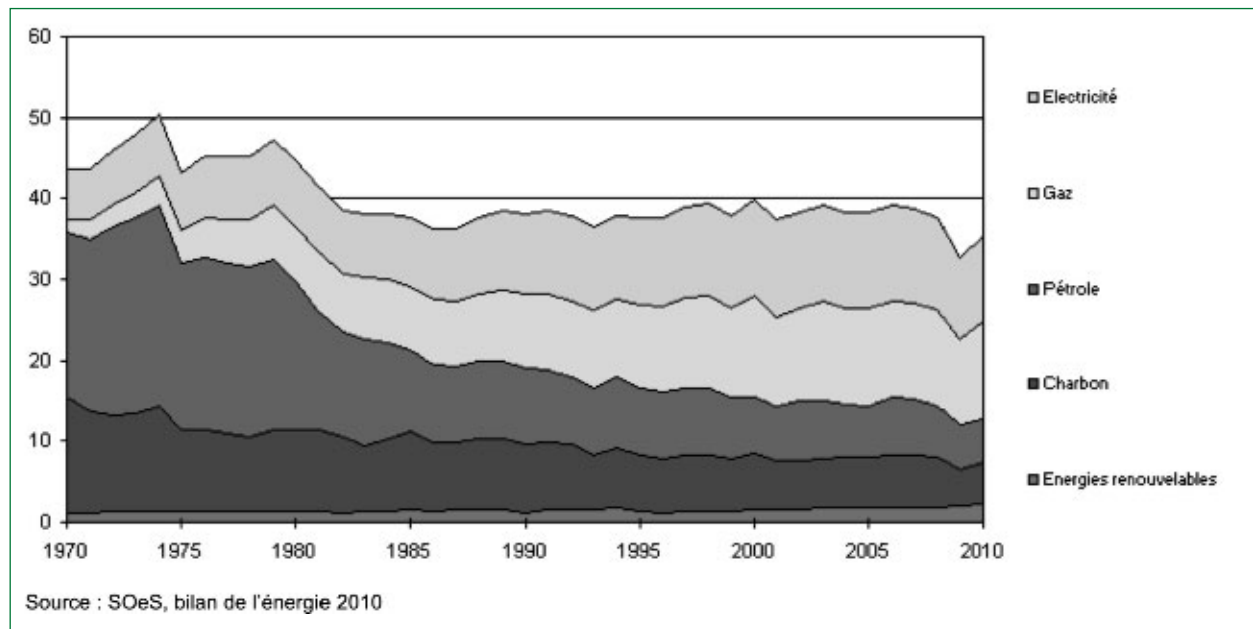


Figure 27 : Consommation finale d'énergie dans l'industrie. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

Elle est également portée par l'avantage compétitif que procure le gaz naturel par rapport au pétrole et au charbon. D'une part, la hausse du prix du gaz a été plus modérée que celle des produits pétroliers en 2010 et, d'autre part, le gaz émet moins de CO<sub>2</sub> par tonne équivalent pétrole consommé : il est donc intéressant du point de vue des quotas d'émission de remplacer des produits pétroliers par du gaz. Cela explique aussi que la consommation de produits pétroliers soit en baisse de - 3 %.

En raison de la hausse de la production d'acier (+ 20 %), la consommation de charbon augmente de 17,3 %, mais reste néanmoins très inférieure à celle de 2008. En effet, la sidérurgie absorbe les trois quarts du charbon consommé dans l'industrie. La consommation d'électricité augmente de 3,2 % en 2010, ce qui la situe à un niveau comparable à celui du début des années 1990. Cette progression est principalement portée par la sidérurgie (+ 16 %), la fonderie et les travaux des métaux (+ 10 %), ainsi que la chimie minérale de base (+ 8 %). Enfin, la consommation des énergies renouvelables serait en hausse de 3,4 %. Cette consommation provient principalement des chaufferies industrielles au bois.

En termes de mix énergétique, le gaz reste la principale énergie consommée dans l'industrie, avec 35 %, devant l'électricité (29 %), le pétrole et le charbon (15 % chacun), et les énergies renouvelables (6 %).

#### Résidentiel et tertiaire : nouveau repli de la consommation

Une fois corrigée des variations climatiques, la consommation énergétique du secteur résidentiel et tertiaire (19) est en baisse de - 1,2 %, après - 0,1 % en 2009. Cette consommation est désormais revenue à son niveau de 2001. Ce résultat est d'autant plus remarquable que le nombre de logements a crû de + 1,2 % en 2010, et que la consommation liée aux usages informatiques est structurellement en hausse. Ces chiffres semblent indiquer une évolution des comportements impulsée, d'une part, par la hausse, perçue comme durable, des prix de l'énergie et, d'autre part, par les mesures de promotion des économies d'énergie (dispositifs fiscaux visant à favoriser les travaux de rénovation, diagnostics de performance énergétique,

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
<b>Total</b>	<b>47,9</b>	<b>38,2</b>	<b>38,3</b>	<b>37,5</b>	<b>32,7</b>	<b>35,3</b>	-1,3	0,0	-0,3	-12,9	8,0
Gaz	3,2	9,3	11,4	11,8	10,6	12,3	6,5	1,7	0,6	-10,2	15,2
Electricité	7,2	9,9	12,0	11,4	10,1	10,4	1,9	1,6	-0,8	-11,8	3,2
Pétrole	24,1	9,3	7,2	6,3	5,4	5,3	-5,4	-2,2	-2,3	-13,4	-3,0
Charbon	12,1	8,4	6,1	6,1	4,5	5,3	-2,1	-2,7	0,2	-26,6	17,3
Energies renouvelables	1,4	1,2	1,7	1,9	2,1	2,2	-0,7	2,6	2,2	10,6	3,4

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 28 : Consommation finale de l'industrie (sidérurgie comprise). Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

certificats d'économie d'énergie, renforcement de la réglementation thermique...).

La consommation de gaz naturel est en baisse sensible de - 2,5 % en 2010. Cette baisse est notamment due à la forte hausse du prix du gaz en 2010 : + 6,9 %. Toutefois, cette baisse ne s'explique pas uniquement par des facteurs conjoncturels dans la mesure où la consommation avait diminué de - 0,7 % en 2009 et ce, malgré une baisse des prix de - 2,8 %. Après trois années consécutives de baisse, la consommation de gaz est désormais inférieure à son niveau de 2001. La période d'expansion du gaz naturel semble désormais terminée.

La consommation de produits pétroliers s'effondre de - 5,5 % en brut, et de - 13,7 % après correction des variations climatiques. Cette consommation est composée à 78 % de fioul domestique, utilisé pour le chauffage, à 16 % de GPL, gaz butane ou propane pour la cuisson, et, de façon marginale, de pétrole lampant, qui sert aux appareils mobiles de chauffage, et de fioul lourd, qui alimente les chaufferies des réseaux de chauffage urbain.

La baisse est essentiellement due au fioul domestique. La consommation de produits pétroliers est mesurée par le volume des livraisons. Les agents économiques ont la pos-

sibilité, dans une certaine mesure, de différer ou d'avancer la livraison de fioul, selon l'évolution des prix. Or, il semble que la forte hausse des prix du fioul domestique en 2010 (+ 23 %) ait découragé les ménages de réapprovisionner leurs cuves. De plus, indépendamment des fluctuations conjoncturelles, la consommation de fioul domestique est tendanciellement décroissante : - 4,3 % par an en moyenne entre 2002 et 2010. Le fioul ayant disparu de la construction neuve en habitat individuel, le parc de logements chauffés au fioul est donc en diminution constante. Le chauffage au fioul est certainement particulièrement touché par les effets des encouragements à la modernisation des systèmes de chauffage.

À l'inverse, la consommation d'électricité est en hausse de + 4,3 %. Cela provient principalement du dynamisme des usages dits spécifiques de l'électricité, notamment ceux liés à l'électronique et à l'informatique, et au succès des pompes à chaleur et du chauffage électrique dans les logements. La consommation d'électricité augmente fortement sur la période 2000-2010 : + 2,4 % en moyenne par an.

La consommation d'énergie renouvelable est en hausse de + 4,8 %, après + 6,2 % en 2009. Cette progression est due principalement au succès des pompes à chaleur et aux

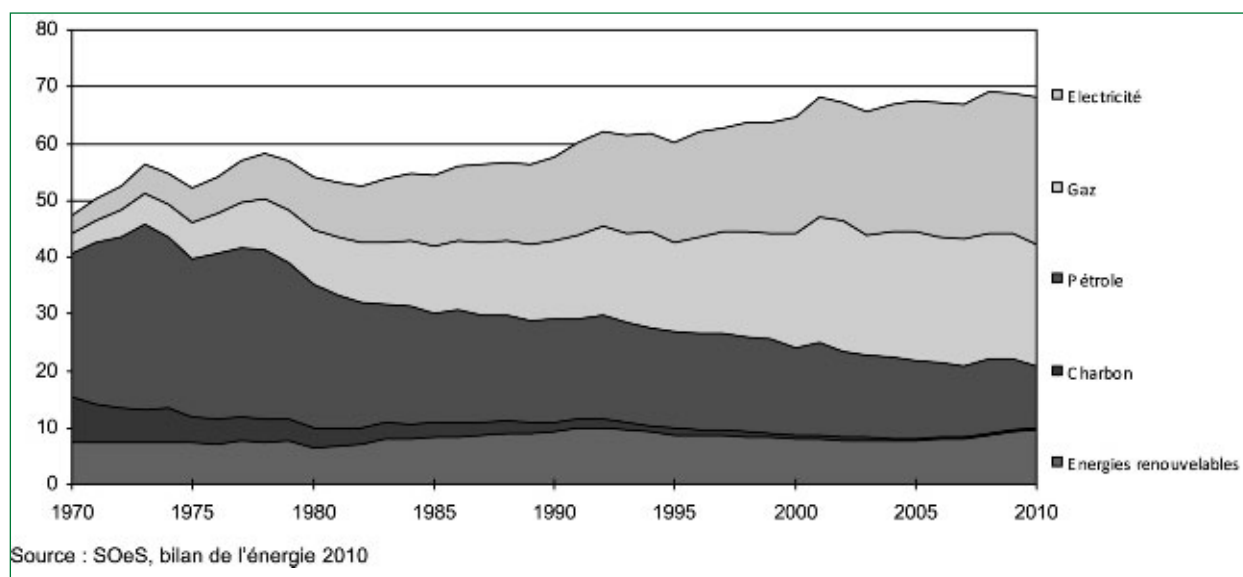


Figure 28 : Consommation d'énergie finale dans le secteur résidentiel et tertiaire. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
<b>Total</b>	<b>56,2</b>	<b>57,7</b>	<b>67,3</b>	<b>69,0</b>	<b>68,9</b>	<b>68,1</b>	<b>0,2</b>	<b>1,3</b>	<b>0,4</b>	<b>-0,1</b>	<b>-1,2</b>
Electricité	4,9	14,9	21,0	24,8	24,8	25,9	6,8	2,9	2,8	0,2	4,3
Gaz	5,5	13,8	22,9	22,3	22,1	21,6	5,6	4,3	-0,5	-0,7	-2,5
Pétrole	32,7	18,0	15,0	13,0	12,5	10,8	-3,5	-1,5	-2,4	-3,9	-13,7
Energies renouvelables	7,5	9,2	7,8	8,6	9,1	9,6	1,2	-1,3	1,6	6,2	4,8
Charbon	5,6	1,8	0,5	0,4	0,3	0,3	-6,4	-10,5	-4,7	-5,6	-11,8

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 29 : Consommation finale du résidentiel-tertiaire par forme d'énergie. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

### Décomposition de la consommation du résidentiel-tertiaire

Dans la présentation habituelle du bilan de l'énergie français, les secteurs résidentiel et tertiaire sont regroupés en un seul secteur. Cela tient au fait qu'ils ont des comportements voisins, avec une consommation principalement liée au besoin de chauffage. Une autre raison, plus prosaïque, est que les données qui permettraient de repérer d'éventuelles divergences d'évolution sont peu nombreuses au moment de l'établissement du bilan. Néanmoins, pour mener une politique de la demande, il est important de distinguer ces deux secteurs, qui ne relèvent pas des mêmes incitations. Pour mieux répondre aux besoins d'information, le tableau ci-dessous propose donc une synthèse des sources disponibles avec une tentative de décomposition sur la période 2001-2009.

Les chiffres du tableau doivent être considérés avec précaution. En effet, la ventilation est effectuée à partir de la clé de répartition du bilan fourni par le SOeS à l'AIE et à Eurostat. Le bilan « AIE-Eurostat » présente des différences avec le présent bilan en termes de périmètre et de méthodologie ; ce qui rend l'exercice délicat.

\* Dans les lignes relatives aux énergies renouvelables, les pompes à chaleur et le solaire thermique utilisés pour du chauffage

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Résidentiel</b>									
Gaz	16,3	17,5	15,1	16,1	16,4	16,7	16,0	16,6	16,0
Electricité	11,6	11,7	12,1	12,5	12,5	12,6	12,6	14,1	14,6
Produits pétroliers	11,6	10,2	9,8	9,5	9,3	8,8	8,2	8,5	8,2
Energies renouvelables*	7,5	7,2	7,2	7,1	7,1	7,3	7,4	7,8	8,2
Charbon	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	0,2
<b>Total</b>	<b>47,4</b>	<b>47,0</b>	<b>44,5</b>	<b>45,5</b>	<b>45,5</b>	<b>45,6</b>	<b>44,4</b>	<b>47,2</b>	<b>47,3</b>
<b>Tertiaire</b>									
Gaz	5,8	5,4	6,1	6,0	6,3	5,7	6,4	5,7	6,1
Electricité	9,3	9,3	9,7	10,0	10,4	11,0	11,3	10,7	10,3
Produits pétroliers	5,0	4,8	4,7	4,7	4,5	4,2	4,0	4,5	4,3
Energies renouvelables*	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9
Charbon	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Total</b>	<b>20,6</b>	<b>20,3</b>	<b>21,2</b>	<b>21,5</b>	<b>22,0</b>	<b>21,6</b>	<b>22,6</b>	<b>21,8</b>	<b>21,6</b>

\* Dans les lignes relatives aux énergies renouvelables, les pompes à chaleur et le solaire thermique utilisés pour le chauffage collectif sont comptabilisés avec le tertiaire (on ne connaît pas la décomposition des installations destinées à habitat collectif et tertiaire).

Source : SOeS

Tableau 30 : Consommation finale du résidentiel-tertiaire par forme d'énergie. Données corrigées des variations climatiques, en Mtep.

progrès des nouveaux modes de chauffage au bois, adoptés à la fois dans l'habitat individuel et collectif.

#### Agriculture-pêche : baisse de 2 % des consommations

Contrairement à la plupart des autres branches, l'agriculture a connu une année 2010 beaucoup plus difficile que l'année 2009 sur le plan de la production. D'après les données provisoires disponibles, la consommation d'énergie du secteur agriculture-pêche serait en baisse de - 2 % par rapport à 2009.

Cette consommation est constituée à 77 % par des produits pétroliers (dont 89 % de fioul domestique et de gazole, 10 % de GPL, 1 % de fioul lourd), à 16 % par de l'électricité et à 5 % par du gaz naturel. Enfin, les énergies renouvelables constituent un peu plus de 1 % de la consommation d'énergie du secteur.

La consommation du secteur de la pêche représente 7 % du total agriculture-pêche ; elle correspond essentielle-

ment à du gazole. Après avoir chuté de 33 % entre 2003 et 2008, cette consommation s'est stabilisée depuis : - 1 % en 2010, après - 1 % en 2009.

Dans l'agriculture, la consommation de produits pétroliers baisse de - 4 % en 2010. En revanche, la consommation d'électricité est très dynamique : + 8 % en 2010, après + 13 % en 2009, et celle de gaz naturel est stable, après cinq années de baisses comprises entre - 7 % et - 11 %.

#### Transports : une hausse de la consommation de 1 %

La consommation finale d'énergie du secteur des transports est en hausse de + 0,8 %, après deux années consécutives de baisse. Cette consommation, d'environ 50 Mtep, se situe désormais à son niveau de 2005. Elle a connu vers 2002 une nette rupture de tendance : son taux de croissance annuel moyen depuis 2002 est de - 0,1 %, après + 1,8 % entre 1990 et 2002.

Mesurée en véhicules-km, la circulation routière de l'ensemble des véhicules progresse de + 1,9 %, après une quasi stabilité en 2009. Les hausses les plus marquées concernent les véhicules utilitaires légers (+ 5 % selon une première estimation) et les véhicules lourds (+ 3,4 %). La circulation des voitures particulières progresse de + 1,0 %, après une baisse due à la forte hausse des prix des carburants. Cette croissance provient surtout de la progression du parc roulant, et dans une moindre mesure d'une augmentation du kilométrage moyen. La reprise du trafic poids lourds tire à la hausse la consommation de carburants, alors que la rénovation du parc de voitures, particulièrement forte en 2010, joue en sens inverse : la hausse des prix, le bonus-malus ou la prime à la casse stimulent les ventes de véhicules diesel, sobres et petits, c'est-à-dire à faible consommation unitaire. Les moteurs diesel équipent désormais 57 % du parc des voitures particulières, chiffre en hausse de près de 2 points.

Les transports ferrés de voyageurs stagnent et le transport aérien intérieur est en baisse pour la troisième année consécutive. Pour les marchandises, le transport fluvial est très dynamique (+ 8,6 % en 2010, après deux ans de stabilité) et le transport ferroviaire baisse encore (- 6,3 % en 2010, après - 20,5 % en 2009).

