



Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie

OUVERTURE des MARCHÉS EUROPÉENS de l'ÉNERGIE

(GAZ & ÉLECTRICITÉ)

Jacques PERCEBOIS

Directeur du CREDEN

Professeur à l'Université de Montpellier I

jacques.percebois@univ-montp1.fr

www.sceco.univ-montp1.fr/creden

Paris, Hôtel d'Iéna, 23 avril 2007

BILAN ÉNERGÉTIQUE de la FRANCE

(en %)

SOURCES	1960	1973	1990	2005
Charbon	54,5	15,6	8,3	4,7
Pétrole	31,6	67,3	38,7	35,5
Gaz naturel	3,4	7,2	11,3	14,5
Nucléaire	-	2,2	34	38,3
Hydraulique	10,5	5,4	5,5	4,8
ENR	-	2,3	2,2	2,2
TOTAL (%)	100	100	100	100
TOTAL (Mtep)	85	180	230	276
TAUX INDÉPENDANCE (%)	62,1	24,4	48,7	49,1

Les PRINCIPALES ÉTAPES de la POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE

1 – La PÉRIODE de RECONSTRUCTION (1946-1958)

- Priorité à l'énergie nationale (charbon et hydraulique)
- Principal instrument : un secteur public en situation de monopole (CEA, CDF, EDF, GDF, RAP)

2 – La PÉRIODE d'OUVERTURE sur l'INTERNATIONAL (1958-1973)

- Traité de Rome (1957) : vers un « marché commun »...
- Minimisation du coût d'approvisionnement énergétique grâce au pétrole importé

3 – La PÉRIODE de SÉCURISATION des APPROVISIONNEMENTS suite aux CHOCS PÉTROLIERS (1973-1995)

- Utilisation rationnelle de l'énergie
- Développement d'une énergie nationale : le nucléaire
- Diversification des sources d'énergies importées : pétrole et gaz naturel

4 – La PÉRIODE d'OUVERTURE à la CONCURRENCE des MONOPOLES (après 1995...)

- Mieux intégrer les entreprises européennes dans la compétition mondiale (Rapport J. DELORS)
- Contestabilité des monopoles publics (bureaucratie)
- Recherche d'une meilleure efficacité via les mécanismes du marché

ARTICLE 90 du TRAITÉ de ROME 1957

« Les entreprises chargées de la gestion des services d'intérêt économique général sont soumises aux règles de la concurrence. »

DIRECTIVE ÉLECTRICITÉ

Décembre 1996

**Transposition
dans les droits nationaux
avant février 1999**

Loi française février 2000

DIRECTIVE GAZ

Août 1998

**Transposition
dans les droits nationaux
avant Août 2000**

Loi française février 2003

Les CHANGEMENTS de 1999 à 2005

SCHÉMA CLASSIQUE
entreprise publique intégrée

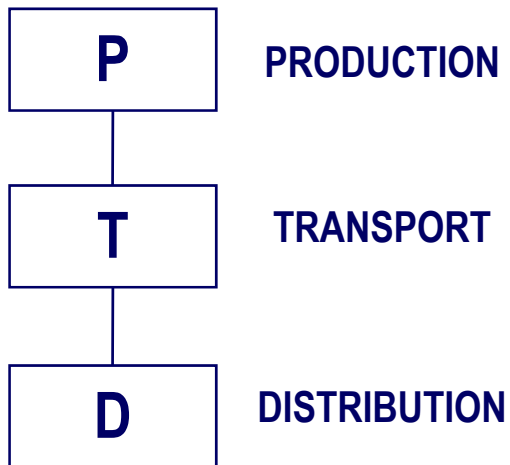
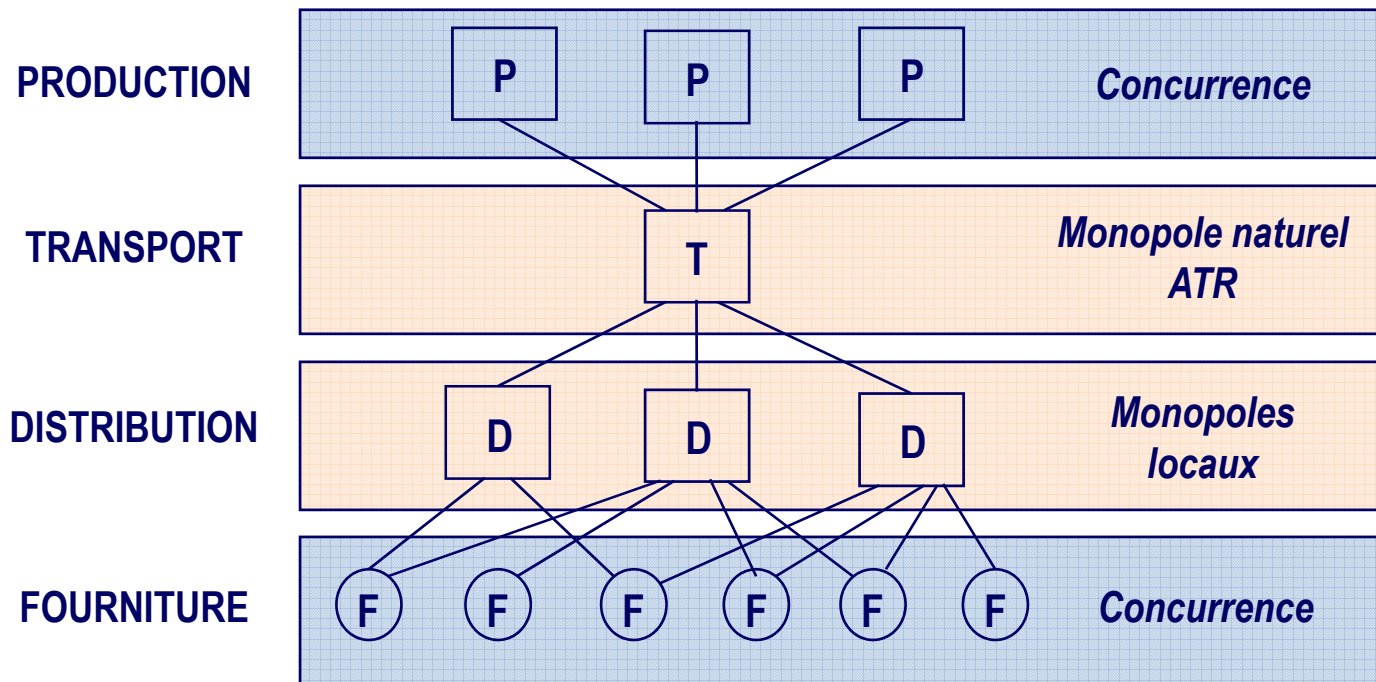


