

Observatoire Européen des Marchés de l'Énergie

Période 2006 et hiver 2006/07

Neuvième édition, Novembre 2007

en collaboration avec

 **SOCIÉTÉ GÉNÉRALE**
Cross Asset Research

BIRD & BIRD

vaasa ett



Table des Matières

Éditorial	2
Vers une politique européenne de l'énergie	10
Concurrence dans le secteur de l'électricité	14
Ouverture du marché du gaz	36
Infrastructures et activités régulées	51
Le développement durable	66
Performance financière et stratégie des acteurs	72
Glossaire	80
Codification des pays	82
Equipe de l'Observatoire Européen des Marchés de l'Energie	83

Graphiques		Encarts pays	
2.1 Pointe de demande, capacité installée et mix énergétique (2006)	14	Europe de l'Est	11
2.2 Marge réelle de production en période de pointe vs. marge théorique (2006)	16	Pays Bas	12
2.3 Prix des commodités	17	Slovaquie	18
2.4 Projets de nouvelles capacités de production, en MW (2006)	19	Suisse	21
2.5 Parts de marché des producteurs d'électricité (2006)	21	Belgique	24
2.6 Prix spot de l'électricité	22	Suède	26
2.7 Evolution des prix spot moyens	23	France	33
2.8 Prix du quota de CO ₂	24	Allemagne	39
2.9 Panorama européen des bourses d'échange d'électricité (2006)	25	Danemark	61
2.10 Dates clés de l'ouverture des marchés de l'électricité (Juillet 2007)	28	Italie	64
2.11 Taille des marchés de l'électricité – I&C et particuliers (2006)	28	Royaume-Uni	70
2.12 Parts de marché des commercialisateurs d'électricité (2006)	29		
2.13 Taux de changement de fournisseurs – Marchés les plus dynamiques	32		
2.14 Taux de changement de fournisseurs – Marchés les moins dynamiques	32		
2.15 Prix de l'électricité – segment I&C (Janvier 2007)	34		
2.16 Prix de l'électricité – segment des particuliers (Janvier 2007)	35		
3.1 Production intérieure de gaz vs. importations (2006)	36		
3.2 Réserves prouvées de gaz (2006)	37		
3.3 Importations de gaz naturel par gazoducs (TWh) et projets prioritaires européens d'infrastructure (2006)	38		
3.4 Panorama européen des terminaux de GNL et sources d'importation (2006)	41		
3.5 Importations de GNL (2006)	42		
3.6 Panorama européen des bourses de gaz (2006)	43		
3.7 Prix spot du gaz	45		
3.8 Dates clés de l'ouverture des marchés du gaz (Juillet 2007)	46		
3.9 Taille des marchés du gaz – I&C et particuliers (2006)	48		
3.10 Parts de marché des commercialisateurs de gaz (2006)	47		
3.11 Prix du gaz – segment I&C (Janvier 2007)	49		
3.12 Prix du gaz – segment des particuliers (Janvier 2007)	50		
4.1 Niveau d'interconnexion, goulets d'étranglement et projets prioritaires européens d'infrastructure (2006)	51		
4.2 Panorama des GRT, mécanismes de gestion des congestions et projets actuels de lignes haute tension (2006)	52		
4.3 Etat des lieux sur la mise en place de la séparation de propriété par les GRT (2006)	55		
4.4 Investissements des GRT, en k€/km de ligne (2006)	55		
4.5 Composition des tarifs de transport (2006)	55		
4.6 Panorama des infrastructures de distribution d'électricité (2006)	56		
4.7 Proportion de GRD concernée par la Directive européenne sur l'unbundling (2006)	57		
4.8 Règles de régulation appliquées par les régulateurs (2006)	58		
4.9 Tarifs moyens pratiqués par un échantillon d'opérateurs de transport de gaz (2006)	61		
4.10 Pénalités d'équilibrage moyennes pratiquées par un échantillon d'opérateurs de transport de gaz (2006)	62		
4.11 Panorama européen du stockage de gaz (2006)	63		
4.12 Capacités de stockage de gaz (2006)	65		
4.13 Projets de capacités de stockage	65		
5.1 Objectifs européens de lutte contre le changement climatique à horizon 2020	66		
5.2 Emissions réelles de CO ₂ , écarts par rapport aux objectifs de l'ETS et au protocole de Kyoto (2006)	67		
5.3 Capacité de production éolienne (2006)	69		
6.1 Les sociétés du panel et leurs principales caractéristiques (2006)	73		
6.2 Les principaux intervenants dans le transport de l'électricité et/ou du gaz (2006)	74		
6.3 Evolution de la rentabilité (2006)	75		
6.4 Evolution des investissements totaux rapportés au chiffre d'affaires (1990-2006)	76		
6.5 Performance du secteur des Utilities rapporté au DJ EuroStoxx50 (base 1 au 1 ^{er} janvier 1995)	76		
6.6 Les performances boursières sectorielles (2006)	77		
6.7 Comparaison des "Trésors de Guerre" 2006 vs. 2005	78		
6.8 Les principaux opérateurs dans le secteur des Utilities (2006)	79		

Une Vision Stratégique des Marchés Européens de l'Énergie

Éditorial de Colette Lewiner

Les questions énergétiques restent au cœur des préoccupations politiques, industrielles et financières. Dans cet éditorial, nous présentons notre vision stratégique des événements intervenus en 2006 et début 2007, à la lumière des analyses chiffrées de notre 9^e Observatoire Européen des Marchés de l'Énergie. Nous évoquons également quelques perspectives pour l'avenir de ces marchés.

Pétrole : la tension entre l'offre et la demande devrait perdurer et les prix devraient continuer d'augmenter

Offre et demande

Au cours des 12 derniers mois, la demande mondiale est restée soutenue, dopée par la consommation des pays asiatiques et notamment de leur industrie manufacturée. À court terme, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) table sur une demande mondiale de 86 millions de barils par jour en 2007 (+1,8% par rapport à 2006) et une hausse annuelle de 2,2% par an de 2007 à 2012, plus élevée que les 2% de croissance précédemment prévus.

La consommation énergétique à l'échelle de la planète semble évoluer selon deux orientations distinctes.

Dans les pays développés, notamment dans l'Union Européenne (UE), l'obligation d'économiser l'énergie et d'utiliser des sources d'énergies renouvelables – pour réduire les émissions de

CO₂ et maintenir la sécurité énergétique – devrait permettre de réduire la pression sur les approvisionnements pétroliers.

Mais cette tendance est plus que contrebalancée par l'évolution de la consommation des pays en voie de développement. Même si leur consommation d'énergie par habitant reste inférieure à celle des pays développés, elle augmente rapidement du fait qu'ils fabriquent des biens de consommation pour les pays riches et qu'ils adoptent progressivement un mode de vie occidental. Par conséquent, en 2012, la consommation de pétrole des économies émergentes devrait passer de 42 à 46% de la consommation mondiale.

