

**Réunion du Comité de Pilotage**  
**Groupe de Travail sur les Pertes Electriques**

**30 juin 2009 de 10h00 à 13h00**

---

Compte-rendu

La réunion du 30 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 ; **Jean-François Conil-Lacoste**, Directeur Général de Powernext ; **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 règlementation et procédure, chargé de mission ; **Sophie Plumel**, Direction de l'accès aux réseaux électriques, département économie et tarification, chargée de mission.

## **1. Approbation du document de synthèse rédigé suite à la réunion du 2 juin 2009**

Le compte-rendu de la réunion du 2 juin 2009 est approuvé par les membres du Comité de Pilotage.

## **2. Présentation de la note EPEX Spot « marchés organisés et pertes » (Jean-François Conil-Lacoste).**

En tant qu'opérateur de marché, EPEX SPOT cherche à rassembler le spectre le plus large possible d'acheteurs et de vendeurs. A ce titre, RTE et ERDF sont des clients (importants) parmi d'autres.

Les participants du marché ont livré 33 TWh d'énergie électrique aux gestionnaires de réseaux en 2007. Ce chiffre peut être mis en relation avec les 177 TWh d'énergie livrée dont l'approvisionnement a transité par le marché de gros (estimation CRE rendue publique dans son rapport surveillance 2007).

On constate un fléchissement assez net des volumes échangés sur le marché de gros français ces derniers mois. Les échanges sur le marché de gré à gré (OTC) n'ont ainsi pas dépassé les 20 TWh ni en avril ni en mai 2009 (contre 30 à 40 TWh mensuels habituellement). Cette baisse significative de la liquidité du marché de gros s'explique essentiellement par des raisons conjoncturelles (phase basse de cycle, absence de VPP sur la période...).

Les participants du marché ont livré à RTE 12 TWh en 2007 (entièrement en OTC cette année là). Les échanges qui ont précédé ces livraisons, importants en volume, créent de l'activité sur le marché. Les gestionnaires de réseaux ont un impact important sur la liquidité, au même titre que les VPP. Si les gestionnaires de réseaux cessaient de s'approvisionner sur le marché de gros, la liquidité du marché français en serait grandement affectée. La présence de grands acteurs assure d'autre part un certain équilibre sur le marché de gros. Le fait que 28 fournisseurs de pertes soient agréés par RTE renforce naturellement la concurrence sur ce marché. Cette concurrence assure qu'aucun acteur n'ait la possibilité de tirer avantage d'un éventuel pouvoir de marché pour exercer une pression à la hausse sur les prix. En ce sens, la présence des gestionnaires de réseaux sur le marché permet de rechercher le prix le plus compétitif possible, toutes choses égales par ailleurs, ce qui devrait bénéficier au TURPE (lié au prix de marché à travers la couverture des pertes).

Il faut ensuite rappeler que le rapport Champsaur n'est pas destiné à s'appliquer uniquement aux pertes. Il est utile de développer le marché de gros dans son ensemble, et pas seulement sa composante « pertes ». Et seule l'ouverture effective du marché de détail permettra un vrai développement du marché de gros.

Certains membres du Comité de Pilotage indiquent leur préférence pour la première des propositions du rapport Champsaur, c'est-à-dire la création d'un mécanisme de taxation et de réallocation des bénéfices du parc de production nucléaire. Le marché de gros ne pourra pas être liquide si l'énergie produite en base lui échappe. Ils estiment par ailleurs que la proposition du rapport Champsaur qui prévoit un accès à la production nucléaire à un prix régulé pose a priori un certain nombre de difficultés d'application.

Il est important, néanmoins, de ne pas préjuger des mesures de mise en œuvre du rapport Champsaur. Il faut toutefois travailler dans la perspective de ce rapport puisque sa mise en œuvre pourrait entraîner d'importantes modifications dans les mécanismes d'achat des pertes. De plus, le marché de gros serait dynamisé, rendu plus liquide du fait de l'ouverture – et ce, indépendamment de l'achat des pertes – davantage de produits étant mis à la disposition des fournisseurs. La question de l'achat des pertes se poserait alors dans un contexte différent, notamment en termes d'impact sur la liquidité des marchés de gros.

En outre, suivant les dires de la Commission Champsaur elle-même, l'implémentation de la proposition d'un mécanisme de taxation et de réallocation des bénéficiaires du parc de production nucléaire engendrés par la disparition des TRV, malgré son caractère séduisant de prime abord, s'avérerait complexe à mettre en œuvre et incertaine dans la durée.

Un autre membre du Comité de Pilotage affirme son soutien à la première proposition Champsaur (mécanisme de taxation et de réallocation des bénéficiaires du parc de production nucléaire), la mise en œuvre de la seconde risquant de « tuer » le marché de gros.

La liquidité peut être considérée comme un objectif légitime pour Powernext. Il est possible de se demander cependant si la fragilisation du marché de gros (suite à un éventuel retrait de l'achat des pertes) ne serait pas liée à d'autres facteurs, et notamment aux tarifs réglementés de vente. Le ratio entre l'électricité échangée sur le marché et l'électricité consommée est aujourd'hui plus bas en France que dans d'autres pays européens.