SCHÉMA DÉRÉGULÉ et DÉ-INTÉGRÉ
souvent avec privatisation



4 ÉTAPES NÉCESSAIRES pour une OUVERTURE RÉUSSIE

Directive

1 – Accès aux consommateurs

Extension de l'éligibilité des consommateurs

2 – Accès aux gazoducs et aux lignes à haute tension

Mise en place d'un ATR efficace c.à.d. transparent et non-discriminatoire

A l'appréciation
de chaque Etat

3 – Accès au gaz et aux centrales

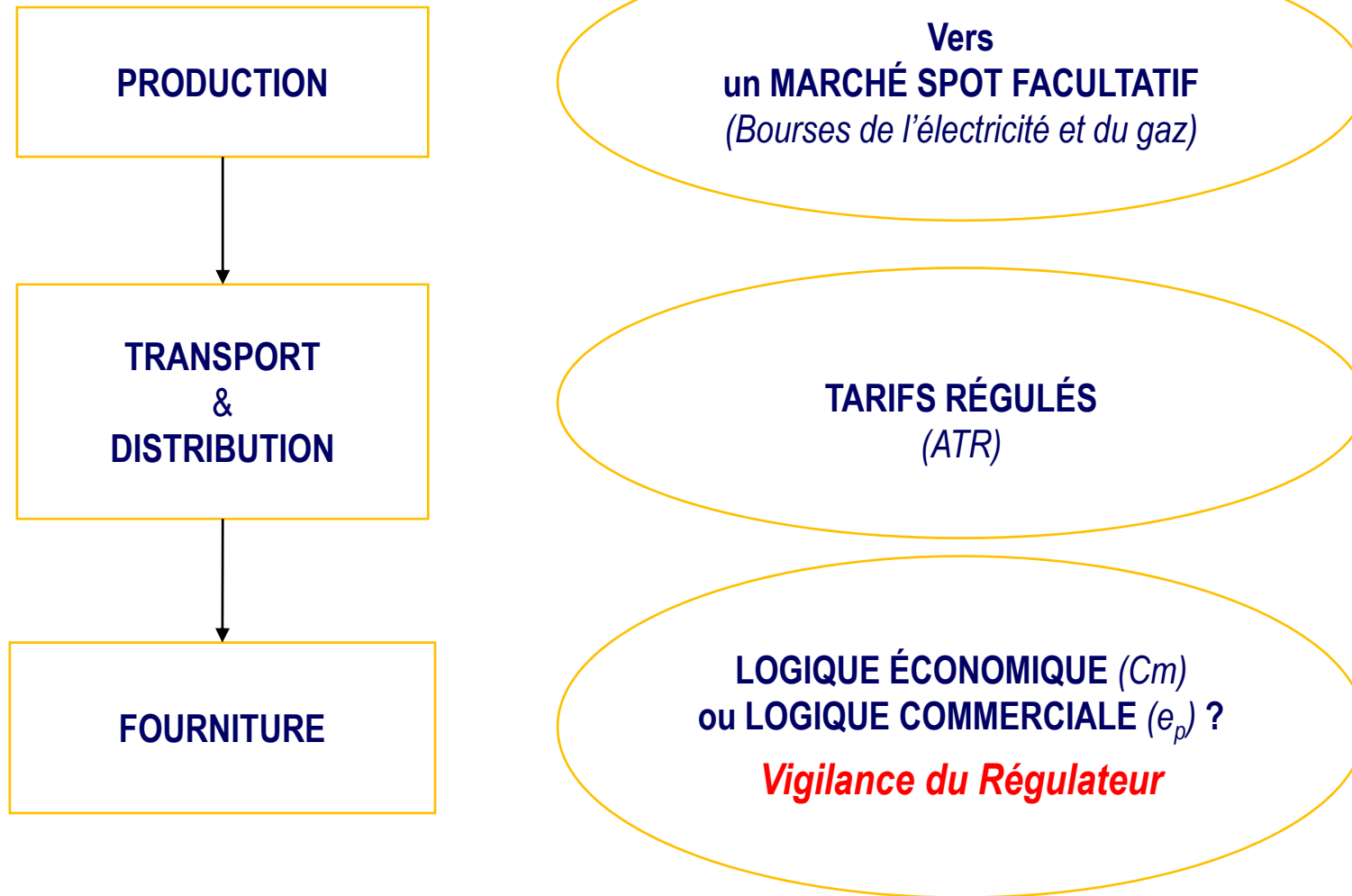
Mise à disposition de l'entrant de « free gas »
et de capacités de production électrique

