

## Tendances à court terme de l'industrie gazière

Dans un contexte énergétique perturbé par la crise de Fukushima, les révolutions arabes et les incertitudes économiques, l'année 2011 affiche une croissance dynamique de la demande de gaz naturel, marquée cependant par des développements régionaux spécifiques et contrastés. De nouvelles tendances se dessinent sur le marché du gaz, qui auront un impact à court et à plus long termes sur le développement de l'industrie.

L'analyse des premiers résultats de Cedigaz fait ressortir quelques tendances qui montrent une année positive pour l'industrie du gaz naturel. Toutefois, les évolutions globales masquent des situations contrastées selon les régions. L'offre gazière s'est adaptée au dynamisme de certaines zones (Asie, en particulier) et aux variations climatiques et économiques sur d'autres marchés (Europe).

La croissance de la production a été soutenue en Amérique du Nord et dans la CEI, et particulièrement dynamique au Moyen-Orient. En revanche, en Europe, le manque de débouchés et l'arrêt de certaines usines (maintenance) ont entraîné une chute exceptionnelle de la production.

Incontestablement, l'Asie-Océanie — la Chine et l'Inde en tête — a été le moteur de la croissance de la demande gazière globale, tandis que le Moyen-Orient confirme son rôle majeur en tant que producteur et exportateur sur la scène internationale.

L'année 2011 annonce un retournement sur le marché du GNL, qui, impacté par la catastrophe de Fukushima, voit la "bulle" se résorber.

Selon les estimations provisoires avancées par Cedigaz, la consommation de gaz dans le monde aurait enregistré une croissance de l'ordre de 3 % en 2011 (3 216 milliards de mètres cubes (Gm<sup>3</sup>) en 2010), en ligne avec celle qu'elle a globalement connue au cours des dix dernières années.

### Les tendances majeures de l'année 2011

#### Des réserves gazières plus abondantes

Selon Cedigaz, les réserves prouvées de gaz naturel dans le monde ont augmenté de 2,8 % en 2010 et atteignent 195 308 Gm<sup>3</sup> au 1<sup>er</sup> janvier 2011. Elles sont concentrées dans l'OPEC (50 % des réserves mondiales) et dans la CEI (32 %).

Il convient de noter que Cedigaz inclut dans ses réserves prouvées les gaz non conventionnels (gaz de schistes ou *shale gas* et gaz de houille ou *coalbed methane*<sup>1</sup>) en Amérique du Nord (plus de 2 700 Gm<sup>3</sup>) et en Australie.

Par ailleurs, les ressources dites techniquement exploitables de gaz de schistes sont estimées dans une fourchette de 170 Tm<sup>3</sup> à 190 Tm<sup>3</sup>, ce qui permettrait de quasiment doubler les réserves mondiales de gaz si leur viabilité économique était assurée.

Deux pays, l'Iran et le Turkménistan, ont connu des révisions significatives des réserves (tableau 1). En octobre 2011, un second audit mené par la société britannique GaffneyCline sur le gisement de Yolotan-Osman sud a conduit à une forte réévaluation des réserves au Turkménistan. Selon ce dernier audit, le gisement Yolotan-Osman sud posséderait les deuxièmes

[1] Voir fiche "Les hydrocarbures non conventionnels : évolution ou révolution ?"

## Tendances à court terme de l'industrie gazière

réserves au monde (comprises entre 13 100 Gm<sup>3</sup> et 21 200 Gm<sup>3</sup>) après le gisement géant de "South Pars/North Field" (Qatar/Iran).

Tableau 1

Réévaluations et découvertes gazières – les dix premiers pays

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

Source : Cedigaz

Par ailleurs, cinq autres pays ont connu des accroissements importants par rapport à leur niveau de réserves précédent, comme les États-Unis (réévaluation des gaz de schistes), le Venezuela ou Israël (découvertes du gisement de Tamar en 2009 et du gisement de Leviathan en 2010).

## La demande est tirée par les marchés émergents

Dans l'ensemble des pays industrialisés de l'hémisphère nord, la consommation gazière est stagnante mais montre de fortes disparités selon les régions (tableau 2). Alors que le marché asiatique connaît une progression très soutenue de la demande compte tenu des besoins accrus au Japon (effet Fukushima) et en Corée du Sud (secteur électrique), la demande de gaz naturel en Europe accuse un déclin préoccupant de l'ordre de 8-9 % en 2011, qui s'avérerait plus important qu'en 2009. Des conditions climatiques très clémentes (diminution très sensible du nombre de degrés jour en 2011), auxquelles est venue s'ajouter une conjoncture économique défavorable dans les derniers mois, sont à l'origine de ce repli.

En Amérique du Nord, la consommation de gaz est en hausse dans tous les pays, avec une croissance particulièrement significative au Canada. Aux États-Unis, les secteurs industriels et électriques ont été les segments de consommation les plus favorables au gaz en 2011, avec des croissances respectives estimées à 2,3 et 2,2 %.

Tableau 2

Évolution de la consommation gazière dans les pays industrialisés (TWh)

Pays	Janv.-Sept. 2010	Janv.-Sept. 2011	Variation %
Europe dont	4 397,2	4 083,1	- 7,1
Royaume-Uni	711,6	613,6	- 13,8
Allemagne	705,2	625,3	- 11,3
Italie	628,5	603,2	- 4,0
Pays-Bas	388,2	347,8	- 10,4
France	360,9	319,2	- 11,6
Turquie	294,3	336,0	+ 14,2
Espagne	294,2	281,5	- 4,3
Belgique	146,3	126,9	- 13,3
Pologne	108,0	110,2	+ 2,0
Roumanie	100,9	104,1	+ 3,1
Hongrie	87,5	81,0	- 7,4
OCDE Amérique du Nord	6 458,7	6 621,6	+ 2,5
États-Unis	5 422,7	5 528,5	+ 2,0
Canada	565,9	613,4	+ 8,4
Mexique	470,1	479,6	+ 2,0
OCDE Pacifique	1 436,1	1 566,8	+ 9,1
Japon	819,7	898,6	+ 9,6
Corée du Sud	361,2	407,5	+ 12,8
Australie	216,8	226,6	+ 4,6
Nouvelle-Zélande	38,4	34,1	- 11,2

Source : Cedigaz

En 2011, la consommation a été stimulée par le dynamisme des marchés émergents d'Asie (Chine, Inde) et du Moyen-Orient. On note également des taux de croissance importants dans certains pays d'Amérique latine (Argentine) et de la CEI (Kazakhstan, Russie, Ukraine).

