



Le 28 avril 2006

MEMORANDUM

Objet : réaction POWEO au rapport d'étape « EU sector inquiry on gas and electricity markets »

En accord avec la Commission, Poweo estime que le marché de l'électricité en Europe en général, et en France en particulier est trop concentré, manque foncièrement de transparence, et ne réunit pas les conditions nécessaires à une ouverture effective du marché.

I Tarifs réglementés

1. Electricité

Comme vous pouvez le constater dans les tableaux ci-joints l'effet de « squeeze » est désormais présent sur l'ensemble de la grille tarifaire réglementée d'EDF et bloque toutes les offres commerciales des nouveaux entrants sur le secteur.

- **Tarifs bleus**

Sur le tarif bleu, réservés aux particuliers et aux professionnels, l'augmentation nécessaire atteint actuellement près de 26%.

L'absence de hausse depuis juillet 2003 génère des effets d'aubaines et des comportements nouveaux des consommateurs.

En effet, l'ensemble des opérateurs ainsi que les gestionnaires de réseaux de distribution constatent une augmentation significative des demandes de changement de puissances souscrites. Cela est plus particulièrement vérifié chez les professionnels et montre un effet de bascule des autres énergies vers l'électricité par des modifications d'équipement.

Par ailleurs, pour les clients à effacement (EJP et Tempo), ceux-ci n'exerce plus leur possibilité d'effacement (près de 100% des pro selon EDF) et réduisent ainsi le potentiel d'effacement du système électrique.

Au delà des aspects liés à la concurrence et des prix, ce segments de clientèle (près de 90% des clients français) semble peu sensible aux campagnes d'économie d'énergie ou aux équipements sobres (lampes basse consommation) et aux mesures d'efficacité énergétique (échec des diagnostics énergétiques).

- **Tarifs jaunes**

Sur le tarif jaune, réservés aux PME, PMI et agriculteurs, l'augmentation nécessaire atteint actuellement 39% pour le jaune MU et 33% pour le jaune LU.

Ce segment de clientèle est particulièrement délicat à atteindre pour les nouveaux entrants avec notamment une problématique spécifique de tarification de l'acheminement (voir 2).

La tarification de certains secteurs comme les agriculteurs revient à attribuer des subventions sur l'activité. Ce problème engendre par ailleurs des utilisations « aberrantes » de l'énergie notamment dans les périodes d'arrosage avec des pompes électriques de plus en plus présentes.

- **Tarifs verts**

Ce segment de tarification, réservé aux industriels et au tertiaire fortement consommateur, est celui qui entraîne le plus de distorsions de concurrence entre les opérateurs, mais aussi et surtout entre les consommateurs.

La complexité de la tarification des tarifs verts interdit de nous livrer au même exercice de comparaison que sur les autres tarifs. Néanmoins, avec un prix moyen de tarif réglementé entre 28 et 35 euros, comparé au coût de sourcing compris entre 60 et 70 euros nous mesurons l'écart réalisé.

Dans ce segment de clientèle, une large majorité de consommateur a exercé son éligibilité et se retrouve avec des prix de marché proposés par les opérateurs. Au sein de cette population, la concurrence s'exerce librement.

Ces consommateurs se trouvent dans une situation de concurrence déloyale avec des entreprises qui continuent à bénéficier du tarif réglementé.

Compte tenu de ces profonds dysfonctionnements au sein de ce marché spécifique, nous pensons qu'une extinction définitive des tarifs verts réglementés est nécessaire pour rétablir une concurrence loyale entre opérateurs et entre consommateurs.

- **Tarifs d'acheminement de l'électricité**

La Commission de Régulation de l'Energie a organisé une concertation des acteurs afin de proposer de nouveaux tarifs d'acheminement appliqués depuis le 1^{er} janvier 2006.

Ce nouveau barème TURP2 a permis une baisse moyenne de 12% sur les tarifs d'acheminement.

Néanmoins la répartition du TURP2 combinée à la non augmentation des tarifs de l'énergie entraîne une anomalie tarifaire pour près de 2,3 millions de clients avec une « énergie » négative.

Selon les estimations d'EDF, plus de 1 millions de sites actuellement éligibles seraient mal tarifés dont près de 300 000 en tarif jaune.

