

Conseil Français de l'Énergie

La recherche en économie,
source de la décision politique et stratégique:
l'exemple de l'énergie

3 décembre 2008

**Prix internationaux du pétrole,
du gaz, du charbon et de l'uranium:
la théorie économique nous aide-t-elle
à comprendre les évolutions?**

Jacques PERCEBOIS
Professeur à l'Université Montpellier I
Directeur du CREDEN

jacques.percebois@univ-montp1.fr

- 1. La part de la production qui donne lieu à échange international est différente d'une source d'énergie à l'autre: 55% avec le pétrole, 23% avec le gaz naturel, 15% avec le charbon et plus de 70% avec l'uranium**
- 2. Le ratio R/P varie fortement d'une source à l'autre**
- 3. Dans tous les cas on observe une relative concentration géographique des réserves prouvées**
- 4. Rente, pouvoir de marché, intervention publique sont des facteurs qui à côté des coûts de production vont jouer un rôle important dans la détermination des prix**
- 5. Le marché du pétrole est un marché mondial « unifié » (avec une rente de rareté , des rentes différentielles, et parfois une rente de monopole) ce qui n'est pas le cas du marché du gaz (segmentation géographique, rente de rareté, parfois de monopole), du marché du charbon (segmentation géographique et segmentation « qualitative » selon les usages, rente de rareté faible) et du marché de l'uranium (quelques échanges bilatéraux et faiblesse du marché spot)**

La CONCENTRATION des RÉSERVES et de la PRODUCTION

(part en % des 3 premiers pays en 2007)

Part dans la consommation mondiale d'énergie en %		Réserves prouvées		Production en 2007	
Pétrole R/P = 44 ans	38 %	1 – Arabie Saoudite	22 %	1 – Arabie Saoudite	13 %
		2 – Canada	14 %	2 – Russie	13 %
		3 – Iran	10 %	3 – Etats-Unis	8 %
		Sous-total	46 %	Sous-total	34 %
Gaz naturel R/P = 60 ans	24 %	1 – Russie	30 %	1 – Russie	23 %
		2 – Iran	15 %	2 – Etats-Unis	20 %
		3 – Qatar	15 %	3 – Canada	7 %
		Sous-total	60 %	Sous-total	50 %
Charbon R/P = 150 ans	26 %	1 – Etats-Unis	25 %	1 – Chine	45 %
		2 – Russie	16 %	2 – Etats-Unis	21 %
		3 – Chine	12%	3 – Inde	9%
		Sous-total	53 %	Sous-total	75 %
Uranium R/P = 85 ans (réacteurs 3 ^{ème} génération)	7 %	1 – Australie	26 %	1 – Canada	25 %
		2 – Kazakhstan	17 %	2 – Australie	19 %
		3 – Canada	13%	3 – Kazakhstan	13%
		Sous-total	56 %	Sous-total	57 %

I LE PRIX INTERNATIONAL DU PETROLE

20\$ en 2000, 50\$ début 2007, 100\$ début 2008, 147 \$ en juillet 2008 et 60\$ en novembre 2008

1. L'épuisement des réserves

- Thèse du « peak oil » (K. Hubbert)
- Théorie fondatrice de Hotelling (1931)
Modèles de Pakravan (1977) et de Pindyck (1978)
- « le premier choc pétrolier, ou la prise en compte d'une rente de rareté »
- Débat sur la vérification empirique de la thèse de Hotelling (la rente croît régulièrement au rythme du taux d'intérêt) ou de celle de Pindyck (existence d'une courbe en U grâce au progrès technique)

2. Les déterminants liés à l'offre disponible: structure de la production, taux d'utilisation des capacités disponibles (81% en 1986, 96% en 2008), coût d'accès au brut (rôle du progrès technique; modèle de Méjean et Hope 2008)

3. Les déterminants liés à la demande: travaux de Hamilton (2008), Edelstein et Kilian (2007), Gately et Huntington (2002), Dahl et Sterner (1991) sur les élasticités-prix et revenu (faible élasticité-prix surtout dans les PED et forte élasticité-revenu surtout dans les PED)

4. Le pouvoir de marché des producteurs

- « le second choc pétrolier , ou l'introduction d'une rente de monopole »
- Cartel, équilibre de Stackelberg, concurrence à la Bertrand, équilibre de Cournot selon les périodes?

