

Les liens entre les prix du gaz naturel et du pétrole

Le prix du gaz naturel sur le continent européen est encore largement défini par référence directe aux prix des énergies concurrentes en particulier le fioul lourd et le fioul domestique, ce qui aboutit à un lien du marché du gaz avec le marché pétrolier. Ce modèle, sous l'effet de la dérégulation, est susceptible de changer à l'avenir, à l'image de l'évolution passée du marché américain.

Dans le secteur du gaz naturel, une question est récurrente : **le lien prix du gaz et prix du pétrole est-il amené à perdurer ?** Il convient tout d'abord de préciser que cette question concerne pour l'essentiel le marché européen continental et le marché asiatique. En effet depuis la dérégulation des marchés gaziers aux États-Unis ou au Royaume-Uni, le prix directeur du gaz naturel est défini par les prix court terme (les prix « spots » du Henry Hub ou du NBP) et par les cotations standardisées des places de marché de type Nymex (États-Unis) ou IPE (Royaume-Uni) : ces prix reflètent l'équilibre offre/demande du marché.

Pourtant même dans ce cadre dérégulé, un lien existe avec le prix du brut... Le prix du gaz est donc aujourd'hui influencé soit directement via des formules intégrant le prix des produits pétroliers soit indirectement comme aux États-Unis. Les questions à se poser sont donc les suivantes : **les formules d'indexations directes des prix sont-elles vouées à disparaître ? Quel type de lien subsiste dans un marché dérégulé ?**

Les formules de calcul du prix du gaz en Europe ou en Asie

Le milieu des années 50 marque le début des échanges gaziers sur de longues distances en particulier aux États-Unis et en Europe. Un réseau va alors se développer permettant des importations en provenance de Russie, d'Algérie, de Norvège ou des Pays-Bas. Dans le même temps, des échanges par GNL (Gaz Naturel Liquéfié) vont se mettre en place en Asie pour alimenter les anciennes centrales électriques au pétrole du Japon. Le Canada alimentera bientôt les États-Unis.

Afin de pérenniser ces échanges qui nécessitent des investissements de transport très lourds avec pour unité de référence le milliard de dollar, il fallait trouver un cadre rassurant pour l'acheteur comme pour le vendeur : ce sera le contrat long terme. Ses principales caractéristiques sont : un engagement sur des durées de 20 à 25 ans, des obligations d'enlèvement minimal et de paiement de la part de l'acheteur (clause de « Take or Pay ») et de fourniture de la part du vendeur, et un prix indexé sur les énergies concurrentes.

L'objectif de ce prix indexé sur le fioul lourd, le fioul domestique ou directement sur le pétrole brut (Algérie ou contrats asiatiques de GNL) est de maintenir une part de marché pour le gaz naturel. En l'absence de marché dédié pour le gaz naturel partout en concurrence avec les produits pétroliers, ces formules d'achat assurent un prix en ligne avec les énergies concurrentes et donc un débouché à peu près certain. De ce fait les investissements liés au transport peuvent être amortis sans risque sérieux de baisse des livraisons. Ces formules et ces contrats sont toujours en vigueur sur les marchés européen ou asiatique.

Le principe de calcul est défini sur une base dite « netback » : les coûts de transport et de distribution sont déduits du prix moyen des énergies concurrentes sur le marché final. Le résultat correspond au prix maximum d'achat que le distributeur gazier est prêt à payer au producteur. Une indexation classique permet de maintenir dans le temps un lien entre le gaz naturel et les énergies concurrentes.

Exemple de formule gazière :

- Europe : $P = P_0 + A \times (G - G_0) + B \times (F - F_0)$
- Asie : $P = P_0 + A \times (B - B_0)$

où :

$P (P_0)$ = prix mensuel d'achat du gaz au producteur (indice 0 : date initiale de mise en oeuvre du contrat) ;

$G / F / B$ = prix moyen sur 3, 6 ou 9 mois du fioul domestique G , du fioul lourd F , du pétrole B . (la moyenne permet d'atténuer les hausses ou les baisses des cours du marché pétrolier) ;