La consommation de biocarburants a augmenté de + 7 % en 2010, à 2,64 Mtep, après + 8 % en 2009. Selon les premiers éléments dont dispose le SOeS, le taux réglementaire d'incorporation des biocarburants, fixé à 7 % pour 2010, semble ne pas avoir été atteint. En effet, en raison des grèves du mois d'octobre dans les raffineries et les dépôts pétroliers, l'obligation d'incorporer des biocarburants a été temporairement interrompue. De plus, l'usage du carburant E10 ne rencontre qu'un succès relatif.

Les biocarburants représentent désormais 5,3 % de la consommation d'énergie des transports. La consommation

d'électricité reste stable, à 1,1 Mtep, soit 2,1 % de la consommation du secteur. Les carburants issus du pétrole (essence, gazole, GPL carburant, carburéacteurs) progressent de + 0,5 %. Leur « part de marché » est en légère baisse, à 92 %.

La reprise de la circulation intérieure des poids lourds en 2010 contribue à la hausse de la consommation de gazole (+ 2,8 %), alors que la consommation d'essence recule de - 6,6 %. La part de marché du gazole représente désormais 80 % du total des carburants routiers, en hausse de 1,5 point, au détriment de l'essence.

À 6,9 Mt, les ventes de carburéacteurs augmentent de + 1,4 % en 2010, après - 8,3 %. Cette hausse est cohérente avec celle de + 1,5 % du nombre total de passagers sur les liaisons métropolitaines : vols internationaux, vols intérieurs métropole et entre la métropole et l'Outre-mer. Le dynamisme provient des vols internationaux, les vols intérieurs à la métropole enregistrant un recul.

Les livraisons de carburants dans les ports français pour les soutes maritimes internationales sont en baisse d'environ - 3 %, à 2,4 Mtep. Par convention, ces livraisons ne sont pas comptabilisées dans le bilan national de l'énergie.

### Une légère amélioration de l'intensité énergétique

L'intensité énergétique (20) finale diminue de - 0,1 % en 2010, après une baisse de - 1,0 % en 2009 (résultat révisé), pour une moyenne 2005-2010 de - 1,2 %. Ces résultats ne sont pas à la hauteur de l'objectif inscrit dans la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de politique énergétique. Cette loi, dite « Pope », prévoit en effet une réduction de - 2 % par an de l'intensité énergétique finale à partir de 2015. Cela signifie qu'il faudrait

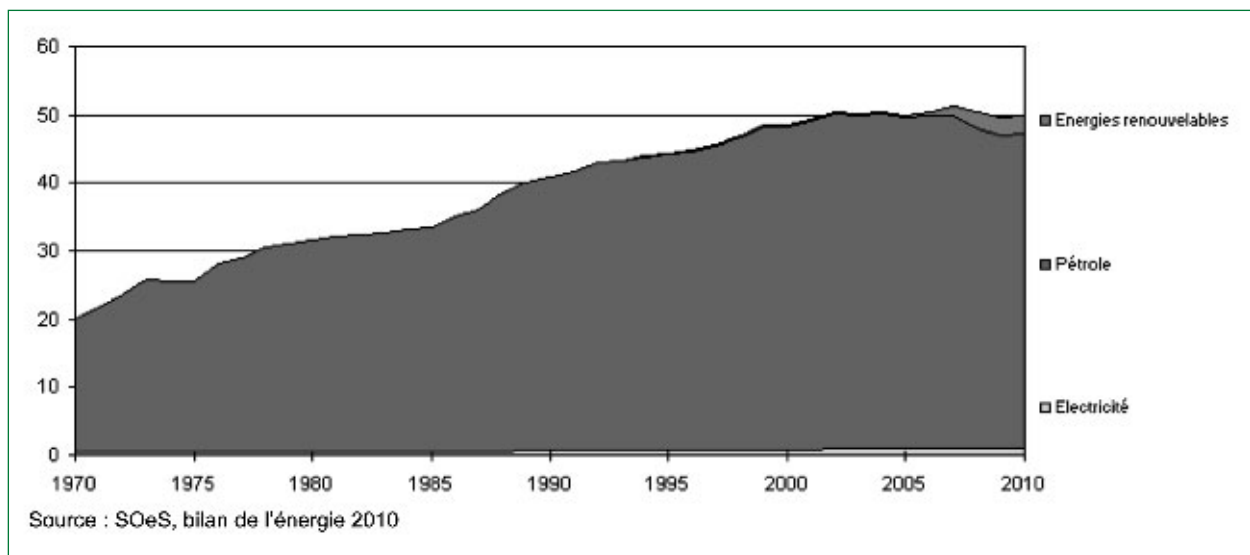


Figure 29 : Consommation d'énergie finale des transports. En Mtep.

	1973	1990	2002	2008	2009	2010	Variation en % par an				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2008	Entre 2008 et 2009	Entre 2009 et 2010
<b>Total</b>	<b>25,9</b>	<b>40,8</b>	<b>50,6</b>	<b>50,5</b>	<b>49,7</b>	<b>50,1</b>	<b>2,7</b>	<b>1,8</b>	<b>0,0</b>	<b>-1,7</b>	<b>0,8</b>
dont pétrole (hors soutes)	25,3	40,1	49,3	47,1	46,1	46,3	2,8	1,7	-0,8	-2,1	0,5
énergies renouvelables	0,0	0,0	0,3	2,3	2,5	2,6			38,0	7,9	7,3
électricité	0,6	0,7	0,9	1,1	1,1	1,1	1,5	2,3	2,7	-2,8	0,0

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Tableau 31 : Consommation des transports par forme d'énergie. En Mtep.

chaque année diminuer de 2 % la consommation d'énergie nécessaire pour produire une unité de PIB.

Les bons résultats de 2006 et 2007 (- 4,0 % en deux ans) ont été interrompus par la crise économique : + 0,2 % en 2008. En 2009, malgré la forte contraction du PIB, l'intensité énergétique s'améliore un peu (- 1,0 %). Inversement, malgré la reprise en 2010, l'intensité énergétique diminue à peine (- 0,1 %).

Ces résultats ont de quoi surprendre. On sait qu'en période de crise, les usines ne tournent pas à plein régime, ce qui détériore les rendements. À ce titre, on devrait donc avoir de faibles diminutions de l'intensité énergétique en 2008 et 2009, années de crise, et une diminution nette en 2010, année de reprise.

L'explication principale est à chercher dans un effet de structure. En 2009, la récession a fortement touché l'industrie (recul de - 8,5 %), mais de façon moindre les services (recul de - 1,3 %), qui sont moins gourmands en énergie. À l'inverse, en 2010, l'industrie progresse de + 3,9 % (hors énergie), contre seulement + 1,5 % pour les services. Le surcroît de consommation d'énergie induit par cette reprise est supérieur à la diminution des pertes dues à la sous-activité. On a calculé la consommation finale que l'on aurait eu chaque année si la consommation d'énergie avait évolué dans chaque secteur du bilan (agriculture, sidérurgie, industrie hors transformation d'énergie, tertiaire hors transports, transports) comme la valeur ajoutée (21). Dans cette hypothèse, par pur effet de structure, la croissance du PIB aurait généré une augmentation de 1,1 point de l'intensité énergétique en 2010.

Une autre explication des évolutions constatées vient du réapprovisionnement massif en fioul domestique intervenu en fin d'année 2008. En 2007, les ventes de fioul domestique ont baissé de plus de 10 %. En effet, durant

cette période, les prix n'ont pas cessé d'augmenter. Or, les achats de fioul domestique sont très sensibles aux prix : les variations de cours du brut se répercutent intégralement, et dès lors le remplissage d'une cuve est pour un ménage synonyme de grosse dépense. Début 2008, malgré la poursuite des hausses de prix, les ventes ont réaugmenté, beaucoup de ménages ne pouvant plus différer un réapprovisionnement. Et à l'automne 2008, quand les prix se sont mis à baisser, les achats ont été relancés. En 2009, une fois les cuves remplies et les prix repartis à la hausse, les achats ont à nouveau chuté. Ces aléas correspondent en partie à des variations de stocks chez le consommateur final, qui n'ont aucun rapport avec l'intensité énergétique, et qui impactent de façon sensible les variations d'une année sur l'autre. Il est possible d'en estimer l'importance et l'effet sur l'intensité énergétique.

On retrouve dès lors des résultats plus compréhensibles, avec une intensité énergétique finale non affectée par les deux effets précédents qui s'améliore de 2 % environ chaque année entre 2005 et 2007. Les résultats se détériorent en 2008, année de crise (+ 0,9 %). Ils s'améliorent un peu en 2009 (- 0,5 %) et un peu plus encore en 2010 (- 1,2 %).

Mesurée en énergie primaire, l'intensité énergétique augmente de 0,2 % en 2010, après - 1,6 %. Depuis 2005, la baisse moyenne a été de - 1,3 % par an.

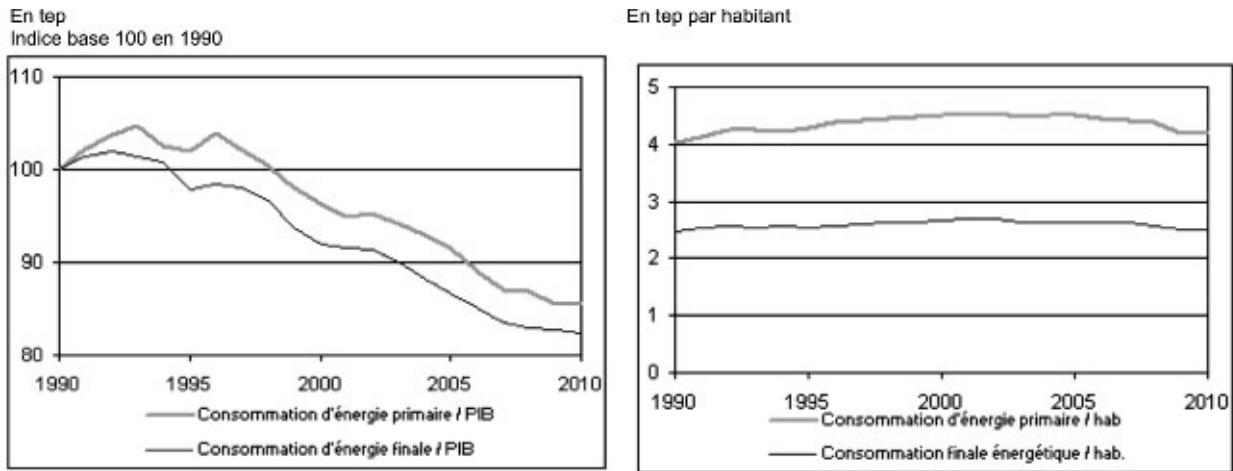
Par habitant, la consommation d'énergie finale est en hausse de + 0,9 %, après - 4,2 %, et la consommation d'énergie primaire est en hausse de + 1,1 %, après - 4,8 %. Dans les deux cas, une fois le choc de 2009 passé, on retrouve à peu près la tendance antérieure. Ainsi, rapportée au nombre d'habitants, la consommation d'énergie est en 2010 de 2,5 tep d'énergie finale (usages non énergétiques exclus) et de 4,2 tep d'énergie primaire.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Ensemble</b>	<b>-1,8</b>	<b>-1,8</b>	<b>-2,3</b>	<b>0,2</b>	<b>-1,0</b>	<b>-0,1</b>
Variation due à l'évolution du PIB/secteur	0,5	-0,1	0,3	-0,3	-0,5	1,1
Variation due au stockage de FOD* en 2008	0,0	0,0	0,4	-0,4	0,0	0,0
Variation due à d'autres causes	-2,2	-1,8	-2,9	0,9	-0,5	-1,2

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

\* Fioul domestique

Tableau 32 : Taux d'évolution de l'intensité énergétique et contributions à cette évolution. En %.



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Figure 30 : Consommations primaire et finale énergétique par unité de PIB et par habitant.

### Émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion d'énergie : une légère baisse de 0,6 %

Le bilan de l'énergie permet d'évaluer les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion d'énergie. Ce calcul n'est pas aussi précis que celui qui doit être fourni aux instances internationales, notamment dans le cadre du protocole de Kyoto (voir l'encadré méthodologique de la page suivante), mais présente l'avantage d'être disponible beaucoup plus rapidement. Selon ce calcul, les émissions de CO<sub>2</sub>, corrigées des variations climatiques, diminuent de 0,6 % en 2010 (+ 2,2 % en données réelles), après - 4,1 % en 2009. Après un « plateau » de 1998 à 2005, les émissions liées à la combustion d'énergie diminuent désormais : elles ont reculé de 7,9 % par rapport à 2005, et de - 4,5 % par rapport à 1990. Compte tenu de la baisse des émissions des autres gaz à effet de serre, la France devrait donc faire mieux que respecter son engagement de stabiliser ses émissions annuelles sur la période 2008-2012 au niveau de celles de 1990. Le développement des énergies renouvelables, les efforts en matière d'efficacité énergétique, mais également une conjoncture économique difficile ont contribué à ce résultat.

En 2010, l'évolution des émissions est variable selon les secteurs. La reprise de l'activité industrielle se répercute sur les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur, en hausse de 10,9 %. Près de la moitié de ces émissions supplémentaires sont dues au charbon consommé dans la sidérurgie. Le secteur des transports voit ses émissions augmenter de 0,5 %, après deux années consécutives de baisse. Cette évolution est principalement liée à la reprise de l'activité des poids lourds et à celle du transport aérien international, elle est freinée par l'incorporation croissante de biocarburants dans les carburants. Dans le secteur résidentiel-tertiaire, la diminution des émissions de CO<sub>2</sub> est sensible : - 7,3 % en 2010, après - 2,1 % en 2009. Cette baisse semble due, d'une part, à une évolution des comportements dans un contexte de

hausse de prix et de promotion de l'efficacité énergétique, et d'autre part, à un recul du fioul, fortement émetteur de CO<sub>2</sub>, au profit de l'électricité et des énergies renouvelables. Les difficultés du secteur du raffinage se poursuivent en 2010 et expliquent l'essentiel de la chute des émissions de la branche énergie. Les centrales thermiques classiques ont augmenté leur production d'électricité en 2010 (+ 6,4 %), mais elles ont moins utilisé de charbon, très émetteur, ce qui se traduit par une légère baisse des émissions (- 0,8 %).

### La facture énergétique de la France augmente de 20 %

La facture énergétique de la France s'élève à 46,2 milliards d'euros en 2010, soit une hausse de 20 % en un an, assez loin toutefois des 58 milliards d'euros de 2008. Elle représente ainsi 2,4 % du PIB en 2010, après 2,0 % en 2009 et 3,0 % en 2008, contre 1 % pendant les années 1990. Elle continue à représenter à elle seule l'équivalent du déficit du commerce extérieur, qui est en 2010 d'un peu plus de 45 milliards d'euros.

La facture pétrolière se chiffre à 36 milliards d'euros, en hausse de 7 milliards (+ 25 %). Cette augmentation provient pour moitié du pétrole brut (+ 16 %) et pour moitié des produits raffinés (+ 58 %). Les importations de brut diminuent en tonnage de 11 % (- 7,6 Mt), alors que les importations de produits raffinés, principalement de gazole, augmentent et que dans le même temps les exportations d'essence diminuent. Mais, c'est le vif redressement des prix pétroliers en 2010 qui est le fait le plus marquant : + 37 % pour le brut et + 33 % pour les produits raffinés (prix moyens CAF à l'importation en €/t).

La facture gazière est quasiment stable à 9 milliards d'euros, avec une baisse de 1,1 %, en lien avec celle de 2 % des prix moyens à l'import. La hausse de la consommation est en effet principalement alimentée par une

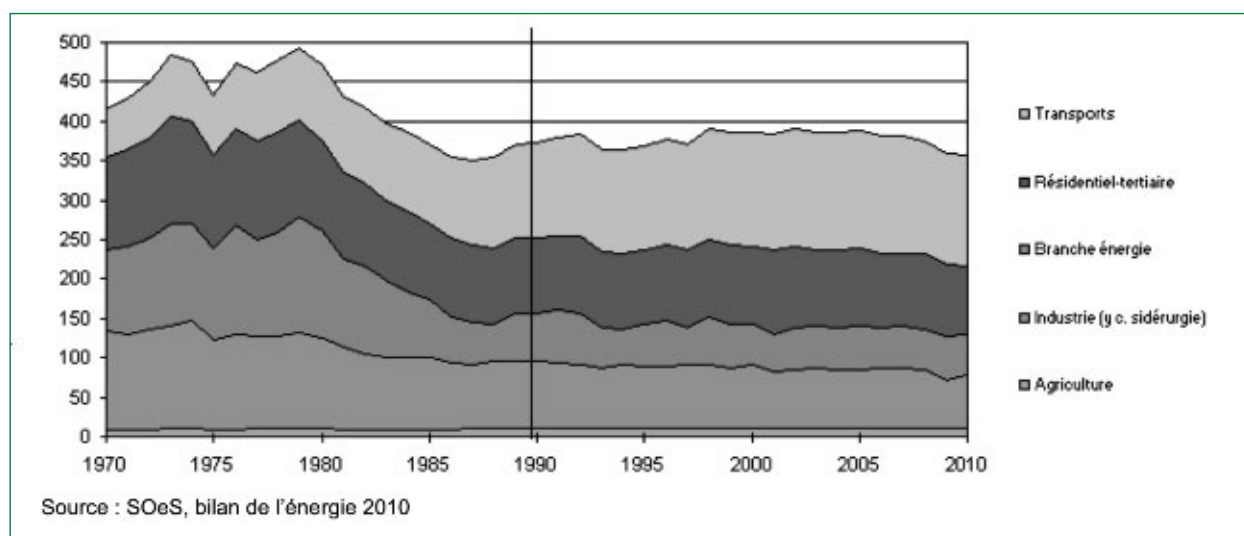


Figure 31 : Émissions de CO<sub>2</sub> par secteur. Données corrigées des variations climatiques, en Mt CO<sub>2</sub>.

