

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

9 septembre 2009 de 11h00 à 14h30

Compte-rendu

La réunion du 9 septembre 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.

Partie 1 : relevé de conclusions

1. L'achat des pertes par engagement contractuel de long terme

- Six modalités d'achat des pertes à long terme par les gestionnaires de réseaux ont été analysées par le Groupe de travail :
 - o Achats des pertes à long terme sur le marché de gros par appels d'offres
 - o Achats des pertes à long terme sur le marché organisé
 - o Accès régulé direct ou *via* un fournisseur de pertes à la production en base à des conditions économiques représentatives du parc historique (proposition Champsaur)
 - o Achats des pertes à long terme via un consortium (Exeltium)
 - o Prise de participation dans des actifs de production
 - o Participation aux enchères VPP
- L'achat d'une partie des pertes à long terme contribuerait à stabiliser le TURPE.
- Dans un contexte de prix de marché durablement élevés, le recours à des achats à long terme réduirait le risque de « ciseau tarifaire » auquel sont soumis les fournisseurs.
- A l'inverse, dans un contexte de marché baissier, le recours à des achats à long terme pourrait faire supporter un coût d'opportunité aux utilisateurs de réseaux.
- Un équilibre devrait être trouvé entre les achats à court terme et à long terme.

2. Analyse juridique

- D'un strict point de vue juridique, rien ne s'oppose à ce que les gestionnaires de réseaux aient recours à des mécanismes d'achat des pertes à long terme.
- Les membres du Comité de pilotage s'interrogent sur les modalités pratiques de la prise de participation des gestionnaires de réseaux dans des actifs de production et de ses conséquences sur la concurrence.
- La situation particulière d'EDF sur le marché français conduit à une restriction des possibilités offertes aux gestionnaires de réseaux.

3. Structure du rapport final

- Il est proposé que le rapport présente les différents modèles envisageables et souligne les points de convergence entre les membres du Comité de Pilotage.

4. Prochaine réunion

En faisant appel à l'expertise sur le mécanisme des pertes de ERDF et de RTE, le Groupe de soutien fera une analyse du modèle Producteurs-Fournisseurs qui sera présentée lors de la réunion du 14 octobre.

Partie 2 : synthèse des discussions

1. Approbation du document de synthèse rédigé suite à la réunion du 30 juin 2009.

Le compte-rendu de la réunion du 30 juin 2009 est approuvé par les membres du Comité de Pilotage.

2. Analyse du modèle GR/LT

Le marché de l'électricité en France fournit-il un signal prix efficace ?

La période récente illustre bien que le marché se comporte comme un véritable « révélateur ». En juillet/août, les prix *spots* ont été plus élevés en France qu'en Belgique ou qu'en Hollande, conduisant à importer du Bénélux. Cette situation s'explique par (i) une faible disponibilité du parc, (ii) des températures supérieures aux moyennes saisonnières et (iii) une demande relativement importante.

Les prix français ne sont pas systématiquement inférieurs aux prix en Allemagne puisqu'on constate entre janvier 2007 et août 2009 des *spreads* (écarts de prix) allant de -4 à +8 €/MWh.

Ceci s'explique par les arbitrages *cross-border* et la thermo-sensibilité de la demande en France. Le gradient des températures a atteint 2200 MW en 2008. La France exporte vers ses voisins le nucléaire en excès pendant les heures de faible demande mais doit importer de la semi base de son voisin « le moins cher » quand la demande est forte. Les variations de prix correspondraient donc à des tensions à court terme sur le marché et fonctionneraient en ce sens comme des signaux d'alarme.

Devant l'interrogation de certains membres du Groupe sur les niveaux de prix en Espagne, il est précisé que dans ce pays, la centrale marginale est parfois une unité nucléaire. La différence de prix sur les marchés européens de l'électricité s'explique également en partie par les écarts sur le prix du gaz entre les pays. Le type de centrale et le gaz utilisé ont une influence certaine sur les coûts de production. En ce sens, les différences de prix de l'électricité reflètent des différences de coûts d'approvisionnement en gaz.

Il est rappelé que les prix ne se fixent pas en fonction du coût moyen de production mais bien du coût marginal. Ce coût, notamment en pointe, est souvent plus élevé en France qu'en Allemagne.