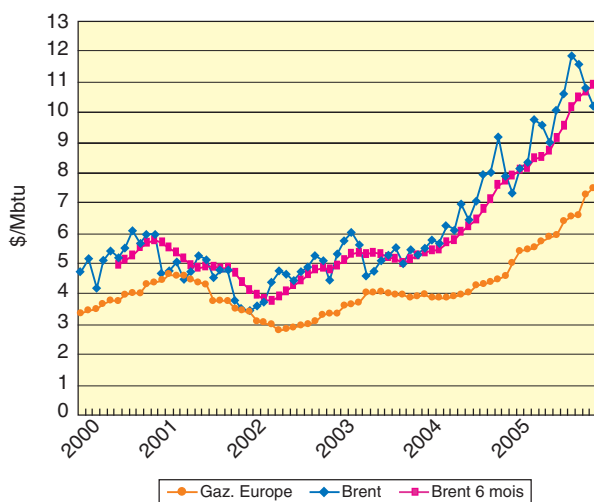
A / B : coefficients d'équivalence énergétique.

En Europe, l'indexation repose pour l'essentiel sur les fiouls (lourd et domestique) dans la mesure où le gaz naturel est en concurrence principalement dans les secteurs industriel et commercial. En Asie, le choix s'est porté sur le pétrole brut qui était l'énergie largement utilisée dans les centrales électriques dans les années 70.

Les liens entre les prix du gaz naturel et du pétrole

En première approximation, il est possible d'établir une bonne corrélation entre le prix moyen sur 6 mois du brut et le prix mensuel du gaz des contrats long terme (fig. 1), ce qui confirme le lien étroit entre les 2 énergies. Comme ordre de grandeur, il convient de retenir les relations suivantes : pour un brut à 20 \$/b (3,7 \$/MMBtu), le prix du gaz en Europe s'établit à environ 3 \$/MMBtu (8,6 Euro/MWh pour 1 \$ à 1,2 Euro) et pour 60 \$/b (11 \$/MMBtu), il se situe à 7 \$/MMBtu (20 Euro/MWh). Nous sommes actuellement dans cette zone de prix.

Fig. 1 Lien prix du gaz long terme en Europe et prix du Brent



Remarque : le prix long terme du gaz est indicatif et reflète des moyennes européennes.

La remise en cause de ces formules dans les marchés dérégulés

Les contrats long terme avec les clauses de « Take or Pay » (paiement au minimum des volumes contractés) et d'indexation des prix sur les énergies concurrentes répondent parfaitement aux besoins des marchés gaziers émergents. En l'absence de référence propre, l'indexation permet d'avoir un prix en ligne avec le marché et de trouver ainsi un débouché pour le gaz.

Le risque marché est donc limité permettant à l'acheteur de s'engager sur une longue période et d'accepter la clause de « Take or Pay ». Celle-ci n'a d'ailleurs pratiquement jamais été mise en œuvre que ce soit en Europe ou en Asie. Le système est ainsi parfaitement adapté pour limiter les risques et permettre de financer les investissements du transport. Ce mode contractuel restera encore longtemps en vigueur dans les pays développant une industrie gazière (exemple actuel de la Chine ou de l'Inde...).

La dérégulation des marchés gaziers, initiée au milieu des années 1980 aux États-Unis et au Royaume-Uni, a en

revanche largement remis en cause ce schéma. De façon schématique, la dérégulation vise 2 objectifs majeurs :

- maintenir un opérateur unique pour la gestion du transport et de la distribution, de façon à ne pas dupliquer ces réseaux ce qui serait économiquement absurde ;
- ouvrir l'achat et la vente de gaz à la concurrence.

Cette évolution nécessite de séparer les activités des opérateurs sur une base comptable ou juridique afin d'avoir d'un côté les gestionnaires de réseau contrôlés par une autorité de régulation (CRE en France) et de l'autre les sociétés de production et de commercialisation soumises aux lois du marché. Les conséquences de ce nouveau schéma organisationnel sont profondes.

Il en résulte tout d'abord une moins bonne visibilité sur le long terme par rapport à l'existence d'un opérateur unique par région (Allemagne) ou par pays (France, Italie...) comme ce fut le cas par le passé. En effet la concurrence ne permet plus de savoir avec précision ce que sera, pour chacun des opérateurs, la demande à 5 ans et encore moins à 10 ans. L'idée de s'engager dans des contrats long terme sur 20 ans devient ainsi plus risquée. Le premier résultat de la dérégulation est ainsi de réduire la durée d'achat des contrats à moins de 10 ans contre 20/25 ans auparavant. Cette situation est intervenue aux États-Unis et au Royaume-Uni.