La Chine arrive incontestablement en tête des pays dans lesquels la consommation gazière connaît la croissance la plus rapide, à un taux qui avoisine les 18 % en 2011. Selon Cedigaz, la consommation gazière chinoise pourrait doubler d'ici à 2015 pour atteindre 260 Gm<sup>3</sup>. Le secteur industriel (dominé par la pétrochimie), qui représente environ 45 % des volumes consommés, devrait être particulièrement porteur pour la demande chinoise. L'utilisation du gaz dans les centrales électriques sur la côte sud-est du pays, l'extension des réseaux urbains et le développement du GNV expliquent également l'essor du gaz naturel dans ce pays, qui connaît actuellement son pic d'urbanisation et d'industrialisation. Dans le cadre de son dernier plan national sur cinq ans, la Chine prévoit d'augmenter la part du

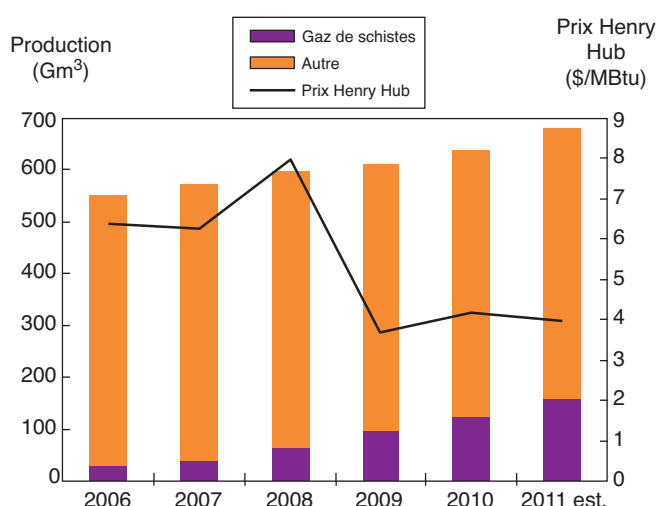
## Tendances à court terme de l'industrie gazière

gaz dans le mix énergétique de 3,8 % en 2008 à 8,3 % en 2015, en diversifiant son bouquet énergétique.

### La montée en puissance des gaz non conventionnels en Amérique du Nord

Les tendances observées en Amérique du Nord sont marquées par le développement des gaz non conventionnels aux États-Unis (gaz de schistes) et au Canada (gaz de réservoirs compacts (*tight gas*) et gaz de schistes en Colombie-Britannique).

Fig. 1 – Évolution de la production commercialisée de gaz aux États-Unis versus prix du Henry Hub



Source : Energy Information Administration

Malgré la faiblesse des prix, une meilleure efficacité du processus de forage et une forte productivité des gisements de gaz de schistes ont contribué à une hausse soutenue de la production gazière américaine en 2011, estimée à 6,6 % d'après les dernières prévisions du DOE. La production des gaz de schistes constitue le moteur de la croissance de la production américaine et permet de compenser un déclin attendu de 20 % de la production offshore (figure 1).

Depuis trois ans, la part des gaz de schistes dans la production américaine aurait plus que doublé pour atteindre aujourd'hui près d'un quart du volume total. Au Canada, les gaz de réservoirs compacts et les gaz de schistes représenteraient respectivement environ 37 et 3 % de la production nationale.

### Accroissement significatif de la production russe à court terme

La production totale de la CEI s'est inscrite en forte hausse en 2011. Selon les autorités officielles, la Russie est sur le point d'enregistrer un nouveau record de production estimé à 671 Gm<sup>3</sup> en 2011, soit une hausse

annuelle de 3,1 %. L'accroissement des exportations vers l'Europe et les autres républiques de la CEI (Ukraine) explique en partie cette performance. Gazprom a annoncé en décembre 2011 que la compagnie augmenterait sa production de 508 Gm<sup>3</sup> en 2010 à environ 520 Gm<sup>3</sup> en 2011. Selon les prévisions du ministère de l'Économie, la production nationale atteindra près de 741 Gm<sup>3</sup> en 2014, dont 76 % provenant de Gazprom.

La production gazière au Turkménistan a bondi de plus de 40 % et reflète la montée en puissance des exportations vers la Chine et, dans une moindre mesure, l'Iran.

### Évolution de la production contrastée dans le reste du monde

En Europe, la production gazière accuse un déclin anormalement élevé en 2011, qui pourrait se situer aux alentours de 10 %. Des baisses de production sont observées dans tous les principaux pays producteurs, mais c'est incontestablement le Royaume-Uni qui devrait enregistrer la perte la plus importante (- 25 %). Ce recul n'est pas uniquement lié aux manques de débouchés, mais aussi à des périodes de maintenance et certains problèmes inattendus. En Norvège, la production du gisement de Troll a été réduite de presque 20 % sur les trois premiers trimestres.

La production est également en baisse en Afrique. Outre l'impact du conflit libyen qui a interrompu la production nationale sur la majeure partie de l'année, des baisses significatives sont attendues dans d'autres pays (Algérie, Égypte), qui peuvent être dues à des défaillances techniques ou une insuffisance de gaz.

Le Moyen-Orient affiche une croissance très soutenue, de l'ordre de 10 % en 2011, selon les estimations provisoires de Cedigaz. Cette croissance est fortement dominée par le Qatar (+ 28 %), en liaison avec la montée en régimes des livraisons GNL.

Des croissances plus modestes sont anticipées en Amérique latine et en Asie. Le déclin observé dans de nombreux pays d'Asie du Sud-Est illustre une pénurie de gaz qui les amène à s'orienter vers des importations de GNL à court et moyen termes, et réduit également le potentiel d'exportations de GNL de certains pays producteurs (Indonésie, Malaisie). Alors que l'Inde affiche une réduction importante de sa production en raison de défaillances techniques sur le gisement offshore de Dhirubhai, la montée en puissance de la production en Chine pourrait amener le pays au 6<sup>e</sup> rang des pays producteurs mondiaux.