5. Les déterminants liés à la spéculation et au cours du dollar

- Motif de précaution plus que motif de spéculation sur le marché des « futures »? (Kilian 2000; travaux économétriques de Antoshin et Samiei du FMI 2006)
- Relation complexe entre prix du pétrole et cours du dollar: dans quel sens joue la causalité? La baisse du cours du dollar à l'origine d'une hausse du prix du brut? (Coudert, Mignon et Penot 2008) ou le prix du pétrole comme variable explicative du cours du dollar? (Amano et Norden 1995 ou Chen et Chen 2007); ou deux variables non directement liées mais dépendantes d'une cause commune? (Artus 2008)

6. Les déterminants liés à la capacité d'absorption des exportateurs et aux tensions politiques (Cremer et Salehi-Isfahani 1989); logique d'une offre « coudée » (prix-plancher pour équilibrer le budget du pays exportateur et parfois prix-plafond pour éviter des substitutions trop rapides

II LE PRIX INTERNATIONAL DU GAZ NATUREL

1 Le cas des Etats-Unis: un marché « concurrentiel » mais avec une forte volatilité des prix spot

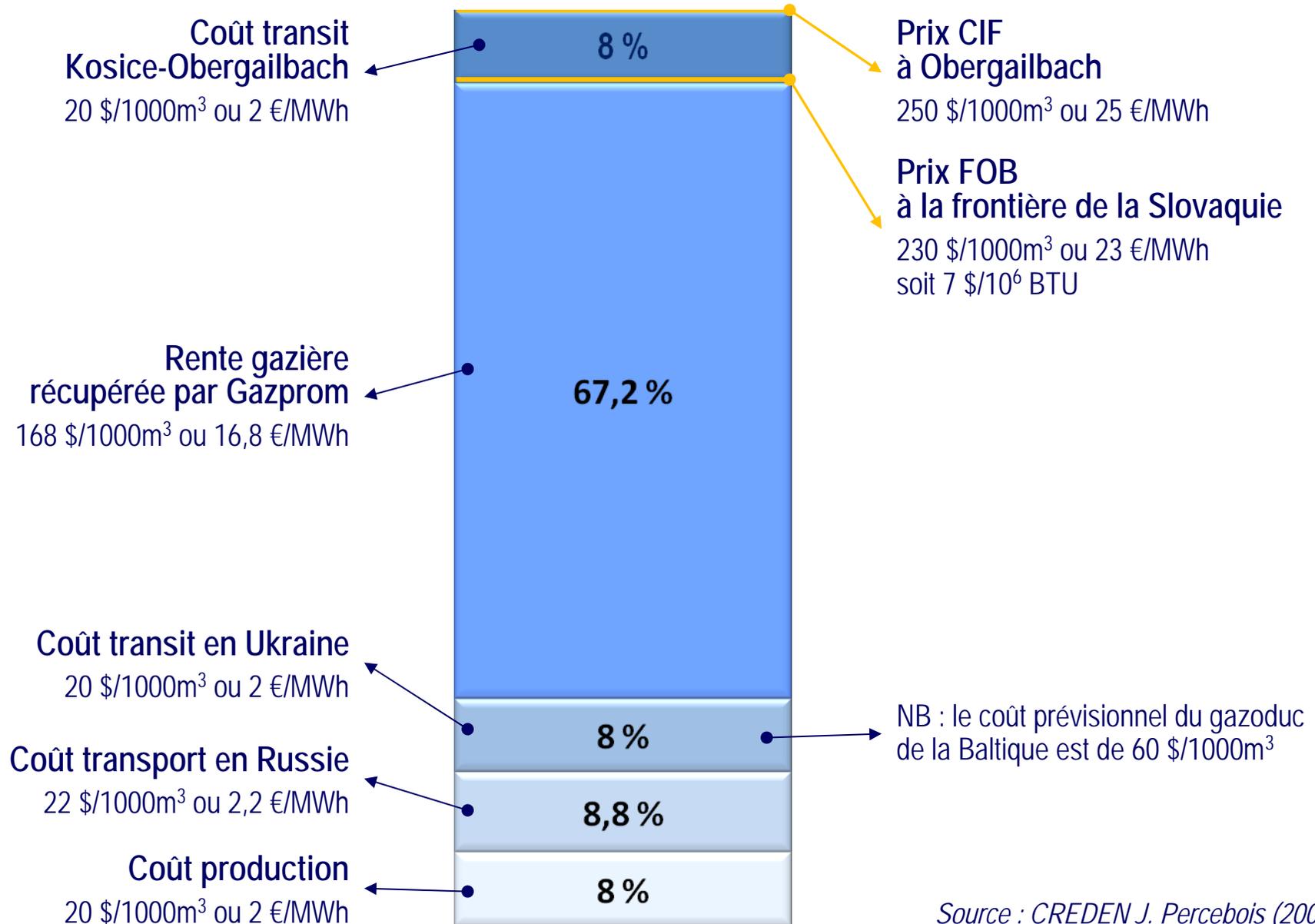
(débat sur la corrélation entre prix du gaz et prix des produits pétroliers, FOD en hiver et fuel lourd BTS en été, travaux de Medlock et Rosthal 2008; impact des variables liées au climat, travaux de Brown et Yucel 2007)

