

Réunion du Comité de Pilotage

Groupe de Travail sur les Pertes Electriques

2 juin 2009 de 10h00 à 13h00

Compte-rendu

La réunion du 2 juin 2009 a eu lieu en présence :

des membres du Comité de Pilotage : **Eric Dyèvre**, Commissaire à la CRE, Président du Groupe de travail ; **Pierre Bornard**, Vice-Président du Directoire de RTE ; **Fabien Choné**, Président de l'ANODE ; **Robert Durdilly**, Président de l'Union Française de l'Electricité ; **Pierre Fontaine**, Sous-Directeur Système électrique et énergies renouvelables de la DGEC ; **Jan Horst Keppler**, Professeur des Universités en Sciences Economiques ; **Thierry Pons**, Membre du directoire, Directeur Général Adjoint Clients et Fournisseurs d'ERDF ; **Juan Luis Rios**, Secrétaire Général d'EFET TF France ; **Emmanuel Rodriguez**, Président de la Commission Electricité de l'UNIDEN ;

et des membres du Groupe de Soutien : **Marie-Hélène Briant**, Direction de l'accès aux réseaux électriques, chef du département économie et tarification ; **Isabelle Dechavanne**, Direction des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros, chef du département finance ; **Marie Dufourg**, Direction des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros, département surveillance des marchés de gros, chargée de mission ; **Gonzague Godinot**, Direction de l'accès aux réseaux électriques, département économie et tarification, stagiaire ; **Jean-Pierre Loutoby**, Direction Juridique, département réglementation et procédure, chargé de mission ; **Sophie Plumel**, Direction de l'accès aux réseaux électriques, département économie et tarification, chargée de mission.

Jean-François Conil-Lacoste, Directeur Général de Powernext, était excusé.

1. Approbation du document de synthèse rédigé suite à la réunion du 27 avril 2009

Le compte-rendu de la réunion du 27 avril 2009 est approuvé par les membres du Comité de Pilotage. Une version publique, sans référence nominative, de ce compte-rendu sera mise en ligne sur le site Internet du groupe de travail <http://gtpe.cre.fr/>

Suite à ce compte-rendu, deux notes ont été rédigées et diffusées aux membres du Comité de Pilotage :

- une note rédigée par ERDF en réponse aux interrogations exprimées par les membres du Comité de Pilotage lors de la réunion du 27 avril 2009 ;
- une note rédigée par Powernext traitant des relations entre marchés organisés et achats de pertes par les gestionnaires de réseaux.

Elles seront rendues publiques sur le site Internet du groupe de travail.

- La note proposée par ERDF est complétée en séance par RTE.

RTE est intervenu jusqu'ici sur EPEX Spot Auction pour jusqu'à + ou - 100 MW par heure. Ces interventions directement sur le marché organisé sont complétées par les levées d'options ou les exercices de débits.

Le niveau de pertes de RTE varie de 700 à 600 MW en été à plus de 2000 MW en heure de pointe hivernale.

Les membres du Comité de Pilotage ont été invités à exprimer leurs réactions sur la note traitant des relations entre marchés organisés et achats de pertes par les gestionnaires de réseaux lors de la réunion prévue le 30 juin 2009.

2. Discussion relative au cadre d'analyse économique présenté par Jan-Horst Keppler le 27 avril 2009

La notion de rente nucléaire doit être précisée car elle est porteuse de multiples interprétations. La France dispose d'une base compétitive grâce au nucléaire. Cette base compétitive est un atout pour l'économie nationale mais pose toutefois question pour le fonctionnement du marché du fait de sa détention par un seul acteur.

Il a semblé nécessaire au Groupe de Travail d'étudier une solution qui permette à l'ensemble des acteurs de bénéficier de cette base compétitive. Le mécanisme des VPP ne permet pas de faire bénéficier les fournisseurs français d'un prix de fourniture au coût de cette base compétitive. La solution préconisée par la Commission Champsaur pourrait permettre de remédier à cette difficulté.