Malgré une augmentation de 25% des coûts d'exploration et de production en 2006, les réserves des grands groupes pétroliers ont diminué de 0,5%, avec une baisse de la production de 1,7% entre le premier semestre 2006 et le premier semestre 2007. Le ratio de remplacement de leurs réserves n'était que de 76% en 2006 (bien inférieur à l'objectif affiché de ces « Majors » de 100%). Cependant, ils commencent à tirer profit des considérables investissements sur l'amont pétrolier, réalisés au cours de ces dernières années, ce qui devrait se traduire en 2007 par une amélioration de ce ratio. L'accès aux ressources humaines constitue le principal défi de ces projets de l'amont pétrolier. En outre, toutes les ressources pétrolières facilement accessibles ayant été

découvertes, les défis techniques et les problèmes géopolitiques augmentent considérablement le risque d'aboutissement de ces projets d'exploration et de production. La croissance des futurs investissements dans l'amont pétrolier devrait donc ralentir en 2007.

La situation globale est préoccupante et il est clair que si l'économie mondiale ne connaît pas de ralentissement, l'équilibre offre/demande pour le pétrole conventionnel sera de plus en plus difficile à atteindre et que les pétroles non conventionnels (sables bitumineux, pétrole lourd, schiste bitumineux, biocarburants et conversion de charbon ou de gaz naturel en hydrocarbures liquides), plus coûteux et/ou plus risqués à produire, devront rapidement être disponibles sur le marché.

Prix du pétrole

L'équilibre tendu entre l'offre et la demande de pétrole brut et de produits raffinés, l'insécurité de certains pays ou de certaines zones (par ex. le delta du Nigeria) et l'attitude nationaliste de certains états (Venezuela, Bolivie et Russie) ont maintenu les prix du pétrole à un niveau élevé. Le pic a été atteint en août 2006 (80\$) pour redescendre à 50\$ en janvier 2007.

Du fait d'un hiver doux et d'un été humide en Europe associé à un été tempéré en Amérique du Nord, où aucun ouragan exceptionnel n'a touché les installations du Golfe du Mexique, les prix n'ont que légèrement dépassé les 80\$ le baril. Cependant, des pics de prix ne sont pas exclus au cours des mois à venir.

Gaz : la confrontation entre la stratégie de l'UE et celle de la Russie constitue une menace pour la sécurité d'approvisionnement

Prix du gaz modérés en Europe en 2006

Du fait d'un hiver 2006/2007 doux en Europe, les prix du gaz ont baissé et les stocks de gaz naturel ont été à leur plus haut niveau historique, bien au-dessus de la moyenne des cinq dernières années. Ainsi, depuis avril 2006, les prix se sont stabilisés aux alentours des 20€/MWh. Mais ces prix modérés cachent des questions stratégiques importantes.

Alors que l'UE tente de sécuriser ses approvisionnements en gaz, la Russie commence à pénétrer le marché de détail européen

Ces divergences stratégiques constituent une menace pour la sécurité d'approvisionnement de l'Europe, largement dépendante des importations pour satisfaire ses besoins en gaz. En 2006, celles-ci représentaient 54% de ses besoins totaux, la Russie contribuant, via Gazprom¹, à 25% de l'approvisionnement total. Selon le Livre Vert² de l'UE, cette part passera à 50% en 2030.

La dépendance au gaz russe varie d'un pays à l'autre, les plus dépendants étant les anciens membres de la CEI. Cette vulnérabilité explique pourquoi la Russie est si puissante quand elle s'engage dans des épreuves de force avec eux (Ukraine – début 2006, Géorgie et Biélorussie – fin 2006). L'Ukraine étant un pays de transit de gaz, la crise de janvier 2006 a induit des problèmes d'approvisionnement dans de nombreux pays européens soulignant la fragilité globale de l'UE.

Vis-à-vis de l'UE, l'objectif de Gazprom est double : accroître son contrôle sur les réseaux de gazoducs vers l'Europe et pénétrer les marchés de détail européens.

Bataille pour le contrôle des gazoducs

Contrairement aux prises de position récentes de la Commission européenne visant à séparer la propriété des réseaux de transport, de la production et de la vente de gaz (unbundling), Gazprom est en train d'accroître son contrôle sur les champs gaziers russes et sur des pipelines de transport de gaz alimentant l'Europe. La Russie refuse toujours de ratifier la Charte européenne de l'énergie et d'accorder l'accès à son réseau de gazoducs à d'autres fournisseurs.

En 2007, de nombreux événements ont illustré cette stratégie de « super bundling » :

- La crise de décembre 2006 entre la Biélorussie et la Russie s'est conclue par un accord sur l'augmentation des prix et une option d'achat permettant à Gazprom d'acquérir 50% de Beltransgaz, l'opérateur de transport de gaz biélorusse ;
- Au mois de mai, Gazprom et OMV (la compagnie pétrolière autrichienne) se sont mis d'accord pour contrôler ensemble le « hub » gazier autrichien ;
- En juin, l'Eni (Italie) et Gazprom se sont entendus pour développer le gazoduc « Southstream » reliant la Russie à la Bulgarie via la mer Noire. La construction et la mise en service de ce gazoduc alimenté en gaz russe semble aujourd'hui plus probable que le projet « Nabucco » (soutenu par l'UE) qui n'a pas encore garanti ses contrats gaziers.

Présence sur l'ensemble de la chaîne de valeur

Une fois encore, de nombreux exemples illustrent la volonté de Gazprom d'être présent sur toute la chaîne de valeur et de capturer les marges associées :

- En décembre 2005, la coentreprise Nord Stream AG (Gazprom 51%, BASF et E.ON 24,5% chacun) a été créée pour la construction d'un gazoduc acheminant du gaz russe vers l'Allemagne via la mer Baltique. En même temps, des participations croisées ont été échangées entre Gazprom et E.ON-Ruhrigas, un contrat gazier alimentant E.ON jusqu'en 2036 a été signé, un accès au marché de détail en Allemagne a été accordé à Gazprom et récemment, une participation d'E.ON et de BASF au développement du champ gazier sibérien Yuzhno Russkoye a été convenue ;
- En 2006, Gazprom a conclu des accords similaires avec l'Eni, comprenant une augmentation des exportations de gaz russe vers l'Italie jusqu'en 2035, des projets de co-développement dans l'amont et le transport, et l'accès au marché de détail italien dès 2007 ;
- En juillet 2007, après l'achat de PNG en 2006, la filiale britannique de Gazprom a annoncé l'acquisition d'une seconde société de vente au détail (Natural Gas Shipping Services).

Le 19 septembre, lors de ses déclarations sur l'« unbundling » de propriété, la Commission a annoncé la mise en place d'une clause de réciprocité. Cette dernière vise à empêcher des investisseurs étrangers à l'UE, y compris les compagnies russes, d'acquérir des sociétés européennes de transport de gaz et d'électricité si leur pays n'a pas mis en place l'accès des tiers aux réseaux. Cette mesure vise à empêcher des sociétés telles que Gazprom de s'emparer des réseaux européens. *Cette analyse amène à penser que la bataille UE/Russie pour le contrôle de l'approvisionnement en gaz et de sa chaîne de valeur ne fait que débiter.*

1 : Gazprom est la plus importante compagnie verticalement intégrée du secteur du gaz naturel en terme de réserves (61% de la totalité des réserves russes de gaz naturel et environ 17% des réserves mondiales), de production (85% de la production intérieure, un cinquième de la production mondiale) et de transport (elle détient le plus grand réseau au monde de gazoducs haute pression).