	1990	2008	2009	2010	Évolution 1990 - 2010 en %	Évolution 2009 - 2010 en %	Contribution à l'évolution 2009 - 2010 en %
Transports <sup>1</sup>	122	143	140	141	15,5	0,5	0,2
Résidentiel-tertiaire	95	94	92	86	-10,1	-7,3	-1,9
Industrie <sup>2</sup> hors énergie	85	73	60	67	-21,3	10,9	1,8
Agriculture	11	11	11	10	-2,1	-3,7	-0,1
Branche énergie	61	53	55	53	-13,0	-4,5	-0,7
dont production d'électricité	39	32	31	31	-19,7	-0,8	-0,1
<b>Total</b>	<b>374</b>	<b>375</b>	<b>359</b>	<b>357</b>	<b>-4,5</b>	<b>-0,6</b>	<b>-0,6</b>

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Données corrigées des variations climatiques, en Mt CO<sub>2</sub>

<sup>1</sup> Hors émissions des transports internationaux maritimes, y compris transports internationaux aériens.

<sup>2</sup> Hors combustibles destinés à l'auto-production d'électricité.

Tableau 33 : Émissions de CO<sub>2</sub> dues à l'énergie.

### Méthodologie du calcul simplifié des émissions dues à l'énergie

Les émissions de CO<sub>2</sub> calculées par le SOeS sont celles issues de la combustion d'énergie fossile. Elles représentent 95 % des émissions totales de CO<sub>2</sub> et environ 70 % des émissions de gaz à effet de serre.

Le SOeS applique des facteurs d'émissions moyens aux consommations d'énergies fossiles (produits pétroliers, gaz et combustibles minéraux solides), hors usages non énergétiques. Les inventaires officiels en matière d'émissions de gaz à effet de serre, et en particulier de CO<sub>2</sub>, font appel à une méthodologie beaucoup plus complexe, nécessitant des données plus détaillées, qui ne seront disponibles que plus tard.

Il faut également signaler des différences de périmètre :

- ✓ Les émissions des déchets non renouvelables utilisés comme combustibles sont comptabilisées dans les inventaires officiels mais pas par le SOeS ;
- ✓ Le SOeS prend en compte les émissions liées au transport international aérien, alors que les inventaires les excluent ;
- ✓ Le SOeS ne prend pas en compte les émissions des départements d'Outre-mer.

De plus, dans le bilan de l'énergie, les émissions dues à l'auto-production d'électricité sont comptabilisées dans le secteur de la branche énergie et non dans les secteurs qui consomment cette électricité, sauf dans le cas de l'auto-production des raffineries. Dans les inventaires, ces émissions sont affectées aux secteurs qui consomment l'électricité.

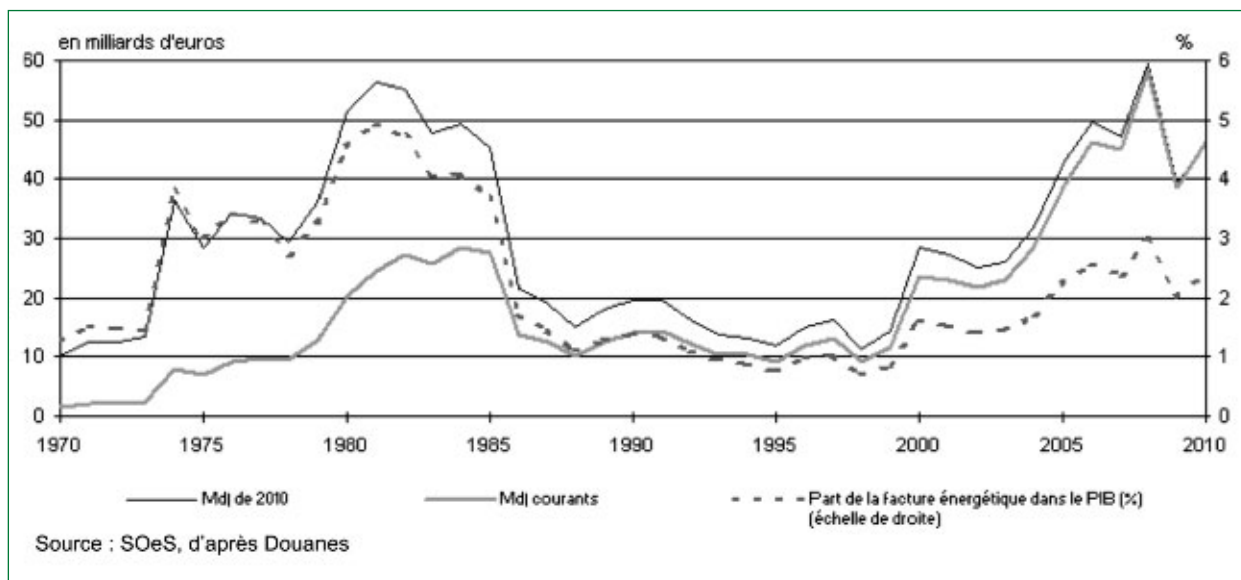


Figure 32 : Facture énergétique de la France.

baisse des stocks due aux vagues de froid enregistrées en fin d'année, des stocks dont la reconstitution interviendra en 2011.

La facture charbonnière atteint 2,2 milliards, en hausse de près de 50 %, le prix moyen des importations augmentant de 14 %.

Les exportations d'électricité se redressent un peu (+ 12 %) après la chute enregistrée en 2009, une chute liée à la faiblesse du nucléaire qui avait fortement limité les capacités à l'export. Le solde des échanges s'établit à 1,2 milliard d'euros, en progression de 31 %, après

0,9 milliard d'euros en 2009. Il ne retrouve pas le niveau des années antérieures, 2,8 mds en 2008 et 1,8 md en 2007.

En 2010, la facture énergétique représente 2,4 % du PIB national, soit plus que les 2,0 % de 2009. Elle retrouve une part voisine de celle des quatre années antérieures, de 2005 à 2007, où la facture était comprise entre 2,2 % et 2,6 % du PIB. Elle a connu un point haut à 3,0 % en 2008. Dans les années 1990, elle était de l'ordre de 1 %. Et elle a dépassé les 3 % pendant toute la période de 1975 à 1985, avec un record à 4,9 % en 1981.

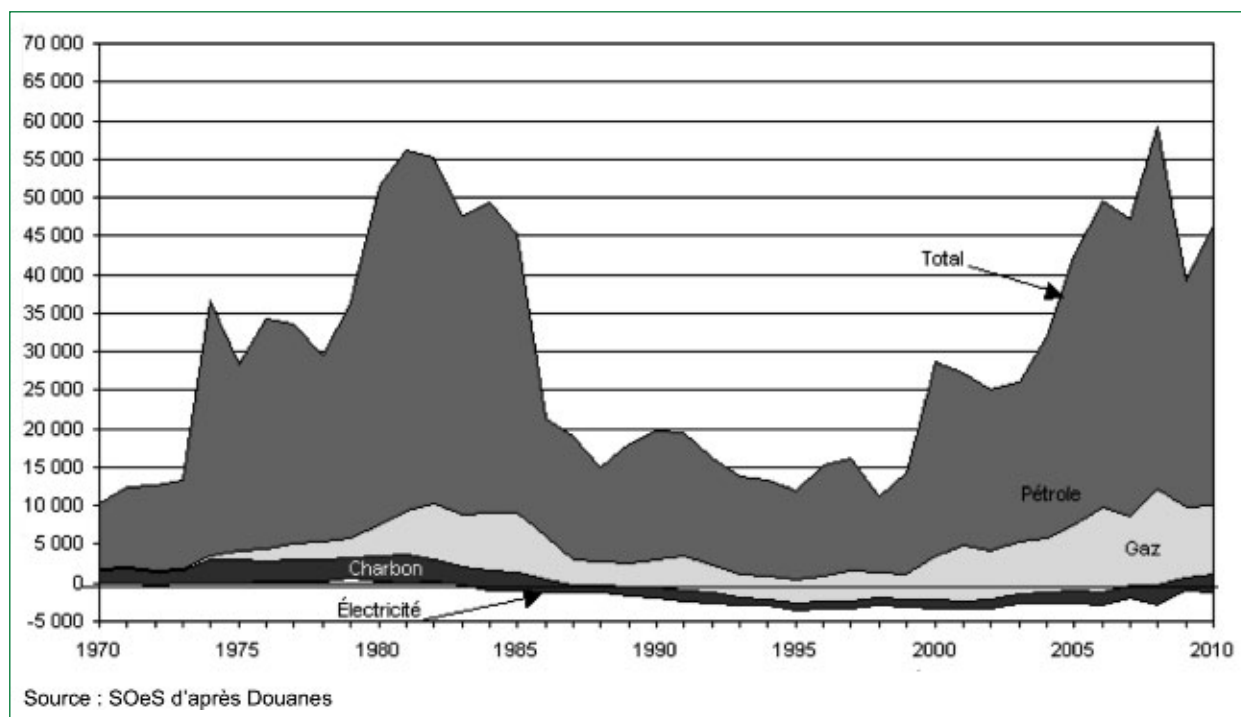


Figure 33 : La facture énergétique déclinée par type d'énergie. En millions d'euros 2010.



Compte tenu de la durée moyenne du travail, la facture énergétique correspond en 2010 à la production nette de la population active française sur 5,5 jours de travail, contre 7 jours en 2008 et 4,5 jours en 2009.

Le poids relatif de la facture énergétique dans les importations remonte à 13,2 %. Il était en 2009 de 12,5 %, soit à peu près au niveau de 2007, après 16 % en 2008. Pour compenser les importations énergétiques, il faut en moyenne 43 jours d'exportations en 2010 (contre 51 jours en 2008).

Les ménages, pour qui les dépenses énergétiques sont difficilement compressibles, ont particulièrement souffert des hausses de prix intervenues en 2010, comme en 2008. Après 2008, année de forte hausse, les prix diminuent en 2009 : légèrement pour le gaz, très sensiblement pour les carburants (- 17 %), mais

surtout, les prix du fioul et du GPL chutent de 31 %. En 2010, les prix augmentent à nouveau fortement, de 6,6 % pour l'énergie dans les logements (2,4 % pour l'électricité, 6 % pour le gaz et 23,2 % pour le fioul et du GPL) et de 13,4 % pour les carburants. De plus, 2010 a été une année exceptionnellement froide, ce qui a contribué à alourdir les dépenses de chauffage.

La dépense moyenne par ménage en 2010 s'élève alors à 1 600 € pour l'énergie domestique (+ 9,5 %) et 1 300 € pour les carburants (+ 10,5 %). Au total, cela représente 2 900 euros/an et 7,2 % du budget des ménages (ou 5,5 % de leur consommation effective, si l'on prend en compte les consommations non payées car prises en charge collectivement, comme les soins remboursés ou l'enseignement gratuit), correspondant à une somme de près de 80 milliards d'euros.

	Importations CAF			Exportations FAB			Facture			
	2009	2010	09-10 (%)	2009	2010	09-10 (%)	2009	2010	09-10 (%)	09-10 (M€)
Combustibles minéraux solides	1 697	2 213	+ 30,4	192	54	- 72,0	1 505	2 159	+ 43,5	+ 654
Pétrole brut	22 915	26 747	+ 16,7	4	76	+ 1 665,6	22 911	26 671	+ 16,4	+ 3 760
Produits pétroliers raffinés	14 248	19 775	+ 38,8	8 158	10 154	+ 24,5	6 090	9 621	+ 58,0	+ 3 531
<b>Total pétrole</b>	<b>37 163</b>	<b>46 523</b>	<b>+ 25,2</b>	<b>8 162</b>	<b>10 231</b>	<b>+ 25,3</b>	<b>29 001</b>	<b>36 292</b>	<b>+ 25,1</b>	<b>+ 7 291</b>
Gaz	9 615	9 710	+ 1,0	513	706	+ 37,6	9 102	9 005	- 1,1	- 97
<b>Pétrole et gaz</b>	<b>46 778</b>	<b>56 233</b>	<b>+ 20,2</b>	<b>8 675</b>	<b>10 936</b>	<b>+ 26,1</b>	<b>38 103</b>	<b>45 297</b>	<b>+ 18,9</b>	<b>+ 7 194</b>
Électricité	1 691	1 713	+ 1,3	2 623	2 936	+ 11,9	-932	-1 223	+ 31,3	- 291
<b>TOTAL</b>	<b>50 166</b>	<b>60 159</b>	<b>+ 19,9</b>	<b>11 490</b>	<b>13 926</b>	<b>+ 21,2</b>	<b>38 676</b>	<b>46 234</b>	<b>+ 19,5</b>	<b>+ 7 557</b>

Source : SOeS d'après Douanes

Tableau 34 : Le commerce extérieur de l'énergie en 2010. En millions d'euros courants.

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

Source : SOeS d'après Douanes

Tableau 35 : Comparaison de la facture énergétique avec quelques agrégats économiques.

	1973	1980	1985	1986	1997	2000	2005	2008	2009	2010
Combustibles minéraux solides (€/t)	115	107	131	105	69	59	85	130	103	112
Pétrole brut (€/t)	91	395	461	184	157	276	347	505	331	446
Produits pétroliers raffinés (€/t)	159	406	485	234	215	337	412	566	375	493
Gaz naturel (c€/kWh)	0,46	1,85	2,92	1,97	1,01	1,23	1,64	2,44	1,85	1,78

Source : SOeS d'après Douanes

Tableau 36 : Prix moyens CAF des énergies importées. En euros constants.

	1973	1980	1985	1986	1997	2000	2005	2008	2009	2010
Combustibles minéraux solides (€/t)	22	42	80	67	55	52	78	128	102	112
<b>Pétrole brut :</b>										
- en euro/tonne	18	155	281	118	126	85	316	495	326	446
- en \$/bl	4	33	28	15	19	13	54	99	62	81
Produits pétroliers raffinés (en €/t)	31	160	295	150	174	130	375	555	369	493
Gaz naturel (c€/kWh)	0,09	0,73	1,77	1,26	0,82	0,73	1,49	2,39	1,83	1,78

Source : SOeS d'après Douanes

Tableau 37 : Prix moyens CAF des énergies importées. *En euros ou dollars courants.*

Cette dépense moyenne par ménage est, au total, un peu inférieure à ce qu'elle était en 2008 où elle représentait 7,6 % du budget des ménages. La dépense d'énergie

domestique pour le logement est à un niveau identique à celui d'il y a deux ans, alors que la dépense en carburants a baissé entre 2008 et 2010.

	2007	2008	2009	2010
Electricité, gaz et autres combustibles	1 407	1 583	1 460	1 600
Carburant	1 356	1 473	1 177	1 300
<b>Total énergie</b>	<b>2 763</b>	<b>3 056</b>	<b>2 637</b>	<b>2 900</b>
<b>Part dans la consommation des ménages</b>				
Electricité, gaz et autres combustibles	3,6%	3,9%	3,7%	4,0%
Carburant	3,4%	3,6%	2,9%	3,2%
<b>Total énergie</b>	<b>7,0%</b>	<b>7,6%</b>	<b>6,6%</b>	<b>7,2%</b>
<b>Part dans la consommation effective (y compris consommation à prise en charge collective)</b>				
Electricité, gaz et autres combustibles	2,7%	3,0%	2,8%	3,0%
Carburant	2,6%	2,8%	2,3%	2,5%
<b>Total énergie</b>	<b>5,4%</b>	<b>5,8%</b>	<b>5,1%</b>	<b>5,5%</b>

Source : SOeS, d'après INSEE (estimation établie à partir de la base 2000 des comptes nationaux)

Tableau 38 : Dépense moyenne en énergie par ménage. *En euros courants.*

## ANNEXE MÉTHODOLOGIQUE

Chaque année, l'élaboration du bilan de l'énergie se heurte à de nouveaux problèmes qui obligent à modifier la méthodologie : disponibilité de nouvelles données ou disparition d'enquêtes, révision de nomenclatures, apparition de nouvelles préoccupations qui rendent nécessaire de mieux éclairer certains aspects jusque-là considérés comme secondaires, ou encore l'identification d'erreurs qu'il convient de corriger.

Les principales modifications intervenues ont été :

- ✓ Au titre du bilan 2008 : une révision à la hausse des consommations de l'agriculture, opérée sur la base d'une nouvelle collecte de données par le service statistique agricole ; rattachement de la pêche à l'agriculture et non aux transports, conformément à la convention internationale ; révision à la baisse des consommations de bois, suite aux résultats de l'enquête logement 2006 de l'Insee.
- ✓ Au titre du bilan de 2009 : introduction de deux rapprochements avec la directive EnR, tenant à la prise en compte de l'énergie renouvelable consommée plutôt que de la chaleur produite, et à la prise en compte des pompes à chaleur air-air.

Ces modifications ont pu être faites avec effet rétroactif, de façon à ne pas introduire de rupture dans les séries. Les séries disponibles sur le site du SOeS (<http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/>), en particulier celles regroupées dans la base Pégase (Pétrole, électricité, gaz et autres statistiques de l'énergie), sont donc cohérentes avec les définitions actuelles.

\*

Au titre du bilan 2010, deux modifications importantes ont été introduites.