2 Le cas de l'Europe: un oligopole bilatéral de type Cournot? (travaux de Smeers et alii 1987, 1997, 2008; contrats à long terme avec clauses TOP et clauses d'indexation des prix du gaz sur ceux du brut et des produits pétroliers; moindre volatilité des prix mais débat sur le maintien des contrats à LT et des clauses d'indexation, travaux économétriques de von Hirschhausen 2004)

3 Vers un marché mondial du gaz via le développement du GNL? Risque de pouvoir de marché des exportateurs de GNL du fait d'un nombre de terminaux de régazéification deux fois plus grand que celui des terminaux de liquéfaction (étude Société Générale, 2008, Bros et alii)

CHAÎNE des COÛTS du GAZ IMPORTÉ

(exemple : gaz russe)



Source : CREDEN J. Percebois (2007)

Le DÉBAT sur le MAINTIEN des CONTRATS à LONG TERME

CONTRE le MAINTIEN

- 1 – Pour Bruxelles, les contrats à LT constituent des « barrières à l'entrée » pour les entrants face à l'opérateur historique car cela empêche le développement du « spot » (de plus, risque de forclusion)
- 2 – Le développement de la part du GNL va introduire plus de flexibilité dans les échanges en raison des arbitrages (facteur de concurrence)
- 3 – Le maillage croissant du réseau européen de gazoducs réduit l'intérêt des contrats à LT (multiplication des routes possibles)
Les risques de construire un gazoduc non utilisé sont faibles
- 4 – La volatilité des prix observée sur le marché spot est certes plus élevée que celle des contrats LT mais les opérateurs peuvent se couvrir avec des « produits financiers dérivés » (forwards, swaps, futures, options)

Le DÉBAT sur le MAINTIEN des CONTRATS à LONG TERME

POUR le MAINTIEN

- 1 – Les contrats à LT permettent au vendeur de rentabiliser son investissement dans l'exploration-production et le transport
- 2 – Les contrats à LT constituent un facteur de sécurité des approvisionnements pour l'importateur
- 3 – L'assouplissement des clauses dans les contrats à LT permet une meilleure adéquation au marché
(durée plus courte ? Clause take or pay moins rigide ?)
- 4 – L'ouverture du marché à la concurrence est compatible avec les contrats à LT
si le régulateur impose du « gas release »
(rétrocession d'une partie du gaz importé et vendu aux enchères sur le marché)