Principales différences entre des marchés monopolistiques et dérégulés

	Marché monopolistique	Marché dérégulé
Durée des contrats	Contrats long terme majoritairement (20 / 25 ans)	Contrats court (1 mois) moyen (18 mois) et long terme (moins de 10 ans)
Achats	Clause de « Take or Pay »	Clause de « Take or Release » (US)
Prix	Calcul « netback », avec indexation sur les énergies concurrentes	Indexation sur le prix de marché (spot)
Transport	Géré par la compagnie gazière en monopole	Géré par une société dédiée ; signature de contrats de transport (ATR)

ATR : Accès des Tiers au Réseau ou TPA en anglais.

La deuxième conséquence importante est l'émergence d'un marché « spot » du gaz naturel permettant des échanges ponctuels au jour le jour. Cette tendance est le résultat de la multiplicité des acteurs qui doivent pouvoir équilibrer leur offre par des échanges court terme sur le marché. La création de marché réglementé par le Nymex ou l'IPPE et de contrats gaz standardisés (« Futures » et options en particulier) se poursuit

Les liens entre les prix du gaz naturel et du pétrole

naturellement afin de pouvoir offrir aux opérateurs une couverture du risque prix, fonction de base de ces bourses.

Globalement le modèle contractuel évolue fortement dans un marché dérégulé :

- La durée des contrats est moins longue, avec une panoplie de contrats compris entre 1 mois, 18 mois et plus de 18 mois (États Unis).
- La clause de « Take or Pay » est parfois remplacée par la clause de « Take or Release » (possibilité de revendre sur le marché spot les excédents).
- Le prix est défini par référence au marché gazier qui dépend de l'équilibre offre/demande et non des énergies concurrentes.
- Le transport du gaz est géré par un opérateur indépendant de la commercialisation ; ses tarifs sont contrôlés par un régulateur.

Contrairement à une idée reçue, le long terme n'est pas complètement éliminé dans un marché où le prix spot (ponctuel) devient directeur. Les contrats long terme restent d'actualité, sur des durées il est vrai plus courtes et avec une indexation marché, c'est-à-dire en référence au marché « spot ». Par ailleurs, la signature de contrat de transport sur des durées relativement longues permet de planifier les besoins futurs d'investissement dans les réseaux. Ils offrent d'une certaine façon la visibilité long terme assurée autrefois par l'opérateur unique.

En tout état de cause, c'est en fait plus l'absence d'un opérateur unique que l'existence d'un prix spot qui crée une certaine myopie pour les marchés dérégulés. Les contrats long terme portant sur des volumes conséquents, comme ce fut le cas en Europe, permettaient une bonne planification de l'offre. Cette planification devient beaucoup plus délicate pour les producteurs avec de nombreux acheteurs. Ainsi, dans un marché dérégulé, ce sont les fortes fluctuations de prix qui assurent les ajustements marchés nécessaires. La concurrence porte en elle-même la volatilité des prix.

Situation actuelle et perspectives d'évolution du marché européen

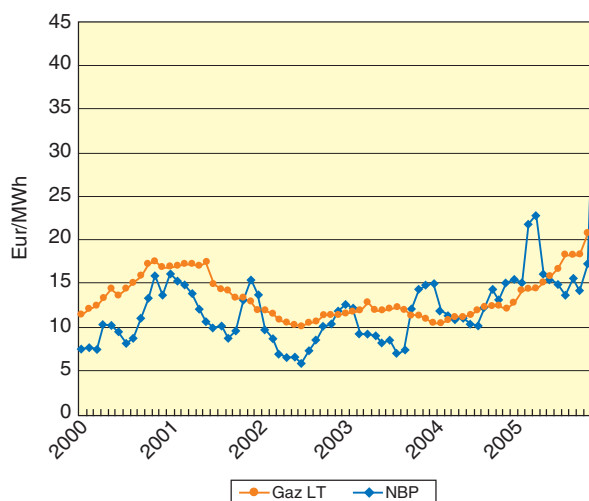
Le marché européen se trouve aujourd'hui dans une situation duale, avec d'un côté des prix spots directeurs sur le marché britannique et de l'autre des prix directement influencés par celui des produits pétroliers sur le continent. Ces deux marchés ne sont pas indépendants puisque l'Interconnector, gazoduc reliant la Belgique à l'Angleterre, joue désormais un rôle d'arbitrage.

L'évolution des prix depuis 2000 (graphique ci-dessous) permet de voir que les tendances lourdes de hausse et de baisse sont communes pour ces deux marchés. En revanche le niveau de prix a connu des écarts importants. Globalement, il est possible de distinguer 2 périodes, l'avant et l'après 2003.