Laissé à l'action
du marché

4 – Accès à la flexibilité

Développement de marchés *spot*, de contrats de court terme, de *hubs* gaziers

La FIXATION des PRIX



OUVERTURE des MARCHÉS de l'ÉLECTRICITÉ et du GAZ

au 1^{er} JANVIER 2007 en France

(70% du marché est ouvert)

INDICATEURS	ÉLECTRICITÉ	GAZ NATUREL
[1] Nombre de sites éligibles	4.5 millions	683 000
[2] Nombre de sites ayant exercé l'éligibilité	740 600 <i>16 % de [1]</i>	105 000 <i>15,4 % de [1]</i>
[3] Nombre de sites ayant quitté l'O.H. <i>(EDF ou GDF)</i>	276 500 <i>37,3 % de [2]</i>	40 000 <i>38,1 % de [2]</i>
[4] Consommation satisfaite par d'autres fournisseurs que l'O.H. <i>(volume)</i>	27 %	16 %
[5] Consommation satisfaite par l'O.H. mais hors tarifs régulés <i>(volume)</i>	26 %	33 %
[6] Consommation satisfaite par l'O.H. aux tarifs régulés	47 % <i>86 % si on comptabilise les non-éligibles</i>	51 % <i>82 % si on comptabilise les non-éligibles</i>

NB : Par construction [4] + [5] + [6] = 100 %

DEUX CONCEPTIONS de la CONCURRENCE

1 – CONCEPTION STRUCTURALISTE : ÉCOLE DE HARVARD

- Dilution du pouvoir de marché des opérateurs
(on fixe des parts de marché maximales)
- Rétrocession de capacités pour les opérateurs dominants
(éviter les positions dominantes)
- Éviter la concentration surtout la concentration verticale

2 – CONCEPTION INDUSTRIELLE : ÉCOLE DE CHICAGO

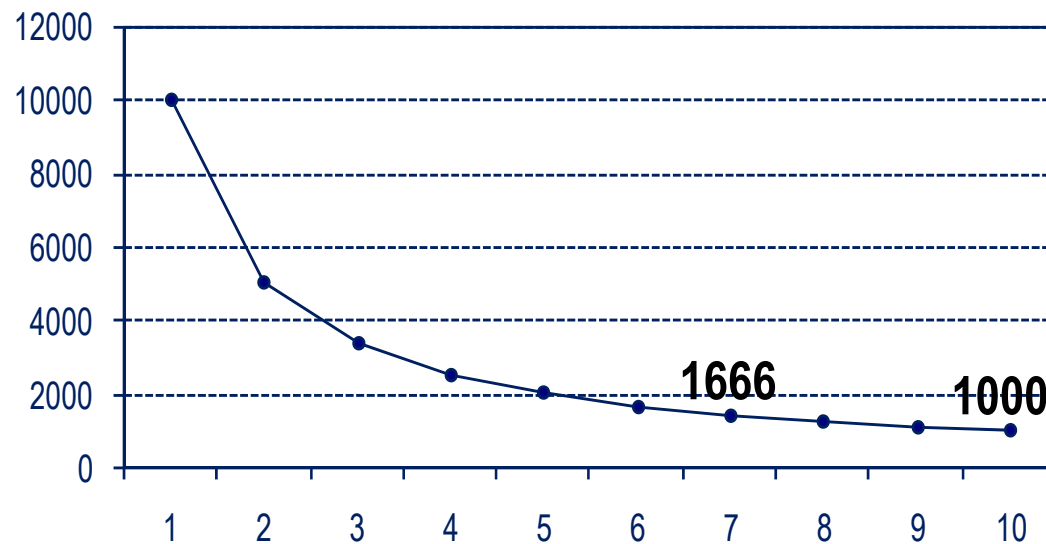
- La concentration peut avoir des effets bénéfiques
(baisses de coûts, élimination des opérateurs inefficaces)
- Rendre les marchés « contestables » c'est-à-dire supprimer les barrières à l'entrée
(favoriser l'arrivée des « entrants » qui évinceront les opérateurs peu efficaces)
- Lutter contre l'abus de position dominante
(stratégies de collusion, prédation, forclusion)

