



CAHIERS DE RECHERCHE

**DEPENDANCE ET VULNERABILITE :
DEUX FAÇONS CONNEXES MAIS
DIFFERENTES D'ABORDER
LES RISQUES ENERGETIQUES**

Jacques PERCEBOIS

Cahier N° 06.03.64

lundi 6 mars 2006

***Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie
CREDEN - Equipe du LASER***

Université de Montpellier I
Faculté des Sciences Economiques -C.S. 79606
34960 Montpellier Cedex 2, France
Tel. : 33 (0)4 67 15 83 60
Fax. : 33 (0)4 67 15 84 04
e-mail : jacques.percebois@univ-montp1.fr

« Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques »

Jacques PERCEBOIS
Professeur
Directeur du CREDEN
Université de Montpellier I

On peut définir la « vulnérabilité énergétique » d'un pays comme une situation dans laquelle ce pays n'est pas en mesure de faire des choix de politique énergétique librement consentis ou de les faire à un coût économique ou politique collectivement insupportable. La vulnérabilité énergétique se distingue de la dépendance énergétique puisqu'on peut être dépendant sans être vulnérable. Un pays qui importe l'essentiel de son énergie mais qui le fait à un coût supportable et en assurant la sécurité de ses approvisionnements grâce à une bonne diversification des sources sera dépendant mais ne sera pas vulnérable. Un pays qui produit l'essentiel de son énergie à un coût prohibitif ou en ayant recours à des technologies obsolètes sera vulnérable bien qu'indépendant sur le plan énergétique. Un pays dont les centres de décision dans le domaine énergétique sont situés à l'étranger parce que ses entreprises énergétiques sont contrôlées par le capital étranger pourra être considéré comme vulnérable. On peut être vulnérable dans un contexte de hausse du prix directeur de l'énergie parce que la facture énergétique des importations devient excessive d'un point de vue macroéconomique. On peut être vulnérable dans un contexte de baisse du prix directeur de l'énergie parce qu'on est un exportateur net dont les exportations d'énergie représentent l'essentiel des ressources fiscales ou parce qu'on a fait le choix de technologies énergétiques dont la rentabilité est mise à mal du fait de cette chute des prix. La vulnérabilité peut être appréhendée dans le court terme ou dans le long terme ; elle a un sens au niveau d'une firme énergétique (victime d'une OPA inamicale par exemple), d'une nation ou d'un groupe de nations (l'Union Européenne par exemple). Nous privilégions ici le concept de vulnérabilité énergétique au niveau macroéconomique qui est celui de la nation...Mais nous aborderons également la vulnérabilité énergétique au niveau microéconomique.

L'objectif de cette présentation est d'essayer de construire des « indicateurs synthétiques » de vulnérabilité énergétique et donc de repérer les principaux facteurs qui déterminent cette vulnérabilité (I). C'est ensuite de voir quels sont les moyens dont dispose la puissance publique pour limiter cette vulnérabilité (II). C'est enfin de voir comment cette vulnérabilité peut être appréhendée au niveau d'une firme grosse consommatrice d'énergie ou d'un fournisseur d'énergie (III).

I – Facteurs et indicateurs de la vulnérabilité énergétique

- 1) La vulnérabilité peut tenir à une forte dépendance à l'égard des importations d'énergie. Le taux de dépendance est mesuré par le rapport importations nettes d'énergie sur consommation totale (primaire) d'énergie. Le taux de dépendance énergétique de la France qui était de 37,9% en 1960 a grimpé à 75,6% en 1973 avant de se stabiliser aux alentours de 51% depuis 1990 grâce au nucléaire. On peut également calculer un taux de dépendance par forme d'énergie (importations nettes de pétrole sur consommation de pétrole par exemple). Ce taux de dépendance peut aussi être déterminé par zone géopolitique (dépendance à

l'égard du Proche-Orient considéré comme une zone à risques). Il est alors possible de calculer un indice de concentration des importations. Cet indice « HHI » (Hirschman-Herfindahl Index) est la somme des parts de marché au carré détenues par les divers fournisseurs : $HHI = \sum_i s_i^2$ où s_i représente la part de marché de l'Arabie Saoudite, du

Koweït, du Venezuela ou de la Norvège (etc...) dans l'approvisionnement en pétrole du pays concerné. Un HHI proche de 8000 à 10 000 traduira une forte concentration des fournisseurs ce qui peut conduire à une certaine vulnérabilité. Un HHI inférieur à 1600 ou 1000 traduira au contraire une certaine diversification des sources d'approvisionnement ce qui normalement doit limiter la vulnérabilité. Les risques de rupture physique des approvisionnements constituent en général la forme la plus intuitive de la vulnérabilité énergétique d'un pays. A titre d'exemple le calcul du HHI donnait pour la France 2538 pour les importations de pétrole et 2469 pour les importations de gaz naturel en 2004.

- 2) La vulnérabilité peut tenir au poids élevé des importations d'énergie en valeur dans le P.I.B.. On tient compte cette fois non seulement des quantités d'énergie importées mais également de leur coût. Cette facture énergétique peut être établie par rapport à la balance commerciale ; elle est le plus souvent calculée en proportion du PIB. On peut décomposer cette facture en plusieurs éléments constitutifs qui montrent que cette facture est la résultante de plusieurs indicateurs et qu'en conséquence plusieurs marges de manœuvre existent pour la réduire (cf. P. CRIQUI et J. PERCEBOIS).

$$FE = DE \times INT \times CA \times TC$$

où FE représente le coût des importations nettes d'énergie en proportion du PIB (%) (montants évalués en euros).

DE représente le taux de dépendance énergétique c'est-à-dire la part des importations nettes d'énergie en proportion de la consommation primaire d'énergie (estimation en tep.).

INT représente l'intensité énergétique du PIB c'est-à-dire la quantité d'énergie primaire évaluée en tep contenue dans une unité de PIB (évalué en euros).

CA représente le coût moyen d'approvisionnement c'est-à-dire le coût moyen pondéré des importations nettes d'énergie en \$ (rapport du solde énergétique en valeur donc en \$ divisé par les importations nettes d'énergie évaluées en tep). C'est donc le coût moyen pondéré en dollars d'une tep importée...

TC représente le cours moyen de l'euro par rapport au dollar.

On a donc

$$FE = \frac{SEV(euros)}{PIB} = \frac{INE}{CPE} \times \frac{CPE}{PIB} \times \frac{SEV(\$)}{INE} \times \frac{euros}{\$}$$

$$\text{Avec } DE = \frac{INE}{CPE} \text{ (importations nettes d'énergie en \% de la consommation primaire d'énergie)}$$

$$INJ = \frac{CPE}{PIB} \text{ (intensité énergétique du PIB en tep par unité de PIB en €)}$$

$$CA = \frac{SEV(\$)}{INE}$$
 (rapport entre le solde énergétique net en dollars et le montant des importations nettes d'énergie en tep)

$$TC = \frac{\text{euros}}{\$}$$

cours moyens (annuel) de l'euro par rapport au dollar c'est-à-dire nombre d'euros pour acquérir 1\$.

On constate dès lors que la « vulnérabilité en valeur » des importations d'énergie peut tenir à une forte dépendance physique à l'égard des importations, mais aussi à un coût moyen élevé de la tonne importée, voire à un cours de l'euro par rapport au dollar défavorable à l'euro... Et plus l'intensité énergétique du PIB sera forte plus la facture énergétique sera élevée, ceteris paribus. A titre indicatif la facture énergétique de la France représentait 5,2% du PIB en 1981, au plus fort du second choc pétrolier et du choc « dollar » contre 1,8% en 1986 et 1,4% en 2003.