## Tendances à court terme de l'industrie gazière

Suite à ces différentes évolutions régionales, les échanges gaziers ont connu un développement important, aussi bien par gazoduc que par méthanier.

### Augmentation sensible des échanges par gazoduc

La hausse des échanges par gazoduc en 2011, estimée à plus de 4 %, résulte principalement d'un fort accroissement des exportations de la CEI (Russie, Turkménistan) et des États-Unis vers le Canada.

En décembre 2011, Gazprom annonçait une hausse annuelle de ses exportations vers l'Europe d'environ 11 %. Le fait marquant est l'annonce, le 8 novembre, de la mise en service du gazoduc Nord Stream, qui permet d'acheminer directement le gaz russe vers l'Europe par la mer Baltique. Le système comprendra deux pipelines d'une longueur de 1 244 km et d'une capacité annuelle de 55 Gm<sup>3</sup> de gaz. La deuxième canalisation doit entrer en service en 2012.

L'autre évènement majeur de l'année 2011 concerne la montée en régime des livraisons du Turkménistan vers la Chine, qui pourraient atteindre près de 15 Gm<sup>3</sup> en 2011 (3,5 Gm<sup>3</sup> en 2010). Le gazoduc Turkménistan-Chine doit transporter d'ici à 2012-2013 quelque 40 Gm<sup>3</sup>/an. Par ailleurs, en novembre 2011, un nouvel accord signé entre les deux parties prévoit d'augmenter les ventes de 40 Gm<sup>3</sup>/an à 65 Gm<sup>3</sup>/an.

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

### Poursuite d'une croissance soutenue des échanges par méthanier

En 2011, les échanges par méthanier ont de nouveau affiché une croissance soutenue, de l'ordre de 10 %. Les besoins accrus au Japon (effet Fukushima), en Corée du Sud (secteur électrique) et dans certains marchés émergents (Amérique latine, Chine, Inde) expliquent ce dynamisme. En Europe, la demande en GNL a été dominée par le Royaume-Uni, qui s'est affirmé comme le premier importateur de GNL de la région, devant l'Espagne. Dans ce dernier pays, un recours plus important aux énergies renouvelables et au charbon (effet des subventions) et la mise en service du gazoduc Medgaz en mars ont considérablement réduit les besoins en GNL.

Deux nouveaux marchés consommateurs ont commencé à importer en 2011 : la Thaïlande et les Pays-Bas.

La montée en régime des livraisons du Qatar, après la mise en service du dernier train de Qatargas 4,

Train 7) en février, est à l'origine de la majeure partie de l'augmentation de l'offre, alors qu'un certain nombre de pays producteurs d'Afrique et d'Asie ont dû réduire leurs exportations, pour de multiples raisons : expiration de contrats long terme avec le Japon pour l'Indonésie, problèmes techniques et d'alimentation des usines, pénurie de gaz et priorisation des besoins domestiques.

### Le regain d'activité de l'industrie du GNL

Si l'on considère les prochains projets de liquéfaction, le portefeuille est large et bien rempli. On peut considérer une augmentation de la capacité de plus de 60 % d'ici à 2020.

Par ailleurs, Fukushima a modifié la perception des acteurs sur le marché du GNL, qui se caractérise désormais par un appétit grandissant en Asie. Cette nouvelle donne a accéléré le développement de nombreux projets de liquéfaction, notamment en Australie.

Durant les trois premiers trimestres de l'année 2011, les décisions d'investissement ont été finalisées sur les trois projets de GNL à base de gaz de houille de Gladstone, Australia Pacific LNG (APLNG) et Wheatstone, ainsi que sur le projet Prelude, première unité flottante de GNL au monde située au large de la côte Ouest de l'Australie. Ce grand projet représente une véritable percée pour l'industrie de l'énergie et une vraie révolution pour les développements gaziers en mer. Hormis l'Australie, des projets de "GNL flottant" sont également à l'étude dans des pays comme l'Indonésie (Abadi), la Papouasie-Nouvelle-Guinée ou le Brésil.

Cependant, une observation attentive montre qu'aucune capacité additionnelle de liquéfaction ne sera ajoutée au Moyen-Orient d'ici à 2015-2016 et que les projets dans le bassin Atlantique à court et moyen termes sont marginaux (tableau 3). La reprise des projets au Qatar pourrait être initiée à une échéance équivalente, une fois le moratoire levé. Compte tenu des retards probables dans la construction des usines et de la diminution annoncée des exportations de l'Indonésie, les capacités d'offre disponibles apparaissent insuffisantes pour répondre aux besoins mondiaux en GNL dans les cinq à six prochaines années. Ce contexte de tensions constitue un facteur haussier sur les prix.

La regazéification fait preuve d'un dynamisme tout aussi vif. Fin 2011, l'industrie du GNL devrait compter 90 terminaux de regazéification, d'une capacité totale d'environ 654 Mt, soit une hausse annuelle de 40 Mt. Sur les cinq prochaines années, la capacité de regazéification pourrait augmenter de plus de 125 Mt, dont 79 Mt sont déjà en cours de construction (figure 2). L'Asie, et en particulier la Chine et l'Inde, explique une large part de cette croissance.

## Tendances à court terme de l'industrie gazière

Tableau 3

Capacités de liquéfaction supplémentaires, 2011-2016 (Mt)