Les INDICES de CONCENTRATION

- CR1, CR3, CR5 : part de marché des plus grandes entreprises présentes sur le marché (1, 3, 5)

- Indice d'Herfindhal-Hirschmann :
$$HHI = \sum_{i=1}^n (P_i)^2$$

HHI dans le cas de firmes symétriques



NATURE des TARIFS ATR

1 – TARIFICATION de « POINT à POINT » (ou à la « DISTANCE »)

- Impossible pour l'électricité !
- Ne favorise pas l'entrée des concurrents sur le marché du gaz

2 – TARIFICATION « ENTRÉE-SORTIE » (ou « NODALE »)

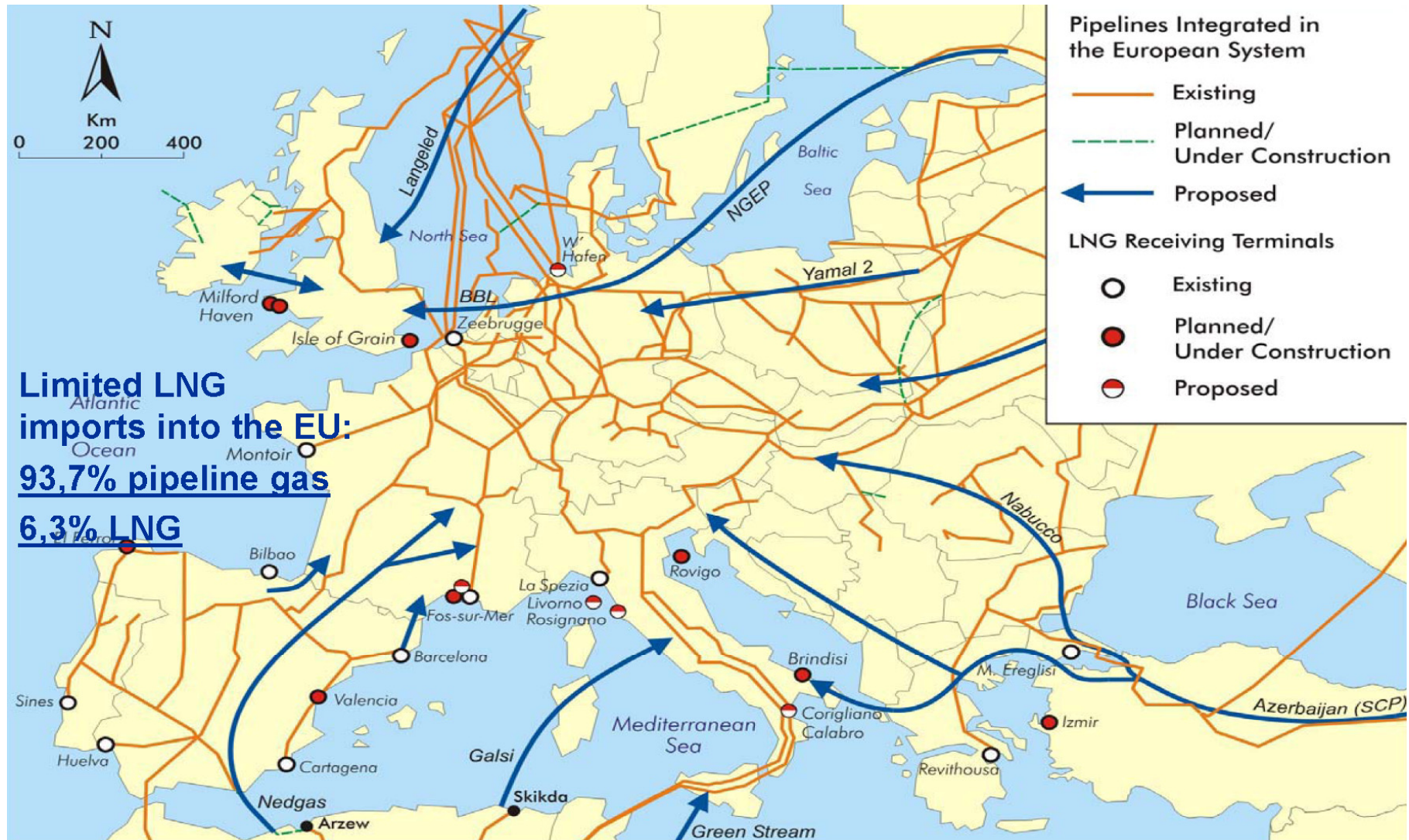
- En fonction des flux injectés et soutirés
- Représentative du coût de réservation associé au transport du gaz entre deux nœuds

3 – TARIFICATION UNIFORME dite « TIMBRE-POSTE » (ou « DOUBLE TIMBRE-POSTE »)

- Adoption pour l'électricité
- Cas particulier d'une tarification entrée-sortie dans laquelle le terme d'injection est le même en chacun des points-sources et le terme de soutirage identique en chaque point de prélèvement