- 3) La vulnérabilité énergétique peut s'apprécier au niveau interne, par le risque de rupture dans l'approvisionnement des consommateurs finals, notamment en électricité. Pour les produits pétroliers comme pour le gaz naturel ce risque est plus limité du fait des possibilités de stockage. Pour l'électricité le risque tient au fait que l'électricité ne se stocke pas et qu'il faut en conséquence disposer de capacités de production ou d'importation permettant de faire face à une augmentation non anticipée de la demande. La vulnérabilité électrique va dès lors dépendre de 3 facteurs principaux.

a) La « marge excédentaire de capacité » relativement à la puissance de pointe appelée. Dans un système de monopole public intégré cette marge est souvent confortable, le monopole public ayant pour préoccupation prioritaire d'éviter la défaillance. Cette stratégie est certes coûteuse puisque les capacités en réserve ne sont pas utilisées et c'est le consommateur final qui en supporte la charge (logique dite de « l'excédent de capacité » de SPENCE). Dans un système ouvert à la concurrence les entreprises ont plus intérêt à être en sous-capacité qu'en surcapacité et les risques de défaillance sont plus grands, sauf évidemment si le régulateur impose à l'opérateur historique ou à tous les opérateurs des contraintes au nom d'une mission de service public. Le concept de coût de défaillance, développé par EDF, avait précisément pour ambition d'estimer le coût macroéconomique d'un kwh non desservi du fait d'une défaillance de la production. Ce coût était une fonction parabolique de la « profondeur de la défaillance » f définie comme la quantité d'électricité non fournie ramenée à la quantité d'électricité demandée. On avait une fonction de la forme $\gamma = af^2 + bf + c$ où γ est le coût de la défaillance (kwh marginal non fourni) et a, b, et c représentent des paramètres à estimer. L'optimum n'est pas de rechercher une probabilité de défaillance nulle mais d'arbitrer entre faire des investissements non appelés et ne pas fournir certains clients. On démontre alors qu'il existe une probabilité optimale de défaillance (de l'ordre de 4 à 5% en France). D'une certaine façon le prix très élevé observé sur le marché spot dans certaines situations tendues ne fait rien d'autre que traduire ce coût marginal de défaillance, les opérateurs étant prêts à payer très cher (1000 à 10 000 euros le MWh) le kwh marginal afin de ne pas être défaillants... En 1995 EDF évaluait à 60 FF le kWh défaillant ce qui ferait plus de 10 euros aujourd'hui...

b) Le « taux d'interconnexion » avec l'étranger.

L'interconnexion électrique avec les pays limitrophes permet de limiter les risques de défaillance grâce à des secours mutuels en périodes de tension entre l'offre et la demande. On sait que Bruxelles recommande un taux d'interconnexion de l'ordre de 10% de la capacité électrique installée d'un pays et là encore les situations sont très variables d'un pays européen à l'autre. La vulnérabilité des « péninsules électriques » (Péninsule Ibérique, Italie, Angleterre) est sensiblement plus forte que celle des pays qui ont plusieurs frontières...

c) Le « taux net d'importation » c'est-à-dire la part de la consommation d'électricité qui est importée de l'étranger. Dans l'Union Européenne environ 60% du gaz consommé franchit au moins une frontière alors que 7% seulement de l'électricité consommée traverse une frontière. Cela s'explique facilement par le fait qu'il existe un seuil maximal politiquement acceptable aux importations d'électricité. L'électricité ne se stockant pas, dépendre de l'étranger pour son approvisionnement est risqué et aucun pays n'acceptera d'être fortement dépendant pour un bien aussi stratégique. Avec 15% d'électricité importée l'Italie est aujourd'hui considéré comme fortement tributaire de l'étranger et la grande panne de septembre 2003 a relancé le débat sur la nécessité d'accroître les capacités nationales de production (bien que cette panne ait été due à un problème de transport et non à un manque de production ; mais la production nationale étant coûteuse une grande partie de la demande était satisfaite par des importations meilleur marché...). Le ratio investissements sur chiffre d'affaires constitue sans doute un bon indicateur de vulnérabilité potentielle dans le secteur de l'énergie lorsqu'il est sous un certain seuil. Dans le domaine électrique et gazier ce taux a décliné régulièrement ces dernières années puisqu'il est passé de 10,3% en 1998 à 5,5% en 2004 au sein de l'Union Européenne (cf Rapport Capgemini 2005).

- 4) La vulnérabilité énergétique peut être liée à la volatilité des prix directs de l'énergie. Investir massivement dans des énergies alternatives coûteuses au moment de chocs pétroliers peut s'avérer être un mauvais choix si quelques années voire quelques mois plus tard les prix du pétrole s'effondrent. Les inerties sont fortes dans le secteur énergétique et certains investissements ne sont rentables qu'à long terme. Cette volatilité met en évidence le coût de l'irréversibilité (sunk costs) et justifie que beaucoup d'investisseurs optent pour des choix technologiques dont le temps de retour est faible. Inciter certains clients à opter pour le gaz naturel lorsque le prix des hydrocarbures est faible peut se révéler un choix discutable si les prix du brut s'élèvent brutalement. D'où la nécessité de réfléchir à des mécanismes de « stabilité des prix » payés par le consommateur final si l'on veut éviter que certains segments de l'activité industrielle ne soient mis en péril par des fluctuations trop fortes des prix de l'énergie.

A titre d'exemple la France avait fait le choix du développement du charbon national au moment de la reconstruction après la seconde guerre mondiale (en plus de l'hydraulique de barrage). Ce choix, parfaitement justifié alors, s'est révélé discutable au début des années 1960 à un moment où le prix international du pétrole était bas. L'industrie française devenait vulnérable puisque l'énergie nationale était coûteuse alors même que les industriels français devaient faire face à une forte concurrence internationale (création du Marché Commun). L'option de substituer du pétrole importé bon marché à du charbon national coûteux devenait donc la priorité et justifiait le processus de « régression des charbonnages ». Mais ce choix s'est révélé source de vulnérabilité en 1973-1974 au moment du premier choc pétrolier puisque le taux de dépendance énergétique était passé de moins de 50% en 1960 à près de 75% en 1973. Donner la priorité au nucléaire national devenait alors un moyen de

réduire la vulnérabilité de l'économie française... Mais l'effort financier massif en faveur du nucléaire peut, dans certains cas, avoir des effets pervers si cela conduit à délaissier les investissements dans d'autres secteurs qui du coup deviennent vulnérables. On parle alors d'un « effet d'éviction » de certaines technologies par la technologie nucléaire. La recherche de l'indépendance énergétique peut alors accroître la vulnérabilité du reste de l'industrie, fragilisé par le manque d'investissement. A noter aussi qu'une forte hausse des prix de l'énergie, qui de façon brutale accroît les recettes d'un pays exportateur de pétrole, peut aussi engendrer des effets pervers sur le reste de l'économie et compromettre par exemple la compétitivité du secteur industriel ou artisanal. C'est le « syndrome du Dutch Disease » dont sont victimes les économies de rente. D'une certaine façon ces « windfall profits » génèrent à terme une forme de vulnérabilité.

Le choix allemand de sortie du nucléaire et de priorité aux énergies renouvelables (l'éolien spécialement) peut être un choix conduisant à une certaine vulnérabilité si la technologie utilisée n'est pas compétitive à long terme ou si le développement à grande échelle des parcs d'éoliennes se heurte à une forte opposition de la population. On conçoit dès lors qu'il faille souvent opter pour une pluralité de solutions alternatives ou complémentaires si l'on veut réduire le risque de vulnérabilité, les systèmes « flexibles » étant a priori moins vulnérables que les systèmes rigides » compte tenu de l'incertitude qui entoure le prix de l'énergie à moyen et long terme. On peut dès lors se demander si la vulnérabilité énergétique sera ou non moins forte avec « les mécanismes de marché » plutôt que dans le cadre d'une « planification énergétique » centralisée. C'est là un sujet de controverses...