En France, la part des opérations sur le marché organisé par rapport aux opérations sur le marché OTC est plus forte qu'ailleurs en Europe. La part des échanges réalisés sur les marchés rapportée à la consommation est quant à elle l'une des plus faibles d'Europe.

Il est néanmoins indispensable de rappeler, ensuite, que la finalité première de l'achat des pertes n'est pas d'assurer la liquidité du marché de gros mais d'optimiser le ratio volatilité/coût. Le système actuel a toutefois beaucoup d'inconvénients pour les gestionnaires de réseaux.

La liquidité est en effet une conséquence et non un objectif du mécanisme d'achat des pertes. Toutefois, dans une optique d'optimisation d'un ratio coût/volatilité, un marché liquide est nécessaire. Un marché liquide permet la formation d'un prix représentatif et enclenche ainsi un cercle vertueux.

Un membre du Comité de Pilotage rappelle que les 70 TWh annuels d'exports, qui sont une source potentielle de liquidité, échappent déjà à Powernext. L'intégration des marchés, en ce sens, pourrait être une solution au problème de la liquidité. Il s'interroge également sur le risque que la participation de RTE à l'actionnariat de Powernext n'entraîne un conflit d'intérêt.

Il est précisé que la participation de RTE à l'actionnariat de Powernext s'inscrit dans une logique de contribution à la construction de l'architecture de marché afin d'en assurer la cohérence avec la complexité physique des échanges. Le développement d'un marché organisé de court-terme fonctionnel est un objectif naturel des gestionnaires de réseaux.

Il est important de noter que, si le mécanisme d'achat des pertes est nécessairement lié au *market design* il faut toutefois raisonner à contexte existant. En ce sens, les discussions du Groupe de Travail ne doivent pas être considérées comme un levier de modification du *market design*.

Le mandat du Groupe de Travail n'excède pas la question des pertes. Il s'agit d'effectuer un travail de prospective à moyen-terme, à périmètre constant.

Les membres du Comité de Pilotage approuvent l'idée que les hypothèses de travail doivent être élaborées autour du cadre législatif actuel. Les propositions du Groupe de Travail ne peuvent néanmoins pas ignorer le rapport Champsaur.

Il serait en ce sens judicieux que les travaux du Groupe de Travail s'articulent en deux options, en fonction de la mise en œuvre, ou non, des préconisations du rapport Champsaur.

### **3. Discussion relative à la présentation des analyses du modèle actuel de compensation des pertes par ERDF et RTE recueillies auprès des membres du Comité de Pilotage.**

Certains membres du Comité de Pilotage s'interrogent sur l'absence dans la présentation de la variable « payeur » (diapositive 1). Ils rappellent que la question de la répartition du coût des pertes entre producteurs (timbre d'injection) et consommateurs (timbre de soutirage) avait fait l'objet d'une discussion lors d'une précédente réunion, et que ce point n'avait pas été tranché.

Il est précisé que le consommateur final assume dans tous les cas de figure le coût des pertes étant donné que l'acteur qui assume le coût des pertes répercute ce coût dans ses tarifs.

Les pertes liées aux transits d'énergie sur le réseau français sont en outre compensées par les autres gestionnaires de réseaux via le mécanisme de compensation inter-GRT (ITC). Le niveau du timbre d'injection inclut cette compensation.

Le Comité de Pilotage s'interroge sur la nécessité de prendre en compte les modèles de couvertures des pertes des entreprises locales de distribution (ELD), celles-ci représentant tout de même environ 5% de la distribution (diapositive 2). En effet, ces modèles sont différents de ceux d'ERDF et de RTE, et interrogent, en outre, sur leur conformité à la réglementation européenne, s'agissant de l'achat des pertes à travers le tarif de cession.

Il est décidé de centrer les discussions sur le cas de RTE et ERDF, l'impact des achats de pertes par les ELD étant négligeable sur le niveau du TURPE.

Certains membres du Comité de Pilotage soulèvent la question de l'impact du modèle actuel sur la stabilité des coûts. Ils estiment que le modèle actuel aboutit à un lissage des coûts mais qu'il n'est pas optimal en termes de stabilité. Il est néanmoins mentionné que la stabilité a toujours un coût d'opportunité.

Il est souligné que l'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux permet de faire l'économie de certains coûts de transaction.

Les gestionnaires de réseaux ont d'autre part effectivement une vision précise des besoins à couvrir.

Certains membres du Comité de Pilotage estiment que, dans le modèle actuel, les incitations fonctionnent pour les investissements de production mais pas pour les investissements sur le réseau.

Il est précisé que le plan d'investissement des gestionnaires de réseau est approuvé par la CRE mais que le prix des pertes utilisé dans le modèle de planification de réseau est laissé à la discrétion du gestionnaire de réseau.

Il est possible de considérer, d'autre part, que l'impact du coût des pertes sur le TURPE ne constitue pas un problème en soi, dans la mesure où il reflète bien la réalité économique et technique (diapositive 3).