Certains membres du Comité de Pilotage remarquent que dans l'industrie pétrolière également, le coût marginal qui fixe le prix marché peut être supérieur au coût de production de certains pays.

Le secteur pétrolier fonctionne avec une rente, essentiellement captée par les producteurs.

Un membre du Comité de Pilotage pense que la forte proportion d'énergie d'origine nucléaire dans la production d'électricité en France devrait se retrouver dans un prix de marché inférieur au prix de marché en Allemagne où le charbon est la principale source d'énergie pour la production d'électricité.

Ces situations peuvent être considérées comme acceptables si elles envoient les signaux de prix pertinents. Or la relance du nucléaire en Allemagne par exemple est un enjeu politique qui ne dépend pas seulement des signaux de prix.

L'achat des pertes à long terme via un mécanisme de marché est conditionné à l'existence de contreparties.

Le développement d'un marché liquide à long terme implique un renforcement de la liquidité du marché existant. L'émergence de produits à long terme nécessite une confiance mutuelle entre acteurs et une certaine visibilité sur l'horizon de régulation.

Il est souhaitable de favoriser le développement et l'intégration du marché européen. Par exemple, la mise en place en 2010 du couplage CWE (*Central Western Europe*), et son extension à la scandinavie et à la péninsule ibérique favoriseront la diversité et la multiplicité des acteurs. Plus le marché sera large, plus facile sera la propagation de la liquidité.

Il est précisé que les solutions d'achat à long terme par appels d'offres ou sur les marchés organisés ont la préférence de l'UFE, sous réserve que certaines interrogations préalables trouvent une réponse à commencer par celles de l'émergence de produits à échéance supérieure à 3 ans ou de l'euro-compatibilité des modalités étudiées.

L'existence d'une offre de fourniture à échéance de 5 ou 10 ans sur le marché pourrait être une solution acceptable aux yeux de la Commission européenne. Cette offre constituerait un compromis entre fourniture à long terme et maintien d'un mécanisme de marché.

Il est précisé que même si elles ne sont pas accessibles aux gestionnaires de réseaux, il existe actuellement des offres de marché à échéance 15 ans, basées sur le nucléaire et non remises en cause, à l'heure actuelle, par la Commission européenne (enchères dites « Direct Energie »).

Un membre du Comité de Pilotage nuance les bénéfices du *market coupling*, ce processus ayant selon lui aussi permis d'importer un prix plus élevé.

Il est répondu qu'un processus de convergence devrait s'opérer à travers la mise en concurrence des moyens de production.

Le *market coupling* a permis d'éviter des pics de prix spectaculaires cet été. La fluidité et la flexibilité des échanges frontaliers permettent un lissage des prix.

Quel horizon temporel pour les achats à long terme ?

Il est nécessaire de définir précisément l'horizon temporel d'éventuels contrats à long terme. L'émergence de contrats à échéance 7 ou 10 ans semble envisageable. Au contraire, des contrats à très long terme, portant sur plusieurs dizaines d'années, feraient probablement peser sur le gestionnaire de réseaux des risques trop importants. L'horizon temporel de ces contrats doit être borné, notamment parce que l'image énergétique du pays en 2050 ne peut être dessinée avec certitude.

Il est précisé le recours à des contrats à échéance de plus de 10 ans reflèterait plus fidèlement les coûts des actifs sous-jacents aux contrats.

Quels sont les impacts tarifaires de la contractualisation à long terme ?

A long terme il y aura des années pendant lesquelles le prix des contrats à long terme sera supérieur au prix du marché à plus court terme. Toutefois, depuis 2004, les prix de marché ont été en moyenne supérieurs au coût moyen de production de l'électricité en France. De ce point de vue, une contractualisation à long terme des achats de pertes aurait été intéressante pour les gestionnaires et les utilisateurs de réseaux.

Certains membres du Comité de Pilotage jugent qu'il n'est pas souhaitable que les gestionnaires de réseaux perdent la flexibilité que leur permet une gestion dynamique de leur portefeuille. Une part des achats de pertes doit nécessairement être réalisée à court terme.