- 5) La vulnérabilité énergétique peut être liée à des facteurs exogènes au secteur énergétique. Une forte augmentation du cours du dollar peut renchérir les importations de pétrole même si le prix du pétrole reste constant. La dévaluation de la monnaie nationale peut rendre vulnérables les choix énergétiques faits par les investisseurs qui se sont endettés sur les marchés internationaux de capitaux. L'exemple des investisseurs européens en Argentine (Suez, EDF etc...) montre que la très forte dévaluation du peso a fortement pesé sur les résultats financiers des sociétés de production et distribution d'électricité. Ces entreprises s'étaient endettées en dollars et le blocage des prix de vente nationaux libellés en pesos les a empêchées de faire apparaître les profits nécessaires au remboursement des emprunts... L'attitude des populations à l'égard de l'implantation de nouvelles centrales ou de lignes à haute tension est également un facteur exogène avec lequel il faut compter. Ce sont surtout les tensions politiques qui accroissent les risques de vulnérabilité. Les tensions actuelles entre la Russie et l'Ukraine dans le domaine du gaz en sont un bon exemple...
- 6) La vulnérabilité énergétique peut aussi s'expliquer par des considérations industrielles. Si le capital des sociétés énergétiques est flottant (donc susceptible d'être la cible d'OPA inamicales) ou s'il est largement contrôlé par des centres de décision étrangers (fonds de pension, banques ou opérateurs énergétiques étrangers) la vulnérabilité du système énergétique national sera a priori plus forte que si ce sont des acteurs nationaux qui contrôlent les gisements étrangers d'hydrocarbures et qui opèrent sur le territoire national. On peut également penser que la vulnérabilité sera moindre avec des opérateurs publics (au moins partiellement) qu'avec des opérateurs privés. N'oublions pas toutefois que l'Etat dispose de prérogatives régaliennes qui s'imposent aussi aux opérateurs privés et que la vulnérabilité dépendra in fine largement du dispositif institutionnel qui sera mis en place dans ce secteur considéré comme stratégique. Cette vulnérabilité énergétique peut également tenir au fait qu'à l'échelle internationale un oligopole de fournisseurs contrôle les approvisionnements et impose ses choix (cartel des sept sœurs ou OPEP selon les

circonstances). L'Etat n'est pas démuni. Avant 1992 les lois de 1928 lui donnaient le monopole juridique des importations de pétrole, monopole qu'il délégait aux sociétés étrangères ou françaises présentes sur le territoire. Au départ les quotas d'importation étaient accordés pour 20 ans. En 1950 la durée fut ramenée à 13 ans puis à 10 ans à compter de 1976. La loi du 31 décembre 1992 a supprimé ce monopole d'Etat mais prévoit le maintien de stocks stratégiques correspondant à 95 jours de consommation.

- 7) La vulnérabilité énergétique peut tenir au fait qu'un pays ne maîtrise pas suffisamment les technologies énergétiques de pointe et ne sera donc pas en mesure de faire des choix énergétiques indépendants (technologies nucléaires mais aussi d'exploration-production des hydrocarbures ou technologies dans le domaine des énergies renouvelables ; on peut à ce niveau penser aux piles à combustibles). L'effort dans le domaine de la recherche-développement, le nombre de brevets déposés par des opérateurs nationaux constituent un bon indicateur de cette maîtrise... La forte dépendance du Japon à l'égard du pétrole au moment des chocs pétroliers lui a paradoxalement conféré un avantage comparatif dans le domaine de technologies de pointe car un effort important de RD a été entrepris alors. Dans ce cas la vulnérabilité a plutôt des effets bénéfiques...

A partir de ces 7 critères il doit être possible de construire un « indicateur synthétique » de vulnérabilité énergétique d'un pays. Cet indicateur construit sur le modèle des « indices de développement humain (IDH) » doit être conçu comme une combinaison de critères quantitatifs et qualitatifs. La difficulté tient au choix des critères qualitatifs mais aussi à la pondération qui doit être accordée à chacun des critères retenus. Un prolongement de cette présentation est précisément de construire un tel indicateur synthétique « IVE » (Indicateur de Vulnérabilité Énergétique) et de l'appliquer à divers pays européens...

II – Outils permettant de limiter la vulnérabilité énergétique au niveau macroéconomique

L'Etat dispose de plusieurs moyens pour réduire la vulnérabilité du secteur de l'énergie dans la mesure où il s'agit de choix stratégiques. On peut regrouper ces moyens autour de 4 axes principaux :

1. le cadre législatif et réglementaire. L'Etat peut fixer des normes aussi bien pour limiter la consommation d'énergie (normes d'isolation) que pour limiter la dépendance à l'égard des importations (normes de stockage des produits pétroliers, obligations de raffinage sur le territoire national, obligation d'utiliser le pavillon national pour le transport maritime, etc... Dans le domaine électrique c'est le système dit d'une « réserve obligatoire » (capacity requirement) qui est utilisé, obligeant les opérateurs à acheter de la capacité pour couvrir la demande de pointe (sous peine d'une pénalité).
2. le contrôle du capital des opérateurs . L'Etat peut faire le choix d'être présent en totalité, en majorité ou avec une minorité de blocage dans le capital des sociétés en charge de la production, de l'importation, du transport et de la distribution des diverses formes d'énergie. Il peut s'agir d'une politique industrielle volontariste visant à construire une industrie nationale performante, comme ce fut le cas en France avec le nucléaire...C'est le cas aujourd'hui avec EDF et GDF, la loi de 2004 dispose que l'Etat doit rester propriétaire d'au moins 70% du capital de ces sociétés. Mais la loi peut être modifiée et il importe alors que l'Etat conserve au moins une minorité de blocage.

3. le recours à des taxes ou subventions. L'Etat peut orienter les choix énergétiques en détaxant ou en subventionnant certaines recherches (cas de la R-D, système des prix de rachat garantis pour l'électricité d'origine éolienne ou photovoltaïque). Il peut aussi taxer certaines activités polluantes (TGAP) pour réduire la vulnérabilité de l'économie aux contraintes environnementales et obtenir un « double dividende » (réduire la consommation d'énergie et améliorer le cadre de vie). On peut aussi penser à des systèmes de péages urbains pour gérer les congestions dans le secteur des transports.
4. Le recours à des mécanismes incitatifs. La mise en place progressive en Europe de marchés de permis de CO₂, de certificats verts et de certificats blancs procède de cette logique et montre que les pouvoirs publics font aujourd'hui davantage confiance aux mécanismes de marché plutôt qu'à des mesures coercitives pour orienter les choix de politique énergétique. Dans le secteur de l'électricité les mécanismes de « capacity payments » ou de « reliability contracts » permettent d'inciter certains opérateurs à investir dans des capacités supplémentaires de production. On peut certes penser que l'insuffisance des capacités fera monter les prix sur le marché spot de l'électricité et incitera les opérateurs à investir massivement (c'est ce qui s'est d'ailleurs produit ces dernières années aux Etats-Unis cf. J.P. BOUTTES 2005). Mais cette logique de « boom and bust » peut être collectivement coûteuse et exiger des délais d'adaptation. D'où l'idée qu'il faut rémunérer les opérateurs qui acceptent d'investir davantage, y compris pour des capacités non utilisées mais conservées en stand-by.