**Nécessité d'une tarification identique
dans les pays membres de l'UE**

PROJETS DE PIPELINES EXISTANTS ou à VENIR



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)

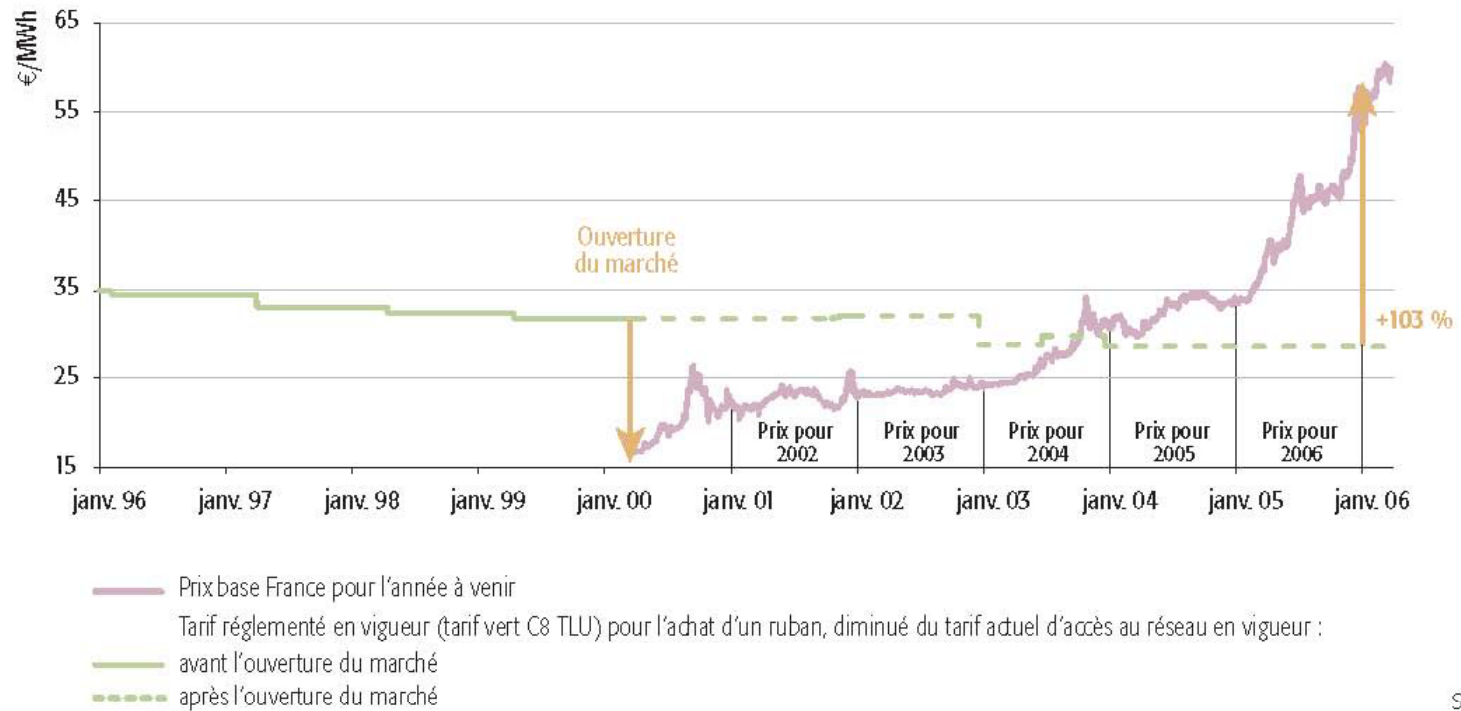
**3 – L'indexation se fait avec un décalage temporel (1 ou plusieurs trimestres)
et avec lissage ce qui atténue la volatilité des prix**

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)

› **Figure 44 : Grand site industriel-type au tarif vert,**
prix hors taxes en € courants au 1^{er} janvier 2006, hors acheminement, hors CSPE



Source : CRE (avril 2006)

