

Réunion du Comité de Pilotage

Groupe de Travail sur les Pertes Electriques

14 octobre 2009 de 15h à 18h

Compte-rendu

La réunion du 14 octobre 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 ; **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 ; **Cécile George**, Direction de l'accès aux réseaux électriques, Directrice ; **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.

Juan Luis Rios, Secrétaire Général d'EFET TF France, était excusé.

1. Approbation du document de synthèse rédigé suite à la réunion du 9 septembre 2009.

Le compte-rendu de la réunion du 9 septembre 2009 est approuvé par les membres du Comité de Pilotage.

2. Analyse du modèle Producteurs / Fournisseurs

La nécessaire modification préalable de la loi de février 2000 est seulement une contrainte à la mise en œuvre du modèle Producteurs / Fournisseurs et non une véritable limite de ce modèle.

La détermination des coefficients est problématique

La détermination de coefficients est indispensable à la mise en œuvre du modèle Producteurs / Fournisseurs. La contribution aux pertes de chaque fournisseur ou producteur n'étant pas calculable sur une base purement électrotechnique, la détermination de coefficients implique de faire appel à des hypothèses et, dès lors, d'introduire une part d'arbitraire.

Il est précisé que la péréquation actuelle des tarifs correspond déjà à une forme d'arbitrage.

La tarification actuelle ne fait par ailleurs pas apparaître de règle d'attribution précise. La détermination des coefficients donnerait au contraire lieu à des négociations complexes. Chaque utilisateur du réseau pourrait trouver une bonne raison (localisation, horosaisonnalité de sa courbe de charge...) de demander une révision du coefficient de pertes qui lui a été attribué.

Importance des coûts de transaction

Si le coût des pertes est forfaitisé, les coûts de transaction sont faibles. Ils augmentent au contraire à mesure que l'on s'approche d'une attribution des pertes plus proche de la réalité.

Les coûts de transactions d'un modèle sont d'autre part d'autant plus importants que le nombre de transactions est grand. Or, ce nombre est susceptible d'augmenter si un modèle Producteurs / Fournisseurs est mis en place, ne serait-ce que du fait de la multiplication des acteurs.

Il est précisé que le modèle actuel est très économe en matière de coûts de transaction. Les charges de personnel et de gestion liées à la couverture des pertes sont minimales rapportées au volume d'énergie acheté par les gestionnaires de réseaux.

Il est également rappelé que les coûts de transaction liés à la gestion du reliquat entre pertes prévues et pertes réelles et à la réconciliation temporelle seraient toujours présents dans un modèle Producteurs / Fournisseurs.

L'un des membres du Comité de Pilotage s'interroge sur la pertinence du critère « importance des coûts de transaction » pour l'évaluation des différents mécanismes d'achat des pertes.

Les coûts de transaction peuvent être assimilés au coût d'accès à l'information. Le modèle actuel est en ce sens économe puisque les gestionnaires de réseaux disposent déjà des

informations nécessaires à une compensation efficace des pertes. Dans l'optique de la mise en œuvre d'un modèle Fournisseurs / Producteurs, le coût d'un transfert en temps réel de ces informations serait très supérieur.

Impact sur le marché de gros

L'un des membres du Comité de Pilotage juge une hausse des prix possible en cas de mise en œuvre du modèle Producteurs. Cette hausse sera probablement inférieure à l'augmentation du coût de production lié aux pertes. En effet, si les producteurs basés en France répercutaient un surcoût lié aux pertes dans leurs offres sur les marchés de gros, une partie de la demande française pourrait se porter sur les offres des producteurs étrangers, dont les coûts de production resteraient inchangés. Cependant, cela n'impacterait les prix que lorsque les centrales françaises seraient marginales, soit très rarement.

Selon certains membres du Comité de Pilotage, la mise en place du modèle Producteurs entraînerait, du fait de l'augmentation des coûts de production supportés par les producteurs français, une distorsion de la concurrence entre producteurs nationaux et frontaliers, ces derniers n'assumant pas le coût des pertes. En ce sens, ce type de mécanisme d'achat des pertes est davantage adapté à un marché électrique « insulaire » comme la péninsule ibérique qu'à un pays très interconnecté comme la France.

Le Comité de Pilotage s'interroge sur la validité juridique d'une disposition visant à contraindre les importateurs à importer une quantité supplémentaire d'énergie pour couvrir les pertes.

Il est rappelé que cela est en pratique impossible, les flux financiers ne pouvant pas être assimilés aux flux physiques.