Notons que l'Etat peut lui-même procéder par appels d'offre mais il lui faudra alors fournir des garanties aux opérateurs qui accepteront d'investir dans des capacités de production (prix de rachat garantis par exemple pendant une certaine durée pour garantir la rentabilité de l'investissement)

Dans un contexte d'ouverture à la concurrence et de mondialisation des activités l'interventionnisme public fait davantage appel à ces mécanismes incitatifs mais ceux-ci sont souvent encadrés par des contraintes réglementaires (cf. normes, pénalités, prix-plafonds, prix-planchers). A noter que la mission de l'Etat est aussi d'informer les acteurs sur les conséquences de leurs choix.

D'un point de vue macroéconomique on peut observer que les « stratégies de réponse » ont été différentes selon les pays face aux chocs pétroliers de 1973-1974 et de 1979-1981. Face à une vulnérabilité accrue de leur système énergétique certains pays ont opté pour une stratégie plutôt « défensive » alors que d'autres semblent avoir fait le choix d'une stratégie plus « offensive » (cf. étude INSEE, MEUNIER 1983).

Pour évaluer le « prélèvement » subi par un pays importateur net de pétrole on peut comparer la situation effective observée au niveau du solde commercial à une situation virtuelle où les volumes d'importations et d'exportations resteraient inchangés par rapport à la situation courante mais où les prix du commerce extérieur évolueraient comme les prix intérieurs (prix du PIB). Le « prélèvement » opéré par l'extérieur sur le revenu national (qui exprime donc un accroissement subit de la vulnérabilité) correspond donc à la différence entre le solde commercial à une situation virtuelle où les volumes d'importations et d'exportations resteraient inchangés par rapport à la situation courante mais où les prix du commerce extérieur évolueraient comme les prix intérieurs (prix du PIB). Le « prélèvement » opéré par l'extérieur sur le revenu national (qui exprime donc un accroissement subit de la vulnérabilité) correspond donc à la différence entre le solde extérieur à prix courants et ce qu'aurait été ce solde si, à volumes inchangés, les prix à l'importation et les prix

à l'exportation avaient évolué comme celui du PIB soit $T = x (p_x - p) - m (p_m - p)$ où T est le « prélèvement » (estimé en % du PIB), x et m les exportations et importations en volume, respectivement et où p , p_x et p_m représentent les indices des prix du PIB, des exportations et des importations, respectivement. Il y aura « prélèvement » par l'extérieur si $T < 0$. La « réponse-volume » des pays importateurs nets d'énergie consiste dès lors à essayer de compenser au moins partiellement ce prélèvement grâce à un développement de leurs exportations industrielles (et à une baisse concomitante de leurs importations d'énergie). Il y aura dès lors « réponse-volume » par développement des exportations si leur croissance en volume est plus forte que celle du PIB et « réponse-volume » par diminution des importations si la croissance en volume de ces importations est inférieure à la croissance en volume du PIB.

Au vu des résultats de l'étude menée par l'INSEE on constate que le 1^{er} choc fut plus « éprouvant » que le 2^{ème} en termes de prélèvement pour la France et l'Italie que pour l'Allemagne ou le Japon par exemple. La réponse-volume de la France fut particulièrement faible lors du 2^{ème} choc à la fois parce que la contrainte de compétitivité était alors plus forte mais aussi parce que la politique gouvernementale de relance s'est efforcée d'atténuer les inconvénients du choc sur l'emploi ce qui a favorisé l'inflation et pénalisé le commerce extérieur. On constate surtout que la réponse-volume recouvre des réalités différentes selon les pays. Dans le cas de l'Allemagne et du Japon il s'agit d'abord d'une augmentation des exportations (surtout industrielles). Dans le cas de l'Italie et de la France il s'agit avant tout d'une réduction ou d'un freinage des importations (d'énergie principalement). En d'autres termes face à une vulnérabilité énergétique accrue certains pays ont adopté une stratégie industrielle offensive visant à compenser cette vulnérabilité énergétique par une dépendance industrielle accrue de leurs fournisseurs. D'autres au contraire semblent avoir opté pour une stratégie plus défensive cherchant à réduire leur vulnérabilité par un « repli sur soi » (économies d'énergie, développement de l'offre nationale d'énergie...).

Tous les pays ne sont pas égaux face à la vulnérabilité énergétique et l'on comprend que les choix puissent être différents d'autant que la dimension stratégique et politique de cette vulnérabilité ne doit pas être sous-estimée. Dresser une typologie des stratégies de réduction de la vulnérabilité énergétique d'un pays et des moyens pour y arriver constitue une approche intéressante qui peut permettre de construire la fonction de préférence collective sous-jacente qui a été ou sera optimisée.... Le tableau ci-après donne quelques éléments d'analyse pour cela.

Formes de vulnérabilité	Indicateurs	Eléments de réponse
1) dépendance énergétique	- indice de concentration des importations (HHI) - risques géopolitiques	- diversification des sources - développement d'une offre nationale
2) facture énergétique	- coût des importations - risques de change	- économies d'énergie - couverture sur les marchés spot
3) défaillance dans la production d'électricité	- marge excédentaire de capacité - degré d'interconnexion - taux d'importation	- normes (capacity requirements) - incitations (reliability contracts)
4) volatilité du prix directeur de l'énergie	- irréversibilité des choix d'investissement - erreurs de planification	- recherche d'une flexibilité du parc de production - mécanismes de couverture
5) facteurs exogènes au secteur de l'énergie	- choc dollar - dévaluation de la monnaie nationale - acceptabilité de certains choix (lignes THT)	- décisions géopolitiques - campagnes d'information
6) stratégies industrielles « fragilisantes »	- contrôle des opérateurs nationaux par le capital étranger	- politique industrielle volontariste - contrôle du capital financier

	- cartellisation du secteur de l'énergie	
7) faible maîtrise des technologies de pointe	- efforts de R-D - brevets dans les technologies de pointe	- subventions, incitations financières

III – Vulnérabilité énergétique au niveau microéconomique

Vulnérabilité des consommateurs

Pour un industriel gros consommateur d'énergie la vulnérabilité énergétique prend le plus souvent la forme d'une augmentation non anticipée du prix de l'énergie. Plus que la rupture physique de l'approvisionnement, qui relève de la compétence du fournisseur, c'est la volatilité des prix sur les marchés spot qui est la hantise de l'industriel, tout particulièrement elle du prix de l'électricité. L'électricité ne se stockant pas, son prix est beaucoup plus volatil que celui des autres formes d'énergie. Les industriels éligibles qui, dans le cadre de l'ouverture à la concurrence, ont fait jouer l'éligibilité regrettent parfois leur décision et à défaut de pouvoir revenir aux tarifs régulés (ce que refuse le régulateur), ils souhaitent bénéficier de prix relativement stables sur le moyen et long terme. Parmi les solutions proposées deux sont actuellement explorées avec attention :

La signature de « contrats de fiabilité » (*reliability contracts*). Il s'agit en pratique d'un système d'options d'achat (call options) avec un prix d'exercice (*strike price*) qui correspond au prix-plafond souhaité et négocié lors de la transaction passée avec un fournisseur. Une option est un actif financier asymétrique qui confère à son acheteur et à lui seul un droit : celui d'acheter ou celui de vendre le support de l'option (le sous-jacent), à un prix fixé d'avance que l'on nomme le prix d'exercice. Ce droit ne peut être exercé que durant la vie de l'option. Les « options américaines » peuvent être exercées à tout moment jusqu'à l'échéance de l'option et ce sont les plus fréquentes. Les « options européennes » ne peuvent être exercées qu'à l'échéance de l'option. Si l'option accorde à celui qui la détient une possibilité d'achat il s'agit d'une option négociable d'achat (call). Si l'option accorde à celui qui la détient une possibilité de vente il s'agit d'une option négociable de vente (put). L'option est librement négociable sur un marché jusqu'à sa date d'échéance. En contrepartie de ce droit accordé par l'option, l'acheteur paie une somme immédiatement et définitivement acquise par le vendeur, que l'option soit exercée ou non. Cette somme constitue la prime (premium).