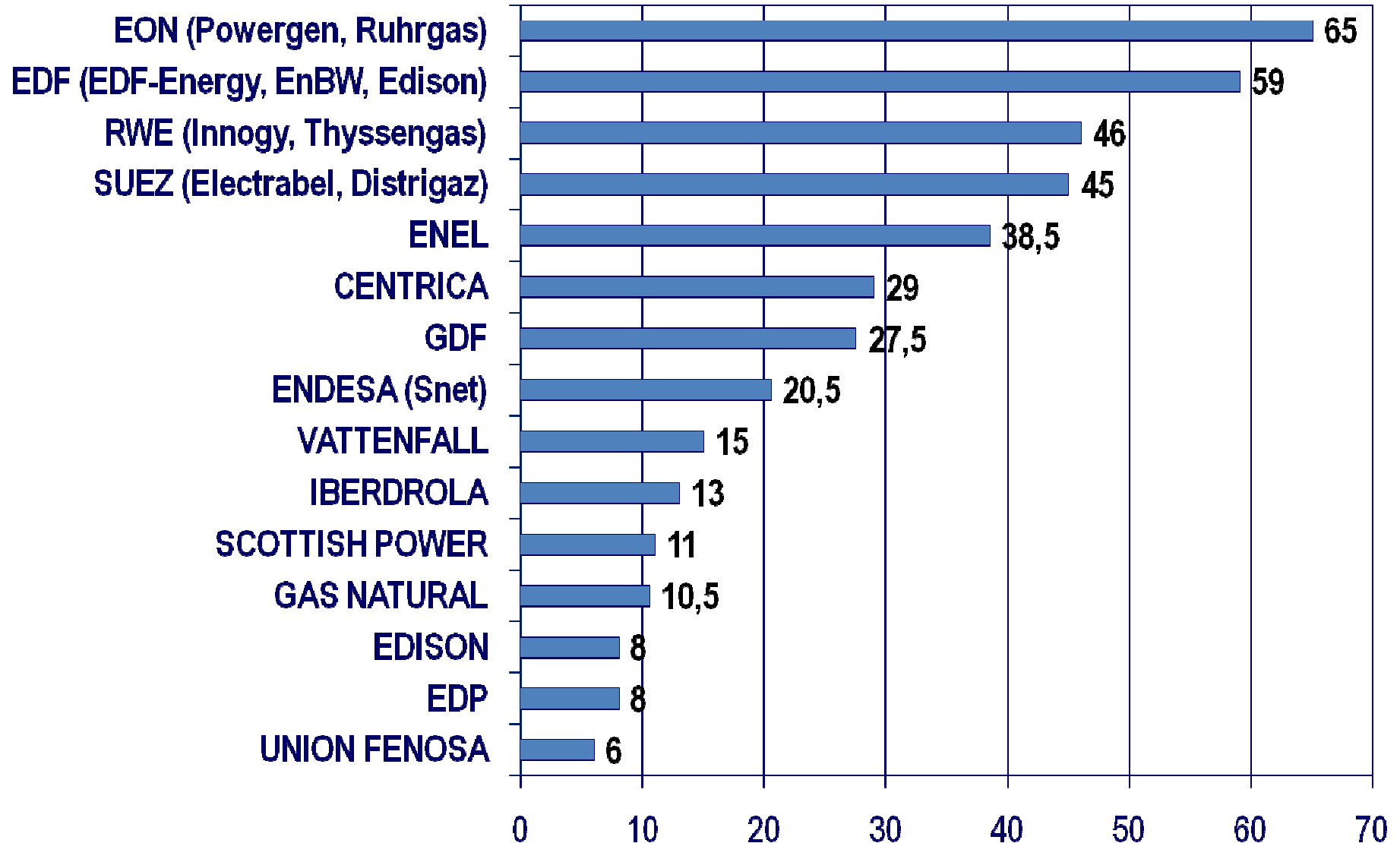
« TARIF REGLEMENTE TRANSITOIRE »

(voté fin 2006 ?)

- 1 – Les entreprises qui en feront la demande pourront annuler leur contrat en cours et bénéficier de ce nouveau tarif régulé (contrats signés avec EDF ou un fournisseur alternatif par des éligibles qui ont opté pour des prix de marché)
- 2 – Le nouveau tarif sera compris entre 2 bornes
prix réglementé « ancien » < prix régulé transitoire < prix du marché de gros
- 3 – Le nouveau tarif sera égal au prix réglementé « ancien » + 30 %
- 4 – Le manque à gagner pour les fournisseurs alternatifs sera financé par une contribution d'EDF et de CNR (rente nucléaire et hydraulique) via la Caisse des Dépôts et Consignations
- 5 – Effets pervers ?
 - Mauvais « signal » (le marché à tort) ;
 - Pas d'incitation à économiser l'énergie ;
 - Pas d'incitation à recourir aux produits dérivés de couverture ;
 - Surcoût pour EDF et Suez ;
 - Quid si le prix de gros devient inférieur à ce nouveau tarif ?
 - Quid de la disparition à terme des tarifs régulés ?