Le DÉBAT sur le MAINTIEN de l'INDEXATION du PRIX du GAZ sur le PRIX du PÉTROLE dans les CONTRATS

CONTRE le MAINTIEN

- 1 – L'indexation favorise le renchérissement des 2 énergies (gaz et pétrole) et empêche le développement du marché spot :
 - Le ratio R/P est plus élevé pour le gaz que pour le pétrole
Il n'y a aucune raison de lier le prix du gaz à l'épuisement plus rapide du brut
 - Le prix du pétrole est plus sensible aux aléas géopolitiques que le prix du gaz
 - Les raisons historiques qui ont justifié l'indexation ont disparu (le fuel n'est plus « directeur »)
- 2 – L'indexation empêche le prix du gaz d'être fixé par les « fondamentaux » du marché du gaz
- 3 – L'indexation sur le continent européen empêche les arbitrages avec le marché anglais et avec le marché nord-américain

Le DÉBAT sur le MAINTIEN de l'INDEXATION du PRIX du GAZ sur le PRIX du PÉTROLE dans les CONTRATS

POUR le MAINTIEN

1 – L'indexation du prix du gaz sur le prix du brut ou des produits pétroliers (fuel lourd et F.O.D.)
a une origine historique

Les exportateurs de gaz sont exportateurs de pétrole, le fuel était le principal substitut du gaz

2 – Grâce à cette indexation, le risque « prix » est à la charge du vendeur
et non pas de l'acheteur qui a la garantie que son gaz restera compétitif sur le marché final

En revanche, l'importateur prend le risque « volume »

(il doit écouler la quantité prévue au contrat)

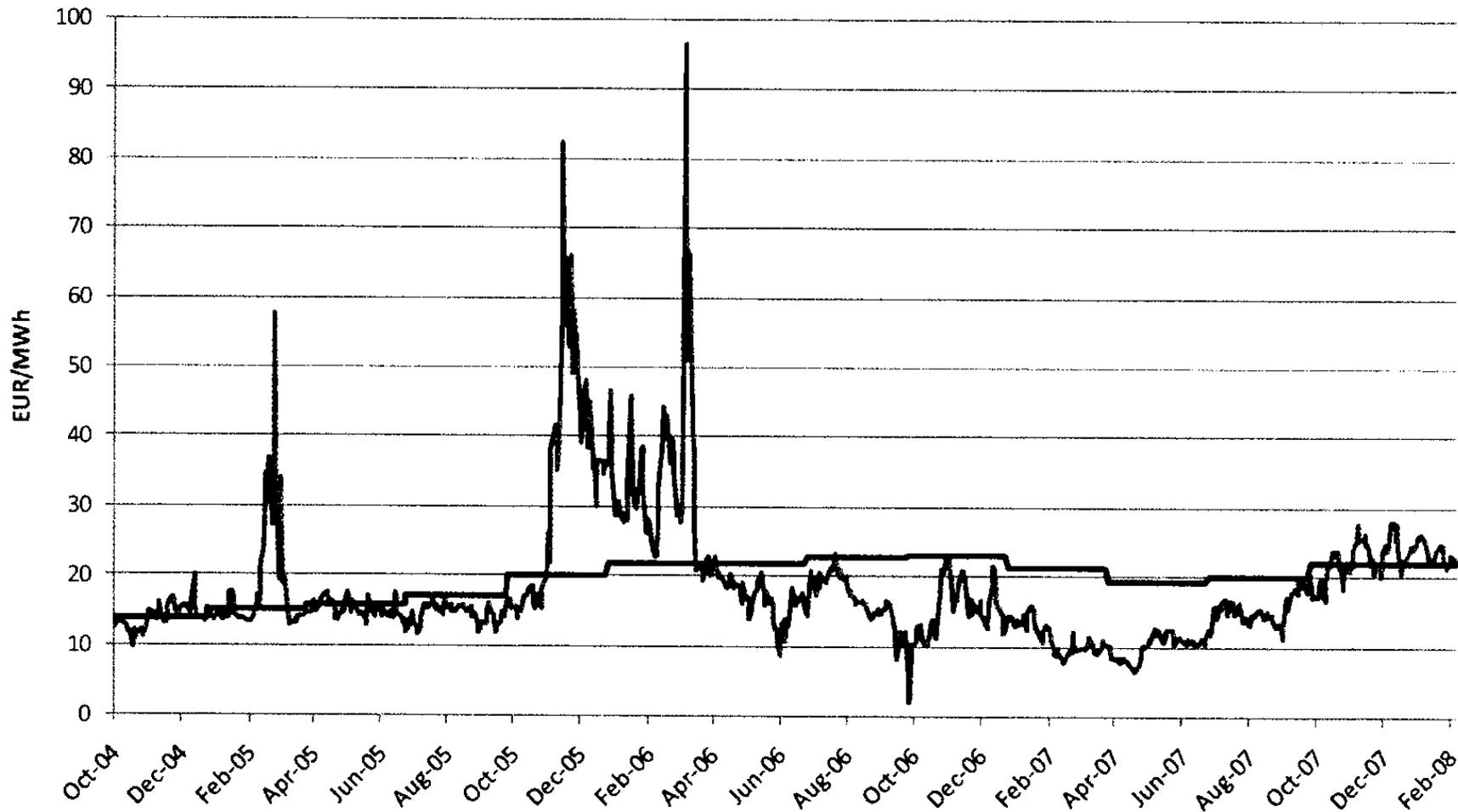
3 – L'indexation se fait avec un décalage temporel (1 ou plusieurs trimestres)
et avec lissage ce qui atténue la volatilité des prix