Avant octobre 2003, le prix sur le marché anglais était sensiblement inférieur par rapport aux prix indexés des contrats long terme sur le continent. Ceux-ci servaient de bornes hautes aux prix anglais dans les périodes de tension en particulier en hiver. L'hiver 2003 a marqué un tournant avec un prix anglais équivalent voir supérieur en moyenne aux prix pratiqués sur le continent.

Tout se passe comme si le prix long terme jouait un rôle de modérateur à la baisse ou à la hausse du prix spot anglais : il sert de prix plafond en période de détente du marché anglais (avant octobre 2003) et inversement de plancher en période de tensions chroniques (après 2003). Les échanges possibles dans les 2 sens via l'Interconnector sont à l'origine de ce phénomène d'arbitrage.

Fig. 2 Prix spot (NBP) au Royaume-Uni et prix long terme sur le continent



NBP : National Balancing Point.

Le National Balancing Point (NBP) en Angleterre n'est désormais plus la seule place de marché en Europe. Zeebrugge, en Belgique, et dans une moindre mesure le Title Transfer Facility (TTF) aux Pays-Bas, sont les deux places de marché les plus importantes sur le continent européen. Ces deux marchés étant liés par l'Interconnector, les flux bi directionnels entre le Royaume-Uni et la Belgique assurent un équilibre entre les prix « spot » au NBP et à Zeebrugge la plus grande partie de l'année.

Dans ce contexte, la principale question qui se pose aujourd'hui est de savoir si ce fonctionnement dual est susceptible de se poursuivre à l'avenir. Les contrats à long terme « Take or Pay » représentent actuellement environ 90 % de l'approvisionnement gazier en Europe continentale. En dehors du Royaume-Uni, le prix spot n'a donc qu'une place limitée.

Son influence grandissante à l'avenir est probable si l'on se réfère à ce qui s'est produit par le passé dans les marchés

Les liens entre les prix du gaz naturel et du pétrole

dérégulés. L'évolution plus ou moins rapide vers un tel schéma dépendra de l'émergence d'une concurrence plus importante qui elle-même dépendra des disponibilités gazières sur le marché et des prix spots.

Des prix spots tendanciellement plus faibles par rapport aux prix des contrats long terme seraient de nature à accélérer cette évolution. Ce phénomène est susceptible d'intervenir à l'horizon 2006/2007 avec l'arrivée de nouvelles infrastructures de transport (pipeline et LNG) sur le marché anglais.

Un prix spot directeur est donc une possibilité réelle à court terme sur le continent européen. C'est d'une certaine façon une tendance naturelle des marchés dérégulés et il est difficile de croire que ce phénomène ne se produira pas en Europe à terme. Dans ce nouveau contexte envisageable à l'avenir, une baisse des prix n'est pas assurée : il suffit de constater ce qui se produit actuellement sur les marchés dérégulés américains ou britanniques. Les tensions sur l'offre provoquent des envolées des prix... l'équilibre offre/demande détermine le niveau des prix.

Un lien indirect avec le pétrole

Des exemples de marché spécifique du gaz naturel disposant d'un « baromètre » propre pour fixer le prix existant, comme nous l'avons signalé, aux États-Unis ou au Royaume-Uni en particulier. Le cas américain est particulièrement intéressant puisqu'il n'y a plus d'interférence avec des prix indexés.

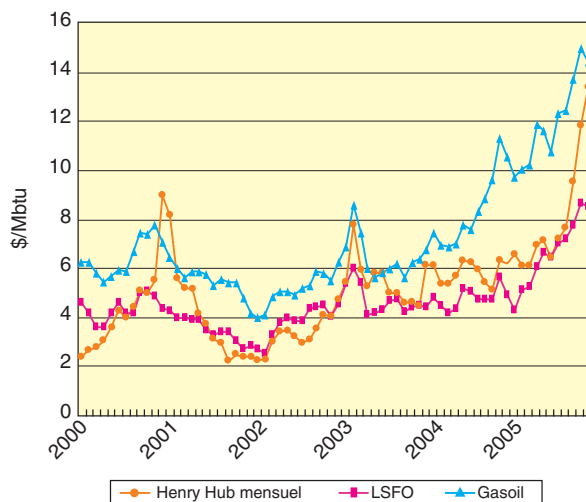
Sur ce marché, les cotations spots de référence sont fixées au point « Henry Hub », principal lieu de cotation du Texas, et par contagion aux autres « Hubs » (Un « Hub » est un lieu de convergence de plusieurs pipelines permettant une cotation spot). En dépit d'une autonomie de fixation des prix du gaz, une corrélation existe malgré tout avec le marché pétrolier. La figure 3 met en évidence une évolution tendancielle des cours du gaz parallèle à celle des cours des produits pétroliers. En revanche, les cours mensuels sont plus autonomes, évoluant entre un maximum, le prix du fioul domestique, et un minimum, le prix du fioul lourd.