### Modification de la méthode d'élaboration du bilan pétrole 2010

Deux méthodes différentes d'élaboration du bilan pétrole avaient cours au SOeS jusqu'à l'année dernière, celle du bilan français publié au printemps (un bilan simplifié réalisé à partir des seules données disponibles quelques mois après la fin de l'année) et celle du bilan réalisé pour l'Agence internationale de l'énergie et Eurostat en fin d'année (Annual Oil Survey, ou AOS), s'appuyant sur un bilan complet, basé sur un équilibre ressources-emplois pour chaque type de produits pétroliers.

Les écarts entre les deux résultats s'accroissaient de façon anormale. Il a donc fallu réexaminer l'ensemble du processus de production pour garantir que les deux exercices mesurent bien les mêmes grandeurs, les seuls écarts provenant des données disponibles, plus nombreuses et plus fiables à l'automne qu'au printemps.

Les principales conséquences de ces corrections portent sur :

- ✓ Le commerce extérieur : les échanges extérieurs de naphta, matière première de la pétrochimie, étaient sous-estimés dans le bilan français. De ce fait, les exportations ont été révisées à la hausse de 2,5 millions de tonnes en 2009 et de 1,7 Mt en 2010, tandis que les importations étaient réévaluées à hauteur de 1,9 Mt en 2009 et de 1,7 Mt en 2010.
- ✓ Les usages non énergétiques : le secteur de la la pétrochimie fait l'objet d'une analyse plus poussée dans le bilan AIE, qui, en particulier, exploite mieux l'enquête du SOeS sur ce secteur afin de distinguer les usages énergétiques des usages non énergétiques. L'autoconsommation énergétique de naphta est ainsi mieux prise en compte. En conséquence, la consommation finale énergétique a été révisée à la hausse de 1,7 Mtep en 2008, de 1,2 Mtep en 2009 et de 0,9 Mtep en 2010. La consommation non énergétique a été pour sa part revue à la baisse à hauteur de 1 Mtep en 2008 et de 0,6 Mtep en 2009 et en 2010.

Cette révision des méthodes a été appliquée rétroactivement jusqu'en 2002, année où l'écart entre les deux bilans était marginal.

### Nouvelle amélioration de la prise en compte des pompes à chaleur

Dans le bilan 2009 avait été prise en compte pour la première fois la production d'énergie renouvelable des pompes à chaleur air-air dans le résidentiel. Cette année, le bilan 2010 intègre les nouvelles estimations de la production des pompes à chaleur installées dans le tertiaire. En effet, une nouvelle étude du Ceren a conduit à revoir à la hausse les superficies chauffées par ce mode de chauffage et donc à augmenter sensiblement les productions correspondantes.

### Révision de la correction des variations climatiques

Le principe de la correction climatique n'a pas changé : pour chaque énergie et pour chaque secteur, la part sensible au climat est réputée proportionnelle au nombre de degrés-jours observés dans l'année. Le changement apporté intéresse la période de référence prise en compte pour déterminer le climat « normal » : elle correspond désormais à la période 1981-2010, et non plus à la période 1976-2005. La décision d'actualiser tous les cinq ans la période de référence avait été prise pour permettre la prise en compte du changement climatique. Concrètement, cette actualisation revient à diminuer de 1,7 % le nombre de degrés-jours (22) d'une année normale.

Les consommations corrigées des variations climatiques ont donc été ramenées à un climat normal correspondant à la période précitée depuis l'année 2000 incluse.

### **Résultats provisoires, résultats définitifs**

Publier le bilan de l'énergie quelques mois seulement après la fin de l'année concernée oblige à une estimation de nombreuses données. Aussi, le présent bilan est-il pro-

visoire, beaucoup de variables restant à être précisées au vu des résultats des enquêtes et collectes administratives encore en cours de réalisation au moment de l'élaboration du présent bilan (même si les ordres de grandeur seront conservés). Des corrections seront apportées l'an prochain, voire dans deux ans.

Inversement, grâce aux informations rassemblées depuis un an, ce bilan apporte un certain nombre de rectificatifs au bilan de l'année 2009, voire des années antérieures.

## BILAN DE L'ÉNERGIE 2010

Unité : Mtep

CHARBON		PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENRt et déchets	TOTAL
Houille PR	Lignite Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		

## APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	0,11		0,90	0,90	0,64		H : 6,69 N : 111,68		17,64	138,56
Importations	10,88	0,92	64,12	40,36	41,90	-	1,67		0,36	160,21
Exportations	-0,08	-0,08	-	-21,41	-2,54	-	-4,32		-0,08	-28,51
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	-0,22	-0,04	+0,25	+0,29	+2,33	-			-	+2,61
Soutes maritimes internationales				-2,44						-2,44
<b>TOTAL disponibilités (D)</b>	<b>11,49</b>		<b>65,27</b>	<b>17,70</b>	<b>42,33</b>	-	<b>115,72</b>		<b>17,92</b>	<b>270,43</b>

<b>Indépendance énergétique (P/D)</b>	<b>1,0%</b>		<b>2,2%</b>		<b>1,5%</b>		<b>102,3%</b>		<b>98,4%</b>	<b>51,2%</b>
---------------------------------------	-------------	--	-------------	--	-------------	--	---------------	--	--------------	--------------

## EMPLOIS

## Consommation de la branche énergie

Raffinage			64,59	-60,22	0,64		-0,11	0,28		5,18
Production d'électricité thermique	4,66	-		1,01	3,09	0,60	-5,28		1,80	5,88
Usages internes de la branche <sup>(1)</sup>	2,69	-2,16	-	-	0,52	-0,22		1,60 2,77	0,53	5,73
Pertes et ajustement	0,61	-	0,68	-0,21	0,01	-0,02		77,86	0,37	79,30
<b>TOTAL (A)</b>	<b>7,96</b>	<b>-2,16</b>	<b>65,27</b>	<b>-59,42</b>	<b>4,26</b>	<b>0,36</b>	<b>-5,39</b>	<b>82,51</b>	<b>2,70</b>	<b>96,09</b>

0,47

## Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie <sup>(2)</sup>	1,49	2,49		0,03	0,51	0,76 -1,12		0,88	-	5,04
Industrie	0,94	0,36		5,23	12,10	-		9,50	2,15	30,28
Résidentiel Tertiaire	0,27	0,03		10,79	21,55	-		25,89	9,57	68,10
Agriculture	-	-		3,21	0,22	-		0,68	0,05	4,16
Transports <sup>(3)</sup>	-	-		46,28	0,09	-		1,06	2,64	50,07
<b>TOTAL (B)</b>	<b>2,70</b>	<b>2,88</b>		<b>65,54</b>	<b>34,47</b>	<b>-0,36</b>		<b>38,01</b>	<b>14,41</b>	<b>157,65</b>

## Consommation finale non énergétique

<b>TOTAL (C)</b>	<b>-</b>	<b>0,06</b>		<b>10,65</b>	<b>1,33</b>	<b>-</b>				<b>12,04</b>
------------------	----------	-------------	--	--------------	-------------	----------	--	--	--	--------------

## Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

<b>TOTAL corrigé (A+B+C)</b>	<b>11,44</b>		<b>82,04</b>		<b>40,06</b>		<b>115,13</b>		<b>17,11</b>	<b>265,78</b>
<b>Dont corrections climatiques</b>	<b>-0,05</b>		<b>-0,93</b>		<b>-2,27</b>		<b>-0,59</b>		<b>-0,81</b>	<b>-4,65</b>

Indice de rigueur climatique = 1,133

(\*) hors soutes maritimes internationales

PR : produits de récupération H : Hydraulique, éolien, photovoltaïque N : Nucléaire

ENRt : énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique,...) et pompes à chaleur.

(1) Pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(2) Pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriel et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(3) Hors soutes maritimes internationales.

## BILAN DE L'ÉNERGIE 2009

Unité : Mtep

CHARBON		PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENRt et déchets	TOTAL
Houille Lignite PR	Coke Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		

## APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	0,06		0,90	0,66	0,76		H : 6,06 N : 106,78		15,93	131,15
Importations	9,56	0,78	71,69	38,88	40,52	-	1,65		0,41	163,49
Exportations	-0,06	-0,41	-	-25,44	-1,92	-	-3,86		-0,21	-31,90
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	+0,52	+0,30	+0,40	+0,19	-1,09	-			-	+0,32
Soutes maritimes internationales				-2,52						-2,52
<b>TOTAL disponibilités (D)</b>	<b>10,75</b>		<b>72,99</b>	<b>11,77</b>	<b>38,27</b>	-	<b>110,63</b>		<b>16,13</b>	<b>260,54</b>

<b>Indépendance énergétique (P/D)</b>	<b>0,6%</b>		<b>1,8%</b>		<b>2,0%</b>		<b>102,0%</b>		<b>98,8%</b>	<b>50,3%</b>
---------------------------------------	-------------	--	-------------	--	-------------	--	---------------	--	--------------	--------------

## EMPLOIS

## Consommation de la branche énergie

Raffinage			72,33	-67,43	0,71		-0,10	0,38		5,89
Production d'électricité thermique	4,96	-		0,95	2,84	0,51	-4,96		1,70	6,00
Usages internes de la branche <sup>(1)</sup>	2,71	-2,21	-	0,06	0,57	-0,21		1,65 2,65	0,51	5,73
Pertes et ajustement	0,35	0,03	0,66	0,15	0,07	-		74,53	0,35	76,14
<b>TOTAL (A)</b>	<b>8,02</b>	<b>-2,18</b>	<b>72,99</b>	<b>-66,27</b>	<b>4,19</b>	<b>0,30</b>	<b>-5,06</b>	<b>79,21</b>	<b>2,56</b>	<b>93,76</b>

0,81

## Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie <sup>(2)</sup>	0,83	2,40		0,03	0,43	0,61 -0,91		0,76	-	4,15
Industrie	0,93	0,34		5,39	10,50	-		9,30	2,08	28,54
Résidentiel Tertiaire	0,30	0,04		12,51	22,10	-		24,83	9,13	68,91
Agriculture	-	-		3,34	0,22	-		0,63	0,05	4,24
Transports <sup>(3)</sup>	-	-		46,05	0,08	-		1,06	2,46	49,65
<b>TOTAL (B)</b>	<b>2,06</b>	<b>2,78</b>		<b>67,32</b>	<b>33,33</b>	<b>-0,30</b>		<b>36,58</b>	<b>13,72</b>	<b>155,49</b>

## Consommation finale non énergétique

<b>TOTAL (C)</b>	<b>-</b>	<b>0,06</b>		<b>10,91</b>	<b>1,16</b>	<b>-</b>				<b>12,13</b>
------------------	----------	-------------	--	--------------	-------------	----------	--	--	--	--------------

## Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

<b>TOTAL corrigé (A+B+C)</b>	<b>10,74</b>		<b>84,95</b>		<b>38,68</b>		<b>110,73</b>		<b>16,28</b>	<b>261,38</b>
<b>Dont corrections climatiques</b>	<b>-0,01</b>		<b>0,19</b>		<b>0,41</b>		<b>0,10</b>		<b>0,15</b>	<b>0,84</b>

Indice de rigueur climatique = 0,976

(\*) hors soutes maritimes internationales

PR : produits de récupération H : Hydraulique, éolien, photovoltaïque N : Nucléaire

ENRt : énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique,...) et pompes à chaleur.

(1) Pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(2) Pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriel et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(3) Hors soutes maritimes internationales.

## BILAN DE L'ÉNERGIE 2008

Unité : Mtep

CHARBON		PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENRT et déchets	TOTAL
Houille PR	Lignite Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		

## APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	0,11		0,98	0,79	0,81		H : 6,41 N : 114,52		14,77	138,39
Importations	13,20	0,96	83,24	35,98	39,90	-	0,92		0,39	174,59
Exportations	-0,11	-0,66	-	-30,89	-1,09	-	-5,05		-0,06	-37,86
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	-1,38	-0,04	-	+0,44	+0,07	-			-	-0,91
Soutes maritimes internationales				-2,52						-2,52
<b>TOTAL disponibilités (D)</b>	<b>12,08</b>		<b>84,22</b>	<b>3,80</b>	<b>39,69</b>	<b>-</b>	<b>116,80</b>		<b>15,10</b>	<b>271,69</b>

<b>Indépendance énergétique (P/D)</b>	<b>0,9%</b>		<b>2,0%</b>		<b>2,0%</b>		<b>103,5%</b>		<b>97,8%</b>	<b>50,9%</b>
---------------------------------------	-------------	--	-------------	--	-------------	--	---------------	--	--------------	--------------

## EMPLOIS

## Consommation de la branche énergie

Raffinage			83,54	-78,23	0,81		-0,10	0,39		6,41
Production d'électricité thermique <sup>(1)</sup>	5,07	-		1,03	2,49	0,77	-5,07		1,80	6,09
Usages internes de la branche	3,71	-3,08	-	0,11	0,52	-0,33		1,57 2,75	0,41	5,66
Pertes et ajustement	-0,08	-0,13	0,68	-0,68	0,19	-0,01		79,61	0,31	79,89
<b>TOTAL (A)</b>	<b>8,70</b>	<b>-3,21</b>	<b>84,22</b>	<b>-77,77</b>	<b>4,01</b>	<b>0,43</b>	<b>-5,17</b>	<b>84,32</b>	<b>2,52</b>	<b>98,05</b>

## Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie <sup>(2)</sup>	1,63	2,87		0,04	0,61	0,83 -1,26		1,02	-	5,74
Industrie	1,18	0,45		6,22	11,66	-		10,39	1,88	31,78
Résidentiel Tertiaire	0,31	0,05		13,02	22,26	-		24,77	8,60	69,01
Agriculture <sup>(3)</sup>	-	-		3,53	0,24	-		0,56	0,05	4,38
Transports	-	-		47,06	0,08	-		1,09	2,28	50,51
<b>TOTAL (B)</b>	<b>3,12</b>	<b>3,37</b>		<b>69,87</b>	<b>34,85</b>	<b>-0,43</b>		<b>37,83</b>	<b>12,81</b>	<b>161,42</b>

## Consommation finale non énergétique

<b>TOTAL (C)</b>	<b>-</b>	<b>0,10</b>		<b>12,08</b>	<b>1,57</b>	<b>-</b>				<b>13,75</b>
------------------	----------	-------------	--	--------------	-------------	----------	--	--	--	--------------

## Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

<b>TOTAL corrigé (A+B+C)</b>	<b>12,08</b>		<b>88,40</b>		<b>40,43</b>		<b>116,98</b>		<b>15,33</b>	<b>273,22</b>
<b>Dont corrections climatiques</b>	<b>-</b>		<b>0,38</b>		<b>0,74</b>		<b>0,18</b>		<b>0,23</b>	<b>1,53</b>

Indice de rigueur climatique = 0,957

(\*) hors soutes maritimes internationales

PR : produits de récupération H : Hydraulique, éolien, photovoltaïque N : Nucléaire

ENRT : énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique,...) et pompes à chaleur.

(1) Pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(2) Pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriel et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(3) Hors soutes maritimes internationales.