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

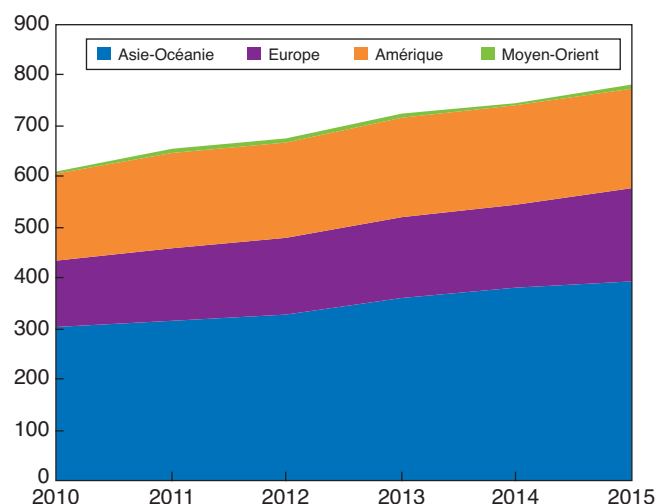
Source : Cedigaz

Le développement rapide de la regazéification flottante, dont la technologie est désormais éprouvée, a permis de lever les barrières pour un certain nombre de nouveaux acteurs sur la scène du GNL. Les avantages des terminaux méthaniers flottants sont nombreux : flexibilité accrue, temps de construction réduit, rapidité d'exécution, coût maîtrisé et une acceptabilité parfois meilleure, compte tenu de la possibilité de localiser ces terminaux offshore. Actuellement, l'industrie du GNL compte 12 infrastructures de regazéification flottantes en service dans le monde, dont 5 en Amérique latine, 3 aux États-Unis, 2 en Europe et 2 au Moyen-Orient. Il existe également une quinzaine de projets d'installations de regazéification flottantes dans le monde, principalement situés en Asie et en Amérique du Sud.

L'évolution de la flotte des méthaniers n'a pas suivi le rythme de développement très rapide des échanges associés aux nouvelles capacités mises en service ces trois dernières années et plus récemment aux besoins supplémentaires créés par la catastrophe de Fukushima. En conséquence, en 2011, le surplus caractéristique de la flotte de GNL observé depuis plusieurs années a laissé place à une pénurie de navires disponibles, ce qui a conduit à une montée en flèche des taux d'affrètement spot observés depuis un an. Seulement vingt navires sont actuellement en commande et une dizaine est prévue d'être livrée dans les cinq prochaines années.

Cependant, la reprise récente des commandes devrait relancer le rythme de livraison des navires et favoriser un rééquilibrage du marché des transporteurs, mais cette situation ne pourrait intervenir qu'à partir de 2013-2014.

Fig. 2 – Évolution des capacités de regazéification dans le monde (Mt)



Source : Cedigaz

## Les différentiels de prix s'accroissent entre les régions

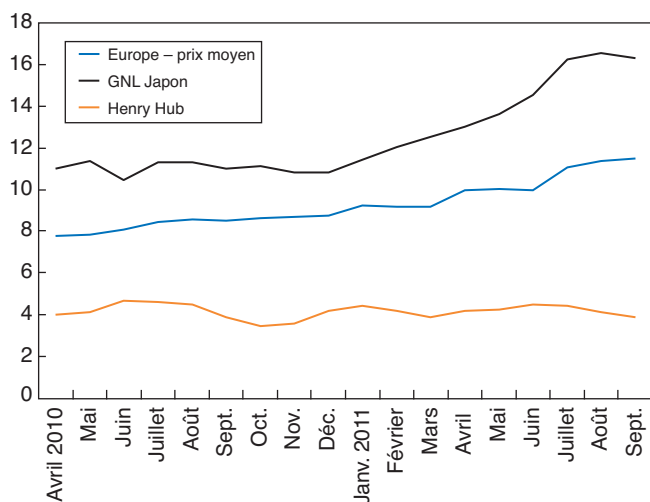
Les prix japonais ont suivi la hausse mécanique des prix du pétrole jusqu'à la fin du deuxième trimestre 2011, lorsque les prix spot du GNL ont bondi pour atteindre des niveaux actuels de l'ordre de 17-18 \$/MBtu. Outre les conditions climatiques estivales qui ont joué un facteur haussier, la montée drastique de la prime du marché asiatique par rapport au marché européen reflète l'impact de Fukushima sur la demande, qui a été réévaluée en hausse en cours d'année (15-25 Gm<sup>3</sup>/an), dans un contexte d'incertitudes quant au redémarrage des 44 réacteurs nucléaires arrêtés sur 54.

Les prix européens moyens ont été orientés à la hausse avant de se stabiliser au dernier trimestre autour de 12 \$/MBtu, en liaison avec les prix du pétrole. La moyenne du prix NBP est estimée à plus de 9 \$/MBtu en 2011, soit une augmentation de 38 % par rapport à l'année 2010. Contrairement aux prix spot européens du GNL, qui ont rejoint les prix indexés, le prix NBP continue de rester à un niveau sensiblement inférieur aux prix indexés, avec un écart de 30 % environ. Le marché n'anticipe d'ailleurs pas d'alignement du NBP sur le prix long terme durant l'hiver 2011-2012. Ce contexte peut s'expliquer par le ralentissement économique, qui oriente le marché à la baisse, et des températures jugées clémentes. Mais il souligne surtout l'absence de tensions majeures sur l'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe, qui reste amplement alimentée par les importations par gazoduc, en particulier en provenance de Russie.

Le prix spot Henry Hub, estimé à une moyenne de l'ordre de 4 \$/MBtu en 2011 (4,4 \$/MBtu en 2010), a été orienté à

## Tendances à court terme de l'industrie gazière

Fig. 3 – Évolution des prix internationaux du gaz (\$/MBtu), 2010-2011



Source : World Gas Intelligence

la baisse en raison d'une offre abondante (gaz non conventionnels) et de stocks élevés. Depuis juin, la poursuite d'une hausse soutenue de la production, la reprise de l'activité de forage et un contexte économique défavorable ont continué à peser à la baisse sur le Henry Hub. Les anticipations pour 2012 sont également orientées à la baisse. Dans son dernier rapport, le DOE américain a réajusté le prix 2012 à 3,7 \$/MBtu (figure 3).

### Les États-Unis, futur exportateur de GNL ?

Les changements intervenus sur le marché du GNL en 2011 et la montée en puissance des gaz non conventionnels en Amérique du Nord (États-Unis, Canada) ont accéléré le processus de développement des projets d'exportation de GNL dans cette région. On retiendra en particulier comme faits nouveaux ces derniers mois, trois accords d'approvisionnement entre la compagnie Cheniere (projet Sabine Pass de 18 Mt/an) et le producteur britannique BG (première phase du projet de 9 Mt/an), le groupe espagnol Gas Natural (première phase) et la compagnie indienne GAIL (deuxième phase).

Par ailleurs, en octobre 2011, l'Office National de l'Énergie a octroyé une licence d'exportation cruciale pour le projet canadien Kitimat LNG (Colombie-Britannique), qui comprend deux trains de 5 Mt/an chacun.