Un industriel peut par exemple acheter une option d'achat prévoyant un prix d'exercice s qui correspond au prix-plafond souhaité pour l'électricité qu'il consomme. Il verse en contrepartie une prime fixe qui rémunère la fournisseur vendeur de l'option d'achat. Tant que le prix spot p de l'électricité reste inférieur à ce prix d'exercice s le consommateur renonce à exercer son option et il paie l'électricité au prix du marché p . Si le prix spot de l'électricité p devient supérieur au prix-plafond s , alors le consommateur va exercer son option (il « lève l'option ») ce qui signifie que l'électricité lui sera de fait facturée au prix s inférieur à p . Ce système d'assurance a bien sûr un coût : la prime qui est loin d'être négligeable. Pour le fournisseur cette prime est un revenu stable qui peut l'inciter à investir dans de nouvelles capacités de production.

La signature de « contrats de long terme » entre les industriels électro-intensifs et les fournisseurs d'électricité. Agitant le spectre de la délocalisation de leurs activités, certains groupes industriels souhaitent conclure des contrats de fourniture à long terme, avec des prix préférentiels stables (sur une période pouvant aller de 5 à 20 ans). Le gouvernement français a récemment pris

l'initiative de réunir ces industriels avec les principaux fournisseurs que sont EDF, Electrabel et la SNET pour examiner l'économie du système. En contrepartie de prix stables ces industriels pourraient par exemple participer au financement de capacités de production d'électricité. En théorie l'Etat n'a pas à intervenir dans de telles négociations entre producteurs d'électricité et clients sur un marché libre. En pratique les clients souhaitent une garantie de l'Etat mais il faut éviter que les prix ainsi consentis aient la qualification d'aide publique, ce qui induirait des distorsions de concurrence entre industriels européens et serait condamné par Bruxelles. Le problème tient notamment au fait que EDF reste une entreprise publique puisque l'Etat en contrôle le capital et nomme les dirigeants. Pour la jurisprudence de la Cour de Justice des Communautés Européennes le fait qu'une entreprise contrôlée par l'Etat accorde à un secteur économique donné des prix préférentiels constitue une aide d'Etat si deux conditions sont simultanément réunies : des ressources d'Etat sont concernées ; les prix pratiqués s'écartent de ceux que pratiquerait une entreprise dans des conditions normales de marché.

En pratique les marchés dérivés à terme de l'électricité (forwards, futures, et options) ne fournissent pas de référence fiable au-delà de 3 ans, tant sont nombreuses les incertitudes. Il y a donc « un intérêt naturel pour un producteur qui sait devoir rentabiliser son parc de production sur des durées bien supérieures à se couvrir contre une partie des risques en vendant des volumes à prix prédéterminés au-delà de 5 ans » (cf. Rapport PREVOT et alii). La vente à long terme de l'électricité permet au producteur de se couvrir contre la volatilité des prix et les quantités ainsi vendues par avance aux industriels sont autant de parts de marché sécurisées sur le long terme. Un tel système est donc avantageux pour les deux parties. Ces contrats de long terme pourraient d'ailleurs prévoir des tarifs plus faibles en cas d'effacement contractuel du client. Il faut néanmoins s'assurer que les prix contractuels couvriront les coûts complets de production de cette électricité, y compris une rémunération raisonnable des capitaux investis. A court terme les prix spot peuvent être inférieurs aux coûts complets mais ils doivent être supérieurs aux coûts variables si l'on veut éviter la qualification de prix de prédation. Sur le long terme cette qualification de prix prédateurs sera retenue si les prix sont inférieurs aux coûts complets (coûts variables et coûts fixes). On peut en outre faire observer que les compagnies qui vendent leur électricité à des prix stables pendant une certaine durée ne seront pas incitées à manipuler les prix spot sur le marché de gros, via des stratégies de rétention de capacités notamment.

Un dispositif qui s'appuierait sur des « contrats de fiabilité » via des options d'achat tant que les marchés à terme sont encore liquides (moins de 3 ans) et qui aurait recours à des « contrats de long terme » au-delà de 5 ans serait donc un système acceptable, qui permettrait un bon partage des risques entre les fournisseurs d'électricité et les gros consommateurs électro-intensifs.

Vulnérabilité des fournisseurs

Cette vulnérabilité prend aujourd'hui trois formes nouvelles pour les producteurs d'électricité qui étaient il y a peu de temps encore des monopoles publics intégrés :

Une vulnérabilité liée à la dé-intégration des activités

La séparation, aujourd'hui juridique, et probablement patrimoniale demain des activités de production, transport et distribution de l'électricité est un facteur potentiel de vulnérabilité pour beaucoup d'opérateurs. Les activités régulées de transport et de distribution sont des activités rentables qui procurent une proportion élevée des profits des groupes électriciens (et gaziers). Les péages d'accès aux réseaux sont fixés par les commissions de régulation et ils couvrent les coûts tout en assurant une rentabilité raisonnable du capital investi, ceci dans le but d'inciter aux

investissements d'infrastructure. Les activités de production et de commercialisation, ouvertes à la concurrence, procurent en revanche des résultats beaucoup plus aléatoires en raison de la volatilité des prix spot et de l'incertitude sur les parts de marché de chaque opérateur. Lorsque les opérateurs historiques ne sont plus intégrés et que les activités régulées leur échappent ils deviennent beaucoup plus vulnérables. La flambée des prix spot de l'électricité aux Etats-Unis dans les années 2000 et 2001 a conduit à un boom des investissements de capacité jusqu'en 2003 : plus de 200 GW ont été construits pour une puissance installée totale de l'ordre de 800 GW. Ce phénomène de « boom and bust » a généré une surcapacité électrique qui a fait chuter les prix de l'électricité sur le spot, entraînant la faillite de nombreuses « merchant plant compagnies ». D'où l'abandon du modèle de producteur pur au profit de sociétés intégrées verticalement. Face aux aléas du marché être présent à tous les stades qui vont de la production à la commercialisation assure une rentabilité minimale, la rente se situant tantôt dans l'amont tantôt dans l'aval de la chaîne électrique. Il en va de même avec le gaz naturel. Le modèle intégré présente des avantages lorsque les prix du gaz importé flambent. Gaz de France souhaite par exemple contrôler 15% de ses approvisionnements en investissant dans l'exploration-production en mer du Nord et en Egypte. L'accroissement du coût d'importation du gaz est ainsi partiellement compensé par l'augmentation des marges réalisées dans l'amont, ce qui justifie cette stratégie d'intégration.