On utilise la notion de rente lorsque le coût de référence est inférieur au prix. Ce coût de référence peut être un coût de court terme (coût variable), on parle alors de *rente de court terme* ou un coût de long terme (coût moyen), on parlera alors de *rente de long terme*. La rente renvoie toujours à une limitation de la concurrence. Toutefois, cette limitation de la concurrence peut être expliquée par des décisions stratégiques judicieuses de la part d'un acteur et non nécessairement à une restriction artificielle de la concurrence : dans ce cas la rente est justifiée.

Dans le cas du secteur électrique, s'ajoute une autre complexité à savoir l'existence de deux types de rentes : une rente infra-marginale et une rente de rareté. La première est une rente de court terme propre au fonctionnement du marché électrique qui permet la rémunération des centrales en base. Elle existe même en situation de concurrence parfaite. La rente de rareté renvoie quant à elle à la notion habituelle de rente et au choix stratégique d'investissement dans le nucléaire.

Il est précisé que la question n'est pas uniquement celle du passé, mais aussi celle de l'avenir et qu'elle ne se pose pas localement mais au niveau européen. L'interrogation porte sur la pertinence de la construction d'un marché unique sans accord préalable en matière de politique énergétique (notamment nucléaire). En l'absence d'accord entre les Etats Membres, il est impératif de traiter séparément de la spécificité du nucléaire français (par exemple, rapport de la Commission Champsaur, avril 2009) et de la création d'un marché unique de l'électricité (par exemple, en développant les échanges internationaux).

Les prix de marché dans les différents pays reflètent la diversité des parcs de production et permettent d'informer à terme sur les choix les plus compétitifs en matière de politique énergétique. Il apparaît ainsi naturel, en termes de partage de la rente, que celle-ci revienne à la collectivité qui a réalisé les investissements les plus pertinents. En outre, le capital d'EDF étant détenu à près de 85% par l'Etat, la collectivité profite effectivement de la rente nucléaire.

Il est précisé que le caractère non stockable de l'électricité ne doit pas être négligé. Cette spécificité a en effet des conséquences sur l'optimisation économique puisqu'elle ne permet pas d'envisager une optimisation basée sur la continuité du temps.

Il est souhaitable que le modèle de « l'opérateur producteur », c'est-à-dire du gestionnaire de réseau ayant accès à un actif de production (qu'il est soit directement opérateur ou pas) soit étudié.

3. Benchmark international

Présentation des modalités d'achat des pertes en vigueur en Espagne et les évolutions attendues au 1^{er} juillet 2009.

Le graphique de la diapositive 3 suscite des interrogations quant aux causes des différences de volatilité du prix du marché *spot* et de niveau des prix du marché à terme entre l'Espagne et la France.

Il apparaît sur ce graphique que la volatilité du prix du marché *spot* est plus forte en France qu'en Espagne. Cette différence s'explique par le fait que le moyen marginal en Espagne est très souvent une turbine à gaz et jamais une centrale de production au fioul. En France, en revanche, le moyen marginal est plus variable (nucléaire, hydraulique, gaz, charbon, fioul). La quasi-insularité du marché Ibérique associée à la faiblesse de la capacité d'interconnexion avec la France sont aussi des facteurs modérant la volatilité.

Le Comité de Pilotage est surpris par la supériorité du niveau du prix du marché à terme en France sur celui du marché espagnol. En réponse à ces interrogations, il est rappelé que la forte capacité de production fatale éolienne et hydraulique espagnole induit un coût

marginal nécessairement inférieur au coût marginal français. A ces caractéristiques s'ajoute que le marché organisé ibérique s'apparente à un *pool* obligatoire.

Le mécanisme d'achat des pertes actuellement en vigueur en Espagne et décrit sur la diapositive 7 pourrait laisser penser que les gestionnaires de réseaux de distribution supportent le risque prix.

En réalité, il n'y a pas réellement de risque puisque les tarifs réglementés de vente tiennent compte du prix des pertes.