Ces événements soulignent la confiance des parties concernées dans la stabilité du prix à des niveaux bas

sur le marché américain d'une part, et le maintien d'un prix élevé en Asie d'autre part.

### Tendances à moyen terme de la demande gazière

À des facteurs "classiques" donnant l'avantage au gaz naturel dans le mix énergétique sont venus se greffer des fondamentaux favorables nés des évolutions gazières récentes :

- l'impact de l'accident de Fukushima sur l'usage du gaz dans le secteur électrique ;
- le boom des gaz non conventionnels en Amérique du Nord et l'engouement qu'ils suscitent dans le reste du monde ;
- l'amélioration de la compétitivité des prix de marché du gaz (États-Unis) ;
- les développements technologiques dans l'industrie du GNL (concepts flottants) ;
- une meilleure acceptabilité du gaz naturel, reconnu comme la meilleure énergie d'appoint aux renouvelables.

Selon Cedigaz, la demande gazière globale devrait poursuivre sa trajectoire de croissance de 2,5 à 3 % dans les cinq prochaines années, sur un marché voué à une expansion rapide. La demande gazière sera stimulée par les économies émergentes, alors que la dégradation de la conjoncture économique pénalise à court terme les marchés de l'OCDE, l'Europe en particulier. Du côté de l'offre et de la demande, ce sont incontestablement les régions d'Asie et du Moyen-Orient qui devraient enregistrer les plus fortes croissances à moyen terme. L'Asie-Océanie continuera d'afficher un déficit croissant de gaz naturel, sur fond de concurrence avec l'Europe sur le marché du GNL. La CEI (Russie, Turkménistan) verra son rôle se renforcer dans le commerce international, avec un pouvoir d'arbitrage accru entre l'Europe et l'Asie. Dans les pays industrialisés, le secteur électrique sera le moteur de la croissance gazière, grâce à une compétitivité des prix du gaz avantageuse (en équivalent CO<sub>2</sub>) et un bilan carbone favorable.

Armelle Lecarpentier – [armelle.lecarpentier@ifpen.fr](mailto:armelle.lecarpentier@ifpen.fr)  
Manuscrit remis en décembre 2011

## Short-term trends in the gas industry

Against the background of an energy market beset by the Fukushima crisis, the Arab spring and economic uncertainty, 2011 saw dynamic growth in demand for natural gas, although developments varied widely from region to region. New trends are emerging in the gas market, and these will have both short-term and longer-term impacts on how the industry develops.

Analysis of the initial results published by Cedigaz highlights a number of trends reflecting a positive year for the natural gas industry. However, these overall trends conceal a marked diversity between regions. Gas supply has adapted to the dynamic growth seen in some regions (Asia particularly) and the climatic and economic variations seen in other markets (Europe).

Growth in production continued in North America and the Commonwealth of Independent States (CIS), and was particularly dynamic in the Middle East. On the other hand, a lack of market outlets and the (maintenance) shutdown of several plants triggered an exceptional decline in European production.

Led by China and India, Asia-Oceania was undoubtedly the powerhouse behind the rising global demand for gas, while the Middle East confirmed its leading international role as a producer and exporter.

2011 also saw a turnaround in the market for LNG, which, impacted by the Fukushima disaster, saw its previous "bubble" reabsorbed.

According to the provisional estimates published by Cedigaz, consumption of gas worldwide will have grown by around 3% in 2011 (3,216 billion cubic metres (Gm<sup>3</sup>) in 2010), and therefore in line with the general trend for the previous 10 years.

### The major trends of 2011

#### More abundant gas reserves

According to Cedigaz, proven reserves of natural gas worldwide grew by 2.8% in 2010 to reach 195,308 Gm<sup>3</sup> on 1<sup>st</sup> January 2011. They are concentrated in OPEC member countries (which hold 50% of global reserves) and the CIS (32%).

It should be noted that the Cedigaz figures for proven reserves include unconventional gas (shale gas and coal-bed methane<sup>1</sup>) in North America (more than 2,700 Gm<sup>3</sup>) and Australia.

Shale gas resources described as "technically recoverable" are estimated to be in the range 170 to 190 Tm<sup>3</sup>, which would almost double the figure for global reserves of gas if their economic viability were confirmed.

Two countries — Iran and Turkmenistan — have made significant revisions to their estimates of reserves (Table 1). In October 2011, a second audit (conducted by United Kingdom consultants Gaffney, Cline & Associates) of the South Yolotan-Osman field resulted in a significant re-evaluation of Turkmenistan's reserves. According to this audit, the South Yolotan-Osman field contains the world's second most extensive reserves (between 13,100 Gm<sup>3</sup> and 21,200 Gm<sup>3</sup>) after those of the giant South Pars/North Field that straddles Qatar and Iran.

Table 1  
Reserve re-evaluations and new gas discoveries –  
the top 10 countries

Country	Change 2011/2010 (Gm <sup>3</sup> )	Change 2011/2010 (%)
Iran	3,480	+11.7
Turkmenistan	1,660	+19.9
USA	488	+6.3
Venezuela	459	+9.1
Israel	125	+138.8
Australia	110	+3.1
China	102	+3.7
Saudi Arabia	96	+1.2
Brazil	59	+16.5
Egypt	25	+1.1

Source: Cedigaz

[1] See Panorama article "Non-conventional hydrocarbons: evolution or revolution?"

## Short-term trends in the gas industry

Five other countries also saw significant increases on their previous level of reserves, including the USA (following re-evaluation of shale gas reserves), Venezuela and Israel (following the discoveries of the Tamar field in 2009 and the Leviathan field in 2010).

### Demand driven by emerging markets

Consumption of gas in the industrialised countries of the northern hemisphere remains static overall, but reveals significant disparities between regions (Table 2). As the Asian market continued to grow very strongly as a result of increased demand from Japan (post-Fukushima) and South Korea (for power generation), demand for natural gas in Europe showed a worrying decline of around 8-9% in 2011: a rate of contraction worse than that seen in 2009. Exceptional mild weather conditions (the number of degree-days fell very significantly in 2011) and the lacklustre economic conditions seen towards the end of the year were the two key factors behind this decline.