Le prix du gaz peut momentanément s'écarter de ces valeurs hautes et basses, mais des phénomènes de rappel (substitution inter énergies) permettent de ramener celui-ci dans la fourchette des cours des produits pétroliers.

La substitution du gaz par le charbon (production d'électricité) ou par les fiouls lourds (industrie) permet ainsi d'éviter de trop grandes envolées des prix. Inversement, une trop forte baisse à des niveaux inférieurs aux prix du fioul lourd a pour effet de relancer la demande gazière et, là encore, de ramener son prix dans la fourchette fioul domestique/fioul lourd. Les derniers mois sont marqués par une parité des prix gaz/brut WTI compte tenu de la tension sur l'offre provoquée par les ouragans Katrina et Rita. Un hiver très froid serait de nature à

provoquer un dépassement de cette limite avant que les forces de rappel n'agissent à la baisse.

Fig. 3 Prix spot (Henry Hub) aux États Unis et prix des produits pétroliers (fioul domestique et fioul lourd BTS)



Il existe donc, même sur ce marché dérégulé, une relation indirecte avec le marché pétrolier en raison des possibilités de substitution d'une énergie par une autre : le prix du fioul lourd constitue globalement la borne basse du prix avec des possibilités de s'écarter à la hausse en période de tensions. Le prix du gaz se rapproche dans ce cadre des cours du brut et peut même sur de courtes périodes le dépasser.

En guise de conclusions

Le prix du gaz sur le marché européen restera encore pour un certain temps lié directement au prix du pétrole brut compte tenu de l'importance actuelle des contrats long terme traditionnels indexés sur le cours des produits pétroliers.

Pourtant, à mesure de l'importance croissante des lieux de cotation à l'image du NBP anglais ou de Zeebrugge en Belgique, il y a de bonnes raisons de penser qu'un prix spécifique du gaz émergera et deviendra le prix directeur des contrats long terme. Des formules d'indexation sophistiquées (moyenne des prix spots ou des « futures » sur plusieurs mois) pourraient compléter voire remplacer les indexations sur le pétrole. Des indexations sur l'électricité seront également de plus en plus courantes en raison de l'importance de ce secteur dans la demande gazière européenne et mondiale.

La moindre importance des contrats traditionnels ne sera néanmoins pas le règne absolu du court terme : des contrats long terme peuvent exister même sur des marchés dérégulés, en particulier pour la réservation des capacités de transport. Ce ne sera également pas la fin de l'influence des cours du

Les liens entre les prix du gaz naturel et du pétrole

brut, les interactions entre énergies permettront de réguler des écarts temporaires excessifs.

La « vraie » question est peut-être la suivante : à quand un **prix mondial** du gaz naturel, **directeur** sur le marché de l'énergie ? Il est possible de se poser légitimement cette double question compte tenu des développements futurs du marché du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) et du déclin possible de la production pétrolière au cours des 10 à 30 ans à venir.

Après avoir été une source d'approvisionnement relativement marginale aux États-Unis, le GNL doit en effet assurer à l'avenir un rôle majeur. De 2 % en 2003, le GNL devrait atteindre une part de plus de 20 % de la demande américaine à l'horizon 2025 (source DOE). L'impact sur le marché du GNL sera majeur puisque les États-Unis représenteront 25 % des échanges mondiaux contre 5 à 6 % actuellement.

Ce changement, qui constitue un réel bouleversement pour ce secteur, sera de nature à fluidiser ce marché, permettant probablement des arbitrages avec les deux autres zones importatrices de GNL, l'Europe et l'Asie. Si l'on inclut l'arrivée des deux géants asiatiques que constituent l'Inde et la Chine, il y a tout lieu de penser qu'un marché international du gaz naturel se mettra en place dans les 10 ans à venir. Ce ne sera probablement pas l'existence d'un prix mondial unique, mais peut être de plusieurs prix régionaux fortement corrélés, à l'image des interactions sur le marché pétrolier entre les différents pétroles de référence (Brent en Europe, WTI aux États-Unis, Dubaï en Asie).