Elle est contrôlée par la Fédération de Russie qui y a augmenté sa participation en juin 2005 avec pour objectif de reprendre le contrôle des ressources naturelles nationales, qui sont le fondement de l'économie russe.

2 : Livre Vert de l'UE, publié en mars 2006

Le jeu des différents acteurs des marchés pétrolier et gazier va impacter la production des hydrocarbures

Impact négatif :

De nombreux pays producteurs de pétrole et de gaz comme le Venezuela, la Bolivie et la Russie, tendent à appliquer des politiques toujours plus nationalistes afin de tirer le meilleur profit des prix élevés du pétrole.

En 2007, plusieurs événements en Russie ont illustré cette politique de court terme :

- Après une longue période de menaces du gouvernement russe, Royal Dutch-Shell, Mitsui et Mitsubishi, ont signé en avril 2007 un contrat qui transfère leur participation majoritaire dans le grand champ pétrolier de Sakhalin II à Gazprom ;
- En juin 2007, Gazprom a contraint BP – via TNK-BP – de céder le contrôle du champ géant de Kovytko.

Comme l'histoire l'a démontré, cette attitude nationaliste est à courte vue du fait que les profits générés sont – au mieux – utilisés pour financer d'autres secteurs et reviennent rarement aux secteurs gazier et pétrolier. En même temps, les grands groupes pétroliers et gaziers tendent à quitter ces pays, les privant ainsi de ressources techniques et financières essentielles. Ceci se traduit en général par une baisse de la production qui augure une situation tendue à moyen terme sur l'offre.

Impact positif :

Les compagnies pétrolières nationales de pays peu riches en hydrocarbures (par ex. la Chine et l'Inde) ne cessent d'accroître leurs compétences techniques dans l'amont et d'élargir leur influence mondiale. En 2007, quelques découvertes très importantes ont eu lieu en Chine : champ pétrolier offshore découvert par CNPC dans la mer de Bohai et champ gazier terrestre dans la province du Sichuan.

Ces sociétés investissent aussi dans l'exploration pétrolière dans des pays politiquement risqués (récents accords entre la CNPC et la CNOOC au Tchad, au Soudan et en Somalie). Des retours positifs sur ces investissements sont attendus. La fusion Statoil/Hydro va donner naissance à un leader mondial dans les activités offshore, doté des compétences nécessaires pour des projets techniquement complexes, y compris ceux situés dans la zone arctique (en mer de Barents), contribuant à terme à la mise en service de nouveaux champs.

Les objectifs de l'UE pour lutter contre le changement climatique constituent une bonne feuille de route mais ils seront très difficiles à respecter

Le rapport du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat de l'ONU (GIEC) a contribué à une prise de conscience des citoyens sur les conséquences des activités humaines sur le changement climatique. Au mois de mars 2007, les ministres de l'UE ont demandé aux États membres de s'engager à réduire de 20% leur consommation d'énergie et leur émissions de gaz à effet de serre (GES), essentiellement le CO₂ ainsi que d'augmenter de 20% la part des énergies renouvelables dans leur production d'énergie. L'horizon de cet objectif « 3 x 20% » est l'année 2020. Un délai court pour construire de grandes centrales électriques non émettrices de CO₂, pour la mise en œuvre à l'échelle industrielle et à un coût raisonnable du stockage de CO₂, pour la rénovation d'une proportion significative des immeubles et habitations et pour la conversion du parc automobile actuel en un parc de voitures électriques. Même si la situation diffère entre les pays européens, l'objectif de l'UE dans son ensemble paraît très ambitieux à réaliser.

Nous estimons que³ :

- Les économies d'énergie doivent être l'objectif n° 1 car elles conduisent généralement à une réduction des émissions de CO₂ ;
- Il est urgent de réformer le système d'échange de quotas d'émission :
 - En permettant le report des droits d'émission d'une période sur l'autre,
 - En établissant des règles claires et cohérentes pour l'allocation des quotas dans le cadre des PNAQ (au-dessus d'un certain seuil ces quotas pourraient également être mis aux enchères),
 - En sélectionnant plus rigoureusement les projets entrant dans le cadre des Mécanismes de Développement Propre pour s'assurer notamment qu'ils n'auraient pas été réalisés de toutes façons,
 - En prolongeant après 2012 les obligations et mécanismes du protocole de Kyoto afin de donner une meilleure visibilité aux opérateurs qui engagent d'importants investissements de long terme,
- Une volonté politique forte sera nécessaire, pour faire passer ces objectifs liés au changement climatique, avant les intérêts industriels nationaux ;
- Le coût de ces politiques devra être évalué afin d'éviter une incidence sur la compétitivité de l'Europe ;
- Ce type de mesures devra également être appliqué à d'autres régions du monde très fortement consommatrices d'énergies telles que l'Amérique du Nord, la Chine et l'Inde ;
- Si ces pays gros émetteurs de CO₂ n'engageaient pas de politique de réduction, les efforts de l'UE ne seraient qu'une goutte d'eau dans l'océan et menaceraient le développement européen. Dans ce cas, le plan de l'Europe devra être totalement repensé.

En juin, lors du Sommet du G8, l'UE, et la chancellerie allemande en particulier (qui était alors la présidente de l'UE), ont incité les participants à s'engager à réduire leurs émissions de GES.

La déclaration des nations du G8 de réduire de moitié leurs émissions globales de CO₂ d'ici à 2050 a constitué une avancée majeure. Bien qu'il ne fixe pas d'obligations contraignantes sur les réductions d'émission, cet accord pourrait jeter les bases d'une réponse mondiale unifiée au changement climatique.

Suite à ce Sommet, une réunion a été organisée à Vienne à la fin août afin de préparer la Conférence de l'ONU sur le changement climatique à Bali (Indonésie) en décembre 2007. L'objectif est de parvenir à un accord complet pour l'après 2012 (post accords de Kyoto) signé par les principaux pays émetteurs.

Après le rejet du Protocole de Kyoto par les États-Unis il y a six ans, il faut noter qu'à cette occasion, le représentant américain a affirmé que son pays contribuerait à la réduction des émissions sur l'après 2012. Il n'a cependant pas donné d'engagements chiffrés.

Suite à sa déclaration de mars, la Commission européenne a annoncé qu'elle fixerait d'ici à décembre 2007 des objectifs contraignants pour chacun de ses États membres.

Entre temps, tous les PNAQ ont été renégociés pour la période 2008/2012 avec une réduction du nombre de certificats gratuits pour les producteurs. D'autres réductions sont attendues post-2012.

