

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

17 novembre 2009 de 15h à 18h

Compte-rendu

La réunion du 17 novembre 2009 a eu lieu en présence :

des membres du Comité de Pilotage : **Eric Dyèvre**, Commissaire à la CRE, Président du Groupe de Travail ; ; **Fabien Choné**, Président de l'ANODE ; **Jean-François Conil-Lacoste**, Directeur Général de Powernext ; **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 ; **Brigitte Métivet**, Direction Finances et Stratégie d'ERDF ; **Jean-François Raux**, Conseiller Stratégie et Marchés de l'Union Française de l'Electricité ; **Thomas Veyrenc**, Membre du cabinet du Président du Directoire de RTE

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.

Pierre Bornard, Vice-Président du Directoire de RTE, **Robert Durdilly**, Président de l'Union Française de l'Electricité, étaient remplacés.

Pierre Fontaine, Sous-Directeur Système électrique et énergies renouvelables de la DGEC et **Juan Luis Rios**, Secrétaire Général d'EFET TF France étaient excusés.

1. Approbation du document de synthèse rédigé suite à la réunion du 14 octobre 2009

Le compte-rendu de la réunion du 14 octobre 2009 est approuvé par les membres du comité de Pilotage.

2. Discussion du comité de Pilotage : analyse de la proposition de l'ANODE

Exposition financière des gestionnaires de réseaux

Il est rappelé que cette présentation ne constitue pas une prise de position définitive de l'ANODE en faveur d'un mécanisme de couverture des pertes mais bien un document de travail destiné à susciter le débat au sein du comité de Pilotage.

Un avantage majeur de cette proposition serait d'équilibrer la position des gestionnaires de réseaux sur les marchés. À l'heure actuelle, ce dispositif conduirait à équilibrer leur exposition aux variations de prix de marché : la revente sur le marché de l'énergie acquise via les obligations d'achats de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (OA) représente environ 30 TWh d'exposition longue et l'achat sur le marché de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes 30 TWh d'exposition courte.

La similitude actuelle des volumes des pertes et des OA faciliterait la mise en œuvre de cette proposition mais ne constitue toutefois pas une condition *sine qua non* à sa viabilité.

Certains membres du comité de pilotage considèrent au contraire que la proposition de l'ANODE aboutirait à une exposition supérieure des gestionnaires de réseaux aux variations de prix. Les horizons d'achat des OA et des pertes étant sensiblement différents, il n'y a aucune raison pour que les risques liés à chaque « produit » se compensent.

Ils soulignent qu'une partie importante des pertes est prévisible à très long terme et achetée régulièrement, jusqu'à 3 ans en avance, ce qui n'est pas le cas des OA, naturellement peu prévisibles.

Il est précisé que les risques peuvent se compenser mutuellement, si les politiques d'achat des pertes et des OA sont symétriques et que les opérateurs adoptent les mêmes règles de gestion.

Selon un membre du comité de pilotage, en l'absence de données supplémentaires, il est impossible d'affirmer que les risques liés à l'achat des pertes et des OA sont corrélés. Il lui semble en outre difficile d'adopter des politiques de gestion du risque similaires, les pertes étant aujourd'hui achetées jusqu'à 3 ans à l'avance, tandis que les volumes d'OA sont faiblement prédictibles, et par conséquent valorisés sur les marchés J-1 et intrajournaliers. Plusieurs considérations conduisent à remettre en cause la viabilité d'une gestion parallèle des pertes et des OA par les gestionnaires de réseaux :

- L'achat des pertes et des OA s'effectue selon des temporalités différentes ;
- Les courbes de charge sont différentes, même quand les volumes d'énergie sont semblables ;
- A moyen terme, le volume d'OA va dépasser largement celui des pertes.

Finalement, confier la responsabilité des OA aux gestionnaires de réseaux ferait de ceux-ci les opérateurs intégrés les plus importants du marché français.

Ce point de vue est partagé par un autre membre du comité de pilotage. Il serait extrêmement difficile de lier les deux mécanismes :

- Il y a coïncidence en énergie mais pas en puissance ;
- Les pertes, en grande partie prévisibles, sont achetées à plus long terme que les OA ;
- Il existe une incertitude sur la capacité de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), à évoluer en parallèle de ces coûts.

Il est précisé à ce titre que l'idée, au centre de la proposition, est précisément de transférer au Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP) le risque lié à la revente sur le marché de l'énergie acquise via les OA pour équilibrer le risque lié aux achats sur le marché de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes.