Le Comité de Pilotage constate que le modèle actuel conduit à l'attribution de la totalité des charges liées aux pertes aux consommateurs.

Il est précisé que les gestionnaires de réseaux peuvent être amenés à assumer transitoirement une partie des écarts entre charges prévues et constatées.

L'un des membres du Comité de Pilotage considère que le modèle étudié pose la question de la cohérence entre mécanisme de compensation des pertes et modèle de marché. Il note que les pays ayant confié la responsabilité de la compensation des pertes aux producteurs ou aux fournisseurs (Espagne, Portugal, Italie, Royaume-Uni) ont également adopté un modèle de marché sensiblement éloigné du standard européen.

Concurrence sur le marché de détail

La mise en œuvre du modèle Fournisseurs n'est problématique pour la concurrence sur le marché de détail que si l'un des fournisseurs occupe une position très dominante. Dans un tel marché, l'inégalité des sources d'approvisionnement des fournisseurs (marché, différentes technologies des moyens de productions propres) crée effectivement une distorsion de concurrence. Dans un marché équilibré au contraire, les fournisseurs sont en mesure d'arbitrer entre différentes options industrielles pour se procurer l'énergie nécessaire à la compensation des pertes.

Efficacité des incitations

Dans le modèle Fournisseurs, inciter les consommateurs à adapter leur consommation en fonction des pertes générées nécessiterait la détermination de coefficients différenciés suivant la plage horosaisonnaire et leur répercussion dans les offres commerciales des fournisseurs. Cette répercussion ne serait en outre envisageable que si les appareils de comptage le permettaient.

L'un des membres du Comité de Pilotage précise qu'une différenciation géographique n'est a priori pas envisageable du fait du choix politique de péréquation tarifaire. Il considère en revanche que, dans le cas du modèle Producteurs, le signal prix généré par les pertes conduirait sans aucun doute les producteurs à prendre en compte les pertes dans leurs décisions de localisation et dans leurs plans de production. Il estime néanmoins tout à fait possible d'inclure un mécanisme de même nature dans le timbre d'injection. Par conséquent, l'efficacité des incitations de localisation ne peut pas selon lui être considérée comme un avantage spécifique du modèle Producteurs.

Le Comité de Pilotage souligne qu'une incitation qui ne porterait que sur le coût des pertes modifierait seulement à la marge le comportement des producteurs.

L'un des membres du Comité de Pilotage juge par ailleurs que l'absence d'incitation des gestionnaires de réseaux à tenir compte de l'impact des investissements sur les pertes, dans un modèle Fournisseurs / Producteurs, doit être relativisée. Les pertes figurent aujourd'hui explicitement dans les critères déterminant les investissements de RTE. Il lui semble peu probable que ces critères soient modifiés unilatéralement par RTE en cas de changement de mécanisme de compensation des pertes.

Le Comité de Pilotage s'interroge finalement sur la marge de manœuvre laissée aux gestionnaires de réseaux, dans un modèle Producteurs / Fournisseurs, pour améliorer leur productivité dans la gestion de l'écart entre pertes prévues et pertes réalisées.

Différenciation géographique des coefficients

La détermination de coefficients différenciés géographiquement soulève le problème de leur stabilité. Pour envoyer des signaux incitatifs efficaces, ils devraient pouvoir être modifiés régulièrement en fonction des évolutions de la répartition des pertes sur le réseau. Cette variabilité pourrait s'avérer difficile à accepter pour les acteurs et être source de contentieux. En outre, ce scénario pose des problèmes pratiques d'acceptabilité : un producteur bien placé peut suivant la configuration du réseau contribuer à diminuer les pertes, et pourrait en théorie réclamer d'être rémunéré au lieu de compenser ses pertes.

L'un des membres du Comité de Pilotage estime qu'une éventuelle variabilité des coefficients ne serait qu'un facteur de risque parmi d'autres pour les investisseurs.

Conclusion

En conclusion, le Comité de Pilotage s'accorde sur le fait que les avantages potentiels du modèle Fournisseurs / Producteurs disparaissent dans une large mesure lorsqu'on cherche à le mettre en œuvre et ne sont en tout état de cause pas suffisants pour justifier l'adoption d'un tel modèle.

Confier la responsabilité de la compensation des pertes aux Producteurs / Fournisseurs relève vraisemblablement de la « fausse bonne idée » :

- Dans sa version idéale, ce modèle serait une solution optimale en matière d'équité de la répartition des coûts et d'efficacité des incitations. La contribution de chaque acteur serait fixée en fonction de l'impact de sa consommation ou de son injection sur les pertes.
- Cependant, la détermination des coefficients est très complexe, impose d'introduire une part d'arbitraire et est susceptible de provoquer une multiplication des contentieux.