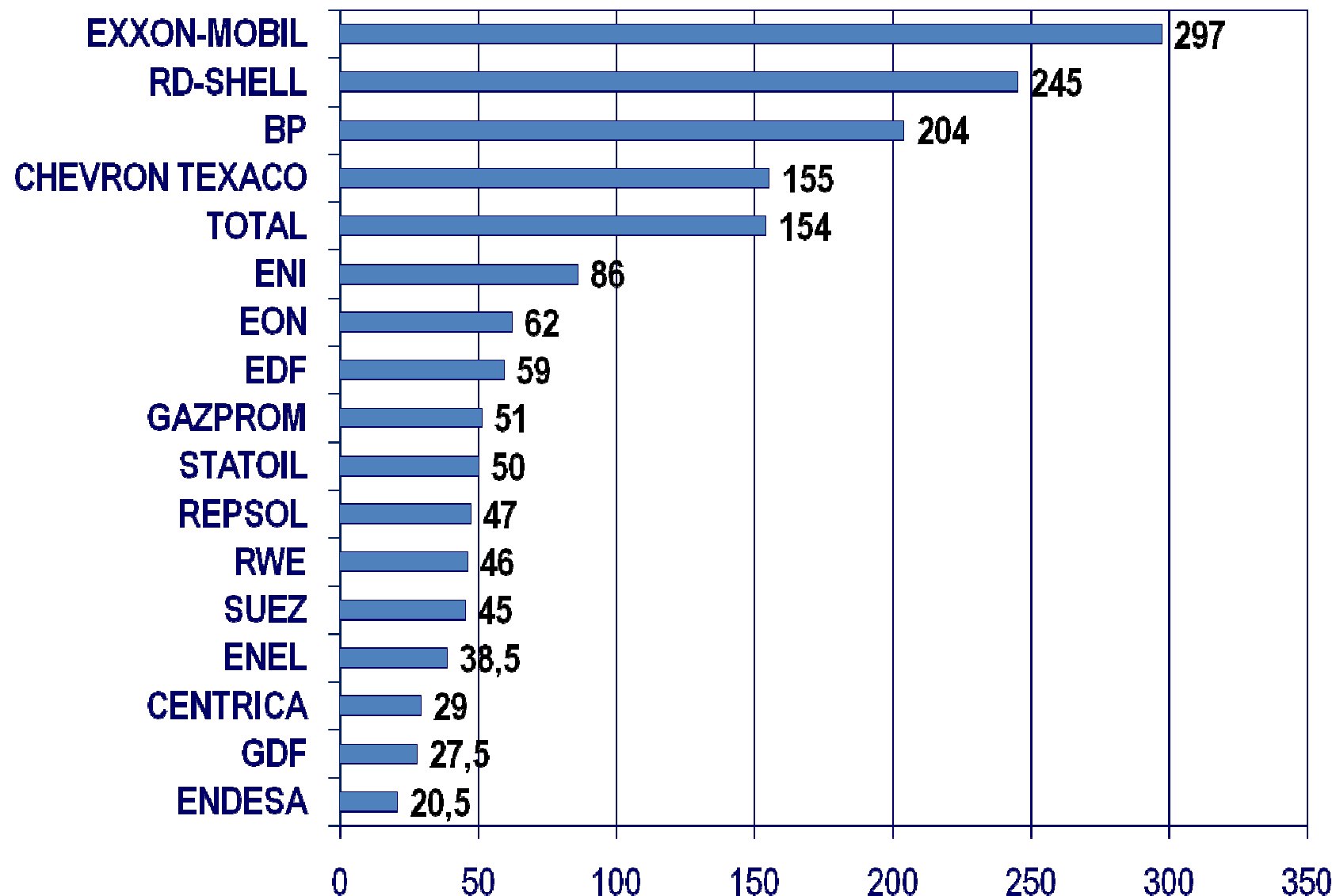
CHIFFRES d'AFFAIRES en 2006

(en milliards d'euros)