II Gaz

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel intègrent sans les identifier :

- le coût de la fourniture du gaz ;
- le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution (le cas échéant) ;
- le coût de la modulation (utilisation des stockages pour assurer la pointe de consommation en hiver) ;
- les frais de commercialisation.

Ces tarifs doivent refléter les coûts des opérateurs pour :

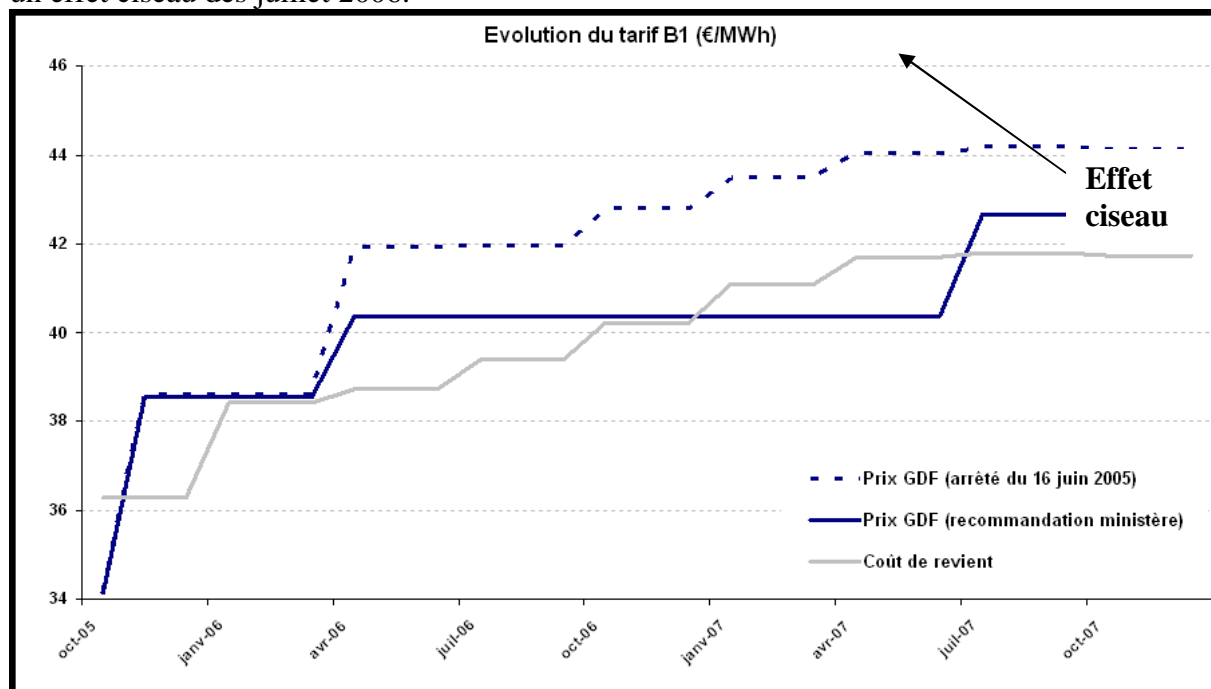
- éviter toute subvention croisée entre la clientèle captive et le marché ouvert à la concurrence,
- permettre le développement de la concurrence sur le marché ouvert
- ne pas fausser la concurrence entre énergies.

1. Effet ciseau induit par le passage en évolution tarifaire annuelle

Les tarifs de vente réglementés évoluent suivant des formules tarifaires reflétant les coûts, notamment les coûts d'approvisionnement des contrats d'importation long terme, qui comportent des clauses d'indexation sur les prix des produits pétroliers cotés et sur le taux de change Euro / Dollar.

Selon l'arrêté du 16 juin 2005, les tarifs en distribution publique évoluent 4 fois par an selon une formule dite "6-1-3", c'est-à-dire que le calcul est réalisé sur une période de 6 mois se terminant un mois avant la date du mouvement tarifaire : la formule 6-1-3 est calculée sur les mois N-7 à N-2 pour s'appliquer les mois N à N+5.