4 – Sans indexation, les prix du gaz seraient beaucoup plus volatils sur le marché spot

5 – On peut utiliser une indexation partielle sur le prix spot du gaz
lorsque le marché spot est suffisamment liquide

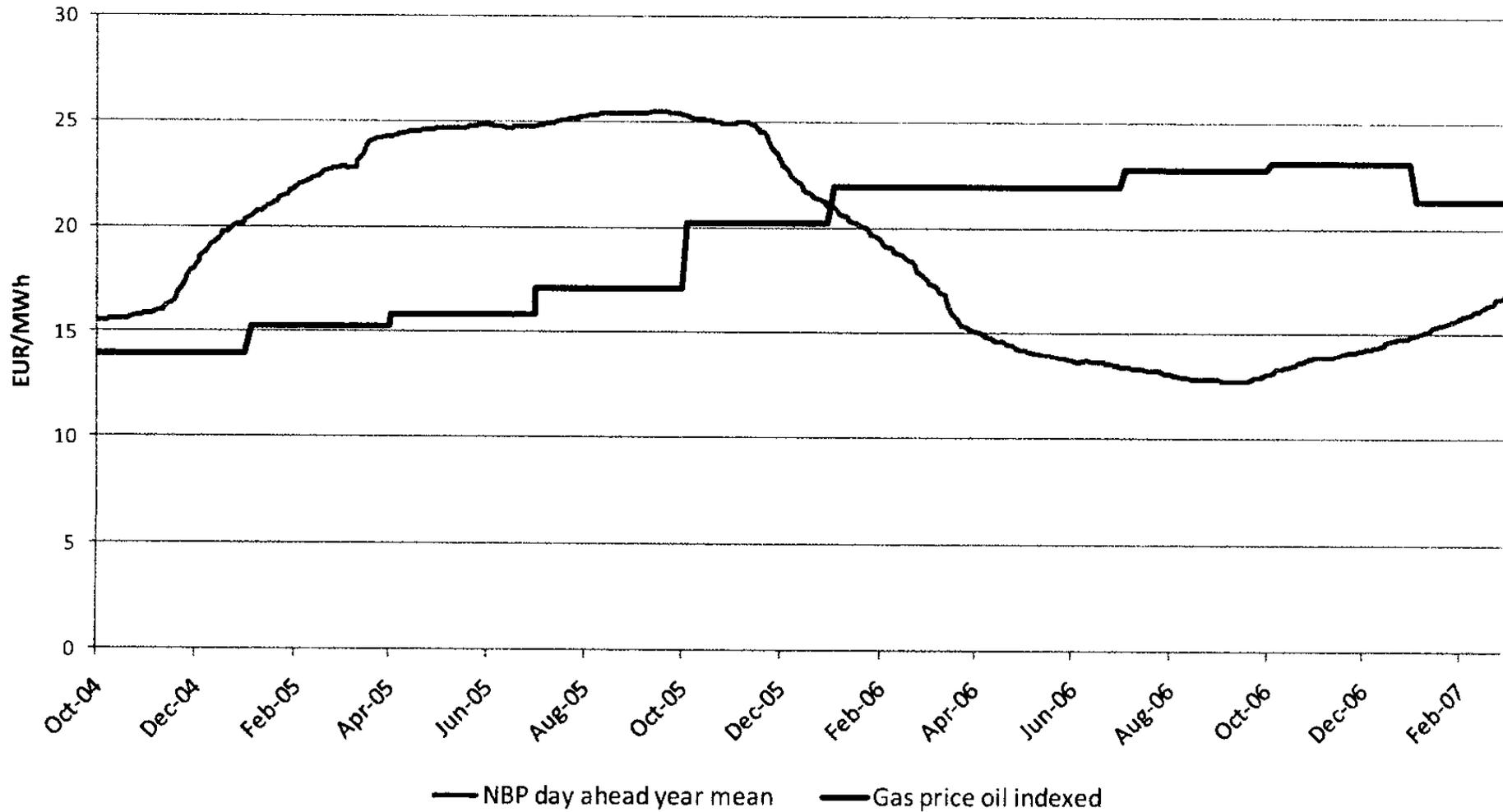
(cf. Royaume-Uni où l'indexation se fait à 40 % sur le prix spot contre 5 % dans le reste de l'UE)