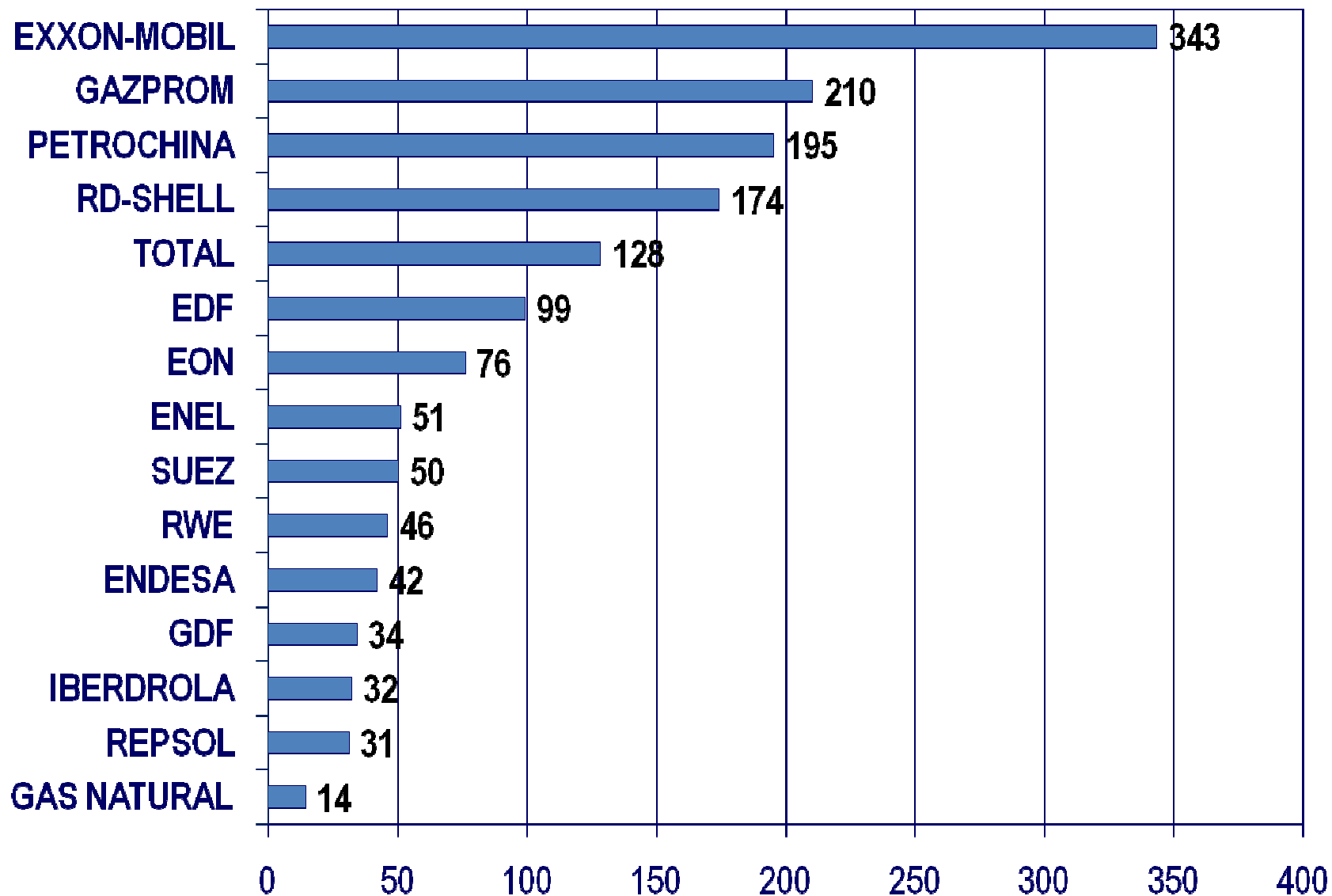
PÉTRO-GAZIERS et ÉNERGÉTIENS EUROPÉENS

(CA en 2006 en milliards d'euros sur la base 1 EUR = 1,3 USD)



CAPITALISATION BOURSIÈRE de quelques GROUPES ÉNERGÉTIQUES

(au 01/02/2007 en milliards d'euros)



Les NOUVEAUX RISQUES

1 – Risque de rupture des approvisionnements

Solutions : diversification des sources, stockage, sécurité militaire

2 – Risque de défaillance sur les réseaux par manque d'investissement dans la production ou le transport

Solutions : intervention du régulateur, appels d'offres de l'Etat

3 – Risque de perte de parts de marché du fait de l'éligibilité des consommateurs

Solutions : compétitivité, fidélisation des clients (*bundle gaz-électricité*)

4 – Risque financier lié à la volatilité des prix sur les marchés spot

Solutions : couverture via des produits financiers dérivés (*forwards, futures, options*)

5 – Risque industriel lié à des OPA inamicales

Solutions : stratégies d'alliance, fusions-acquisitions

En GUISE de CONCLUSION...

(1/3)

1 – La Commission Européenne souhaite une séparation patrimoniale des réseaux de transport

- à terme une séparation patrimoniale des réseaux de distribution est souhaitée
- à défaut un « opérateur gestionnaire de réseau » indépendant du propriétaire du réseau (I.S.O.)
(Communication du 10 janvier 2007)

2 – La Commission Européenne souhaite plus de « transparence » sur les conditions d'accès aux réseaux européens de transport

- Beaucoup de gazoducs sont « théoriquement saturés » mais ce n'est pas toujours la réalité
- Certains gazoducs transnationaux sont des priorités pour elle (cf. gazoduc de la Baltique ou Nabucco)
- Règle « use it or lose it » et principe des « enchères » en cas de congestion sur les réseaux

En GUISE de CONCLUSION...

(2/3)

3 – Pour Bruxelles, il n’y a pas de différence de nature entre l’ouverture de l’industrie du gaz et celle de l’industrie de l’électricité

Or Bruxelles ne contrôle pas l’amont de la chaîne gazière et autorise les exportateurs (Gazprom, Sonatrach) à intervenir dans la distribution au niveau du client final... sans réciprocité
(les importateurs ont du mal à produire en Russie ou en Algérie)

4 – Bruxelles veut voir émerger des « champions européens » de l’énergie et non pas des « champions nationaux »

D’où l’intérêt de la fusion GDF-SUEZ

5 – Au niveau du prix final, il existe une certaine corrélation entre le prix du gaz et le prix de l’électricité en France, bien qu’on produise très peu d’électricité à partir de gaz naturel

Du fait de l’interconnexion forte entre le marché électrique français et le marché électrique allemand, les prix français de l’électricité tendent à s’aligner sur le coût marginal du kWh allemand qui est souvent celui d’une centrale à gaz (ou à défaut d’une centrale à charbon, coût de la tonne de CO₂ compris)

En GUISE de CONCLUSION...

(3/3)

Les optimistes

« le marché a toujours raison »

(du moins tant qu'il n'y a pas de « pouvoir de marché » ou d'abus de position dominante)

Les pessimistes

- **Le marché est « manipulable »**
- **Le marché n'incite pas les opérateurs à investir dans des capacités nouvelles**
(intérêt à être en sous capacité pour faire monter les prix via une rareté artificielle)

Mais... le régulateur (l'Etat) veille
Le cœur du système : une bonne régulation

CREDEN

(Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie)

jacques.percebois@univ-montp1.fr
www.sceco.univ-montp1.fr/creden