3. Discussion du Comité de Pilotage autour de la proposition de l'ANODE.

Aux termes de la proposition de l'ANODE, les gestionnaires de réseaux conserveraient la responsabilité de la couverture des pertes et se verraient également confier celle des obligations d'achat de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (OA). Les gestionnaires de réseaux vendraient les OA sur le marché de gros et seraient compensés via la CSPE de la différence entre le prix des OA et un prix régulé. Les gestionnaires de réseaux achèteraient toujours les pertes sur le marché de gros, ils seraient compensés via le TURPE sur la base d'un prix régulé.

Suite à la présentation de l'ANODE, le Groupe de soutien invite les membres du Comité de Pilotage à réagir, tout en précisant que cette proposition d'ANODE sera discutée plus en détails à la prochaine réunion.

Certains membres du Comité de Pilotage jugent positif que soient proposées des solutions prenant en considération l'ensemble des contraintes du marché électrique, malgré la complexité de l'équation à résoudre et ce sans porter de jugement à ce stade sur le fond des questions que soulèvent cette proposition.

Une réflexion de l'UFE sur la réforme du mécanisme des obligations d'achat (OA) est également en cours. Elle s'oriente vers le transfert de ces obligations à un acteur neutre, gestionnaire de réseau ou entité *ad hoc*. Une seconde piste de réflexion envisagée consiste à offrir la possibilité à certains producteurs « ENR » de revendre directement leur production sur le marché, moyennant une prime de risque.

La proposition de l'ANODE, *via* une « neutralisation » des risques liés aux OA et aux pertes à travers le CRCP, conduit toutefois à faire entrer indirectement les OA dans le CRCP.

Plusieurs membres du Comité de Pilotage s'interrogent sur la légitimité du Groupe de travail pour traiter du sujet des obligations d'achat (OA).

Il est rappelé que l'analogie entre volume des pertes et des OA est trompeuse. A puissance égale, les courbes de charges peuvent être sensiblement différentes, avec en conséquence des coûts très différents. Or la bonne unité de compte pour parler d'une symétrie entre pertes et obligation d'achat n'est pas le TWh, mais l'euro. D'autre part, le volume des OA devrait augmenter dans les prochaines années nettement plus rapidement que celui des pertes. Finalement, la proposition de l'ANODE conduit à transférer le risque de « ciseau tarifaire » aux gestionnaires de réseaux. En effet, si on considère que le prix supporté par

les consommateurs finals doit rester stable, à l'augmentation prévisible de la CSPE (liée à l'augmentation du volume des OA) devrait correspondre une diminution équivalente du niveau du TURPE. Cette diminution implique que les gestionnaires de réseaux, à coûts constants, améliorent leur productivité pour compenser l'augmentation du volume des OA.

Un membre du Comité de Pilotage, la coïncidence actuelle entre volume des pertes et volumes des OA n'est en effet pas destinée à durer. Il serait en ce sens *a minima* nécessaire, préalablement à la validation de la proposition de l'ANODE, de réaliser une simulation des courbes de charge respectives des OA et des pertes, vraisemblablement non synchrones. Il considère que cette proposition aboutit par ailleurs à remettre en cause la séparation juridique des activités de production, de fourniture et de transport, en transformant les gestionnaires de réseaux en acteurs importants sur le marché de gros de l'électricité. Ce modèle présente d'autre part le risque que les gestionnaires de réseaux tirent avantage des informations dont ils disposent pour assurer l'exercice de leur mission fondamentale (dates d'arrêt pour rechargement des centrales nucléaires, données sur l'équilibre du réseau à moyen terme) et « polluent » le signal prix envoyé par le marché.

Il est précisé que même si le volume agrégé d'énergie est similaire, la différence entre les courbes de charges des OA et des pertes pourrait se chiffrer en millions d'euros.

Il est possible de considérer que les gestionnaires de réseaux sont investis d'une mission « implicite » : ils légitiment à travers leur rôle le système électrique, en assurant sa transparence et la non-discrimination entre acteurs.

Il semble inopportun à l'un des membres du Comité de Pilotage de lier mécanisme d'achat des pertes et politique de développement des énergies renouvelables et de rendre ainsi cette dernière tributaire du financement des pertes. Il juge néanmoins favorablement la proposition de confier les OA à un acteur neutre.