La sécurité d'approvisionnement en électricité en Europe s'est améliorée mais les constructions prévues vont augmenter les émissions de CO₂

Dans la 8^e édition de l'OEME⁴, nous avons indiqué que la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'Europe était menacée et qu'il faudrait investir 700 milliards d'euros dans de nouvelles centrales sur les 25 prochaines années.

Ces investissements sont nécessaires afin de :

- *Satisfaire à l'augmentation de la consommation d'électricité* : celle-ci a augmenté, en moyenne, de 2 à 3% par an à la fin des années 90, tandis qu'au cours de la présente décennie l'augmentation devrait être inférieure à 2%. En 2006, la demande d'électricité a augmenté de 1,4% dans les pays de l'UCTE. Ceci recouvre diverses situations : une augmentation de 2,5% en Espagne et une baisse de 0,8% en France (essentiellement due à la moindre consommation de la grande usine d'enrichissement d'Eurodif) et de 0,1% au Royaume-Uni. Bien sûr, si les objectifs de l'UE relatifs au changement climatique étaient atteints, la consommation d'électricité baisserait en-dessous du niveau de 1990 (au lieu d'augmenter) ;
- *Remplacer les centrales vieillissantes* : des programmes de remplacement des centrales vieillissantes doivent être lancés. Ceci est le cas en particulier des centrales nucléaires qui nécessitent de longs délais d'agrément et de construction (8 ans en moyenne) ainsi que des investissements financiers considérables (plus de 3 milliards d'euros pour le réacteur de 3^e génération – EPR – de 1 600 MW). Au Royaume-Uni, plusieurs centrales nucléaires d'ancienne génération doivent être fermées entre 2009 et 2023 ; ainsi est-il nécessaire de construire de nouvelles centrales électriques d'une puissance totale de 30 à 35 GW au cours des vingt prochaines années, soit environ un tiers de la capacité actuelle⁵. Ce challenge, associé à l'épuisement actuel des champs gaziers de la mer du Nord, explique pourquoi le gouvernement

britannique envisage sérieusement la construction de nouvelles centrales nucléaires ;

- *Satisfaire la demande de pointe* : en Europe, l'hiver 2006-2007 a été doux et l'augmentation de la consommation d'électricité de pointe n'a été que de 1,7%⁶. Cette situation favorable combinée à de nouveaux investissements s'est traduite par une amélioration des marges réelles de production (7,6% contre moins de 5% l'année précédente). C'est une bonne nouvelle qui mérite d'être soulignée.

Cependant, durant les précédents hivers, plus rigoureux, les pointes de demande avaient atteint des niveaux record, menaçant l'équilibre entre l'offre et la demande. Pour répondre à de tels événements exceptionnels qui, selon certains scientifiques, devraient se produire plus fréquemment à l'avenir, il sera nécessaire d'investir dans des centrales de pointe à gaz qui présentent le double inconvénient d'augmenter les émissions de CO₂ et de rendre l'Europe encore plus dépendante des importations de gaz. Une solution efficace serait « d'écrêter les pointes » en rendant obligatoire l'installation de compteurs intelligents (et en incitant les clients à réduire leur consommation durant ces périodes) ou, comme aux États-Unis, en permettant aux Utilities de contrôler à distance certains équipements de leur clientèle ;

- *Accroître les capacités de production non émettrice de carbone* : les études de Capgemini démontrent que, pour obtenir une réduction de 20% des émissions de CO₂, les pays européens doivent non seulement mettre en œuvre des mesures audacieuses de maîtrise de la demande mais également inciter leurs Utilities à modifier leur mix énergétique pour réduire leur dépendance en combustibles fossiles (importés). Ceci pourrait s'avérer difficile pour un pays comme l'Allemagne qui exploite ses propres mines de charbon et de lignite et qui souhaite fermer progressivement ses centrales nucléaires.

4 : Observatoire Européen des Marchés de l'Énergie, 8^e édition, une étude de Capgemini

5 : Le Livre blanc du gouvernement britannique, 2007

6 : Pour les pays de l'UCTE couverts dans cette 9^e édition, veuillez vous référer à la page Codification des pays à la fin de ce document

Les énergies renouvelables (énergie hydraulique, éolienne, solaire et biomasse) sont des sources non émettrices de carbone. En 2006, elles représentaient 6,5% de l'énergie primaire (bien loin encore de l'objectif de 20%). Grâce aux subventions, leur montée en puissance se poursuivra (en particulier pour les énergies hydraulique et éolienne).

L'énergie nucléaire est la seule source d'énergie non émettrice de CO₂ qui produit des quantités importantes et fiables d'électricité. Des pays comme la Finlande et la France ont décidé chacun de construire une centrale nucléaire de troisième génération (EPR) et les travaux ont débuté. De nombreux autres pays – Royaume-Uni, Slovaquie, Lituanie, Lettonie et Estonie – envisagent sérieusement la construction de nouvelles centrales.

Au niveau mondial, on assiste au même phénomène : 30 centrales nucléaires sont en cours de construction et 290 sont planifiées.

La séquestration du CO₂ n'est pas encore au stade industriel. Des projets phares permettant de prouver la viabilité technique et économique devraient être lancés rapidement.

Nous pensons qu'aucun projet de construction de centrales au gaz ou au charbon ne devrait être accepté sans provisions financières pour construire ultérieurement une installation de séquestration de CO₂ ;

- Est-ce que les investissements prévus satisfont aux objectifs relatifs à la sécurité d'approvisionnement et aux objectifs de lutte contre le changement climatique ? Notre Observatoire indique que les électriciens ont repris en 2005 leurs investissements dans les infrastructures et les ont poursuivies en 2006.

Les centrales planifiées représentent une capacité cumulée de 190 000 MW et les projets ayant déjà demandé un permis de construire représentent 165 000 MW.

Les études de l'UCTE⁷ montrent que, pour la période 2007-2010, il devrait y avoir une adéquation entre les capacités de production et la demande.

De 2015 à 2020, la croissance de la consommation d'électricité devrait ralentir mais cela ne suffira pas à stabiliser le niveau de la demande.

Dans son scénario prudent, l'UCTE considère que les capacités de production pourraient être insuffisantes vers 2014-2015. Cependant, selon les hypothèses les plus probables, l'équilibre production/demande devrait être satisfait jusqu'à 2020, à condition que les GRT⁸ réalisent des investissements supplémentaires par rapport à ceux qui sont déjà décidés et connus.