## CHARBON

Unité : kt

2008		2009		2010 p	
Houille Lignite-PR	Coke Agglomérés	Houille Lignite-PR	Coke Agglomérés	Houille Lignite-PR	Coke Agglomérés

## APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	277		147		261	
Importations	21 353	1 427	15 459	1 159	17 591	1 364
Exportations	-185	-994	-96	-621	-133	-125
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	-2 254	-67	+864	+448	-376	-65
Soutes maritimes internationales						
<b>TOTAL disponibilités (D)</b>	<b>19 557</b>		<b>17 360</b>		<b>18 517</b>	

## EMPLOIS

## Consommation de la branche énergie

Raffinage						
Production d'électricité thermique	8 331	-	8 105	-	7 596	-
Usages internes de la branche	6 001	-4 581	4 386	-3 293	4 339	-3 219
Pertes et ajustement	-182	-205	540	43	980	-
<b>TOTAL (A)</b>	<b>14 150</b>	<b>-4 786</b>	<b>13 031</b>	<b>-3 250</b>	<b>12 915</b>	<b>-3 219</b>

## Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie	2 636	4 303	1 343	3 603	2 410	3 740
Industrie	1 925	677	1 520	511	1 539	536
Résidentiel Tertiaire	496	69	489	55	436	44
Agriculture	-	-	-	-	-	-
Transports (hors soutes)	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL (B)</b>	<b>5 057</b>	<b>5 049</b>	<b>3 352</b>	<b>4 169</b>	<b>4 385</b>	<b>4 320</b>

## Consommation finale non énergétique

<b>TOTAL (C)</b>	-	105	-	68	-	68
------------------	---	-----	---	----	---	----

## Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

<b>TOTAL corrigé (A+B+C)</b>	<b>19 575</b>		<b>17 370</b>		<b>18 469</b>	
<i>Dont corrections climatiques</i>	18		10		-48	
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,96		0,98		1,13	

PR : produits de récupération

Source : SOeS - bilan de l'énergie 2010



## PÉTROLE

Unité : kt

2008		2009		2010 p	
Brut	Raffiné	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné

## APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	975	872	899	708	896	945
Importations	83 240	36 180	71 688	39 119	64 120	40 540
Exportations	-	-30 656	-	-25 247	-	-21 288
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	-2	+433	+403	+180	+245	+300
Soutes maritimes internationales		-2 634		-2 628		-2 549
<b>TOTAL disponibilités (D)</b>	<b>84 213</b>	<b>4 195</b>	<b>72 990</b>	<b>12 132</b>	<b>65 261</b>	<b>17 948</b>

## EMPLOIS

## Consommation de la branche énergie

Raffinage	83 538	-78 244	72 328	-67 451	64 585	-60 263
Production d'électricité thermique		1 086		1 006		1 060
Usages internes de la branche	-	150	-	78	-	-
Pertes et ajustement	675	867	662	1 652	676	1 280
<b>TOTAL (A)</b>	<b>84 213</b>	<b>-76 141</b>	<b>72 990</b>	<b>-64 715</b>	<b>65 261</b>	<b>-57 923</b>

## Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie		35		27		24
Industrie		6 471		5 673		5 475
Résidentiel Tertiaire		12 875		12 377		10 661
Agriculture		3 508		3 323		3 185
Transports (hors soutes)		45 820		44 839		45 027
<b>TOTAL (B)</b>		<b>68 709</b>		<b>66 239</b>		<b>64 372</b>

## Consommation finale non énergétique

<b>TOTAL (C)</b>		<b>11 986</b>		<b>10 807</b>		<b>10 573</b>
------------------	--	---------------	--	---------------	--	---------------

## Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

<b>TOTAL corrigé (A+B+C)</b>	<b>88 767</b>	<b>85 321</b>	<b>82 283</b>
<i>Dont corrections climatiques</i>	359	199	-926
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,96	0,98	1,13

Source : SOeS - bilan de l'énergie 2010

## GAZ

Unité : GWh PCS

2008		2009		2010 p	
Naturel	Industriels	Naturel	Industriels	Naturel	Industriels

## APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	10 479		9 866		8 346	
Importations	518 190	-	526 187	-	544 169	-
Exportations	-14 164	-	-24 896	-	-33 051	-
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	+934	-	-14 145	-	+30 245	-
Soutes maritimes internationales						
<b>TOTAL disponibilités (D)</b>	<b>515 439</b>	<b>-</b>	<b>497 012</b>	<b>-</b>	<b>549 709</b>	<b>-</b>

## EMPLOIS

## Consommation de la branche énergie

Raffinage	10 500		9 225		8 334	
Production d'électricité thermique	32 380	9 969	36 932	6 640	40 072	7 800
Usages internes de la branche	6 757	-4 309	7 443	-2 748	6 763	-2 861
Pertes et ajustement	2 509	-151	863	-61	77	-313
<b>TOTAL (A)</b>	<b>52 146</b>	<b>5 509</b>	<b>54 463</b>	<b>3 831</b>	<b>55 246</b>	<b>4 626</b>

## Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie <sup>(1)</sup>	7 984	10798 -16307	5 552	7984 -11815	6 613	9879 -14505
Industrie	151 463	-	136 406	-	157 164	-
Résidentiel Tertiaire	289 135	-	287 041	-	279 825	-
Agriculture	3 075	-	2 850	-	2 796	-
Transports (hors soutes)	1 100	-	1 100	-	1 150	-
<b>TOTAL (B)</b>	<b>452 757</b>	<b>-5 509</b>	<b>432 949</b>	<b>-3 831</b>	<b>447 548</b>	<b>-4 626</b>

## Consommation finale non énergétique

<b>TOTAL (C)</b>	<b>20 332</b>	<b>-</b>	<b>15 046</b>	<b>-</b>	<b>17 243</b>	<b>-</b>
------------------	---------------	----------	---------------	----------	---------------	----------

## Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

<b>TOTAL corrigé (A+B+C)</b>	<b>525 235</b>	<b>502 458</b>	<b>520 037</b>
<i>Dont corrections climatiques</i>	9 796	5 446	-29 672
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,96	0,98	1,13

(1) pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

Source : SOeS - bilan de l'énergie 2010

## ÉLECTRICITÉ

Unité : GWh

2008		2009		2010 p	
Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation

## APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	H : 74568 N : 438447		H : 70488 N : 409736		H : 77821 N : 428521	
Importations	10 748		19 213		19 475	
Exportations	-58 736		-44 913		-50 206	
Stocks (+=déstockage, -=stockage)						
Soutes maritimes internationales						
<b>TOTAL disponibilités (D)</b>	<b>466 027</b>		<b>454 524</b>		<b>475 611</b>	

## EMPLOIS

## Consommation de la branche énergie

Raffinage	-1 194	4 544	-1 171	4 411	-1 246	3 251
Production d'électricité thermique	-58 919		-57 678		-61 349	
Usages internes de la branche <sup>(1)</sup>		18303 31945		19179 30807		18558 32179
Pertes et ajustement		33 482		34 879		35 416
<b>TOTAL (A)</b>	<b>-60 113</b>	<b>88 274</b>	<b>-58 849</b>	<b>89 276</b>	<b>-62 595</b>	<b>89 404</b>

## Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie		11 830		8 782		10 189
Industrie		120 851		108 125		110 517
Résidentiel Tertiaire		288 080		288 752		301 083
Agriculture		6 503		7 345		7 885
Transports (hors soutes)		12 705		12 286		12 305
<b>TOTAL (B)</b>		<b>439 969</b>		<b>425 290</b>		<b>441 979</b>

## Consommation finale non énergétique

<b>TOTAL (C)</b>						
------------------	--	--	--	--	--	--

## Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

<b>TOTAL corrigé (A+B+C)</b>	<b>468 130</b>	<b>455 717</b>	<b>468 788</b>
<b>Dont corrections climatiques</b>	2 103	1 193	-6 823
<b>Indice de rigueur climatique</b>	0,96	0,98	1,13

H : Hydraulique, éolien, photovoltaïque N : Nucléaire

(1) : dans la branche énergie, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

Source : SOeS - bilan de l'énergie 2010

## ÉNERGIES RENOUVELABLES THERMIQUES ET DÉCHETS

Unité : ktep

2008	2009	2010 p
------	------	--------

## APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	14 775	15 933	17 642
Importations	394	413	363
Exportations	-55	-206	-83
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	-	-	-
Soutes maritimes internationales			
<b>TOTAL disponibilités (D)</b>	<b>15 114</b>	<b>16 140</b>	<b>17 922</b>

## EMPLOIS

## Consommation de la branche énergie

Raffinage	-	-	-
Production d'électricité thermique	1 803	1 704	1 796
Usages internes de la branche	412	511	526
Pertes et ajustement	311	347	366
<b>TOTAL (A)</b>	<b>2 526</b>	<b>2 562</b>	<b>2 688</b>

## Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie	-	-	-
Industrie	1 884	2 077	2 148
Résidentiel Tertiaire	8 604	9 127	9 574
Agriculture	52	53	53
Transports (hors soutes)	2 284	2 463	2 642
<b>TOTAL (B)</b>	<b>12 824</b>	<b>13 720</b>	<b>14 417</b>

## Consommation finale non énergétique

<b>TOTAL (C)</b>	-	-	-
------------------	---	---	---

## Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

<b>TOTAL corrigé (A+B+C)</b>	<b>15 350</b>	<b>16 282</b>	<b>17 105</b>
<i>Dont corrections climatiques</i>	236	142	-817
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,96	0,98	1,13

Nota : hydraulique, éolien et photovoltaïque non inclus.

Source : SOeS - bilan de l'énergie 2010

## ANNEXE MÉTHODOLOGIQUE

Ademe	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
ARA	Anvers, Rotterdam, Amsterdam
BCIAT	Biomasse, chaleur, industrie, agriculture, tertiaire
CAF	Coût, assurance, fret
CCG	Cycle combiné gaz
Ceren	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
Cesi	Chauffe-eau solaire individuel
CMS	Combustible minéral solide
CPDP	Comité professionnel du pétrole
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
EMHA	Ester méthylique d'huile animale
EMHU	Ester méthylique d'huile usagée
EnR	Energie renouvelable
EnRé	Energie renouvelable électrique
EnRt et déchets	Energie renouvelable thermique et déchets
EnRt	Energie renouvelable thermique
ERDF	Électricité réseau distribution France
FBCF	Formation brute de capital fixe
FMI	Fonds monétaire international
FOD	Fioul domestique
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNV	Gaz naturel pour véhicules
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
IAA	Industrie agroalimentaire
IGCE	Industries grosses consommatrices d'énergie
Insee	Institut national de la statistique et des études économiques
IPI	Indice de la production industrielle
MBtu	Million de British thermal units
Mt	Million de tonnes
Mtep	Million de tonnes équivalent pétrole
NBP	National Balancing Point
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Opep	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PAC	Pompe à chaleur
Pégase	Pétrole, électricité, gaz et autres statistiques de l'énergie
PIB	Produit intérieur brut
PNA	Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables
PPI	Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité
RTE	Réseau de transport d'électricité
Snet	Société nationale d'électricité et de thermique
SSC	Système solaire combiné chauffage et eau chaude
TCAM	Taux de croissance annuel moyen
TIPP	Taxe intérieure des produits pétroliers
UCTE	Union pour la coordination du transport d'électricité

## Notes

\* Sous-directeur – Ministère de l'Ecologie, du Développement durable, des Transports et du Logement – Commissariat général au développement durable – Service de l'observation et des statistiques.

(1) La consommation d'électricité primaire est calculée comme la somme des productions d'électricité nucléaire, hydraulique, éolienne et photovoltaïque, diminuée du solde exportateur des échanges d'électricité, et le tout étant corrigé du climat.

(2) Source : SOeS, Compte du logement 2009 et premiers résultats 2010.

(3) Pour tenir compte de la tendance au réchauffement climatique, la période de référence a été actualisée. La correction climatique depuis 2000 a été modifiée pour se référer à la période 1981-2010 au lieu de 1976-2005. La référence compte de ce fait 1,7 % de degrés-jours en moins.

(4) Avec davantage d'opérateurs que la France, l'Allemagne peut rendre public son prix à l'importation. Il est repris ici à titre d'exemple d'un prix moyen réel, moins volatil que les prix spot puisqu'il prend en compte des contrats de long terme.

(5) CAF : coût, assurance, fret – Source DGDDI/DSEE (Direction générale des douanes et des droits indirects/Département des statistiques et des études économiques).

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

(7) Ce coefficient exprime l'aptitude du parc à fournir de l'énergie, qu'elle soit ou non appelée par le réseau électrique. Les périodes d'indisponibilité comprennent les arrêts programmés, pour entretien ou renouvellement des combustibles, et les arrêts non programmés (incidents).

(8) La consommation intérieure brute est égale à la production totale brute diminuée du solde exportateur.

(9) Dans ce bilan, les flux utilisés pour déterminer les importations et les exportations d'électricité concernent les flux physiques et non les flux contractuels. Ils sont la somme des flux transitant sur les lignes RTE (lignes d'interconnexion – référencées par l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE) – et autres lignes transfrontalières – non référencées par l'UCTE), des flux transitant sur les autres réseaux et des compensations au titre des droits d'eau.

(10) Source DGEC.

(11) La consommation d'électricité primaire est calculée comme la somme des productions d'électricité nucléaire, hydraulique, éolienne et photovoltaïque, diminuée du solde exportateur des échanges d'électricité, le tout étant corrigé du climat.

(12) Hors soutes maritimes internationales.

(13) Sans tenir compte des variations de stocks chez les consommateurs finals.

(14) Hors biocarburants.

(15) Les raffineries produisent aussi fréquemment de l'électricité et de la chaleur. Ces consommations sont analysées plus haut dans le paragraphe consacré à la consommation de gaz pour la production d'électricité et de chaleur.

(16) Certaines consommations d'énergies renouvelables thermiques échappent en tout ou partie aux circuits commerciaux. Les estimations les concernant sont donc particulièrement fragiles, tant en niveau qu'en évolution, faute de données fiables disponibles. Les importations d'énergies renouvelables, qui étaient auparavant négligeables, s'élèvent en 2009 à 0,4 Mtep. Il s'agit essentiellement de biocarburants d'origine européenne.

(17) Consommation finale d'énergie : consommation totale d'énergie primaire diminuée de la consommation de la « branche énergie » (centrales électriques, raffineries, consommations internes et pertes).

(18) Construction comprise. Les évolutions notées ici proviennent des indices de la production industrielle publiés par l'Insee en février 2011.

(19) Il s'agit de la consommation d'énergie domestique des ménages et de celle du secteur tertiaire. Il s'agit donc surtout d'une énergie consacrée au chauffage, à la cuisson, à la climatisation et au fonctionnement des appareils électriques ou électroniques.

(20) L'intensité énergétique est le rapport entre la consommation d'énergie (primaire ou finale), corrigée des variations climatiques, et le PIB exprimé en volume. Elle exprime donc la quantité d'énergie nécessaire à l'économie pour produire une unité de PIB. Pour l'énergie finale, on ne prend pas en compte les usages non énergétiques.

(21) Le calcul est assez approximatif parce que les secteurs du bilan et ceux de la comptabilité nationale ne correspondent pas. En particulier, dans le bilan de l'énergie, le tertiaire inclut le résidentiel, et les transports incluent les transports des entreprises pour leur propre compte et ceux des ménages. Ces approximations rendent inutile d'affiner les calculs en distinguant les secteurs industriels. Mais l'impact de la reprise industrielle est indéniable.

(22) Le degré-jour retenu ici est l'écart entre la température  $T^{\circ}$  (moyenne de la minimale et de la maximale) observée un jour donné et la température seuil de  $17^{\circ}\text{C}$ , c'est-à-dire  $17 - T^{\circ}$  si  $T^{\circ} < 17^{\circ}\text{C}$  ; 0 sinon. La consommation d'énergie pour le chauffage pendant une période donnée est fonction du nombre de degrés-jours de la période (voir le paragraphe « Une année exceptionnellement froide »). Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010.

# Biographies

## Francine BÉNARD

Francine Bénard est, depuis 1983, géologue à IFP Energies nouvelles. Diplômée de l'Ecole de Géologie de Nancy et d'IFP School, elle travaille sur les synthèses régionales de bassins pétroliers et sur l'analyse d'images satellitaires.

## Kamel BENNACEUR (Schlumberger)

## Léonard BONIFACE

Léonard Boniface est diplômé de l'INSA de Toulouse. Il a été successivement responsable de la programmation de la recherche et développement de l'ADEME sur les thématiques des biocarburants avancés et de la chimie du végétal, puis chef de projets dans le cadre du fonds démonstrateur de recherche. Actuellement, il est en charge des thématiques liées à la valorisation de la biomasse au sein de la direction des Investissements d'Avenir de l'ADEME, action s'inscrivant dans le cadre de la mise en œuvre opérationnelle du Grand Emprunt.

## Alain BUCAILLE

Diplômé de l'Ecole Polytechnique et du corps des Mines, Alain Bucaille a commencé sa carrière en occupant plusieurs postes à l'international, notamment en Nouvelle-Calédonie, au Japon et en Australie. Dans les années 1980, il revient en France et participe à l'instruction de diverses réformes fiscales (crédit d'impôt Recherche, la taxe professionnelle, l'impôt sur les sociétés). Il sera également rapporteur de la commission Recherche & Innovation du 10<sup>ème</sup> Plan. Il rejoint ensuite en 1989 le groupe Lafarge en tant que Directeur de filiale, puis Directeur de la recherche et de l'Innovation du groupe.

En 1997, il devient Directeur général chez Hermès et assume cette fonction durant quatre années. Il préside en cette qualité la commission de la lutte contre la contrefaçon du Comité Colbert.

En 2001, il rejoint AREVA en qualité de Conseiller auprès de la Présidente du Directoire jusqu'en 2005. Puis de fin 2005 à début 2011, il est Directeur de la Recherche et de l'Innovation du groupe, avant d'être à nouveau Conseiller auprès du Président du Directoire.

Il enseigne à HEC (France) et à l'Imperial College (Grande-Bretagne) la prospective de l'énergie, tout particulièrement sous l'angle de la problématique : comment relever à moindre coût le défi climatique ?

## Daniel CHAMPLON

Daniel Champlon est Président de Cedigaz, une association loi 1901 qui regroupe une centaine d'acteurs internationaux de l'industrie gazière, dont certaines grandes compagnies pétrolières ainsi que des organisations internationales, comme l'Agence Internationale de l'Energie, ou gouvernementales, comme le Département de l'Energie aux Etats-Unis.

Daniel Champlon est le Directeur des Relations Internationales de l'IFPEN (IFP Energies Nouvelles). Il a occupé au sein de l'IFPEN plusieurs postes de direction, dont celle des Etudes Economiques, où il commença d'ailleurs sa carrière en 1979. Il a également occupé plusieurs postes de responsabilité au sein d'associations professionnelles internationales. Il est l'auteur de publications au Congrès Mondial du Pétrole et Conseil Mondial de l'Energie et de nombreux articles économiques relatifs au secteur du pétrole et du gaz.

Daniel Champlon est diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure d'Electricité et de Mécanique de Nancy, de l'Institut National Polytechnique de Lorraine et de l'Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs.

## Christophe DIDIER

Christophe Didier est un ancien élève de l'Ecole des Mines de Paris. Il s'est spécialisé dans le domaine de la prévention des risques miniers ainsi que dans celui des risques naturels de mouvements de terrain. Directeur adjoint des risques du Sol et du Sous-Sol de l'INERIS, il est l'auteur de plusieurs guides de référence, concernant notamment l'élaboration des Plans de Prévention des Risques (naturels ou miniers). Fortement impliqué dans le montage et la réalisation de projets européens dans le domaine de la sécurité minière (stabilité et impacts environnementaux), il préside une commission internationale consacrée à ce sujet, en particulier dans le contexte de l'après-exploitation. Il est en charge de coordonner les activités de l'Institut dans le domaine de la prévention des risques environnementaux liés à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.