Le Comité de Pilotage se demande en quoi une approche basée sur des contrats à long terme résoudrait le problème de ciseau tarifaire auquel sont confrontés les fournisseurs.

Il est précisé que si, par exemple, 50% de la base des pertes était achetée sous forme de contrats à long terme, cela contribuerait grandement à stabiliser l'évolution de la composante « pertes » du TURPE. Par ailleurs, dans un contexte de prix de marché durablement élevés, la contractualisation à long terme permettrait de réduire le risque de ciseau tarifaire.

De ce point de vue, toutes les solutions envisagées ne sont pas équivalentes. Ainsi, un accès régulé à la base, en stabilisant une partie des charges de pertes à des conditions économiques représentatives du parc historique, permettrait de limiter le risque de ciseau tarifaire indépendamment de l'évolution du prix de marché.

Le recours à des achats de pertes à long terme, indépendamment de ses modalités, devrait réduire la sensibilité du TURPE à la volatilité des prix de marché.

L'un des membres du Comité de Pilotage exprime son accord mais précise que la question ne porte pas uniquement sur la stabilisation du niveau de prix par l'intermédiaire d'achats sur le long terme, mais également sur le fait que ce dernier reflète bien les coûts de production nucléaire.

Le Comité de Pilotage s'interroge sur l'intérêt de transformer ce groupe de travail en « Champsaur bis ». Il n'est peut être pas souhaitable pas que l'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux serve de prétexte à un débat sur l'évolution du *market design* et des conditions générales d'approvisionnement en électricité en France.

Quelle cohérence entre mécanisme d'achat des pertes et période de régulation ?

L'ensemble des acteurs sont aujourd'hui demandeurs de stabilité régulatoire.

Il est précisé que leur liquidité et le faible risque régulatoire qui leur est associé renforcent l'attractivité des produits à court terme.

La contractualisation à une échéance supérieure à la durée de la période tarifaire entraînerait nécessairement des risques pour les gestionnaires de réseaux. En effet, il semble difficile pour le régulateur à s'engager sur des échéances supérieures aux périodes tarifaires.

Il est possible de considérer que, dans un contexte de régulation incitative centrée sur le prix de marché, le recours à des achats fermes à long terme ferait peser sur les gestionnaires de réseaux un risque trop important.

A l'inverse, si tous les coûts sont couverts, un recours systématique aux contrats de très long terme ferait supporter un coût d'opportunité aux utilisateurs.

Le Groupe de soutien souligne que le schéma de régulation adopté pour TURPE 3 est adapté au manque de liquidité sur le marché des produits à horizon de plus de 3 ans. Il rappelle que le schéma de régulation n'impose pas aux gestionnaires de réseaux d'acheter leurs pertes à une échéance fixe.

Le Groupe de soutien précise finalement qu'aujourd'hui, l'offre de produits à échéance supérieure à trois ans étant quasi inexistante, inciter les gestionnaires de réseaux à acheter ce type de produits conduirait à faire supporter aux utilisateurs de réseaux un coût additionnel.

Quelles perspectives offrent les propositions « Champsaur » aux gestionnaires de réseaux pour l'achat des pertes ?

La proposition visant à donner aux fournisseurs un accès régulé à la base est pensée comme transitoire, et devant prendre fin une fois ces derniers « équipés » en moyens de production.

L'un des membres du Comité de Pilotage juge que, les gestionnaires de réseaux n'étant pas destinés à acquérir des moyens de production, il n'est pas souhaitable qu'ils puissent bénéficier de cette proposition.

Un autre membre du Comité de Pilotage considère que les gestionnaires de réseaux pourraient bénéficier de cet accès régulé à la base par l'intermédiaire des fournisseurs de pertes.

3. Analyse juridique

Contractualisation à long terme

Le Comité de Pilotage s'interroge sur la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de contractualiser à long terme avec le producteur historique.

Il est précisé que la contractualisation à long terme avec l'acteur historique est envisageable en théorie.