En ce domaine, il convient d'être très attentif à certains facteurs qui pourraient ralentir, voire stopper ces investissements. Mentionnons ainsi :

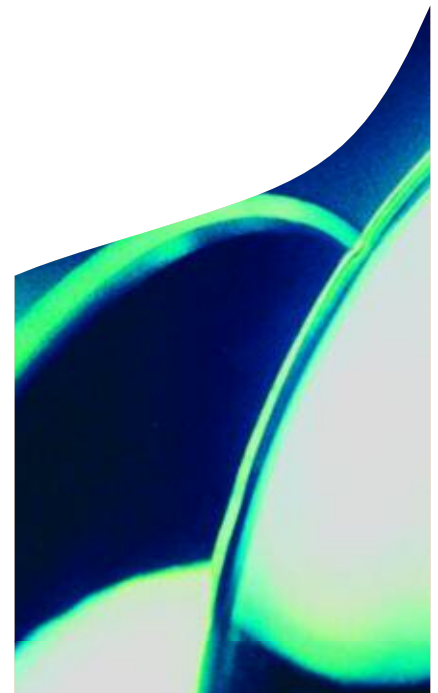
- Les problèmes d'approvisionnement en composants pour la construction de centrales électriques,
- La rareté des sites,
- Les déficits de compétences dans le domaine de l'ingénierie et de la construction en Europe,
- La hausse des coûts (liée aux points cités ci-dessus) – ainsi le coût de construction de nouvelles centrales à charbon augmenterait de 30%,
- L'arrêt prématuré de certaines centrales,
- Enfin les risques politiques et la longueur des procédures bloquant les nouvelles constructions.

Cette analyse révèle que la sécurité d'approvisionnement évolue positivement.

La situation est moins bonne si l'on regarde les objectifs 2020 de l'UE relatifs au changement climatique :

- Les GRT européens ne prévoient pas de réduction de la consommation électrique à l'horizon 2020, ni même une stabilisation ! Évidemment, l'électricité n'est pas le seul mode de consommation énergétique. Tout cela ne fait cependant qu'illustrer la difficulté d'atteindre cet objectif de réduction de la consommation de 20% !
- 81% des centrales prévues sont des centrales à combustible fossile – gaz ou charbon – grosses émettrices de CO₂. Cela va augmenter les niveaux des émissions de CO₂ et l'objectif de réduction de 20% semble bien théorique !

Cette brève analyse montre que les investissements planifiés aujourd'hui sont incompatibles avec les objectifs de l'UE relatifs au changement climatique. Pour être crédibles, l'UE et les divers gouvernements doivent réaligner leurs politiques d'ensemble.



7 : UCTE: Union for the Coordination of Transmission of Electricity (Union pour la coordination du transport de l'énergie)

8 : GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport

Allons-nous vers des marchés du gaz et de l'électricité totalement fluides ? Une 3^e Directive européenne est-elle nécessaire ?

La croissance des échanges énergétiques se poursuit, tant en termes de volumes que de « produits » offerts par les bourses d'échanges

Cependant, des développements sont encore nécessaires pour atteindre l'objectif d'un marché de gros européen totalement intégré – avec des prix harmonisés. L'introduction de deux nouvelles bourses (Belpex en Belgique et OMIP au Portugal/Espagne) constitue une avancée. Via le couplage des marchés spot néerlandais, belge et français, « Belpex » optimise la capacité d'interconnexion en allouant simultanément les capacités transfrontalières de ces trois pays. Grâce au renforcement des interconnexions, ce couplage des marchés a aussi permis une harmonisation des prix. Ce système sera étendu aux pays Scandinaves, à l'Allemagne et au Royaume-Uni.

Après une période de faibles investissements, les GRT européens investissent à nouveau mais essentiellement sur leurs marchés nationaux

Cependant, on ne note aucune amélioration significative des interconnexions ni une réduction des congestions aux interconnexions prioritaires. La liste des projets prioritaires n'a sensiblement pas évolué depuis 2002, malgré une aide financière de l'UE. L'UE a financé environ 11 million d'euros en 2006 pour des projets de réseaux de transport mais ceux-ci ne portaient que sur des études de faisabilité contribuant très peu à réduire les problèmes de congestion.

Séparation de propriété : les conséquences de la « 3^e Directive »

Cette analyse montre que les progrès vers un marché européen de l'énergie totalement libéralisé sont très lents.

Pour accélérer le rythme, la Commission européenne a annoncé le 19 septembre 2007 un nouveau train de mesures visant à garantir que tous les producteurs et commercialisateurs disposeront d'un accès équitable aux réseaux de transport. Elle a proposé de nouvelles règles visant à la séparation patrimoniale des réseaux de transport : séparation totale (ITSO) ou gestionnaire de réseau indépendant (ISO). Elle a également annoncé un renforcement des pouvoirs des régulateurs nationaux, la création d'une Agence européenne de coopération des régulateurs nationaux (comme pour les télécoms) et une plus grande coopération entre les GRT. L'analyse de Capgemini conclut qu'⁹:

- À elle seule la séparation de propriété (ownership unbundling) n'est pas suffisante et que d'autres mesures doivent être prises pour réaliser les objectifs ;
- Il n'existe que deux modèles viables et tous deux doivent être soigneusement évalués : l'ITSO ('Independent Transmission System Operators') et l'ISO « profond » (Independent System Operators) ;
- Il n'existe cependant pas de solution toute prête ; chaque modèle a ses avantages et ses inconvénients et il convient de l'adapter aux particularités nationales ;
- En Europe, il existe des différences essentielles entre les marchés du gaz et de l'électricité. La sécurité d'approvisionnement en gaz est primordiale. D'ailleurs des règles spécifiques dites de réciprocité sont proposées par Bruxelles pour s'assurer que des intérêts étrangers ne puissent pas prendre le contrôle des réseaux européens ;
- Le succès de l'un ou l'autre de ces modèles requiert des règles de marché claires, de nouveaux systèmes d'information ainsi que des mécanismes d'échange de données fiables et peu coûteux.

1^{er} juillet 2007 : l'ouverture totale des marchés n'a pas produit les résultats escomptés ; il est cependant trop tôt pour en juger

Depuis le 1^{er} juillet 2007, les particuliers de la plupart des pays de l'UE peuvent désormais choisir leur fournisseur. Voilà des mois que les opérateurs se préparaient à une transition qui a été techniquement bien gérée, les nouveaux processus et systèmes informatiques étant en place. En outre, aucune perturbation notable des approvisionnements n'a eu lieu. Cette dernière étape de libéralisation des marchés n'a cependant pas créé les changements escomptés. Notre expérience des marchés totalement dérégulés depuis plusieurs années (Royaume-Uni, Suède, Norvège et Pays-Bas) indique que leur transformation est lente et que la mobilité des clients particuliers n'augmente que très doucement. Au cours des prochains mois, nous évaluerons l'impact réel cette étape capitale de libéralisation des marchés.

En 2006, moins de 10% des clients éligibles auraient profité de leur liberté de choix, soit le même pourcentage qu'il y a 18 mois. D'un pays à l'autre, la situation est très différente : le Royaume-Uni est le marché de l'électricité le plus dynamique (taux de changement de fournisseur supérieur à 15%), suivi de la Suède et de la Norvège (taux supérieur à 5%). Aux Pays-Bas, en Belgique et au Danemark, on perçoit un frémissement. Les autres marchés semblent peu actifs.

Les marchés du gaz, dont les taux de changement de fournisseurs sont inférieurs à ceux des marchés de l'électricité, sont encore moins dynamiques.