Le ministère propose de faire évoluer les tarifs le 1^{er} avril 2006 puis tous les 1^{er} juillet à partir du 1^{er} juillet 2007. Ceci entraîne une stagnation des tarifs de gaz pendant 15 mois sans connaissance de l'évolution des prix. Le ministère a donc choisi de bloquer toute évolution tarifaire sans prendre en compte les aléas futurs sur les marchés pétroliers. D'après les cotations futures des produits pétroliers sur lesquels les formules sont indexées, on constate un effet ciseau dès juillet 2006.



Le ministère de l'industrie est d'ailleurs conscient de ce phénomène car il a décidé de ne pas modifier les tarifs en vigueur sur les ELD afin de « tenir compte de leur situation particulière » (communiqué de presse du 21 mars 2006).

Ce point a d'ailleurs été souligné dans l'avis de la CRE relatif au projet d'arrêté sur les prix de vente du gaz :

« Passage à une évolution trimestrielle

Jusqu'à présent, les tarifs de vente en distribution publique évoluaient deux fois par an, le 1er mai et le 1er novembre. Le projet d'arrêté prévoit qu'ils évolueront trimestriellement à partir du 1er janvier 2006.

Alors que, précédemment, le calcul était réalisé sur une période de six mois se terminant à la date du mouvement tarifaire (formule dite « 6-0-6 »), le calcul des coûts d'approvisionnement sera désormais réalisé sur une période de six mois se terminant un mois avant la date du mouvement tarifaire (formule dite « 6-1-3 »).

Ce passage à une évolution trimestrielle, à partir du 1er janvier 2006, permettra d'aligner la périodicité d'évolution des tarifs en distribution publique sur celle des tarifs à souscription, ce qui limitera les risques « d'effet ciseau » pour les entreprises locales de distribution. »

Par ailleurs, ceci entraîne, au niveau des consommateurs, une inégalité de traitement entre les sites localisés sur des zones desservies par les ELD et les sites situés sur le réseau de distribution du GRD Gaz de France.

2. Base de calculs

Les dispositions de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 imposent la couverture de l'ensemble des coûts liés à la fourniture de gaz.

Les formules d'évolution des tarifs dépendent ainsi de trois éléments principaux :

- les coûts d'approvisionnement de Gaz de France, dans le cadre de ses contrats de long terme, fondés sur les variations du prix des produits pétroliers et du taux de change entre le dollar et l'euro ;
- les charges internes à Gaz de France, hors coût d'approvisionnement en gaz.
- les dépenses de Gaz de France pour les opérations de qualité et de sécurité des installations intérieures.

Gaz de France estime vendre à perte si la formule d'indexation ne retient que les coûts d'approvisionnement comme le préconise la Commission Durieux.

3. Absence de rattrapages

Les rattrapages tarifaires résultants de la non application des formules d'indexation par le passé n'ont pas été réalisés :

- 0,4 €/ MWh au 1^{er} janvier 2006 et 2,8 % sur l'abonnement
- 1,4 €/ MWh au 1^{er} avril 2006
- Evolution, relative à la formule d'indexation, prévue le 1^{er} janvier 2006 (environ 2 €/ MWh)

A ce sujet, Nous avons été particulièrement surpris par les déclarations du ministère de l'Industrie à l'issue de la conférence de presse sur l'évolution des tarifs de gaz :

Ce rattrapage pourrait se faire par des moyens "non-tarifaires", expliquait-on mercredi au ministère de l'Industrie, en évoquant un "chèque" de l'Etat à l'entreprise ou le non-prélèvement d'un dividende. (AFP).

Cette manière de dédommager Gaz de France serait totalement discriminante et constituerait une entrave grave à l'ouverture du marché.

Vous trouverez ci-joint d'une part l'ensemble des documents fournis à la mission confiée, par le Ministre de l'économie, à la commission Durieux et d'autre part notre mémoire en réplique déposé au Conseil d'Etat concernant notre recours contre l'arrêté du 29 décembre 2005.

Depuis la publication de l'arrêté du 29 décembre 2005 suspendant l'arrêté du 16 juin 2005, les tarifs réglementés du gaz en France sont inférieurs aux tarifs de marché d'approvisionnement du gaz naturel.