Une vulnérabilité liée aux incertitudes réglementaires

Du fait des directives européennes dont certaines sont encore en gestation, et de leur transposition dans les droits nationaux, le cadre réglementaire dans lequel évoluent les opérateurs électriciens et gaziers est loin d'être figé. Du coup l'incertitude que crée le changement continu des « règles du jeu » pèse sur les stratégies des opérateurs qui, par prudence, hésitent à s'engager sur le long terme. Il est plus difficile de s'adapter aux incertitudes réglementaires qu'aux incertitudes du marché. Cela est particulièrement vrai pour les entreprises encore contrôlées par l'Etat car celui-ci ne respecte pas toujours les dispositions qu'il prend lui-même. La récente décision de l'Etat français de refuser à Gaz de France l'augmentation des tarifs domestiques en est un bon exemple. En vertu d'un arrêté gouvernemental pris le 16 juin 2005 les tarifs du gaz auraient dû s'accroître de 7,5% au 1^{er} janvier 2006 en raison de la hausse du coût du gaz importé. Ces tarifs ayant déjà été augmentés en novembre 2005 le gouvernement a différé la nouvelle augmentation laissant entendre qu'elle pourrait avoir lieu au 1^{er} avril 2006 sur la base de nouvelles règles d'indexation. Il faut rappeler que 96% du gaz consommé en France est importé et que le prix de ce gaz est, dans les contrats d'approvisionnement, indexé sur le prix du pétrole. Le refus d'appliquer une disposition que l'Etat avait lui-même prise fait perdre 250 millions d'euros à l'entreprise mais surtout jette le doute sur la volonté des pouvoirs publics de se comporter en « actionnaire de droit commun ». L'Etat rappelons le conserve 77% du capital de l'entreprise. Du coup le cours de l'action GDF a subi un petit repli à la bourse...

Une vulnérabilité liée aux stratégies industrielles

Les Offres Publiques d'Achat (O.P.A.) font partie des risques normaux d'une économie de marché. C'est un risque nouveau pour les opérateurs historiques du gaz et de l'électricité qui, le plus souvent, bénéficiaient du statut d'entreprise publique (voire d'EPIC). L'ouverture à la concurrence des industries de réseau s'accompagne souvent d'une ouverture, au moins partielle, du capital des sociétés qui produisent et commercialisent le gaz et l'électricité. Certes la loi française de 2004, qui a changé le statut d'EDF et de GDF et en a fait des sociétés anonymes, dispose que l'Etat doit conserver au moins 70% du capital de ces sociétés (les filiales en charge du transport et de la distribution devant rester quant à elles totalement publiques). Cette disposition peut fort bien être modifiée dans le futur à l'occasion d'un amendement voté au

Parlement et du coup le taux de privatisation pourra s'accroître. Ce peut être le cas si l'Etat, fortement endetté, souhaite trouver des recettes supplémentaires...

Lorsque le capital d'une société est « flottant », ce qui revient à dire que les actions sont disséminées dans le public, il suffit de détenir 10 à 15% du capital pour contrôler la stratégie de cette société. Il y a là un facteur potentiel de vulnérabilité. La stratégie d'un groupe peut dès lors être fragilisée par le retrait de certains actionnaires (des Fonds de pension par exemple) ou par la prise de contrôle d'un concurrent dont l'objectif pourra être le démantèlement de sa proie. Les nombreuses fusions-acquisitions observées ces dernières années en Europe dans le secteur de l'énergie ont mis en évidence certaines vulnérabilités. Les opérateurs anglais de l'électricité ont par exemple été en grande partie rachetés par leurs concurrents allemands ou français. D'où l'idée qu'il faut parfois atteindre une « taille critique » pour être à l'abri d'OPA inamicales (« être gros pour ne pas être mangé »). La récente OPA inamicale annoncée par Gas National sur l'électricien Endesa est un bon exemple de ce type de risque.

La société Gas Natural qui détient 80% du marché du gaz en Espagne et dont le chiffre d'affaires était de 6,3 milliards d'euros en 2004 est largement contrôlée par la Caixa de Barcelone (qui détient 32% de son capital) et par la société pétrolière Repsol (qui détient 31% de son capital), elle-même contrôlée par la Caixa de Barcelone. Gas Natural a annoncé vouloir acquérir en bourse 75% du capital d'Endesa, premier électricien espagnol, qui détient 40% du marché de l'électricité en Espagne et dont le chiffre d'affaires était de 18,1 milliards d'euros en 2004, soit trois fois celui de son « agresseur ». Gas Natural propose une prime de 15% par rapport aux cours boursiers, ce qui est attractif pour les petits porteurs et a annoncé vouloir rétrocéder 20% des actifs d'Endesa à la société Iberdrola, deuxième électricien espagnol qui détient 22% du marché de l'électricité pour un chiffre d'affaires de 10,3 milliards d'euros en 2004. Cette rétrocession est nécessaire si Gas Natural veut éviter d'être suspectée de « position dominante », ce que le régulateur espagnol refuserait. La vulnérabilité d'Endesa, qui rejette cette offre et en appelle à Bruxelles, tient au fait que son actionnariat est très dispersé, puisque 91% du capital est « flottant » c'est-à-dire détenu par de petits porteurs. Le premier actionnaire, la Caixa de Madrid, ne détient que 9% du capital de la société. Le régulateur espagnol a donné son feu vert au projet de rachat mais refuse que les actifs électriques cédés par Gas Natural soient rachetés par Iberdrola. Il souhaite également que Gas Natural cède des parts de marché dans le gaz, via du « gas release »... A noter que l'électricien allemand EON a décidé en février 2006 de surenchérir et d'acquérir lui aussi Endesa... dans un contexte où le pétrolier italien ENI menace de lancer une OPA sur le pétrolier espagnol Repsol.

Au même moment l'électricien italien Enel annonce vouloir acquérir l'énergéticien franco-belge Suez, ce qui a précipité le rapprochement entre Suez et Gaz de France fin février 2006, à l'initiative du gouvernement français qui ne souhaite pas voir Suez tomber entre des mains étrangères (nationalisme énergétique oblige). A noter que ce rapprochement était déjà perceptible car c'est aussi l'intérêt de Gaz de France de se marier avec un électricien. Le gazier français risquait d'être victime d'une OPA. Certes le chiffre d'affaires de Suez est deux fois celui de Gaz de France et ce rapprochement peut laisser penser que Suez absorbera à terme Gaz de France mais l'inverse est tout aussi possible. C'est parfois le « petit » qui mange le « gros ».....

Vulnérabilité liée aux échanges transfrontaliers

L'ouverture à la concurrence des industries de réseaux n'a pas pour objectif, en Europe, de juxtaposer 25 marchés concurrentiels mais de créer à terme un marché unique du gaz et de l'électricité au sein de l'Union Européenne. Cela implique une convergence voire un nivellement des prix du gaz et de ceux de l'électricité pour tous les consommateurs européens. Cette

convergence suppose bien évidemment de faire sauter les goulots d'étranglement qui subsistent encore au niveau des interconnexions électriques entre pays de l'Union. Ces interconnexions transfrontalières sont généralement présentées comme un facteur potentiel de réduction de la vulnérabilité des systèmes électriques nationaux. Ces interconnexions ont d'ailleurs été impulsées par l'UCPTE (devenue UCTE) bien avant la promulgation des directives européennes sur l'ouverture à la concurrence....

La convergence des prix spot de l'électricité grâce aux interconnexions est parfois perçue comme un facteur de vulnérabilité par certains consommateurs qui craignent de perdre un avantage comparatif dans la compétition industrielle mondiale. Les industriels français qui, grâce au nucléaire national, peuvent bénéficier de bas prix de l'électricité risquent de voir disparaître cet avantage alors même que leurs concurrents étrangers, avantagés sur d'autres plans, continueront à bénéficier d'un avantage comparatif. En d'autres termes transférer une partie de la rente nucléaire française aux consommateurs étrangers constitue à terme un facteur potentiel de vulnérabilité pour les entreprises françaises. Un exemple pédagogique simple montre que les échanges transfrontaliers d'électricité induisent des transferts entre producteurs et consommateurs de part et d'autre de la frontière. Certains sont gagnants, d'autres perdent en termes de surplus. Les perdants y voient donc un facteur de vulnérabilité...