Les principaux obstacles à la transformation des marchés sont : l'absence de régulateurs puissants favorisant la concurrence, le manque d'activités de marketing direct, le manque d'information des consommateurs, l'accès privilégié des opérateurs historiques à de l'énergie bon marché et l'existence de tarifs régulés inférieurs au prix du marché.

9 : Séparation des Réseaux de Transport d'Énergie (Unbundling) : Un point de vue de Colette Lewiner et Oskar Almen

Les prix de détail de l'électricité varient beaucoup d'un pays à l'autre

En 2006, les prix de gros moyens annuels de l'électricité ont cru de 12,6%.

Cette croissance régulière et la dynamique du marché ont dopé les prix sur tous les marchés de détail.

Dans de nombreux pays de l'UE, les prix pour les particuliers ont augmenté de 5 à 12% : 12 à 20% au Royaume-Uni, en Norvège, en Suède et aux Pays-Bas et une progression infime – voire nulle – en France où les tarifs régulés sont encore largement pratiqués.

L'écart des prix aux particuliers entre les différents pays européens reste très élevé. Ils varient de 60 centimes à 2€/kWh (les prix les plus bas étant pratiqués en Pologne, France, Finlande et Espagne). Les pays les plus chers sont la Norvège, l'Irlande, les Pays-Bas et l'Allemagne. Dans notre précédent rapport, ces quatre pays pratiquaient déjà les prix les plus élevés pour les particuliers.

En dépit d'une stabilisation des prix de gros, les prix de détail du gaz ont augmenté, et varient fortement au sein de l'UE

L'augmentation du prix du pétrole en est la cause principale : son prix moyen est passé de 54\$ le baril en 2005 à 65\$ en 2006.

Cette hausse de 20% a été répercutée (à différents degrés) sur le prix de détail du gaz car les contrats long terme d'achats prévoient une indexation sur les prix du pétrole.

Sur le segment des particuliers, le Royaume-Uni a connu la plus forte augmentation (30%), alors que les Tchèques bénéficiaient d'une baisse de 5%. Comme on l'a observé l'an passé, les Allemands, Danois, Irlandais et Hollandais subissent les prix les plus élevés. Un particulier irlandais paye son gaz 80€/MWh.

Les Baltes bénéficiaient pour leur part des prix les plus bas, soit 20-25€/MWh.

On pourrait penser que ces prix sont corrélés avec le degré d'ouverture des marchés, mais ce lien n'est pas évident. Au Royaume-Uni, les prix sont élevés bien que le marché y soit ouvert depuis 1996 (avec une forte compétition). Par contre, les pays baltes qui ouvrent seulement leurs marchés à la concurrence maintenant, bénéficient des prix les plus bas. D'autres facteurs expliquent ce manque de corrélation : entre autres, l'histoire (pour les pays de l'ex-CEI), le coût des transports, la dynamique offre/demande à court terme, l'existence de tarifs régulés ou de subventions...

Pour conclure, disons que si les prix de gros de l'électricité et du gaz tendent à converger en Europe, ce n'est pas du tout le cas pour les prix de détail. En outre, il n'existe pas de corrélation claire entre ouverture des marchés et niveau des prix. La dérégulation est loin d'être l'unique facteur responsable du niveau des prix de l'électricité et du gaz.

Fusions et acquisitions : pourquoi la consolidation est-elle si lente ?

Perdant des parts de marché sur leurs marchés traditionnels, les opérateurs historiques procèdent depuis plus de dix ans à des acquisitions hors de leurs frontières (par ex. EDF au Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Suisse et Europe de l'Est ; E.ON dans les pays Scandinaves, au Benelux, Espagne, Italie, France et Europe de l'Est) et cette tendance devrait se poursuivre.

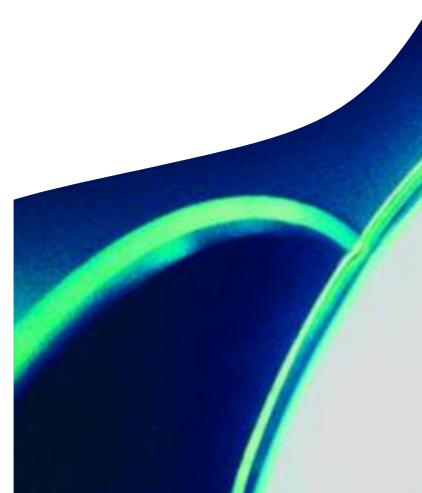
Mais si les trésors de guerre des Utilities ont atteint des niveaux record et si certaines fusions ont eu lieu au début 2006, aucune méga-transaction n'a été conclue au cours du premier semestre 2007.

Deux méga-fusions avaient été annoncées pour la fin 2005 et le début 2006 : l'achat d'Endesa par Gas Natural, puis son acquisition par E.ON, et la fusion Suez/Gaz de France. Ce n'est qu'après 18 mois fertiles en rebondissements que ces affaires se sont dénouées.

Sur l'initiative du gouvernement espagnol, une solution « nationale » a été trouvée. La fusion E.ON/Endesa n'a pas eu lieu et l'Enel (Italie) et Acciona (Espagne) en sont devenus les nouveaux propriétaires d'Endesa.

Le 3 septembre 2007, Suez et Gaz de France ont finalement accepté les conditions posées par le Président de la République française à leur fusion. Celle-ci donnera naissance, probablement début 2008, à l'un des trois principaux opérateurs européens. Même certaines fusions amicales n'ont pas abouti, comme celle entre Essent et Nuon (Pays-Bas), stoppée après un long processus de négociations. Tout cela illustre la complexité de la situation, car les différents acteurs européens ont des stratégies divergentes. Les Utilities souhaitent devenir des sociétés paneuropéennes capables d'investir dans les infrastructures électriques. Certains pays considèrent l'énergie comme une question stratégique et favorisent l'émergence de 'champions' nationaux. Enfin, la Commission européenne souhaite davantage de fluidité et de compétitivité et veut favoriser l'émergence de plus petits acteurs.

De nouveaux entrants (banques et investisseurs financiers) sont apparus sur ce marché. Ils investissent dans le secteur des infrastructures (réseaux, actifs dans l'eau) qui offre des revenus récurrents à faible risque. La poursuite de l'*unbundling* leur offrira de nouvelles opportunités. La bataille continue !



Face à ces nombreux changements, les Utilities doivent adopter de nouveaux modèles de gestion

Les acteurs vont devoir s'adapter aux nouvelles réglementations. Par exemple, la séparation des réseaux de transport souhaitée par l'UE les amènera à constituer de nouvelles entreprises basées sur les modèles ITSO ou ISO. Cela les contraindra à changer radicalement de modes opératoires et de systèmes d'information pour assurer une circulation fluide des données entre ces nouvelles entreprises et les opérateurs historiques. Ceci est essentiel pour la sécurité d'approvisionnement. En outre, les opérateurs historiques qui perdront les bénéfices récurrents issus de l'exploitation de leurs réseaux de transport devront réduire le coût de service à la clientèle afin de survivre au sein d'un environnement compétitif.