Un membre du comité de pilotage s'interroge par ailleurs sur l'opportunité d'introduire le risque lié à la vente des OA dans la stratégie de couverture financière des gestionnaires de réseaux. Cette stratégie pourrait tout à fait être mise en œuvre sur le marché existant. Il rappelle que l'objectif du groupe de travail est d'abord de distinguer un modèle efficace d'approvisionnement des pertes. La réduction du risque financier est en ce sens secondaire.

La proposition de l'ANODE ferait peser un coût de trésorerie supplémentaire sur les gestionnaires de réseaux

Un membre du comité de pilotage remarque que le délai de compensation des gestionnaires de réseaux *via* le CRCP ferait supporter à ces derniers un coût additionnel.

Il est rappelé que si cette problématique est réelle, elle se pose déjà pour le responsable du rachat de l'énergie sous OA.

Légitimité et intérêt de la proposition

Selon plusieurs membres du comité de pilotage, la proposition de l'ANODE se situe en dehors du cadre du groupe de travail, dont l'objectif est d'analyser différents modèles d'achat des pertes. Cette proposition ne résout pas les principaux problèmes du dispositif actuel, soit le niveau et la volatilité du coût des pertes.

Il est souligné que la proposition de l'ANODE équivaut à permettre aux gestionnaires de réseaux d'autoproduire leurs pertes. Cette option a déjà fait l'objet de discussions du groupe et été vite abandonnée car elle aggravait à l'excès les risques de « verticalisation » des métiers des gestionnaires de réseaux.

Selon un membre du comité de pilotage, la proposition de l'ANODE revient à stabiliser artificiellement le TURPE en faisant peser une partie du coût des pertes sur la CSPE.

Il juge par ailleurs problématique de prendre position sur le mode d'achat des OA sans évaluer l'ensemble des enjeux inhérents à ce mécanisme.

Le TURPE concentre par ailleurs aujourd'hui les charges des gestionnaires de réseaux alors que la CSPE a pour fonction explicite de soutenir la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Faire porter une partie de la charge des pertes à la CSPE obscurcirait et complexifierait le système.

La proposition de l'ANODE est jugée intéressante par plusieurs membres du comité de pilotage. Elle nécessite une analyse plus approfondie, notamment des courbes de charges respectives des pertes et des OA, mais elle ne doit pas être écartée d'emblée.

Il est précisé que cette proposition semblait être pour plusieurs raisons une alternative intéressante à l'accès régulé à la base pour les gestionnaires de réseaux. Cette dernière option entraînerait une baisse de la liquidité sur le marché à terme et impliquerait une augmentation du volume d'accès régulé à la base qu'EDF devrait mettre à disposition des fournisseurs/gestionnaires de réseaux.

En conclusion, le groupe de travail s'accorde pour :

- reconnaître que les éléments factuels qui permettraient une analyse plus approfondie de la proposition ne sont pas immédiatement disponibles ;
- inclure la proposition de l'ANODE dans le rapport final, en tant que modalité spécifique du modèle Gestionnaires de réseaux / Court terme ;
- présenter synthétiquement à cette occasion les critiques exprimées en réunion.

3. Discussion du comité de pilotage : analyse des conditions de mise en œuvre d'un accès régulé à la base au bénéfice des gestionnaires de réseaux.

Etendre le mécanisme d'accès régulé à la base, initialement prévu pour les fournisseurs, aux gestionnaires de réseaux, soulève un certain nombre d'interrogations. Les modalités pratiques d'un tel accès (modalités des appels d'offres) et sa pertinence économique (intérêt pour les fournisseurs, coût des pertes, impact sur le marché de gros, euro-compatibilité...) ont fait l'objet de discussions au sein du comité de Pilotage.

Ces réflexions ont eu pour support une présentation réalisée par le groupe de soutien, « accès régulé à la base appliqué aux pertes » disponible sur le site internet du groupe de travail : <http://gtpe.cre.fr/>

Développement de la concurrence en amont

Un membre du comité de pilotage s'interroge sur l'impact d'un accès régulé à la base pour les fournisseurs sur le développement de la concurrence dans le secteur productif. Il juge problématique de chercher à encourager la concurrence en imposant à l'un des acteurs de céder une partie de sa production en dessous du prix de marché.

Il est précisé que le monopole nucléaire d'EDF n'a pas vocation à perdurer. Les recommandations du rapport Champsaur portent sur le parc actuel. Elles visent à faire émerger des conditions économiques qui devraient accroître la concurrence en permettant l'investissement dans des actifs de production de base.