## Rémi ESCHARD

Rémi Eschard est, depuis 2009, directeur de la Géologie, Géochimie et Géophysique d'IFP Energies nouvelles. Après une thèse en Géologie à l'Université Louis Pasteur de Strasbourg et un diplôme d'ingénieur d'IFP School, il

rejoint IFP Energies nouvelles en 1989. Ses domaines d'expertise couvrent la modélisation des systèmes pétroliers et la caractérisation de réservoirs à hydrocarbures.

### Didier FAVREAU

Didier Favreau est senior économiste pour Cedigaz. Il contribue à la collecte et l'analyse des données statistiques concernant l'industrie gazière. Il justifie de plus de 39 ans d'expérience dans l'industrie pétrolière, dont plus de 30 ans comme consultant au sein de la filiale Etudes et Conseil de l'IFPEN. Après quelques années d'activité en raffinerie au sein d'Exxon Mobil, il a participé puis dirigé de nombreuses études d'investissement et de contrats d'assistance technique dans le secteur pétrolier, notamment dans les infrastructures et le raffinage. Il a également piloté pendant plusieurs années la spécialisation de jeunes ingénieurs pour PDVSA (Venezuela). Après un séjour de deux ans à la DIREM sur le suivi du raffinage en France, il a rejoint Cedigaz et a publié plusieurs études ponctuelles sur les marchés gaziers. Didier Favreau est diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne.

### Mehdi GHOREYCHI

Mehdi Ghoreychi est ingénieur en génie minier et docteur en mécanique des roches. Directeur des risques du sol et du sous-sol de l'INERIS, il a rejoint l'INERIS en 2001 après une vingtaine d'années de recherche à l'Ecole Polytechnique sur les couplages thermo-hydro-mécaniques, en particulier dans le contexte du stockage souterrain. Il était alors directeur du Groupement pour l'étude des structures souterraines de stockage à l'Ecole Polytechnique. Ancien président du comité français de mécanique des roches, il est sollicité dans plusieurs conseils scientifiques et comités d'experts nationaux et européens. Il est membre du Groupe Permanent d'experts sur le stockage des déchets nucléaires et de la commission sur la sécurité du stockage souterrain.

### Jean-Michel GIRES

Jean-Michel Gires a été nommé président et directeur général de Total E&P Canada Ltd ("TEP Canada") en septembre 2009, apportant avec lui une remarquable expérience accumulée tout au long d'une carrière riche et diversifiée dans l'énergie, les huiles lourdes et le développement durable. Au Canada, il contribue à développer la présence de Total dans les sables bitumineux d'Athabasca avec cinq projets actuellement en cours.

Dans sa carrière, Jean-Michel Gires a occupé différents postes de direction dans la fonction publique en France en sa qualité de corpsard des Mines. De 1982 à 1986, il dirige le Bureau de contrôle de la construction nucléaire puis, de 1987 à 1988, le Service des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie au ministère de l'Industrie.

En 1988, il rejoint le Groupe Total. Depuis, il a conduit une multitude de projets dans le monde. A la présidence de TotalFinaElf au Venezuela, il coordonne le projet Sincor (devenu aujourd'hui Petrocedeño) de développement et de conversion du brut extra-lourd de l'Orénoque. Jean-Michel Gires a auparavant occupé le poste de directeur de la division Mer du Nord de TotalFina Exploration Production pendant quatre ans, une zone stratégique de première importance pour la compagnie. Il a également exercé différents postes de direction en France, en Espagne et au Portugal dans le secteur de la distribution pétrolière.

Au cours des 20 dernières années, Jean-Michel Gires a contribué à instaurer dans les projets de Total les meilleures pratiques dans les domaines de la recherche et du développement, de la gestion de projet, de la responsabilité environnementale, des relations avec les parties prenantes et du renforcement des capacités des communautés locales. De 2002 à 2009, en qualité de directeur Développement durable et environnement de Total S.A., il a permis au groupe d'occuper la place de numéro un mondial du secteur pétrolier selon l'indice DJSI World (*Dow Jones Sustainability Index World*).

Jean-Michel Gires est diplômé de l'École Polytechnique de Paris et ingénieur du corps des Mines. Il est également Chevalier de la Légion d'honneur, une des plus hautes distinctions civiles en France.

### Jean-Pierre LETEURTROIS

Jean-Pierre Leteurtrois est ingénieur général des Mines honoraire.

### Pierre MACAUDIERE

Pierre Macaudière est diplômé de l'Ecole Supérieure de Physique et Chimie Industrielles de Paris et Docteur de l'Université Paris 6. Il a travaillé 16 ans chez Rhône-Poulenc, puis à Rhodia où il a notamment exercé la fonction de Directeur R&D de l'Entreprise Rhodia Electronics et Catalysis, en charge du développement des produits à base de Terres Rares (catalyseurs, luminophores...). Il a rejoint PSA Peugeot Citroën en 2005 et est depuis trois ans responsable du département chargé de la conception des fonctions des moteurs essence et diesel. Il est Maître Expert et référent pour le groupe sur la chimie de la dépollution et les carburants.

### Claude MANDIL

Ancien directeur général de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), Claude Mandil est ancien élève de l'Ecole Polytechnique et ingénieur général du corps des Mines. En poste administratif en Lorraine puis en Bretagne, de 1967 à 1974, il est nommé à la DATAR (aménagement du territoire), de 1974 à 1977. Puis, de 1978 à 1981, il est directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement à Nantes pour la région des Pays de la Loire.



En 1981, Claude Mandil rejoint le cabinet du Premier ministre comme conseiller technique chargé de l'industrie, de la recherche et de l'énergie. En 1983, il devient directeur général, puis président-directeur général de l'Institut de Développement Industriel (IDI), un fonds d'investissement public, dont il organise la privatisation avec participation des salariés en 1986. De 1988 à 1990, il dirige le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM).

Ensuite, pendant huit ans (1990-1998), Claude Mandil occupe les fonctions de directeur général de l'énergie et des matières premières au ministère de l'Economie. A ce titre, il négocie l'adhésion de la France à l'AIE en 1991 et devient le premier représentant de la France au Conseil des gouverneurs de cette agence, Conseil qu'il préside en 1997 et 1998. Il représente également la France au sein du groupe de travail du G7 sur la sûreté nucléaire, un groupe dont il assure la présidence en 1996.

Après un bref passage à Gaz de France comme directeur général délégué, Claude Mandil devient président directeur général de l'Institut Français du Pétrole (IFP) de 2000 à 2003, avant d'être élu directeur général de l'AIE, fonction qu'il occupe jusqu'à son départ à la retraite en août 2007.

Claude Mandil est administrateur de Total. Il conseille plusieurs entreprises et gouvernements. Il est Docteur Honoris causa de la Katholieke Universiteit Leuven (Belgique).

### Teresina MARTINET

Ingénieur des Mines, Teresina Martinet a commencé son activité au ministère de l'industrie, notamment en exerçant en région, puis au sein du cabinet du Premier ministre, dans les domaines Energie, Matières premières, Environnement et Industries. Ayant rejoint le groupe PSA Peugeot Citroën en 1990, et après avoir assumé des responsabilités opérationnelles dans le commerce et la distribution automobile, elle a créé, en 2003, la délégation au Développement Durable. Depuis 2009, elle dirige les relations institutionnelles du groupe.

### Yves MATHIEU

Yves Mathieu est Docteur en Géologie et est retraité de l'IFP (devenu depuis l'IFPEN).

Au sein de cette entreprise, il a occupé les fonctions de chef de nombreux projets à vocation industrielle, tant dans le domaine de l'exploration que de celui de la production. A ce titre, il a participé à l'évaluation des richesses en pétrole et en gaz de nombreux pays pour le compte d'entreprises françaises et étrangères. Ses participations dans les congrès et colloques internationaux (*World Petroleum Congress, Society Of Petroleum Engineers, Hedberg Conferences* ....) et aux séminaires de l'AIE sur les réserves attendues en hydrocarbures lui ont permis d'étendre ses connaissances à l'échelle mondiale. Il a terminé sa carrière fin 2009 en tant qu'expert

IFP, chef de projet réserves et porte parole auprès des médias.

Depuis, il a écrit un ouvrage paru aux éditions Technip (fin 2010) : *Le dernier siècle du Pétrole ? La vérité sur les réserves mondiales*. Il a aussi participé à la réalisation d'un Atlas Mondial des Energies qui paraîtra chez Armand Colin au début de l'année 2012.

### François MOISAN

François Moisan est Directeur exécutif de la stratégie et de la recherche et de l'international, directeur scientifique de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie). Il est Président du comité efficacité énergétique du Conseil Mondial de l'Energie depuis 1998 et vice-président du comité exécutif de l'IPEEC (International Partnership for Energy Efficiency Cooperation). Il a été Président de l'European Council for an Energy Efficient Economy, de 2001 à 2006, et du groupe « efficacité énergétique » de l'Agence Internationale de l'Energie, de 2002 à 2005. Il est ingénieur SUPELEC (1972) et Docteur en Sciences Economiques de l'Université de Grenoble (1983).

### Jean-Jacques MOSCONI

Jean-Jacques Mosconi est diplômé de l'École Normale Supérieure de la rue d'Ulm et de l'Institut d'Études Politiques de Paris.

De 1983 à 1988, il est responsable d'Études au service des Études Économiques Générales d'Électricité de France.

Il rejoint le groupe en 1988 au département Stratégie. En 1990, il devient responsable d'exploitation à la raffinerie de Donges. En 1995, il occupe le poste de Directeur Général de Elf Italie, puis, en 1998, devient Directeur Général des Lubrifiants. En janvier 2002, il est nommé Directeur Stratégie Développement et Recherche de la branche Raffinage-Marketing.

Il est membre du Comité Directeur Groupe depuis mai 2006.

Depuis avril 2007, Jean-Jacques Mosconi est Directeur Stratégie & Plan du groupe. Au 1<sup>er</sup> mars 2008, il est nommé Directeur de la Stratégie et de l'Intelligence Économique.

### Serge PÉRINEAU

Serge Périneau est Président de la World CTL Association et Directeur Général d'Axen Consulting.

Ancien élève de l'École Polytechnique et d'IFP School, il est diplômé du MBA d'HEC Paris.

En 1978, il entre chez Total Exploration Production, où il devient responsable de l'équipement et de la maintenance des puits de deux gisements dans la région d'In Amenas (Algérie), puis coordinateur de la recherche technologique d'une division.

A partir de 1986, chez Rhodia, il est successivement responsable commercial des Terres Rares, directeur de production à l'usine de Pont-de-Claix, puis de l'activité

Gallium. Après la cession de cette activité au groupe américain Geo Specialty Chemicals, il devient Directeur Général de Geo Gallium.

En 2007, il crée la conférence « World CTL », qui se tient à Paris en 2008, puis à Washington, Pékin et Paris à nouveau. En 2011, il lance à Pékin la conférence Gasification Asia Pacific, qui s'est tenue au mois de juin de cette année.

Serge Périneau est membre du Cleaner Fossil Fuels Systems Committee, groupe de travail du Comité Mondial de l'Energie, et du conseil d'administration de l'Underground Coal Gasification Association.

### **Thierry PILENKO**

Thierry Pilenko est Président-Directeur Général de Technip, un leader mondial de l'ingénierie, des technologies et de la réalisation de projets pour l'industrie du pétrole et du gaz. Avant de rejoindre Technip en 2007, il a été Président-Directeur Général de Veritas DGC, une société de services géophysiques basée à Houston. Chez Veritas DGC, il a réalisé avec succès la fusion de celle-ci avec la Compagnie Générale de Géophysique.

Avant d'exercer cette fonction, Thierry Pilenko a occupé plusieurs postes de direction et de management chez Schlumberger, société qu'il a rejoint en 1984 en tant que géologue. Il a acquis une vaste expérience internationale en Europe, en Afrique, au Moyen-Orient et en Asie, avant de devenir Président de Schlumberger GeoQuest à Houston et, par la suite, Directeur Général de SchlumbergerSema à Paris, jusqu'en 2004.

Thierry Pilenko est diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure de Géologie de Nancy (1981) ainsi que de l'IFP (1982). Il est membre du Conseil d'Administration de Hercules Offshore.

### **Patrick ROMEO**

Patrick Roméo est Président des Sociétés du Groupe Shell en France, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008.

Diplômé de l'Institut National Polytechnique de Grenoble en 1983, il rejoint la même année le groupe Royal Dutch/Shell, au Centre de Recherche de Grand-Couronne (Seine-Maritime). Après avoir occupé le poste de Responsable d'Unité à la raffinerie de Petit-Couronne de 1991 à 1995, il est devenu Responsable du service Programmes du site

pétrochimique de Berre de 1995 à 1998, Consultant interne au groupe à La Haye dans le domaine du raffinage, jusqu'en 2000, Directeur Business Development pour Shell Aviation à Londres, de 2000 à 2002, puis Directeur du business Aviation pour l'Afrique, l'Asie du Sud-Est et le Moyen-Orient, et Coordinateur de l'ensemble des activités Downstream au Moyen-Orient basé à Dubaï, jusqu'en 2007. Il a pris la responsabilité du Groupe Shell en France après avoir contribué au démarrage de « Shell Sulphur Solutions » depuis Londres, au premier semestre 2008.

### **Pierre TOULHOAT**

Pierre Toulhoat est un ancien élève de l'Ecole Normale Supérieure (Ulm). Docteur es sciences, il s'est d'abord spécialisé en sciences de la terre (géochimie), puis en chimie analytique. De 1981 à 2002, il a travaillé au CEA sur les bases scientifiques de la gestion à long terme des déchets nucléaires. Depuis 2002, il est responsable pour le compte du CNRS de la mise en place à Lyon de l'Institut des Sciences Analytiques, et dirige le Centre Européen de RMN à très hauts champs. Il a rejoint également l'INERIS (Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques) en 2005, en tant que directeur scientifique. Il a enseigné à l'Université d'Evry, à l'INSTN, à l'ENSCP, et enseigne actuellement à l'Université Lyon 1 et à l'ENS de Lyon. Ses centres d'intérêts actuels portent sur le développement de méthodes innovantes en chimie analytique pour l'environnement et la santé et sur les bases scientifiques des méthodes d'évaluation des risques. Il est Chevalier de l'Ordre National du Mérite et a été élu à l'Académie des Technologies, le 10 novembre 2010.

### **Roland VIALLY**

Roland Vially est responsable du projet Ressources et Réserves au sein de la Direction Géologie, Géochimie et Géophysique d'IFP Energies nouvelles, depuis 2010. Diplômé d'IFP School en 1981, il a directement intégré IFP Energies nouvelles, où il a travaillé sur l'évaluation du potentiel pétrolier de nombreux bassins sédimentaires, tant en France qu'à l'étranger. Il a aussi participé au groupe EXTRAPLAC, chargé d'élaborer les demandes d'extension du plateau continental français auprès de l'ONU.

## For our English-speaking readers...

### HYDROCARBONS OF THE FUTURE

#### Editorial

Pierre Couveinhes

#### Foreword

Olivier Appert

#### 1. What role for alternative sources of hydrocarbons in the supply of liquid petroleum products?

##### *The challenge of finding substitutes for "classical" petroleum products*

Claude Mandil

What are petroleum products used for? Mainly for transportation – 53% of worldwide consumption in 2009 according to the International Energy Agency (IEA) – but also, significantly, as raw products for the petrochemical industry and, to a lesser degree, for the production of heat and electricity. There is practically no substitute that can compete with petroleum on a wide scale for the purpose of transportation; but several substitutes are possible in the two other cases. This analysis focuses on transportation.

##### *Worldwide resources and reserves of unconventional hydrocarbons*

Yves Mathieu

Given the growing demand for energy from the billions of inhabitants in emerging countries and the inexorable depletion of the planet's reserves of conventional hydrocarbons as well as the lack of substitutes for them, unconventional hydrocarbons are increasingly making news, even more so when they are already being produced in certain countries. In fact, they account for approximately 4% of the world's current consumption of hydrocarbons. It is technically and economically feasible to tap them, but what about resources and reserves?

#### 2. Alternative sources of hydrocarbons

##### *Producing deepwater hydrocarbons*

Thierry Pilenko

Several studies relate the history and progress made in offshore production from oil and gas fields in relation to reserves and the techniques for producing oil offshore. The intention herein is not to review these studies but rather to argue that the activities of prospecting and producing deepwater oil and gas call for a combination of technology and project management and, above all, of devotion and innovation. Without this sense of commitment motivating men and women in this industry, the human adventure of deepwater production would never have taken place.

##### *Hydrocarbons in the Arctic: Economic prospects and environmental issues*

Rémi Eschard, Roland Vially and Francine Bénéard

Petroleum installations in the Arctic differ widely owing to the region's complex geological history. They are classical, but prospecting and producing from "polar" fields represent a technological challenge given the extreme climatic conditions. The distance of oil and gas fields from zones of consumption and the transportation difficulties entail gigantic investments for working these fields and bringing their production to the marketplace.

##### *Petroleum from heavy oil and tar belts*

Jean-Michel Gires

In a world with an ever more limited supply of conventional petroleum, unconventional hydrocarbons, especially heavy oils, must be tapped to reply to the growing demand for energy. Major heavy oil reserves exist, especially in Canada and Venezuela. Heavy oils, given their high viscosity, require more energy for processing them. There are more problems and costs in producing and refining them than for conventional hydrocarbons. Owing to economic, environmental and political factors, this source of energy will develop gradually; but its share in the world's petroleum supply should rise from 2,5% in 2010 to 8% in 2030.