Soit deux pays, la France (F) et l'Italie (I) confrontés à une même demande d'électricité $D = 100$ MWh durant une période t donnée. Le pays F bénéficie d'un avantage comparatif en termes de coût par rapport au pays I (grâce au nucléaire par exemple). La fonction de demande est $p = a Q$ dans le pays F et $p = b Q$ dans le pays I avec $a = \frac{1}{4}$ et $b = \frac{1}{2}$. Le prix d'équilibre p est donc de 25 euros par MWh dans le pays F et de 50 euros par MWh dans le pays I.

En l'absence de tout échange transfrontalier les consommateurs du pays F paient 2500 euros aux producteurs d'électricité, tandis que ceux du pays I versent 5000 euros pour une quantité consommée identique.

Supposons maintenant qu'un marché unique concurrentiel réunisse les deux pays sans aucun goulot d'étranglement au niveau des interconnexions. Au prix p les producteurs français offrent $4p$ et les producteurs italiens $2p$. L'offre totale est donc de $6p$ pour une demande totale de 200 ce qui donne un prix d'équilibre $p = 33,33$ euros par MWh. A ce prix les producteurs français fournissent 133,33 MWh, les producteurs italiens 66,66 MWh et 33,33 MWh sont exportés de France vers l'Italie.

Supposons que la capacité d'interconnexion soit limitée à 10 MWh (10% de la demande totale d'un pays). Les producteurs français fourniront 110 MWh, les producteurs italiens 90 MWh et 10 MWh seront exportés depuis la France vers l'Italie. En France le prix d'équilibre sera $p = 110/4 = 27,5$ euros par MWh tandis qu'en Italie ce même prix d'équilibre sera $p = 90/2 = 45$ euros. L'exportateur français fera ainsi un super profit égal à 175 (10 MWh vendus 450 en Italie au lieu de 275 s'ils avaient été écoulés en France)...

On constate (cf. tableaux ci-après) qu'en termes de surplus l'existence d'une interconnexion entre la France et l'Italie est, ceteris paribus, « préjudiciable » aux consommateurs

français et aux producteurs italiens mais bénéfique pour les consommateurs italiens et les producteurs français. A noter toutefois que le solde net est positif pour la France, les producteurs français gagnant plus que ne perdent les consommateurs français. Dans le cas de l'Italie c'est l'inverse : les recettes perdues par les producteurs italiens sont supérieures au gain des consommateurs italiens. On ne pourra toutefois parler de vulnérabilité liée à l'ouverture du point de vue français que si l'on démontre que l'augmentation du prix de l'électricité observée en France fait perdre des parts de marché aux industriels français sur les marchés de produits finis.

*
* *
*

En conclusion on peut dire que le concept de vulnérabilité énergétique est multiforme et ne se réduit pas à apprécier le degré de dépendance qu'un agent ou une nation peuvent connaître au niveau de leurs approvisionnements en énergie. Il faut définir par rapport à quel critère est appréciée cette vulnérabilité et sur quelle période (court ou long terme). En économie de marché ce sera souvent par référence à un « choc prix ». La forte volatilité des prix de l'énergie, celle de l'électricité spécialement, sont de nature à fragiliser les choix des opérateurs, qu'ils soient producteurs ou consommateurs d'énergie. Des solutions existent pour atténuer ces risques. Certaines sont fournies par le marché, d'autres relèvent nécessairement de la puissance publique. Dans le passé il appartenait à l'Etat d'éviter une trop forte vulnérabilité et il disposait de tout un arsenal réglementaire. Avec la libéralisation l'Etat conserve cette préoccupation, tant le secteur énergétique est stratégique, mais les moyens à sa disposition ne sont plus les mêmes et risquent d'être moins performants ; il lui faut aujourd'hui privilégier les incitations c'est-à-dire des moyens compatibles avec la logique du marché..

BIBLIOGRAPHIE

- BOUTTES JP (2005) « Sécurité d'approvisionnement et investissements dans l'électricité » in Revue de l'Energie n 566 juillet août pp229-238
- CRIQUI P et PERCEBOIS J (1988) « Stratégies énergétiques : cigales et fourmis » in Economies et Sociétés série EN , ISMEA n4 pp37-51
- MEUNIER F (1983) « La France et ses partenaires face au second choc pétrolier » in Economie et Statistique mai, p 3-14
- PERCEBOIS J (1989) « Economie de l'Energie » Ed Economica, Paris
- PREVOT H et alii (2005) « Rapport d'enquête sur les prix de l'électricité » in Le Moniteur n 5300 juin

Hypothèses			
France $D = 100$, $p = a Q$ avec $a = \frac{1}{4}$ d'où $p = 25$ Italie $D = 100$, $p = b Q$ avec $b = \frac{1}{2}$ d'où $p = 50$			
Catégories	Aucune interconnexion (1)	Marché unique avec Interconnexion sans Congestion (2)	Interconnexion limitée A 10 (3)
Consommateurs français	$P = 25$; $D = 100$ Coût 2500	$P = 33.33$; $D = 100$ Coût 3333	$P = 27.5$; $D = 100$ Coût 2750
Consommateurs italiens	$P = 50$, $D = 100$ Coût 5000	$P = 33.33$; $D = 100$ Coût 3333	$P = 45$; $D = 100$ Coût 4500
Producteurs français	Recettes totales 2500	Recettes nationales 3333 recettes d'exportation 1111 total : 4444	Recettes nationales 2750 recettes d'exportation 450 total 3200
Producteurs italiens	Recettes totales 5000	Recettes nationales 2222 (production nationale 66.66)	Recettes nationales 4050
Rente à l'exportation (surprofits) pour le producteur français	-	-	$450 - 275 = 175$

Matrice des gains/pertes	Consommateurs Français	Consommateurs Italiens	Producteurs Français	Producteurs Italiens	Rente d'exportation (p.m)	Collectivité (F + I)
Situation (2)/(1)	-833	+1667	+1944	-2778	-	0
Situation (3)/(1)	-250	+500	+700	-950	-	0
Situation (3)/((2)	+583	-1167	-1244	+1828	(175)*	0

Un signe + traduit un gain et un signe - une perte en termes de surplus

* La rente d'exportation traduit le fait que les producteurs français vendent l'électricité à un prix plus élevé en Italie qu'en France (le prix italien est de 45 contre 27,5 en France)