Gas consumption is rising in North America, with particularly significant growth coming from Canada. In the USA, it was the manufacturing and power generating sectors where gas consumption rose most significantly in 2011, with growth estimated at 2.3% and 2.2% respectively.

In 2011, consumption was stimulated by the dynamic emerging markets of Asia (China and India) and the Middle East. We also note significant rates of growth in some countries of South America (Argentina) and the CIS (Kazakhstan, Russia and Ukraine).

There is no doubt that China heads the list of countries in which gas consumption is rising fastest, with an annual rate of increase approaching 18% in 2011. According to Cedigaz, China's consumption of gas could double by 2015 to a level of 260 Gm<sup>3</sup>. Already accounting for 45% of all gas consumption, industry (dominated by petrochemicals) is likely to be a particularly strong driver of Chinese demand. The use of gas to fuel the power generating plants on the south-east coast of China, the extension of urban distribution networks and the growing use of NGV are also contributing to the accelerating growth of natural gas consumption in this country, where urbanisation and industrialisation are now peaking. In its most recent 5-year national plan, China forecasts that the proportion of its energy mix accounted for by gas will rise from 3.8% in 2008 to 8.3% in 2015 as part of diversifying its basket of energy sources.

Table 2

Trend in gas consumption for industrialised countries (TWh)

Country	Jan.-Sept. 2010	Jan.-Sept. 2011	Change %
Europe	4,397.2	4,083.1	-7.1
United Kingdom	711.6	613.6	-13.8
Germany	705.2	625.3	-11.3
Italy	628.5	603.2	-4.0
Netherlands	388.2	347.8	-10.4
France	360.9	319.2	-11.6
Turkey	294.3	336.0	+14.2
Spain	294.2	281.5	-4.3
Belgium	146.3	126.9	-13.3
Poland	108.0	110.2	+2.0
Romania	100.9	104.1	+3.1
Hungary	87.5	81.0	-7.4
OECD North America	6,458.7	6,621.6	+2.5
USA	5,422.7	5,528.5	+2.0
Canada	565.9	613.4	+8.4
Mexico	470.1	479.6	+2.0
OECD Pacific	1,436.1	1,566.8	+9.1
Japan	819.7	898.6	+9.6
South Korea	361.2	407.5	+12.8
Australia	216.8	226.6	+4.6
New Zealand	38.4	34.1	-11.2

Source: Cedigaz

### The increasing importance of non-conventional gas sources in North America

The trends seen in North America are marked by the development of unconventional gas resources in the USA (shale gas) and Canada (tight gas and the shale gas fields of British Columbia).

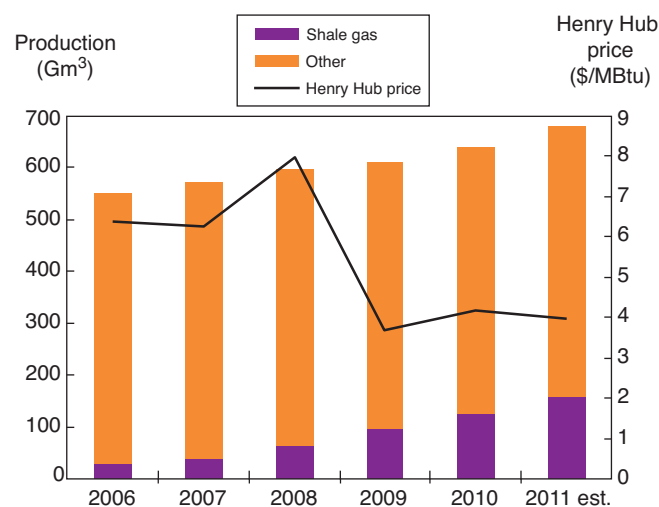
Despite price weaknesses, improved drilling efficiency and high productivity from shale gas deposits contributed to a sustained increase in American gas production in 2011. The latest forecasts from the DoE estimate this increase at 6.6%. Shale gas production is the driving force of this growth in overall American production, and offsets the expected 20% decline in offshore production (Figure 1).

In the last three years, the contribution made by shale gas to American production will have more than doubled to the point where it now accounts for nearly a quarter of total volume. In Canada, tight gas and shale gas reservoirs contribute 37% and 3% respectively to national production.



## Short-term trends in the gas industry

Fig. 1 – Trend in marketed production of gas in the USA versus the Henry Hub price



Source: Energy Information Administration

### Significant short-term growth in Russian production

Total production for the CIS grew strongly in 2011. According to official sources, Russia is on the point of setting a new production record estimated at 671 Gm<sup>3</sup> for 2011, which would constitute a year-on-year increase of 3.1%. This performance is explained in part by the growth seen in exports to Europe and other CIS republics, especially Ukraine. In December 2011, Gazprom announced that its production would have risen from 508 Gm<sup>3</sup> in 2010 to approximately 520 Gm<sup>3</sup> in 2011. Forecasts published by the Ministry for the Economy suggest that national production will rise to nearly 741 Gm<sup>3</sup> in 2014, of which 76% will be accounted for by Gazprom.

Gas production in Turkmenistan has shot up by more than 40%, largely as a result of increased exports to China and, to a lesser extent, Iran.

### A diversity of production trends in the rest of the world

In Europe, gas production experienced an abnormally pronounced decline in 2011, which may prove to have been around 10%. Falls in production were seen in all the leading producing countries, but the most significant of all was undoubtedly that of the United Kingdom, where the decline was 25%. This decline relates not only to a lack of market outlets, but also to plant maintenance downtime and the occurrence of certain unexpected problems. In Norway, production from the Troll field was down by nearly 20% in the first three quarters of the year.

Production also fell in Africa. In addition to the impact of the war in Libya, which interrupted national production for the majority of the year, significant falls are also expected from other countries, including Algeria and Egypt, where the reasons may be linked to technical failures and/or lack of gas.

The Middle East maintained a very high rate of growth in 2011, achieving around 10%, according to provisional estimates from Cedigaz. This overall growth is markedly dominated by Qatar (+28%), largely as a result of increasing LNG delivery rates.