Le Groupe de Soutien s'interroge sur la pertinence du pas annuel de calcul des coefficients de pertes. En réponse, il est spécifié que la valeur des coefficients résulte d'une négociation entre le régulateur espagnol et les gestionnaires de réseaux de distribution.

Le comité de pilotage précise qu'il est « sous-optimal » que les pertes soient payées au prix du marché *spot* alors que les coefficients temporellement différenciés correspondent à des prévisions de long terme.

Le Groupe de Soutien présente la synthèse du comparatif (Benchmark) des mécanismes de compensation des pertes en Europe.

En réaction à cette présentation, les membres du comité de pilotage soumettent plusieurs remarques :

- Du fait de la forte prédominance de la technologie de production hydraulique d'électricité en Norvège, son exemple n'est pas nécessairement transposable.
- La situation allemande est à mettre en regard d'une relation tendue entre le régulateur et les opérateurs historiques et visant à séparer les gestionnaires de réseaux du reste des activités des groupes intégrés.

4. Discussion du Comité de Pilotage : identification des modèles à étudier ? quels sont les critères à retenir pour évaluer les différents modèles de couverture de pertes ?

Le Groupe de Soutien présente les modèles à étudier et les critères à retenir pour les évaluer.

Les membres du Comité de Pilotage proposent diverses voies d'amélioration à l'organisation du travail proposée par le Groupe de Soutien.

Il est proposé de partir des objectifs (minimisation du coût, développement du marché, etc.) pour arriver aux modèles qui permettraient de les atteindre (faire acheter les pertes par les fournisseurs, par les gestionnaires de réseaux, etc.).

Il apparaît nécessaire de commencer par faire la critique du système actuel avant de lister les objectifs.

Pour certains, la question des tarifs réglementés de vente se pose, de façon binaire : maintien ou suppression de ces tarifs.

Pour d'autres, il est surtout question du mode de prise en compte de la spécificité nucléaire française.

Une vision très synthétique du problème basé sur 2 critères et aboutissant à 4 modèles est proposée :

- responsabilité de couverture confiée aux gestionnaires de réseaux ou aux fournisseurs ;
- modalités d'achat de court terme ou de long terme.

Il est proposé de compléter le tableau dressant la liste des avantages et des inconvénients des alternatives envisagées pour la responsabilité des achats de pertes par la prise en compte du « risque de contrepartie » comme inconvénient du cas où les fournisseurs sont responsables de l'achat des pertes (diapositive 5). L'idée selon laquelle le gestionnaire de réseaux aurait moins d'incitations à minimiser le coût d'achat des pertes s'il n'était pas soumis à une « régulation incitative » ne fait pas l'unanimité au sein du Comité de Pilotage.

L'un des membres du Comité de Pilotage souhaite que la modalité d'achat des pertes consistant à la prise de parts dans des moyens de production par les gestionnaires de réseaux figure explicitement dans la liste des modalités d'achat à étudier (diapositive 6), compte tenu du caractère récurrent des propositions de ce type et malgré les inconvénients rédhibitoires qu'il y voit. Les avis divergent sur la nécessité d'étudier de façon conjointe les problématiques « qui achète ? » et « comment ? ». Pour certains ces deux problématiques sont indissociables ; pour d'autres elles sont indépendantes.

5. Prochaine réunion (30 juin)

Le Groupe de Soutien réalisera une compilation des analyses (points forts et critiques) du modèle actuel que lui feront parvenir les membres du Comité de Pilotage.

Jean-François Conil-Lacoste fera une présentation de la note traitant des relations entre marchés organisés et achats de pertes par les gestionnaires de réseaux.

Emmanuel Rodriguez fera une présentation de son retour d'expérience concernant la gestion de portefeuille d'achats.

Si les modalités d'application étaient précisées par le Gouvernement pendant l'été, Fabien Choné propose d'intervenir sur les modalités envisagées par la Commission Champsaur lors de la réunion du 9 septembre 2009.