LISTE DES CAHIERS DE RECHERCHE CREDEN*

95.01.01	<i>Eastern Europe Energy and Environment : the Cost-Reward Structure as an Analytical Framework in Policy Analysis</i> Corazón M. SIDDAYAO
96.01.02	<i>Insécurité des Approvisionnements Pétroliers, Effet Externe et Stockage Stratégique : l'Aspect International</i> Bernard SANCHEZ
96.02.03	<i>R&D et Innovations Technologiques au sein d'un Marché Monopolistique d'une Ressource Non Renouvelable</i> Jean-Christophe POUDOU
96.03.04	<i>Un Siècle d'Histoire Nucléaire de la France</i> Henri PIATIER
97.01.05	<i>Is the Netback Value of Gas Economically Efficient ?</i> Corazón M. SIDDAYAO
97.02.06	<i>Répartitions Modales Urbaines, Externalités et Instauration de Péages : le cas des Externalités de Congestion et des «Externalités Modales Croisées»</i> François MIRABEL
97.03.07	<i>Pricing Transmission in a Reformed Power Sector : Can U.S. Issues Be Generalized for Developing Countries</i> Corazón M. SIDDAYAO
97.04.08	<i>La Dérégulation de l'Industrie Electrique en Europe et aux Etats-Unis : un Processus de Décomposition-Recomposition</i> Jacques PERCEBOIS
97.05.09	<i>Externalité Informationnelle d'Exploration et Efficacité Informationnelle de l'Exploration Pétrolière</i> Evariste NYOUKI
97.06.10	<i>Concept et Mesure d'Equité Améliorée : Tentative d'Application à l'Option Tarifaire "Bleu-Blanc-Rouge" d'EDF</i> Jérôme BEZZINA
98.01.11	<i>Substitution entre Capital, Travail et Produits Energétiques : Tentative d'application dans un cadre international</i> Bachir EL MURR
98.02.12	<i>L'Interface entre Secteur Agricole et Secteur Pétrolier : Quelques Questions au Sujet des Biocarburants</i> Alain MATHIEU
98.03.13	<i>Les Effets de l'Intégration et de l'Unification Économique Européenne sur la Marge de Manœuvre de l'État Régulateur</i> Agnès d'ARTIGUES
99.09.14	<i>La Réglementation par Price Cap : le Cas du Transport de Gaz Naturel au Royaume Uni</i> Laurent DAVID
99.11.15	<i>L'Apport de la Théorie Économique aux Débats Énergétiques</i> Jacques PERCEBOIS
99.12.16	<i>Les biocombustibles : des énergies entre déclin et renouveau</i> Alain MATHIEU
00.05.17	<i>Structure du marché gazier américain, réglementation et tarification de l'accès des tiers au réseau</i> Laurent DAVID et François MIRABEL
00.09.18	<i>Corporate Realignment in the Natural Gas Industry : Does the North American Experience Foretell the Future for the European Union ?</i> Ian RUTLEDGE et Philip WRIGHT
00.10.19	<i>La décision d'investissement nucléaire : l'influence de la structure industrielle</i> Marie-Laure GUILLERMINET

* L'année de parution est signalée par les deux premiers chiffres du numéro du cahier.

01.01.20	<i>The industrialization of knowledge in life sciences Convergence between public research policies and industrial strategies</i> Jean Pierre MIGNOT et Christian PONCET
01.02.21	<i>Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès</i> Jacques PERCEBOIS et Laurent DAVID
01.06.22	<i>Les comportements de fraude fiscale : le face-à-face contribuables – Administration fiscale</i> Cécile BAZART
01.06.23	<i>La complexité du processus institutionnel de décision fiscale : causes et conséquences</i> Cécile BAZART
01.09.24	<i>Droits de l'homme et justice sociale. Une mise en perspective des apports de John Rawls et d'Amartya Sen</i> David KOLACINSKI
01.10.25	<i>Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque</i> Pierre TAILLANT
02.01.26	<i>Harmonisation fiscale et politiques monétaires au sein d'une intégration économique</i> Bachir EL MURR
02.06.27	<i>De la connaissance académique à l'innovation industrielle dans les sciences du vivant : essai d'une typologie organisationnelle dans le processus d'industrialisation des connaissances</i> Christian PONCET
02.06.28	<i>Efforts d'innovations technologiques dans l'oligopole minier</i> Jean-Christophe POUDOU
02.06.29	<i>Why are technological spillovers spatially bounded ? A market orientated approach</i> Edmond BARANES et Jean-Philippe TROPEANO
02.07.30	<i>Will broadband lead to a more competitive access market ?</i> Edmond BARANES et Yves GASSOT
02.07.31	<i>De l'échange entre salaire et liberté chez Adam Smith au « salaire équitable » d'Akerlof</i> David KOLACINSKI
02.07.32	<i>Intégration du marché Nord-Américain de l'énergie</i> Alain LAPOINTE
02.07.33	<i>Funding for Universal Service Obligations in Electricity Sector : the case of green power development</i> Pascal FAVARD, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
02.09.34	<i>Démocratie, croissance et répartition des libertés entre riches et pauvres</i> David KOLACINSKI
02.09.35	<i>La décision d'investissement et son financement dans un environnement institutionnel en mutation : le cas d'un équipement électronucléaire</i> Marie-Laure GUILLERMINET
02.09.36	<i>Third Party Access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum : the case of natural gas</i> Laurent DAVID et Jacques PERCEBOIS
03.10.37	<i>Competition And Mergers In Networks With Call Externalities</i> Edmond BARANES et Laurent FLOCHEL
03.10.38	<i>Mining and Incentive Concession Contracts</i> Nguyen Mahn HUNG, Jean-Christophe POUDOU et Lionel THOMAS
03.11.39	<i>Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.40	<i>Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne</i> Jacques PERCEBOIS
03.11.41	<i>Mechanisms of Funding for Universal Service Obligations: the Electricity Case</i> François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.42	<i>Stockage et Concurrence dans le secteur gazier</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU

03.11.43	<i>Cross Hedging and Liquidity: A Note</i> Benoît SEVI
04.01.44	<i>The Competitive Firm under both Input and Output Price Uncertainties with Futures Markets and Basis risk</i> Benoît SEVI
04.05.45	<i>Competition in health care markets and vertical restraints</i> Edmond BARANES et David BARDEY
04.06.46	<i>La Mise en Place d'un Marché de Permis d'Emission dans des Situations de Concurrence Imparfaite</i> Olivier ROUSSE
04.07.47	<i>Funding Universal Service Obligations with an Essential Facility: Charges vs. Taxes and subsidies</i> , Charles MADET, Michel ROLAND, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.07.48	<i>Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique</i> , Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.08.49	<i>Horizontal Mergers In Internet</i> Edmond BARANES et Thomas CORTADE
04.10.50	<i>La promotion des énergies renouvelables : Prix garantis ou marché de certificats verts ?</i> Jacques PERCEBOIS
04.10.51	<i>Le Rôle des Permis d'Emission dans l'Exercice d'un Pouvoir de Marché sur les Marchés de Gros de l'Electricité (La Stratégie de Rétenion de Capacité</i> Olivier ROUSSE
04.11.52	<i>Consequences of electricity restructuring on the environment: A survey</i> Benoît SEVI
04.12.53	<i>On the Exact Minimum Variance Hedge of an Uncertain Quantity with Flexibility</i> Benoît SEVI
05.01.54	<i>Les biocarburants face aux objectifs et aux contraintes des politiques énergétiques et agricoles</i> Alain MATHIEU
05.01.55	<i>Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : le marché européen</i> Vincent GIRAULT
05.04.56	<i>L'approvisionnement gazier sur un marche oligopolistique : une analyse par la théorie économique</i> Vincent GIRAULT
05.04.57	<i>Les péages urbains pour une meilleure organisation des déplacements</i> François MIRABEL
05.04.58	<i>Les biocombustibles en France : des produits fatals aux cultures dédiées</i> Alain MATHIEU
05.07.59	<i>Dérégulation et R&D dans le secteur énergétique européen</i> Olivier GROSSE, Benoît SEVI
05.09.60	<i>Strategies of an incumbent constrained to supply entrants: the case of European gas release program</i> Cédric CLASTRES et Laurent DAVID
06.01.61	<i>Hydroélectricité : des mini-centrales aux barrages pharaoniques</i> Alain MATHIEU
06.02.62	<i>L'internalisation de la congestion urbaine avec les instruments tarifaires : Acceptabilité et Décision</i> Mathias REYMOND
06.02.63	<i>Banking behavior under uncertainty: Evidence from the US Sulfur Dioxide Emissions Allowance Trading Program</i> Olivier ROUSSE et Benoît SEVI
06.03.64	<i>Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques</i> Jacques PERCEBOIS