La deuxième problématique, concernant la prééminence du gaz naturel sur le pétrole comme énergie directrice, est plus aléatoire compte tenu d'une certaine inertie des tendances historiques. Cette problématique mérite pourtant d'être envisagée en raison des changements attendus sur le marché de l'énergie.

Le pic de la production pétrolière annoncé dans les 10 à 30 ans à venir pourrait avoir pour effet de favoriser une utilisation de plus en plus concentrée de cette énergie dans son débouché naturel, le secteur des transports. Le gaz naturel au contraire « s'épanouit » dans l'ensemble des secteurs, domestique, industriel, production d'électricité et, de façon certes plus modérée, les transports (GNV, gasoil par la filière Fischer Tropsch). Cette énergie aurait ainsi une certaine légitimité à devenir la référence du marché.

Cette question de nature académique souligne toutefois la complexité dans laquelle va désormais évoluer le marché de l'énergie. La réponse encore incertaine concernant le lien entre les prix des différentes énergies sera probablement plus limpide dans les 10 ans à venir.

Annexe : Les tendances long terme des prix du gaz

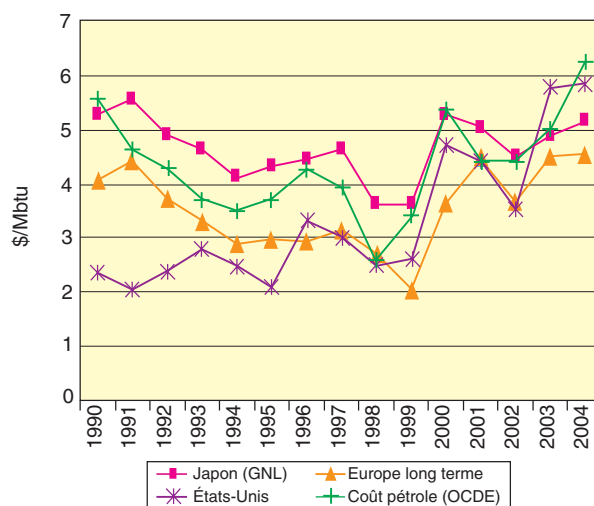
Les prix du gaz naturel exprimés en \$ constant de 2004 sur les trois principaux marchés, Europe, Japon et États-Unis, se situent actuellement à des niveaux particulièrement élevés.

En **Europe**, après avoir évolué entre 2 et 3 \$/MMBtu, le prix du gaz se situe depuis 2000 à plus de 4 \$/MMBtu. Il devrait se rapprocher de 6 \$ en moyenne sur 2005. L'indexation sur le prix des produits pétroliers est à l'origine de ces évolutions.

En **Asie**, le prix, indexé sur le pétrole brut, suit également les tendances du marché pétrolier. Depuis 2000, il s'établit autour de 5 \$/MMBtu contre une fourchette de 4/5 \$ auparavant. Il devrait se rapprocher de 6 \$ en 2005. Il reste, comme par le passé, plus élevé que le prix européen avec toutefois un écart plus faible : certaines formules asiatiques limitent les hausses au-dessus d'un certain prix du brut (courbes en « S »).

Aux **États-Unis**, l'année 2000 marque un réel tournant que personne n'avait anticipé : le prix du gaz a atteint progressivement plus de 5 \$/MMBtu contre 2 à 3 \$/MMBtu avant cette date. Il devrait dépasser les 7 \$ en 2005. Les tensions sur le marché (demande forte, effet des ouragans) sont à l'origine de ce phénomène. Si l'année 2005 reste exceptionnelle, une tendance de fond vers un prix élevé semble toutefois se dessiner pour ce marché.

Fig. 4 Prix moyen annuel du gaz sur les trois principaux marchés (\$ 2004/MMBtu)



Guy Maisonnier

guy.maisonnier@ifp.fr

Manuscrit définitif remis en novembre 2005



www.ifp.fr

IFP (Siège social)

1 et 4, avenue de Bois-Préau - 92852 Rueil-Malmaison Cedex - France
Tél. : +33 1 47 52 60 00 - Fax : +33 1 47 52 70 00

IFP-Lyon

BP 3 - 69390 Vernaison - France
Tél. : +33 4 78 02 20 20 - Fax : +33 4 78 02 20 15