##### *Biofuels, a sustainable energy option but under certain conditions*

Léonard Boniface and François Moisan

We are counting very much on biofuels to help us solve energy and environmental problems. The impact – on the environment and on agricultural and food strategies – of using biofuels on a wide scale has been debated. Analyses of the life-cycle of biofuels have assessed this impact in each branch of industry. They show that, beyond the intrinsic performance of the processes for converting the biomass, the input necessary for growing plants and the reassignment of fields for growing them will probably radically modify the assessment of biofuel production in terms of greenhouse gas emissions.

##### *Fuel from coal: How relevant? What are the prospects?*

Serge Périneau

In general, the French public does not know that coal is not only the number one fossil fuel worldwide but also the fastest growing fossil fuel. Few observers know that coal can be converted to petroleum products, even though South Africa has been satisfying 30% of its fuel needs thanks to coal liquefaction for several decades now. This industrialized process called Coal-To-Liquids (CTL) is not something magic. This highly complicated technology calls for heavy investments and involves difficult operations owing to the nature of the liquids being processed and conditions related to temperature and pressure.

##### *Pearl GTL, the largest plant in the world for converting natural gas to liquid hydrocarbons*

Patrick Roméo

The Pearl GTL plant in Qatar is our planet's biggest source of Gas-To-Liquid products. Its announced capacity for converting natural gas to liquid hydrocarbons is 260.000 barrels of oil equivalent per day: 140.000 barrels of GTL products and 120.000 of other natural gas liquids and ethane for industrial purposes. Its first products will be shipped during 2011, and the plant will operate full scale in 2012.

##### *The growth of shale gas in the United States: Economic and geopolitical aspects*

Daniel Champlon and Didier Favreau

In 2008, Cedigaz, an association with approximately a hundred international members from the natural gas industry, took interest in natural gas production in the United States. This production has grown steadily since 2005 despite the assumptions that domestic resources were being depleted and that major investments were needed in regasification terminals. The increasing price of natural gas on the American market till mid-2008 was thought to justify all

the efforts being made for production. The economic downturn at the end of 2008 and during all of 2009 quickly brought prices back to a more moderate level. Nonetheless, production has still grown and even reached its 1973 level for the first time since. This can be set down to a radical change in the access to unconventional resources, mainly shale gas, at a lower cost thanks to new technology and improved productivity. What are the characteristics of this change? What is its impact on international markets and, in the long run, at a worldwide scale?

### ***Is it really necessary to outlaw prospecting for shale hydrocarbons in France?***

Jean-Pierre Leteurtrios

*Gasland*, a documentary by Josh Fox, an American film-maker, blames shale gas operations in the United States for all sorts of environmental sins. This caricature, talented but one-sided, has no scientific grounds. It has been a source of disinformation in France, where it has stoked public opinion to oppose extracting gas from shale. From Villeneuve-de-Berg in Ardèche through Larzac to Doue in Seine-et-Marne, thousands of persons have demonstrated against plans for prospecting for shale gas deposits. Fanned by the media and relayed by locally elected officials of all political persuasions, this opposition resulted in three bills of law being introduced in parliament to forbid hydraulic fracturing, the only technique available at present for extracting hydrocarbons from shale. Emergency procedures for speeding up the legislative process led to a law being adopted on 13 July 2011.

### ***A possible option for recycling CO<sub>2</sub>***

Alain Bucaille

Creating sinks for capturing and storing CO<sub>2</sub> will be necessary, but they will be neither free of cost nor a universal remedy given differing geological conditions in the countries concerned. Recycling CO<sub>2</sub> could become a real objective, especially if related to other issues, such as trends in aviation. No one is able to accurately predict how fast means of transportation will switch to electricity. But, when oil rises to about \$150/barrel, the possibility of chemically reprocessing CO<sub>2</sub> will no longer be disregarded. China would probably be interested in this option, given how much CO<sub>2</sub> its cement plants emit. This topic will not draw much attention before 2020, but is likely to become a major issue afterwards.

## **3. The stakeholders' points of view**

### ***Controlling emerging risks: Unconventional hydrocarbons***

Christophe Didier, Mehdi Ghoreychi and Pierre Toulhoat

The risks related to developing an industry that is likely to have harmful effects on the environment and the population's health are said to be "emergent". They often stem from advances in new technology, but they might also follow from longtime practices that have sooner or later proven to be a danger owing to new scientific knowledge or changes in how public opinion perceives them. An example of the latter: the French perception of risks related to

tapping unconventional hydrocarbons by applying processes that have been used for more than a decade in the United States. Serious questions, relayed by citizens and public authorities, have been raised about this new resource's environmental impact.

### ***Unconventional hydrocarbons: New prospects for the parapetroleum industry***

Kamel Bennaceur

Unconventional hydrocarbons represent a significant potential despite complications in extracting them. The International Energy Agency's annual report in 2008 estimated that 9 trillion barrels of liquid hydrocarbons could be produced — a figure to be compared with the current production of 1,1 trillion barrels and the 1,3-1,4 trillion barrels of proven reserves. This estimate includes the potential production from heavy oils, shale oil and tar belts as well as the liquid hydrocarbons obtained by converting coal and natural gas. The IAE's 2009 report estimates resources in gas at more than 850 trillion cubic meters (T m<sup>3</sup>), as compared with the 80 T m<sup>3</sup> now being produced and the 187 T m<sup>3</sup> of proven reserves.

### ***The prospects for unconventional hydrocarbons: Total's viewpoint***

Jean-Jacques Mosconi

The prospects for unconventional hydrocarbons have changed significantly over the past 35 years. Producing oil from fields in the sea, even in shallow water, was deemed unconventional initially, in the late 1970s. The sort of offshore production now considered to be unconventional is in deep water or from fields with specific problems (of temperature or pressure, for example). In the meantime, the share of these hydrocarbons in relation to conventional sources of petroleum and natural gas has grown, and should continue growing in the future.

### ***Sustainable mobility, a challenge for the automobile industry***

Teresina Martinet and Pierre Macaudière

Even as the automobile industry is being transformed in response to globalization and changes in our societies, the basic question of energy and traction technology has become of uppermost strategic importance. Unconventional hydrocarbons are compatible with the development of thermal motor vehicles. They provide an opportunity for backing the trend toward temperance in energy consumption. But how will they be associated with breakthroughs in the technology for electric motors? The prospects very much depend on the ability of all players to cooperate for a more sustainable mobility.

## **Miscellany**

### ***Energy: Facts and figures in 2010***

Bernard Nanot

Issue editor: Olivier Appert

## An unsere deutschsprachigen Leser...

### DIE KOHLENWASSERSTOFFE DER ZUKUNFT

#### Leitartikel

Pierre Couveinhes

#### Vorwort

Olivier Appert

#### 1. Die Rolle der alternativen Quellen von Kohlenwasserstoffen in der Versorgung mit flüssigen Erdölprodukten

##### *Die Herausforderungen der Substituierbarkeit der „klassischen“ Erdölprodukte*

Claude Mandil

Wozu dienen die Erdölprodukte ? In erster Linie brauchen wir sie für die Transporttätigkeit (53 % des weltweiten Verbrauchs im Jahr 2009, nach der Internationalen Energie-Agentur), aber auch in beträchtlichem Maße als Rohstoff für die chemische Industrie und in geringerem Umfang zur Produktion von Wärme und Elektrizität. Aber während es für die Verwendung im Transportwesen praktisch kein Ersatzmittel gibt, das mit dem Erdöl in großem Maßstab konkurrieren könnte, sind in den beiden anderen Fällen zahlreiche Alternativen bereits möglich. Wir werden uns in unserer Analyse also auf den Fall des Transportwesens beschränken.

##### *Die weltweiten Ressourcen und Reserven von nicht konventionellen Kohlenwasserstoffen*

Yves Mathieu

Die immer größere Nachfrage nach Energie durch die Milliarden von Einwohnern der Schwellenländer hat im Zusammenhang mit der unerbittlichen Erschöpfung der Reserven von konventionellen Kohlenwasserstoffen und dem Fehlen von Ersatzmitteln für diese Produkte zur Folge, dass die Ressourcen und Reserven von nicht konventionellen Kohlenwasserstoffen zunehmend an Aktualität gewinnen. Diese Aktualität ist umso bedeutsamer als diese nicht konventionellen Kohlenwasserstoffe in gewissen Ländern bereits produziert werden und circa 4 % des gegenwärtigen Verbrauchs von Kohlenwasserstoffen ergeben. Sie sind technisch und wirtschaftlich nutzbar, aber wie steht es mit ihren Ressourcen und Reserven ?

#### 2. Die alternativen Quellen von Kohlenwasserstoffen

##### *Die Bohrungen nach Erdöl außerhalb der Küstengewässer*

Thierry Pilenko

Zahlreiche Werke beschreiben die Geschichte und die erreichten Fortschritte auf dem Gebiet der Erdöl- und Gasförderung im Offshore-Bereich, sowohl unter dem Gesichtspunkt der Reserven als auch unter demjenigen der Förderungstechniken. Es soll hier keineswegs eine Zusammenfassung all dieser Arbeiten dargeboten werden ; es soll vielmehr gezeigt werden, dass die Erschließung und Produktion von Erdöl und Gas in sehr großer Meerestiefe durch eine Mischung von Technologie, von Projektmanagement und vor allem von Leidenschaft und Innovationsgeist ermöglicht wird. Denn ohne die Leidenschaft, die die Männer und Frauen unserer Industrie antreibt, hätte das menschliche Abenteuer der Offshore-Tiefseebohrungen niemals stattgefunden.

##### *Die Kohlenwasserstoffe in der Arktis : wirtschaftliche Perspektiven und Umwelthanliegen*

Rémi Eschard, Roland Vially und Francine Bénard

Die Erdölssysteme in der Arktis sind aufgrund der komplexen geologischen Geschichte dieser Region von großer Vielfalt. Diese Erdölssysteme haben eine klassische Struktur, aber die Erschließung und Förderung der sogenannten „polaren“ Vorkommen stellt aufgrund der extremen Klimabedingungen eine technologische Herausforderung dar. Außerdem erfordern die große Entfernung und die Transportschwierigkeiten zwischen den Produktionsstätten und den Nachfragern gigantische Investitionen, damit die Förderung und der Transport des Erdöls in Angriff genommen werden kann.

##### *Das extra schwere Rohöl und das Bitumen*

Jean-Michel Gires

In einer Welt der Wachstumsprozesse, in der das Angebot an konventionellem Erdöl immer knapper wird, muss das nicht konventionelle Mineralöl, insbesondere das Schweröl, einer steigenden Energienachfrage entsprechen. Die Schwerölressourcen sind beträchtlich, insbesondere in Kanada und in Venezuela ; aber ihre Qualität ist durch eine sehr starke Viskosität in ihren natürlichen Lagerstätten gekennzeichnet, was einen zusätzlichen Energieeinsatz erfordert und die Produktion und Raffination im Vergleich zum konventionellem Rohöl schwieriger und teurer macht. Die wirtschaftlichen, ökologischen und politischen Zwänge werden nur eine progressive Entwicklung erlauben, die gleichwohl das Potenzial hat, den Anteil des Schweröls an der weltweiten Erdölproduktion von 2,5 % im Jahr 2010 auf 8 % bis zum Jahr 2030 zu erhöhen.

##### *Die nachwachsenden Brennstoffe : eine nachhaltige energetische Option, aber zu gewissen Bedingungen*

Léonard Boniface und François Moisan

Man rechnet fest mit den nachwachsenden Brennstoffen, um den energetischen Herausforderungen und den Umweltproblemen gerecht zu werden, mit denen wir konfrontiert sind. Diese Themen werden auch in zahlreichen Debatten über die Folgen einer potentiellen systematischen Entwicklung dieser Option diskutiert, die sich sowohl auf die Umwelt als auch auf die Strategien der Nahrungs- und Genussmittelindustrie auswirken wird. Die Analysen des Lebenszyklus der nachwachsenden Brennstoffe ermöglichen eine Bewertung dieser verschiedenen Auswirkungen in den einzelnen Sektoren ; sie zeigen, dass jenseits der intrinsischen Leistungen des Verfahrens zur Konvertierung der Biomasse die Einträge (die für die Kulturen der nachwachsenden Brennstoffe nötig sind) und die veränderte Nutzungsweise der Böden im Zuge der Einführung dieser Kulturen dazu führen, die Treibhausgasbilanz der nachwachsenden Brennstoffe radikal zu verändern.

##### *Brennstoffe auf der Basis von Kohle : welche Aktualität, welche Zukunft ?*

Serge Périneau

Den Franzosen ist es im Allgemeinen nicht bekannt, dass die Kohle der weltweit wichtigste fossile Energieträger ist, und dass sie es ist, die den stärksten Anstieg verzeichnet. Wenige Beobachter wissen, dass Kohle in Mineralölzerzeugnisse umgewandelt werden kann. Tatsächlich gewinnt Südafrika seit mehreren Jahrzehnten 30 % des Bedarfs an Kraftstoffen aus Kohle. Dieses Umwandlungsverfahren trägt die Bezeichnung *Coal-to-Liquids* (CTL).

Es ist zwar industrialisiert, aber deshalb keineswegs magisch : die Technologien sind komplex, die Investitionen hoch, die Betriebsbedingungen aufgrund der Natur der behandelten Flüssigkeit und der Temperatur- und Druckbedingungen schwierig.

### **PEARL GTL : Das größte Werk der Welt zur Konvertierung von Erdgas in flüssige Kohlenwasserstoffe**

Patrick Roméo

Das Werk *Pearl GTL* in Katar ist die weltweit größte Quelle für *Gas-to-Liquid*-Produkte, die durch die Konvertierung von Erdgas in flüssige Kohlenwasserstoffe erzeugt werden. Bei nominalem Betrieb wird seine Produktionskapazität bei 260 000 Barrel Öleinheiten pro Tag liegen (140 000 Barrel GTL-Produkte und 120 000 Öleinheiten von anderen Flüssigkeiten auf der Basis von Erdgas, aber auch Ethylwasserstoff, die in den industriellen Verfahren verwandt werden) und es wird seine ersten Produkte im Jahr 2011 liefern, bevor im Jahr 2012 die Produktion in Vollbetrieb gehen wird.

### **Der Aufschwung des shale gas in den USA Einige wirtschaftliche und geopolitische Aspekte**

Daniel Champlon und Didier Favreau

*Cedigaz*, ein Industrieverband nach dem Gesetz von 1901, in dem sich ungefähr hundert internationale Akteure der Gasindustrie zusammengeschlossen haben, hat sich im Jahr 2008 für die Gasproduktion in den USA interessiert, die seit 2005 ein beständiges Wachstum verzeichnete, während es eine allgemein anerkannte Tatsache war, dass die Inlandsressourcen zur Neige gingen und deshalb beträchtliche Investitionen in die Rückvergasungsaktivität getätigt wurden. Natürlich, dachte man, erlaubte die Erhöhung der Gaspreise auf dem amerikanischen Markt bis Mitte des Jahres 2008 große Produktionsanstrengungen. Im Zuge der Wirtschaftskrise, seit Ende des Jahres 2008 und im Laufe des Jahres 2009, sanken die Preise brutal auf ein niedriges Niveau. Die Produktion wuchs jedoch weiter und erreichte zum ersten Mal wieder das Niveau von 1973. Tatsächlich handelte es sich hier um eine Revolution des massiven Zugangs zu unkonventionellen Ressourcen, insbesondere zum Schiefergas, dank dem Einsatz neuer Technologien und großen Anstrengungen um gesteigerte Produktivität zu reduzierten Kosten. Welches sind die Charakteristika dieser Revolution und welche Auswirkung hatte sie auf die internationalen Märkte, und wie ist ihre Zukunft auf lange Sicht und weltweit ? Dies sind die Themen, mit denen dieser Artikel sich befasst.

### **Muss die Exploration nach Ölschiefer in Frankreich untersagt werden ?**

Jean-Pierre Leteurtois

Der Dokumentarfilm „Gasland“ des amerikanischen Filmregisseurs Josh Fox hat der Ausbeutung von Gas-Schiefer in den Vereinigten Staaten auf bemerkenswerte Art alle möglichen Umweltsünden vorgeworfen. Diese Karikatur, die so talentiert wie parteiisch ist und jeder wissenschaftlichen Grundlage entbehrt, hat entscheidend zur Desinformation beigetragen und hat in Frankreich eine starke Meinungskampagne gegen die Förderung von Gas- und Ölschiefer ausgelöst. Von Villeneuve-de-Berg in der Ardèche bis Doue in der Region Seine-et-Marne sowie in der Region Larzac haben einige tausend Demonstranten gegen Projekte der Exploration nach möglichen Ölschiefervorkommen protestiert. Diese Opposition, die von den Medien verstärkt und von den lokalen Volksvertretern aller politischen Tendenzen begleitet wurde, hat sich in der Einbringung eines Gesetzesvorschlags für das Verbot der Tiefbohrtechnik „hydraulic fracturing“ in Frankreich niederschlagen, der einzigen heute verfügbaren Technik für den Abbau von Ölschiefer. Schließlich wurde am 13. Juli 2011 das entsprechende Gesetz in größter Eile nach einem Dringlichkeitsverfahren verabschiedet.

### **Die mögliche Option des CO<sub>2</sub>-Recyclings**

Alain Bucaille

Die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> wird sich als notwendig erweisen, aber dies wird aufgrund der geologischen Bedingungen in den verschiedenen betroffenen Länder weder gratis noch universal sein. Die CO<sub>2</sub>-Verwertung könnte somit ein reelles Ziel werden, insbesondere wenn man sie mit Anliegen wie der Entwicklung der Luftfahrt verbindet. Niemand weiß genau mit welcher Geschwindigkeit sich die Elektrifizierung der Transportmittel entwickeln wird. Aber man kann mit einem Ölpreis von circa 150 \$ pro Barrel nicht ausschließen, dass die chemische Verwertung von CO<sub>2</sub> zu einer sinnvollen Option wird. China wäre möglicherweise daran interessiert, insbesondere aufgrund des möglichen Nutzens, der mit dem CO<sub>2</sub> verbunden ist, das von den chinesischen Zementfabriken ausgestoßen wird.