Ils ont souvent accumulé au cours des ans des strates inutiles de management. Pour plus d'efficacité, ils devront rationaliser et simplifier leurs organisations et leurs processus et systèmes informatiques. Ils devront également lancer des programmes d'accompagnement du changement pour que leurs employés adhèrent à ces nouvelles orientations et modifient leurs comportements.

Ils pourraient aussi réaliser d'importantes économies en confiant la gestion de leurs systèmes informatiques et certains de leurs processus commerciaux à des sociétés de services spécialisées. Cette externalisation peut non seulement permettre de substantielles économies mais aussi améliorer la qualité de service aux clients. C'est en tous cas le constat de Utilities nord-américaines qui ont externalisé leurs processus de relation clientèle.

Ces opérateurs historiques sont généralement aussi confrontés à un problème de vieillissement de leurs effectifs alors que les « baby boomers » partent à la retraite. Par exemple, 23 000 salariés quitteront EDF entre 2008 et 2012. De plus, dans de nombreux pays occidentaux, les formations techniques attirent de moins en moins les nouvelles générations et le nombre de jeunes ingénieurs baisse. Cette carence de talents constitue un défi de taille, particulièrement dans certains domaines comme l'énergie nucléaire où les investissements dans de nouvelles centrales ont été fortement ralentis ces dernières décennies.

Les entreprises doivent lancer des campagnes de recrutement ciblées. Elles peuvent aussi bénéficier des formations d'ingénieurs dans certains pays d'Asie (l'Inde et la Chine, par exemple) en les faisant venir en Europe ou leur confiant (en externalisant) la gestion de certaines activités à distance.

Les nouvelles technologies auront un impact sur tous les segments de la chaîne de valeur des Utilities : production (centrales nucléaires de 3^e génération, séquestration du CO₂), réseaux (réseaux « intelligents » équipés de nouveaux types de capteurs) et commercialisation (compteurs intelligents, nouveaux outils Internet tels que le Web 2.0. modifiant l'interaction avec les consommateurs). L'association de ces technologies et des innovations dans les systèmes informatiques (par ex. l'architecture orientée services) est en train de remodeler le secteur. La mise en œuvre de ces changements aura un fort impact sur la gestion des collaborateurs. D'une part, de nouvelles embauches et de nouvelles formations seront nécessaires, mais d'autre part, ces technologies permettront d'atténuer l'impact des départs à la retraite (par ex. l'installation des compteurs intelligents permet de réduire significativement le nombre d'agents releveurs de compteurs).

À présent, j'ai le plaisir de vous présenter la 9^e édition de l'Observatoire Européen des Marchés de l'Énergie (OEME). Tout au long de ce rapport, nous analysons les principaux indicateurs des marchés de l'électricité et du gaz.

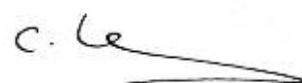
Nos partenaires enrichissent une nouvelle fois cette étude en nous faisant profiter de leur expertise : Bird & Bird pour les questions réglementaires et juridiques au niveau européen, VaasaETT sur les comportements des clients et Société Générale Equity Research sur la performance financière et la stratégie des Utilities.

Des encarts spéciaux sur les questions énergétiques dans les principaux pays européens (Allemagne, Belgique, Danemark, Europe de l'Est, France, Italie, Pays-Bas, Royaume-Uni, Slovaquie, Suède et Suisse) viennent aussi enrichir les différents chapitres.

J'espère que vous lirez avec plaisir cette nouvelle édition de l'Observatoire Européen des Marchés de l'Énergie et que les informations et analyses qu'il fournit vous seront utiles.

Paris, le 8 octobre 2007.

Colette Lewiner



*Directeur International du secteur Énergie,
« Utilities » et Chimie chez Capgemini*

Equipe de l'Observatoire Européen des Marchés de l'Énergie

Directeur du programme

Philippe David
+33 1 49 00 22 11
philippe.david@capgemini.com

Equipe centrale

Philippe Coquet
+33 1 49 00 22 09
philippe.coquet@capgemini.com

Oskar Almen
+46 8 5368 4249
oskar.almen@capgemini.com

Sopha Ang
+33 1 49 00 22 30
sopha.ang@capgemini.com

Vers une politique européenne de l'énergie

Céline Alléaume
+33 1 49 00 54 67
celine.alleaume@capgemini.com

Maître Christophe Barthélémy
+33 1 42 68 60 00
christophe.barthelemy@twobirds.com

Concurrence dans le secteur de l'électricité

Production d'électricité
Emmanuel Austruy
+33 1 49 00 22 36
emmanuel.austruy@capgemini.com

Ana-Maria Popa
+33 1 49 67 98 52
ana-maria.popa@capgemini.com

Marchés de gros de l'électricité
Jérôme Natali
+33 1 49 67 99 93
Jerome.natali@capgemini.com

Marchés de détail de l'électricité
Philippe Coquet
+33 1 49 00 22 09
philippe.coquet@capgemini.com

Dr Philip Lewis
+358 40 529 5852
philip.lewis@vaasaett.com

Ouverture du marché du gaz

Amont gazier
Florent Andrillon
+33 1 49 67 20 73
florent.andrillon@capgemini.com

Le GNL
Christian Sgard
+33 1 49 67 42 44
christian.sgard@capgemini.com

Marchés de gros du gaz
Aurélie Lemerrier
+33 1 49 67 40 93
aurelie.lemerrier@capgemini.com

Yves Rousseau
+33 1 49 00 22 24
yves.rousseau@capgemini.com

Marchés de détail du gaz
Antonio Michelin
+39 2 4149 31
antonio.michelon@capgemini.com

Infrastructures et Activités Régulées

Transport & Distribution de l'électricité
Andreas Schreiber
+33 1 49 67 42 89
andreas.schreiber@capgemini.com

Fabrice Catala
+33 1 49 67 42 21
fabrice.catala@capgemini.com

Transport du gaz
Alain Bourguignon
+33 1 49 00 22 04
alain.bourguignon@capgemini.com

Stockage du gaz
Christian Sgard
+33 1 49 67 42 44
christian.sgard@capgemini.com

Développement durable

Alain Chardon
+33 1 49 00 22 29
alain.chardon@capgemini.com

Oskar Almen
+46 8 5368 4249
oskar.almen@capgemini.com

Performance financière et stratégie des acteurs

Yves Rousseau
+33 1 49 00 22 24
yves.rousseau@capgemini.com

John Honoré
+33 1 42 13 51 55
john.honore@sgcib.com

Adam Dickens
+33 1 42 13 51 23
adam.dickens@sgcib.com

Thierry Bros
+33 1 58 98 11 70
thierry.bros@sgcib.com

Encarts pays

Allemagne/Suisse
Andreas Hense
+49 (0) 221 9126 440
andreas.hense@capgemini.com

Michael Roesner
+49 (0) 30 88703 313
michael.roesner@capgemini.com

Belgique
Pierre Lorquet
+32 2 708 13 95
pierre.lorquet@capgemini.com

Danemark
Bente Dahlgaard Mortensen
+45 7011 2200
bente-dahlgaard.mortensen@capgemini.com