More modest growth is expected from South America and Asia. The decline seen in many Southeast Asian countries illustrates a shortage of gas, resulting in recourse to imports of LNG in the short and medium terms, and reducing the LNG export potential of some producers, including Indonesia and Malaysia. Although Indian production is falling significantly as a result of technical failures in the Dhirubhai offshore field, increasing production in China could boost its ranking to Number 6 in the global league table of gas producers.

These disparate regional trends have led to significant growth in gas trading via pipelines and liquefied gas tankers.

### A significant rise in trading via pipelines

The increase seen in trading via pipelines in 2011 is estimated at more than 4%, and is largely the result of the substantial increase in exports from the CIS (Russia and Turkmenistan) and from the USA to Canada.

In December 2011, Gazprom announced that its annual exports to Europe had increased by approximately 11%. Perhaps the most significant feature was the announcement on 8 November of the commissioning of the Nord Stream gas pipeline that takes Russian gas directly to Europe through the Baltic Sea. The system will include two 1,244 km pipelines with an annual capacity of 55 Gm<sup>3</sup> of gas. The second pipeline is due to enter service in 2012.

The other major event of 2011 was the increase seen in the rate of deliveries from Turkmenistan to China, which may total almost 15 Gm<sup>3</sup> for the year (compared with 3.5 Gm<sup>3</sup> in 2010). The Turkmenistan-China pipeline is expected to carry some 40 Gm<sup>3</sup>/yr in 2012 and 2013. Added to which, a new agreement signed between the parties in November 2011 provides for annual sales to rise from 40 to 65 Gm<sup>3</sup>.

Growth in production has enabled the USA to reduce its dependence on imports and significantly increase its exports to Canada, which rose by 38% in the first three quarters.

## Short-term trends in the gas industry

### Continued sustained growth for trading via LNG tankers

Once again in 2011, gas trading via LNG tankers saw sustained growth of around 10%. Increased demand from Japan (post-Fukushima), South Korea (for power generation) and some emerging markets (China, India and South America) are the main contributors to this dynamic growth. In Europe, LNG demand was dominated by the United Kingdom, which confirmed its position as the region's leading importer of LNG ahead of Spain. In Spain, increasing use of renewable energies and coal (as a result of subsidies) and the commissioning of the Medgaz pipeline in March considerably reduced demand for LNG.

Two new consumer markets began importing LNG in 2011: Thailand and the Netherlands.

The ramp-up of deliveries from Qatar following the commissioning of the latest mega-train (Qatargas 4, Train 7) in February accounted for the majority of this increase, whilst a number of producer companies in Africa and Asia were forced to reduce their exports for a variety of reasons, including the expiry of long-term contracts with Japan in the case of Indonesia, plant technical and supply problems, shortages of gas and prioritisation of domestic needs.

### A return to activity in the LNG industry

When we look at upcoming liquefaction projects, the portfolio is large and well filled. It seems reasonable to suppose that capacity will increase by more than 60% between now and 2020.

Added to which, Fukushima has changed industry perceptions of the market, with the result that the LNG appetite is rising in Asia. This new status quo has accelerated the development of many liquefaction projects, especially in Australia.

During the first three months of 2011, investment decisions were finalised for the three projects to produce LNG from coalbed methane in Australia — Gladstone, Australia Pacific LNG (APLNG) and Wheatstone — as well as the Prelude project to construct the world's first floating LNG production unit off the west coast of Australia. This major project represents a very real breakthrough for the energy industry and nothing short of a revolution in offshore gas developments. In addition to Australia, floating LNG projects are also under consideration in countries such as Indonesia (Abadi), Papua New Guinea and Brazil.

However, careful observation shows that no additional liquefaction capacity will be added in the Middle East

between now and 2015-2016, and that the projects underway in the Atlantic Basin in the short and medium terms are marginal (Table 3). Projects in Qatar may be resumed over a similar timescale, once the moratorium has been lifted. Given the probable delays in plant construction and the already-announced reductions in exports from Indonesia, available capacity appears insufficient to meet global LNG needs over the next five to six years. This background of market tension is undoubtedly a factor for driving price increases.

Table 3  
Additional liquefaction capacity (Mt), 2011-2016

Country	End 2011	2012	2013	2014	2015	End 2016
Atlantic Basin	78.1	83.3	92.5	92.5	92.5	92.5
including						
Algeria	20.3		+9.2			29.5
Angola	0.0	+5.2				5.2
Middle East	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4
Pacific Basin	101.3	105.6	105.6	110.6	137.8	150.8
including						
Australia	19.5	+4.3		+5.0	+11.1	48.4
Papua New-Guinea					+6.6	6.6
Canada					+5.0	5.0
USA					+4.5	9.0
World total	279.8	289.3	298.5	303.5	330.7	343.7

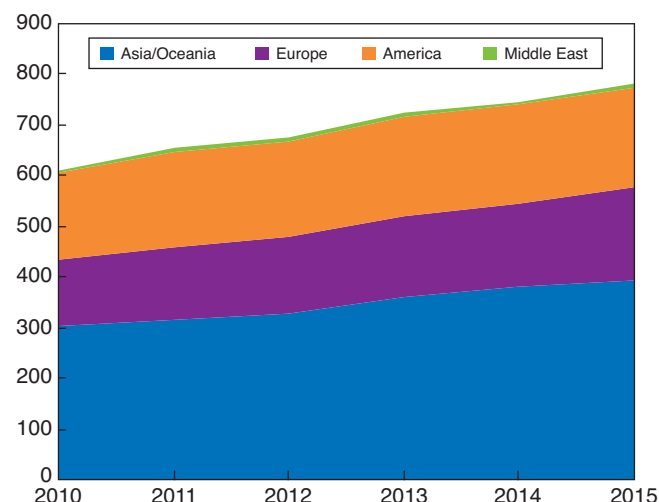
Source: Cedigaz

Regasification is proving equally dynamic. At the end of 2011, the LNG industry operated 90 regasification terminals with a combined capacity of approximately 654 Mt, reflecting an annual rise of 40 Mt. Over the next five years, regasification capacity could increase by more than 125 Mt, of which 79 Mt is already under construction (Figure 2). A large part of this growth is attributable to Asia in general, and China and India in particular.