La gestion de l'incertitude repose, dans le modèle actuel, sur les fournisseurs qui sont aussi ceux qui sont le moins à même de l'assumer.

Le problème vient de ce que les tarifs réglementés de vente sont déconnectés des variations économiques conjoncturelles. Les références de prix des TRV (coûts du nucléaire) et du TURPE (prix de marché) sont en effet déconnectées.

Pour certains membres du Comité de Pilotage, le TURPE ne reflètera fidèlement les coûts que s'il prend en compte la dimension nucléaire du parc, comme le suggère le rapport Champsaur

L'utilisation de références différentes pour la fixation du prix de l'électricité (base nucléaire) et pour la couverture des pertes (prix de marché) crée un décalage problématique.

Un membre du Comité de Pilotage estime que ces critiques s'adressent au contexte du modèle actuel et ne concernent pas directement les modalités d'achat des pertes.

Il est possible d'assimiler le coût d'utilisation du réseau à un coût de transaction. L'objectif de liquidité du marché imposerait alors de réduire au maximum ce coût, qui s'oppose à la formation d'un prix de référence efficace. En ce sens, une augmentation du TURPE nuirait au bon fonctionnement du marché.

Il est possible de résumer en disant que les gestionnaires de réseaux considèrent que le TURPE n'est pas suffisamment indexé au prix de marché et que les fournisseurs jugent au contraire qu'il l'est trop (en comparaison des prix de vente au détail).

Il faut, en tout état de cause, mettre en évidence un problème de construction tarifaire.

Une partie des pertes est prévisible à très long terme et pourrait être achetée autrement que sur le marché de gros. La prévisibilité d'une partie des pertes sur un horizon de temps de 50 ans est une information qui n'est pas utilisée. Ceci ne garantit pas cependant a priori une meilleure efficacité sur le long terme du fait de la fermeté des engagements.

Il est précisé qu'aucun marché organisé ne fournit de cotations liquides à des échéances beaucoup plus lointaines que 3 ou 5 ans. Le bilatéral prend le relais au-delà si nécessaire. Fixer un prix à long ou très long terme peut avoir un coût très élevé en termes de clauses de sortie, de pertes d'opportunités et de flexibilité.

#### **4. Discussion relative à la présentation des critères d'évaluation.**

La firme peut être analysée comme un outil de gestion des risques à long terme, et s'oppose en ce sens au marché (gestion à court terme). Il est possible de s'interroger, comme option intermédiaire, sur la possibilité d'un accord entre les gestionnaires de réseaux européens visant à la création d'un contrat de référence pour faciliter l'émergence d'un marché pour la fourniture d'électricité à long terme (> 3 ans).

Le Comité de Pilotage propose que le Groupe de Travail s'en tienne pour l'instant à leurs initiales pour désigner les 4 modèles débattus (soit GR/LT, GR/CT, PF/LT, PF/CT). A ce titre, les différents modèles ne doivent pas être considérés comme nécessairement incompatibles (diapositive 2)

Un membre du Comité de Pilotage s'interroge sur la pertinence de la distinction binaire entre la structure actuelle des TRV et une structure modifiée, sachant qu'il existe plusieurs façons de modifier cette structure.

Il s'agit ensuite de déterminer la frontière entre court terme et long terme pour la couverture des pertes. Les membres du Groupe de Travail s'accordent pour distinguer les produits disponibles sur le marché de gros (CT) et les autres (LT).

Comment définir alors les formes possibles de contrats à LT ? Il est précisé qu'il est aujourd'hui impossible aux gestionnaires de réseaux de signer des contrats à long terme, faute d'offres. Ceux-ci, dans leur acception traditionnelle, n'existent pas sur le marché européen de l'électricité.

Certains expriment le souhait que la prise de participation dans un parc de production soit analysée dans le cadre du modèle GR/LT.

Concernant les critères d'analyse, le Comité de Pilotage propose de remplacer les critères « Coût final » et « Stabilité du tarif » par un couple coût/stabilité permettant de faire émerger la notion de frontière efficiente.

Il est précisé que le critère d'Euro-compatibilité doit être entendu comme incluant le respect de la politique européenne de la concurrence. A ce titre, l'utilisation de la notion de « cadre juridique », qui englobe le droit positif et la jurisprudence, semble plus pertinente.

Il est apparaît enfin nécessaire au Comité de Pilotage de distinguer l'impact du système actuel sur le développement du marché de gros de celui sur l'état de la concurrence sur le marché de détail. En effet, le mécanisme actuel de couverture soutient le marché de gros mais fait obstacle à l'approfondissement de la concurrence sur le marché de détail : il s'agit donc de deux paramètres indépendants. Les implications éventuelles des différents systèmes de couverture des pertes sur le développement du marché de détail ne doivent pas être négligées.

#### **5. Prochaine réunion (9 septembre 2009).**

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

Robert Durdilly présentera une note sur les modalités possibles d'achat des pertes à long terme.