La signature de contrats à long terme entre les gestionnaires de réseaux et EDF ne contribuera pas au renforcement de la position dominante de l'opérateur historique (et n'érigera donc pas de nouvelles barrières à l'entrée sur le marché de l'électricité) pourvu que certaines conditions soient respectées. Il est en ce sens extrêmement important qu'il existe un marché secondaire pour les contrats à long terme, que ceux-ci puissent être revendus et ne comportent pas de clause de destination.

La contractualisation à long terme entre gestionnaires de réseaux et producteurs n'est pas un problème spécifiquement européen. Aux Etats-Unis il existe une interdiction pour les opérateurs de réseaux de signer des contrats PPA (*Power Purchase Agreement*).

Prise de participation des gestionnaires de réseaux dans un actif de production

Le Comité de Pilotage considère que la directive de 2003 instaure une séparation juridique claire et compréhensible entre production et commercialisation. Il s'interroge sur le statut d'éventuelles activités d'autoproduction et sur la compatibilité d'un tel mécanisme avec les exigences de transparence et de non-discrimination liées à l'achat des pertes.

Une conjonction parfaite entre production et besoins en pertes des gestionnaires de réseaux semble difficile à atteindre. L'entreprise concernée devrait alors nécessairement faire appel au marché pour écouler son surplus de production.

La possibilité que seule une partie réduite de la base nécessaire à la couverture des pertes soit autoproduite est évoquée.

Sur le plan strictement juridique, la participation minoritaire des gestionnaires de réseaux dans un actif de production est envisageable. Le comité de pilotage s'interroge sur la possibilité pour RTE d'inclure dans ses appels d'offres une part de participation dans des actifs de production.

Pour certains membres du Comité de Pilotage une prise de participation même minoritaire pourrait aboutir à une distorsion de la concurrence.

Ils estiment que la propriété d'un actif peut difficilement être séparée de sa gestion. Le propriétaire d'un actif pourrait avoir une influence sur le prix de marché.

Il existe une dissymétrie d'information en faveur du gestionnaire du réseau de transport. Ce dernier dispose d'informations privilégiées sur les actifs de production (dates des arrêts pour rechargement des centrales nucléaires, informations sur l'équilibre du réseau à moyen terme, etc.). Dans ces conditions, la prise de participation dans des actifs de production par le réseau de transport pourrait conduire à des conflits d'intérêt ou, à tout le moins, à ce qu'une certaine suspicion pèse sur les activités du gestionnaire de réseau de transport.

L'analyse juridique, en conclusion, ne permet pas de préjuger de l'efficacité économique des modèles étudiés.

Accès des gestionnaires de réseaux aux VPP

Le Comité de Pilotage souhaite savoir si EDF a la possibilité de permettre l'accès des gestionnaires de réseaux aux VPP.

Il est précisé qu'en théorie, l'accès des gestionnaires de réseaux aux VPP ne pose pas de problème. Toutefois, le cas français est particulier puisqu'EDF est le seul à pouvoir proposer des VPP. En France, la mise à disposition de VPP étant destinée à contribuer à l'ouverture du marché, la participation des gestionnaires de réseaux filiales à 100% d'EDF à ces enchères serait en contradiction avec les objectifs initiaux de ce mécanisme. Cette possibilité n'est d'ailleurs pas ouverte par les règles d'adjudication en vigueur.

L'accès des gestionnaires de réseaux aux VPP ne changerait en outre pas fondamentalement le problème puisque les VPP s'échangent aujourd'hui à des prix et sur des échéances similaires à ceux du marché.

En résumé, les blocages juridiques sont peu nombreux mais les particularités de la situation française conduisent à restreindre les possibilités offertes aux gestionnaires de réseaux pour la couverture des pertes à long terme.

4. Structure du rapport final

Le Comité de Pilotage s'étonne de ne pas voir apparaître le mode de régulation dans les éléments de structure du rapport final.

Il est précisé que ce sujet sera traité au travers de l'efficacité des incitations, l'un des critères d'analyse retenu.

Le Comité de Pilotage s'interroge sur la vocation du rapport à privilégier un modèle de couverture des pertes.

Il est proposé que le rapport présente les différents modèles envisageables et souligne les points de convergence.

Un membre du Comité de Pilotage souhaite enfin qu'un critère évaluant les coûts de transaction apparaisse dans le cadre d'analyse.