The rapid development of floating regasification — now a proven technology — has removed barriers to allow a number of new players to enter the LNG arena. Floating regasification infrastructures have many advantages, including increased flexibility, shorter construction lead times, speed of construction, lower cost and, in some cases, increased acceptability as a result of the option to locate such terminals offshore. The LNG industry currently has 12 floating regasification infrastructures operating worldwide: 5 in South America, 3 in the USA, 2 in Europe and 2 in the Middle East. There are also 15 or so projects underway worldwide to create floating regasification installations, most of which will be located in Asia and South America.

## Short-term trends in the gas industry

Fig. 2 – Trend in regasification capacity worldwide (Mt)



Source: Cedigaz

Growth in the world fleet of LNG tankers has not kept pace with the very rapid expansion in trade driven by new capacities commissioned in the last three years, and more recently, by the additional demand created as a result of the Fukushima disaster. Consequently, 2011 saw the surplus so characteristic of the LNG tanker fleet in recent years give way to a shortage of available vessels, resulting in the spike in short-term charter rates experienced during the last year. Only twenty vessels are currently on order, and around ten are scheduled for delivery in the next five years.

However, the recent recovery in orders should step up the pace of new vessel deliveries and encourage a rebalancing of the shippers' market, although this situation cannot come about until after 2013-2014.

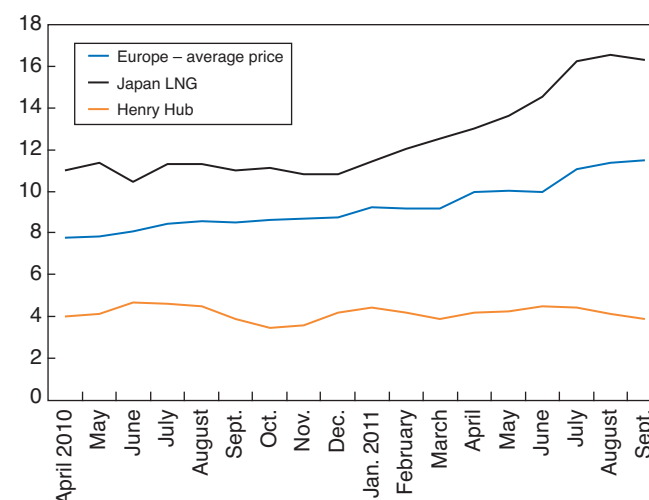
### Rising regional price differentials

Japanese prices tracked the mechanical rise in oil prices until the end of Quarter 2 of 2011, when LNG spot prices leapt to new levels of around \$17-18 MBtu. In addition to summer weather which contributed one upward pressure on prices, the dramatic increase in the premium shown by the Asian market over the European market reflected the demand-side impact of the Fukushima disaster. This latter was revised upwards as the year progressed (from 15 to 25 Gm<sup>3</sup>/yr) against a background of uncertainty regarding the return to operation of the 44 nuclear reactors shut down out of a total of 54.

Average European prices trended upwards before stabilising in the final quarter at around \$12 MBtu; a level consistent with oil prices. The average NBP price is estimated at around \$9 MBtu in 2011, reflecting an increase

of 38% over 2010. Unlike European LNG spot prices, the NBP price remains at a level substantially below indexed prices: a variance of approximately 30%. Furthermore, the market does not anticipate alignment between the NBP and the long-term price during winter 2011-2012. This context may be explained by the economic slowdown, which is depressing the market, in conjunction with milder winter temperatures. But more than anything else, it underlines the absence of major tensions in supplies of natural gas to Europe, which remains amply served by imports via gas pipelines, especially from Russia.

Fig. 3 – Trend in international gas prices (\$/MBtu), 2010-2011



Source: World Gas Intelligence

With an estimated average of around \$4.0 MBtu in 2011 (\$4.4 MBtu in 2010), the Henry Hub spot price has trended downwards as a result of easy availability (unconventional gas) and high stocks. The continued and sustained increase in production seen since June, combined with the resumption of drilling activity and a lacklustre economic environment, have continued to exert downward pressure on the Henry Hub price. Forecasts for 2012 also suggest a continued downward trend. In its latest report, the US DoE has revised its 2012 price to \$3.7 MBtu.

### Could the USA be a future exporter of LNG?

The changes affecting the LNG market in 2011 and the increasing importance of unconventional gas in North America (USA and Canada) have together accelerated the process of LNG export project development in this region. Of particular note in recent months are the three supply agreements signed by Cheniere (the 18 Mt/yr

## Short-term trends in the gas industry

Sabine Pass project) with United Kingdom producer BG (phase one of the project — 9 Mt/yr), the Spanish group Gas Natural (phase one) and the Indian company GAIL (phase two).

In October 2011, the National Energy Board Office granted the export licence crucial for the Canadian Kitimat LNG project in British Columbia, which includes two trains, each of 5 Mt/yr.

These events underline the confidence of those involved that prices will remain low in the American market on the one hand, and that Asian prices will remain high on the other.

### Medium-term trends in demand for gas

Those factors that have “traditionally” benefited natural gas in the energy mix have been supplemented by favourable fundamentals born out of recent changes in the gas market:

- the impact of the Fukushima nuclear accident on the use of gas in the power generation industry;
- the boom in unconventional gas in North America and the appetite it has created in the rest of the world;
- more competitive gas market prices (USA);

- technology developments in the LNG industry (floating concepts);
- improved acceptability of natural gas as the best back-up energy option for renewables.

According to Cedigaz, global demand for gas is likely to continue its growth trajectory of between 2.5 and 3% over the next five years in a rapidly expanding market. Demand for gas will be stimulated by the emerging economies, whilst the economic downturn penalises OECD markets in the short term, especially Europe. In terms of supply and demand, it is undoubtedly Asia and the Middle East that will deliver the strongest growth in the medium term. Asia and Oceania will continue to experience greater shortfalls in natural gas against a background of competition with Europe in the LNG market. The CIS (Russia and Turkmenistan) will see its role in international trade strengthen as it gains increasing power to arbitrate between Europe and Asia. In the world's industrialised countries, the power generation industry will be the driving force behind the growth in gas, thanks to its competitive price advantage (in terms of CO<sub>2</sub> equivalent) and a favourable carbon balance.

*Armelle Lecarpentier – armelle.lecarpentier@ifpen.fr  
Final draft submitted in December 2011*