Il doit être rappelé que certaines unités de production vont être amenées, au fur et à mesure de leur développement, à « sortir » du cadre des OA.

L'un des membres du Comité de Pilotage réfute par ailleurs l'idée que cette proposition lie irrémédiablement pertes et OA. La coïncidence actuelle des volumes a simplement constitué une « fenêtre d'opportunité » pour la proposition mais n'est pas une condition *sine qua non* de sa viabilité.

En Allemagne, le marché *spot* pourrait gonfler de quelques 60 TWh comme conséquence de l'obligation faite par la loi aux TSO de vendre les OA dès le 1^{er} janvier 2010 sur le marché organisé.

Une partie des volumes des OA transite déjà par le marché de gros français. Le marché *spot* français serait à l'instar du marché allemand néanmoins fortement impacté si les gestionnaires de réseaux étaient dans l'obligation de revendre toutes les OA sur le marché. La proposition de l'ANODE, a première vue, tente de réconcilier plusieurs contraintes, mais nécessite une analyse approfondie avant de pouvoir se prononcer :

- le risque d'asphyxie du marché de gros si les pertes n'y transitent plus ;
- l'euro-compatibilité ;
- le développement de schémas symétriques entre l'Allemagne et la France. En effet, en Allemagne, une partie de l'énergie issue de sources renouvelables est d'ores-et-déjà vendue sur le marché *spot*, augmentant ainsi les volumes du marché *day-ahead* allemand. Il est souhaitable, dans le cadre de la coopération avec nos

voisins, que les modèles de marché soient similaires et que les tailles des échanges boursiers ne soient pas trop déséquilibrées.

Il est précisé que le volume d'énergie lié à la cogénération, qui représente une part majeure des OA, est susceptible d'être échangé sur les marchés à terme. Le développement de l'éolien *off-shore* représenterait également potentiellement un apport de liquidité important à ces marchés, si les OA transitaient par le marché de gros.

Le Groupe de soutien rappelle qu'une hausse de la CSPE serait majoritairement supportée par les ménages, du fait du plafonnement de la CSPE pour les industriels.

4. Approbation de l'introduction et de la première partie du rapport final

Le Comité de Pilotage s'est accordé sur la distinction des critères de niveau de coût et de stabilité.

La liquidité d'un marché se mesure communément à travers le différentiel entre les meilleurs offres et les meilleures demandes adressées aux marchés (« *spread* » ou encore « écart *bid-ask* »).

Le Comité de Pilotage s'interroge en outre sur la possibilité de donner un ordre de grandeur du volume d'échange considéré comme assurant le bon fonctionnement du marché.

Il est proposé que, pour le marché *Day-ahead Auction*, soit mesurée la résilience du marché soit l'impact sur le prix d'une injection et soutirage de x MW à tout prix dans le carnet d'ordres existant.

Le Groupe de soutien précise que pour les produits échangés en continu (en particulier pour les produits à terme), d'autres indicateurs pourront être utilisés pour mesurer la liquidité du marché comme les volumes échangés, le nombre de transactions, le nombre d'acteurs actifs et le rapport entre le volume des transactions et les échanges physiques. La CRE dispose de ces données pour tous les échanges intermédiés (c'est-à-dire effectués sur les bourses ou les plateformes de brokers).

Un membre du Comité de Pilotage estime que les distributeurs non nationalisés (DNN) n'ayant pas fait l'objet de discussions du Groupe de travail, il est inutile de les mentionner en introduction.

Il est rappelé que les DNN achètent leurs pertes grâce à un mécanisme euro-compatible qui ne devrait pas être écarté d'emblée de la réflexion.

Le mécanisme d'achat des pertes des DNN pourrait d'autre part évoluer à l'avenir, à mesure de la disparition des tarifs réglementés de vente jaune et vert.

Le Comité de Pilotage s'accorde finalement pour supprimer la mention des DNN dans l'introduction. Le mécanisme spécifique de couverture des pertes auxquels ils ont accès (tarif de cession) sera toutefois évoqué dans la partie GRLT.

5. Prochaine réunion (17 novembre)

La proposition de l'ANODE fera à nouveau l'objet d'une discussion lors de la prochaine réunion, afin que chacun des membres du Comité de Pilotage ait l'opportunité de contribuer à la réflexion.

Le Groupe de soutien présentera un document de travail sur la proposition visant à octroyer aux gestionnaires de réseaux un accès régulé à la production en base à des conditions économiques représentatives du parc historique.