Fig.12: Oil indexed price vs. NBP Day-ahead



Source : AIE (2008)

Fig.13: Oil indexed price vs. yearly averaged NBP Day-ahead price



Source : AIE (2008)

III LE PRIX INTERNATIONAL DU CHARBON

Marché segmenté: marché mondial du charbon sidérurgique mais double marché du charbon vapeur: « atlantique » et « pacifique » (tests LIFO et LOFI de Helzinga-Hogarty; voir étude de JM Martin-Amouroux)

Faibles « barrières à l'entrée » dans la production (mais pas dans le transport) et peu de débats sur le « peak coal »

Contrats à long terme mais avec négociation annuelle des prix (charbon à coke et charbon vapeur « pacifique ») ou système des appels d'offre (charbon vapeur « atlantique »)

Poids élevé des coûts de transport (fret maritime)

Peu d'analyses théoriques excepté sur les externalités (coûts environnementaux liés au charbon) ou le concept de « coût de régression » technique et social

IV LE PRIX INTERNATIONAL DE L'URANIUM

- Faiblesse des échanges internationaux
- Contrats à long terme (90%) et quelques transactions « spot » (10%) entre un petit nombre de vendeurs et un petit nombre d'acheteurs
- Augmentation du prix spot avec la relance du nucléaire
- Le maintien de bas prix s'explique par le déstockage d'uranium d'origine militaire (fin de la « guerre froide »)
- Poids peu élevé du prix de l'uranium naturel dans le prix de revient du kWh nucléaire (de l'ordre de 5 à 7%)

CONCLUSION

- 1. La théorie des ressources épuisables aide à expliquer certaines évolutions (anticipations d'épuisement)**
- 2. Rôle important des approches en termes de pouvoir de marché selon la structure des échanges (cartellisation, équilibre de Stackelberg)**
- 3. Impact important du progrès technique, facteur potentiel d'incertitude (sur l'évolution des coûts d'accès aux énergies)**
- 4. Approches plus récentes liées à la financiarisation des activités énergétiques (études économétriques sur les produits dérivés) et à la prise en compte des externalités**
- 5. Le jeu de la loi de l'offre et de la demande reste un facteur explicatif de base**