III Problématiques de marché

1. Concentration de marché

Production

L'extrême concentration de la production en France donne au producteur « historique » le pouvoir de « déterminer » les prix.

Le prix spot de l'électricité doit, dans un marché efficient, correspondre au prix marginal de production dans la mesure où les producteurs décident en effet de produire si le prix de vente couvre leurs coûts variables. Il est dans la pratique, impossible de vérifier cette relation, la manipulation de marché est donc possible : retrait de capacité de production, ou augmentation de la volatilité du spot afin d'intégrer une prime de risque qui augmente les prix forward. En tout état de cause l'opérateur historique vend une partie de sa production nucléaire au coût marginal de production, majoré des coûts de CO2, ce qui lui permet de dégager d'importants bénéfices.

Marché

Le marché Powernext est en comparaison beaucoup moins concentré. Rappelons toutefois que les échanges sur Powernext Futures concernent 6% de la consommation française, tandis que le marché OTC représente 79%. Ainsi, le marché OTC est 13 fois plus important en volume que le marché organisé. D'après le rapport d'enquête sur les prix de l'électricité du Conseil Général des Mines d'octobre 2004, la concentration est importante au niveau des soutirages des responsables d'équilibre (NEB), ce qui pourrait laisser entendre que la concentration sur le marché de gré à gré est en réalité également importante.

La présence de traders sur le marché ne montre pas de manière probante que ceux-ci ont acquis une confiance suffisante dans le marché, mais atteste simplement de leur attirance pour la volatilité, potentiellement génératrice de profits,

2. Forclusion verticale

La forclusion verticale, et la faiblesse des volumes traités sur les marchés, entraîne une profondeur et une résilience de marché médiocres.

Les VPP sont la principale source de liquidité du marché français, mais les quantités proposées doivent augmenter à mesure que de nouveaux entrants, non intégrés verticalement, prendront des parts de marché, sans quoi la situation ne pourra que se dégrader. Il est en outre essentiel que les produits proposés concernent des échéances plus longues, permettant aux opérateurs de sécuriser leurs approvisionnements à un horizon de cinq ans au moins.

3. Manque de transparence

L'opacité des marchés entraîne un sentiment d'incertitude, qui conduit les acteurs à intégrer une prime de risque importante au prix de marché forward, participant directement à l'augmentation constatée sur les trois dernières années.

L'opacité des marchés conduit à une volatilité accrue, qui profite aux producteurs et défavorise les nouveaux entrants qui doivent gérer des risques difficiles à estimer.

Poweo estime que, pour que le marché soit efficient, seule l'information diffusée doit avoir une influence sur la formation du prix. Cette information doit, sur le modèle de Nordpool, être agrégée afin de ne léser aucun acteur, et communiquée simultanément à tous les intervenants. Par ordre décroissant d'importance, cette information doit concerner :

- Production : Programme de maintenance des centrales, niveau des barrages
- Consommation : Prévisions de consommation France
- Ajustement : Tendance et marge disponible
- Interconnexions

Le fait que les personnes interrogées aient placé l'information sur la production en dernier n'est à notre sens pas représentatif des attentes des nouveaux entrants, et est dû au fait que beaucoup de producteurs ont répondu.

Sur le marché français, RTE met à disposition sa prévision de la consommation française. Toutes les autres données sont soit gardées secrètes, soit communiquées a posteriori, et en tout état de cause rarement chiffrées.

La pertinence de l'information diffusée devra en outre être analysée avec les données réelles a posteriori.

4. Augmentation des prix

Il est essentiel que les acteurs puissent traiter des contrats à long terme, dont le prix devrait correspondre au coût complet prévisionnel des moyens de production.

Le prix spot est logiquement impacté intégralement par les coûts de CO₂ (coût marginal de production), or les actifs de production bénéficient d'attribution gratuite de quotas, ce qui entraîne une distorsion de concurrence et des bénéfices anormaux pour les producteurs en place.

IV Autres points

1. Accès des tiers au stockage

Un accès régulé des tiers au stockage de gaz en France devrait être clairement exposé.

2. Indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution

L'application stricte des directives (séparation juridique...), avant la date de l'ouverture définitive du 1^{er} juillet 2007 est une condition indispensable pour garantir la non discrimination.