Dieses Thema, das bis zum Jahr 2020 nur von geringer Aktualität sein wird, könnte späterhin an viel größerer Relevanz gewinnen.

### **3. Der Standpunkt der Akteure**

#### **Die Beherrschung der neu auftretenden Risiken : zur Akzeptanz der nicht konventionellen Kohlenwasserstoffe**

Christophe Didier, Mehdi Ghoreychi und Pierre Toulhoat

„Neu auftretende“ Risiken entstehen durch die Entwicklung eines produzierenden Gewerbes, das in absehbarer Zeit verhängnisvolle Auswirkungen auf die Umwelt und die Gesundheit der Menschen zur Folge haben kann. Derartige Risiken entstehen oft im Gefolge des Aufschwungs neuer Technologien, können aber auch durch Praktiken hervorgerufen werden, die seit langem allgemein üblich sind, aber mehr oder weniger plötzlich aufgrund neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse oder aufgrund der veränderten Wahrnehmung der Öffentlichkeit als „neu auftretende“ Gefahr erscheinen.

Zweifelloos ist Letzteres der Grund dafür, dass die Förderung nicht konventioneller Kohlenwasserstoffe, wie sie seit mehr als einem Jahrzehnt in den Vereinigten Staaten praktiziert wird, als ein neues Risiko für das französische Territorium angesehen wird. Die Zivilgesellschaft und die Behörden nehmen sich mit großer Intensität dieser ernstesten Fragen an, die aufgrund der ökologischen Auswirkungen der Ausbeutung dieser Ressource aufgeworfen werden.

#### **Die nicht konventionellen Kohlenwasserstoffe Neue Perspektiven der Erdölindustrie**

Kamel Bennaceur

Die nicht konventionellen Kohlenwasserstoffe stellen eine bedeutende potenzielle Ressource dar, auch wenn ihre Förderung oft komplex ist. Die Internationale Energie-Agentur (IEA) schätzt in ihrem Jahresbericht von 2008 das potenzielle Volumen der produzierbaren flüssigen Kohlenwasserstoffe auf 9 Trillionen Barrel (diese Zahl ist mit den gegenwärtig 1,1 Trillionen produzierten Barrel und mit den 1,3 – 1,4 Trillionen Barrel bestätigter Reserven zu vergleichen). Diese Schätzung schließt das Schweröl und das extra schwere Rohöl, den Bitumen enthaltenden Ölschiefer sowie die flüssigen Kohlenwasserstoffe, die durch die Konvertierung von Kohle und Gas gewonnen werden, ein. In ihrem Bericht von 2009 schätzte die IEA die Gasressourcen auf mehr als 850 Trillionen m<sup>3</sup> (zu vergleichen mit den 80 Trillionen m<sup>3</sup>, die gegenwärtig produziert werden, und mit 187 Trillionen m<sup>3</sup> bestätigter Reserven).

#### **Die Aussichten für die nicht konventionellen Kohlenwasserstoffe nach dem Standpunkt von Total**

Jean-Jacques Mosconi

Die Ansichten zu den nicht konventionellen Kohlenwasserstoffen haben sich in den vergangenen 35 Jahren stark verändert. Die Erdölförderung im Meer, selbst in geringen Tiefen, wurde in den Anfängen, Ende der 1970er Jahre, noch als unkonventionell betrachtet. Heute sind Offshore-Bohrungen, die als unkonventionell gelten, diejenigen, die in großen Tiefen vorgenommen werden, oder diejeni-

gen, die mit spezifischen Schwierigkeiten verbunden sind (zum Beispiel aufgrund der Temperaturen und des Drucks). Aber gleichzeitig hat die Bedeutung dieser Kohlenwasserstoffe im Vergleich zum konventionellen Rohöl und Gas stark zugenommen, und sie müssten in Zukunft eine immer wichtigere Rolle spielen.

### **Die Herausforderungen der nachhaltigen Mobilität für das Automobil**

Teresina Martinet und Pierre Macaudière

Während die Automobilhersteller tief greifende Veränderungen vornehmen, um sich auf die Herausforderungen der Globalisierung und der gesellschaftlichen Veränderungen einzustellen, ist die grundlegende Frage der Energie und der Antriebstechnologien von größter Wichtigkeit und von strategischer Bedeutung.

Die nicht konventionellen Kohlenwasserstoffe stehen in der Kontinuität der Geschichte des Verbrennungsmotors. Sie können die Dynamik der Entwicklung zu einem sparsamen Energieverbrauch unterstützen. Aber welche Rolle werden sie im Zusammenhang mit den neuen Technologien der Elektromotoren spielen ? Die Entwicklung wird entscheidend davon abhängen, ob die verschiedenen Akteure in der Lage dazu sind, im Sinne einer nachhaltigeren Mobilität zu kooperieren.

### **SONDERTHEMA :**

#### **Energie Fakten und Zahlen 2010**

Bernard Nanot

Koordinierung der Beiträge von Olivier APPERT

## A nuestros lectores de lengua española...

### LOS HIDROCARBUROS DEL FUTURO

#### Editorial

Pierre Couveinhes

#### Prefacio

Olivier Appert

#### 1. El papel de las fuentes alternativas de hidrocarburos en el abastecimiento de productos petrolíferos líquidos

##### *El desafío de los sustitutos de los productos petrolíferos clásicos*

Claude Mandil

¿Para qué sirven los productos derivados del petróleo? Principalmente para el transporte (53% del consumo mundial en 2009, según la Agencia Internacional de la Energía), pero también en gran parte como materia prima para los productos químicos y de forma más limitada, para producir calor y electricidad. Si bien en el caso del transporte prácticamente no existe actualmente ningún sustituto que pueda competir con el petróleo a gran escala, en los otros dos casos, muchas alternativas ya están disponibles. Por lo tanto, limitaremos nuestro análisis al caso del transporte.

##### *Recursos y reservas mundiales en hidrocarburos no convencionales*

Yves Mathieu

Ante la creciente demanda de energía de los millones de personas de los países emergentes, junto con el inexorable agotamiento de las reservas de hidrocarburos convencionales y la falta de alternativas a estos productos, los recursos y reservas de hidrocarburos no convencionales se han convertido en un tema de actualidad. Este tema es aún más importante cuanto estos hidrocarburos no convencionales ya se producen en algunos países, proporcionando alrededor de 4% del consumo actual de petróleo en el mundo. Desde el punto de vista técnico y económico son explotables, pero ¿se puede decir lo mismo de sus recursos y reservas?

#### 2. Las fuentes alternativas de hidrocarburos

##### *La producción de hidrocarburos en offshore profundo*

Thierry Pilenko

Muchos libros describen la historia y el progreso realizado en el campo de petróleo y gas *offshore*, tanto en términos de reservas como de técnicas de operación. No es nuestra intención resumir todo este trabajo, sino más bien mostrar que la exploración y producción de petróleo y gas a grandes profundidades es una combinación de tecnología, de gestión de proyectos, y, sobre todo, de pasión e innovación. Sin la pasión de los hombres y mujeres de esta industria, la aventura humana del *offshore* profundo, no habría ocurrido.

##### *Los hidrocarburos en el campo ártico: perspectivas económicas y problemas ambientales*

Rémi Eschard, Roland Vially y Francine Bénard

Los sistemas petrolíferos del Ártico presentan una gran variedad debido a la compleja historia geológica de la región. Estos sistemas petrolíferos son convencionales, pero la exploración y producción de los yacimientos llamados «polares» constituye un reto tecnológico, debido a las condiciones climáticas extremas. Además, la lejanía y las

dificultades de transporte entre las áreas de producción y consumo implican grandes inversiones para desarrollar la producción de los yacimientos y transportar los hidrocarburos.

##### *El petróleo extra pesado y los bitúmenes*

Jean-Michel Gires

En un mundo creciente en el que la oferta de petróleo convencional es cada vez más limitada, los hidrocarburos no convencionales, principalmente los crudos pesados, deben hacer frente a una demanda creciente de energía. Los recursos en crudos pesados son muy vastos, especialmente en Canadá y Venezuela, pero estos productos se caracterizan por una viscosidad muy alta en sus reservas naturales, lo que requiere energía adicional y hace que su producción y refinamiento sean más difíciles y costosos que los crudos convencionales. Las restricciones económicas, ambientales y políticas sólo permitirán un desarrollo progresivo, que sin embargo pueden permitir un aumento del 2,5% de la producción mundial de petróleo en 2010 a un 8% en 2030.

##### *Los biocombustibles, una opción duradera pero con ciertas condiciones*

Léonard Boniface y François Moisan

Los biocombustibles son una respuesta a los desafíos energéticos y ambientales presentes y futuros. También son objeto de debate en torno al impacto de su despliegue a gran escala, ya sea los impactos ambientales o los impactos sobre las estrategias agrícolas y alimentarias. El análisis del ciclo de vida de los biocombustibles permite evaluar estos impactos para cada sector. Muestran que más allá de la rentabilidad intrínseca de los procesos de conversión de la biomasa, los precursores (necesarios a los cultivos que producen biocombustibles) y el cambio de uso de los suelos durante el desarrollo de estos cultivos pueden alterar radicalmente el impacto de los biocombustibles en términos de emisiones de gases de efecto invernadero.

##### *Combustibles a base de carbón, presente y futuro*

Serge Périneau

Por lo general, los franceses no saben que el carbón es la principal energía fósil del mundo y es la que registra el mayor crecimiento, dentro de este tipo de energías. Pocos observadores saben que el carbón se puede convertir en productos derivados del petróleo. Sin embargo, desde hace varias décadas, Sudáfrica satisface el 30% de sus necesidades en combustible gracias al carbón. Este sector se denomina conversión de carbón en líquidos (CTL).

A pesar de su desarrollo industrial, la CTL no funciona por arte de magia; las tecnologías son complejas, las inversiones altas, las condiciones de funcionamiento difíciles debido a la naturaleza de los líquidos tratados y a las condiciones de temperatura y presión.

##### *PEARL GTL: La más grande fábrica del mundo de transformación de gas natural en hidrocarburos líquidos*

Patrick Roméo

La planta Pearl GTL en Qatar es la mayor fuente mundial de productos GTL (*Gas-To-Liquid*), derivados de la transformación de gas natural en hidrocarburos líquidos. En operación normal, su capacidad de producción será de 260.000 barriles de equivalente de petróleo por día (140.000 barriles de productos GTL y 120.000 barriles de equivalente de petróleo en otros líquidos a base de gas natural, pero también de etano, que se utilizarán en los procesos industriales) y propondrá sus primeros productos durante 2011, antes de entrar en plena producción en 2012.



### ***El auge del shale gas en Estados Unidos. Aspectos económicos y geopolíticos***

Daniel Champlon y Didier Favreau

Durante el año 2008, CEDIGAZ, una asociación regida por la ley francesa de 1901 con aproximadamente un centenar de actores internacionales de la industria del gas, e interesó en la producción de gas en los Estados Unidos, en constante crecimiento desde 2005, al mismo tiempo que se aceptaba que los recursos internos se agotaban y motivaban importantes inversiones en los terminales de regasificación. Por supuesto, se creía que el aumento de los precios del gas en el mercado de los EE.UU. hasta mediados de 2008 permitiría grandes esfuerzos de producción. La crisis económica, desde finales de 2008 y durante 2009, hizo bajar los precios a niveles modestos. Sin embargo, la producción siguió creciendo, volviendo por primera vez a los niveles de 1973. Esto fue en realidad una revolución en el acceso masivo a los recursos no convencionales, principalmente de gas de esquisto, a costes reducidos mediante el uso de nuevas tecnologías y grandes esfuerzos de productividad. ¿Cuáles son las características de esta revolución?, ¿cuál es su impacto en los mercados internacionales y cuál es su futuro a largo plazo en el mundo? Estos son los temas que se tratan en este artículo.

### ***¿Realmente hay que prohibir la exploración de los hidrocarburos de esquisto en Francia?***

Jean-Pierre Leteurtois

La película documental «Gasland» del director estadounidense Josh Fox ha imputado todos los pecados ecológicos a la explotación de gas de esquisto en los Estados Unidos. Esta caricatura, tan talentoso como partidista y carente de base científica, ha contribuido a la desinformación y a la creación en Francia de un poderoso movimiento de opinión opuesto a la extracción de gas y de aceite de esquisto. De Villeneuve-de-Berg en la región de Ardèche, a Doue en Seine-et-Marne, pasando por la región de Larzac, varios miles de manifestantes protestaron contra los proyectos de exploración de posibles yacimientos de hidrocarburos de esquisto. Esta oposición, amplificada por los medios de comunicación y transmitida por los políticos locales de todos los partidos políticos, ha dado lugar a la presentación de tres proyectos de ley para prohibir en Francia el fracturamiento hidráulico, la única técnica disponible actualmente para extraer los hidrocarburos de esquisto. Finalmente, la ley del 13 de julio de 2011 se aprobó urgentemente, según un procedimiento acelerado.

### ***La posible opción del reciclaje del CO<sub>2</sub>***

Alain Buaille

La captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> será necesaria, pero no va a ser ni gratuita ni universal, debido a la geología de los países en cuestión. La valorización del CO<sub>2</sub> podría convertirse en un objetivo real, especialmente si se vincula con cuestiones como la evolución de la aviación.

Nadie sabe exactamente qué tan rápido se desarrollará la electrificación del transporte. Pero no podemos negar, con un precio del barril de petróleo alrededor de \$150, que la valorización química del CO<sub>2</sub> presenta un cierto interés. China podría ser uno de los países pioneros, sobre todo porque de esta forma podría aprovechar el CO<sub>2</sub> producido por sus industrias productoras de cemento.

Es probable que este tema, que no será el centro de atención antes de 2020, se vuelva mucho más importante en el futuro.

## **3. La opinión de los actores**

### ***El control de los riesgos emergentes, el caso de los hidrocarburos no convencionales***

Christophe Didier, Mehdi Ghoreychi y Pierre Toulhoat

Se consideran como «emergentes» los riesgos derivados del desarrollo de la actividad industrial que puedan causar efectos

adversos a la salud y al medio ambiente a largo plazo. Estos riesgos suelen ser consecuencia de la evolución de nuevas tecnologías, pero también pueden resultar de prácticas utilizadas desde hace mucho tiempo, pero el peligro «emerge» más o menos de repente, como resultado de nuevos conocimientos científicos o cambios en la percepción de estos por parte de la opinión pública.

De esta manera, la explotación de los hidrocarburos no convencionales, implementada desde hace más de una década en los Estados Unidos, considerada como un riesgo emergente en el territorio francés sin duda formaría parte de esta última categoría. De hecho, muchas preguntas de la sociedad civil y del gobierno, surgen sobre las consecuencias ambientales de la explotación de este recurso.

### ***Los hidrocarburos no convencionales Nuevas perspectivas de la industria parapatrolera***

Kamel Bennaceur

Los hidrocarburos no convencionales representan un recurso potencial importante, a pesar de su extracción a menudo compleja. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su informe anual de 2008, estima a 9 trillones de barriles el volumen potencial de hidrocarburos líquidos que pueden producirse (una cifra que en comparación con los 1,1 trillones de barriles extraídos hasta hoy y los 1,3 -1,4 trillones de barriles de reservas comprobadas). Esta estimación incluye el crudo pesado, el petróleo extra-pesado, los esquistos bituminosos y los hidrocarburos líquidos obtenidos por el procesamiento de carbón y gas. La AIE también prevé en su informe de 2009 estimaciones de los recursos de gas, evaluados a más de 850 trillones de metros cúbicos (Tm<sup>3</sup>) (comparados con los 80 Tm<sup>3</sup> producidos hasta la fecha, y con los 187 Tm<sup>3</sup> de reservas comprobadas)

### ***Las perspectivas de los hidrocarburos no convencionales, el punto de vista de Total***

Jean-Jacques Mosconi

La visión de los hidrocarburos no convencionales ha cambiado mucho durante los treinta y cinco últimos años. La producción de petróleo en el mar, incluso a poca profundidad se consideró como no convencional cuando se inició a finales de 1970. Hoy en día, las producciones en alta mar consideradas como no convencionales son aquellas que se realizan a gran profundidad o las que plantean problemas específicos (por ejemplo, la temperatura o la presión). Al mismo tiempo, el papel de estos hidrocarburos se ha incrementado drásticamente en comparación con el petróleo y gas convencional, y este papel seguirá aumentando en el futuro.

### ***El automóvil frente a los desafíos del transporte sostenible***

Teresina Martinet y Pierre Macaudière

Mientras que los fabricantes de automóviles realizan cambios importantes para satisfacer los desafíos de la globalización y los cambios sociales, el asunto básico de la energía y de la tecnología de tracción se vuelve esencial y estratégico.

Los hidrocarburos no convencionales son una continuación de los motores de combustión. Son una oportunidad para fortalecer el impulso hacia una sobriedad energética. Ahora bien, ¿cómo se asociarán a las tecnologías eléctricas de ruptura? El resultado dependerá en gran medida de la capacidad de todas las partes interesadas para trabajar hacia una movilidad más sostenible.

## **OTROS TEMAS:**

### ***Energía Hechos y cifras de 2010***

Bernard Nanot

El dossier fue coordinado por Olivier Appert