Europe de l'Est
Michael Trampert
+43 1 21163 8700
michael.trampert@capgemini.com

France
Philippe David
+33 1 49 00 22 11
philippe.david@capgemini.com

Italie
Antonio Michelin
+39 2 4149 31
antonio.michelon@capgemini.com

Pays-Bas
Mario van Essen
+31 30 689 54 60
mario.van.essen@capgemini.com

Pays nordiques
Anders Ryrfeldt
+46 8 5368 6244
anders.ryrfeldt@capgemini.com

Royaume-Uni
Alistair Green
+44 870 366 0047
alistair.green@capgemini.com

Slovaquie
Roman Vransky
+421 2 444 55 678
roman.vransky@capgemini.com



À propos de la Société Générale

La Société Générale est l'un des tout premiers groupes de services financiers de la zone euro. Le Groupe emploie 120 000 personnes à travers le monde dans trois grands métiers :

- Réseaux de Détail & Services Financiers qui comptent 24 millions de clients particuliers en France et à l'international ;
- Gestion d'actifs & Services aux investisseurs, où le Groupe compte parmi les principales banques de la zone euro avec 2 580 milliards d'euros en conservation et 467,2 milliards d'euros sous gestion à fin juin 2007 ;
- Banque de Financement & d'Investissement, Société Générale Corporate and Investment Banking se classe durablement parmi les leaders européens et mondiaux en marché de capitaux en euro, produits dérivés, et financements structurés.

Société Générale figure dans les cinq principaux indices internationaux de développement durable. www.socgen.com

Société Générale Corporate & Investment Banking

Un acteur de tout premier plan présent dans plus de 45 pays en Europe, Asie-Pacifique et sur le continent américain, est la 3^{ème} banque de financement et d'investissement de la zone euro par le produit net bancaire. C'est la banque de référence en :

- Marchés de capitaux en euros. Présente dans le top 5 des marchés de capitaux en euros (obligations, titrisation, prêts), et un leader dans les marchés de capitaux français avec une portée européenne ;
- Produits dérivés. Un leader mondial en dérivés d'actions, avec une position dominante dans de nombreux dérivés de taux, crédit, devises et matières premières ;
- Financements structurés. Un leader mondial en financements structurés de matières premières, d'exports et de projets avec une expertise globale dans le financement de l'énergie, des infrastructures, de l'immobilier, des médias et des télécommunications.

Grâce à l'association d'une grande expertise, de principes innovants, de services de conseil et d'une grande qualité d'exécution, Société Générale Corporate & Investment Banking offre des solutions sur mesure en termes de levée de capitaux, financement, gestion de risque et de placements à ses clients émetteurs et investisseurs sur les marchés de la dette et actions. www.sgcib.com



À propos de Bird & Bird

Bird & Bird est un cabinet d'avocats international en croissance rapide, ayant pour particularité d'allier une solide expertise dans la plupart des domaines du droit des affaires et de la fiscalité à une connaissance opérationnelle de plusieurs grands secteurs économiques.

Avec près de 600 avocats et des bureaux à Pékin, Bruxelles, Düsseldorf, Francfort, La Haye, Hong Kong, Londres, Lyon, Madrid, Milan, Munich, Paris, Rome et Stockholm, ainsi que de nombreux correspondants internationaux aux Etats-Unis et dans d'autres pays d'Europe, Bird & Bird offre à ses clients une expertise local dans un contexte global. Créé en janvier 2000 par une équipe d'une dizaine d'avocats, le bureau de Paris compte aujourd'hui 70 avocats aux parcours diversifiés, dont 18 associés.

Grâce à sa connaissance approfondie du fonctionnement des entreprises et des administrations, des nécessités, difficultés et défis de tous ordres auxquels elles sont confrontées quotidiennement, Bird & Bird est en mesure d'assister ses clients qu'il s'agisse de définir des stratégies ou de mettre en place des opérations, des plus traditionnelles aux plus sophistiquées et innovantes, à l'échelle nationale, européenne ou mondiale.

Les bureaux de Paris et Lyon ont désormais une expertise solide et reconnue dans les disciplines suivantes : corporate finance, droit bancaire, fiscalité, droit public, droit de la concurrence, droit social, droit de la propriété intellectuelle et de la propriété industrielle, droit de la protection des données personnelles, droit des télécommunications, droit de l'informatique, droit des sciences de la vie, droit de l'énergie, droit des médias, droit de l'aéronautique et de la défense, contentieux, arbitrage et médiation.

Des informations complémentaires sont disponibles sur le site www.twobirds.com



À propos de VaasaETT

VaasaETT est un nouveau "think-tank" indépendant qui offre à l'industrie de l'énergie et des Utilities des solutions créatives et innovantes, grâce à l'expertise et à l'implantation de son réseau de plus de 1 000 experts dans 50 pays sur quatre continents.

Les trois principaux domaines d'expertise de VaasaETT sont le développement de la valeur client, l'efficacité des marchés et le recrutement et la formation de cadres dirigeants. VaasaETT détient également une large palette de compétences sur toutes les problématiques rencontrées par les acteurs des marchés de l'énergie et des Utilities.

VaasaETT constitue la meilleure source mondiale d'informations en ce qui concerne l'analyse de la psychologie des clients, ainsi que sur leur comportement face aux changements des marchés de l'énergie (par ex. évolution des prix, nouvelles offres, réglementation, libéralisation, ...).

Dans environ 50 pays, plus de 300 organisations dont Shell International, E.ON, ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas), Nokia, ABB, Electrabel, RAO, Fortum, ENECO Energie et de nombreux autres ont bénéficié de l'expertise de VaasaETT

Plus d'informations sur www.vaasaett.com



A propos de Capgemini et le Collaborative Business Experience

Capgemini, un des leaders mondiaux du conseil, des services informatiques et de l'infogérance, a développé une façon unique de travailler avec ses clients, appelée «Collaborative Business Experience» et basée sur les capacités de dialogue et de collaboration que lui reconnaissent ses clients.

Plus qu'une philosophie, le «Collaborative Business Experience» est un mode de travail qui renforce l'engagement de Capgemini vis-à-vis de ses clients. En définissant conjointement les objectifs, en mettant en place des processus simples et plus efficaces, en partageant les risques comme les expertises, en structurant des équipes communes, Capgemini aide les entreprises à mettre en place des

stratégies de croissance, à développer leurs technologies et à prospérer.

Capgemini a réalisé un chiffre d'affaires en 2006 de 7,7 milliards d'euros et emploie environ 80 000 personnes dans le monde.

Avec plus de 1 milliard d'euros de chiffre d'affaires en 2006 et près de 8 000 consultants engagés dans des projets tant en Europe, qu'en Amérique du Nord ou dans la zone Asie Pacifique, le secteur mondial Energy, Utilities & Chemicals de Capgemini répond aux besoins en conseil de gestion et technologie de l'information de la plupart des grands acteurs mondiaux de ces industries.

Pour plus d'informations :

www.fr.capgemini.com/secteurs/energie