Il est rappelé que le développement du marché de détail est un préalable indispensable à l'émergence d'une véritable concurrence dans la production.

L'introduction d'un accès régulé à la base (sur le nucléaire existant) pour les fournisseurs alternatifs est construit pour les inciter à investir dans de nouveaux moyens de production de pointe, évidemment, mais aussi de base (nucléaire futur).

Le volume de pertes éligible à l'accès régulé à la base pourrait-il être modulé en fonction des saisons ?

Il est précisé que le rapport Champsaur évoque une modulation prenant en compte les variations de production entre été et hiver, afin que soit transféré aux fournisseurs l'essentiel de l'avantage compétitif tiré du parc nucléaire actuel.

Selon le groupe de soutien, les impacts ne seront pas les mêmes selon que cette modulation du droit d'accès régulé à la base concernerait ou pas les gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Quel risque et quel intérêt pour les fournisseurs à approvisionner les gestionnaires de réseaux via un accès régulé à la base?

Le risque lié à l'incertitude des résultats des appels d'offres est commun à l'ensemble des fournisseurs. Ces derniers ne seraient en outre pas contraints à répondre à de tels appels d'offre.

Il est souligné que le foisonnement de 2 ou 3% dont bénéficieraient les fournisseurs en approvisionnant les gestionnaires de réseaux est valorisable pour ces derniers.

L'existence d'un effet de portefeuille (vendre à un seul client important plutôt qu'à de nombreux petits clients minimise les coûts de transaction) est également évoquée.

Coût des pertes pour les gestionnaires de réseaux et plafond du volume de droits d'accès régulé à la base qui leur serait réservé

À la différence des industriels électro-intensifs n'ayant pas opté pour une offre de marché, les gestionnaires de réseaux n'ont pas accès aux tarifs réglementés. Il leur est ainsi impossible d'arbitrer entre tarif réglementé et marché.

Il est précisé que l'objectif principal des gestionnaires de réseaux consiste sur ce sujet à s'assurer d'une baisse effective du coût des pertes en cas de mise en œuvre de l'accès régulé à la base.

Il est rappelé par ailleurs que l'importance de la part des pertes dans les évolutions du TURPE est, entre autres raisons, à l'origine de la création du groupe de travail. Si l'accès régulé à la base devait ne pas être étendu aux gestionnaires de réseaux, la volatilité du coût des pertes augmenterait vraisemblablement, au moins à court terme, du fait de la moindre liquidité du marché de gros, et les charges supportées par les gestionnaires de réseau au titre des pertes seraient ainsi durablement déconnectées des prix reconnus comme constituant les coûts de référence pour l'énergie de base. L'accroissement de cette déconnexion serait contraire aux objectifs ayant conduit à la formation de ce groupe de travail.

Il semble dans tous les cas important de s'assurer que le bénéfice de l'instauration d'un accès régulé à la base soit répercuté aux consommateurs *via* la composante « pertes » du TURPE.

Un membre du comité de pilotage remarque que les gestionnaires de réseaux transfèrent dans une certaine mesure le risque-prix qu'ils supportent aux utilisateurs du réseau.

Un autre membre du comité de pilotage estime d'autre part que si la chronologie des appels d'offres devait être fortement décorrélée de celle de l'accès régulé à la base, le risque supporté par les fournisseurs serait probablement répercuté dans le prix de leurs offres.

Le comité de pilotage s'interroge sur l'existence d'un plafond au volume de droits d'accès régulé à la base pouvant être attribué à la compensation des pertes.

Un membre du comité de pilotage juge que l'existence d'un tel plafond pourrait nuire profondément au développement de la concurrence, objectif principal de la Commission Champsaur. Sauf à ce que le plafond soit suffisamment haut, une limitation du volume d'énergie à disposition des fournisseurs alternatifs pourrait entraîner une hausse des prix pour les gestionnaires de réseaux, l'offre étant contrainte. L'existence d'un plafond pourrait créer en effet une incertitude sur la quantité d'énergie à prix régulé à laquelle auraient accès les fournisseurs. Ces derniers seraient en ce cas probablement amenés à ajouter une prime incorporant ce risque à leurs offres à moyen ou long terme. En l'absence de plafond, les fournisseurs seraient en mesure de proposer des offres sur 3 ans à un prix proche de celui de l'accès régulé à la base.

En l'absence de plafond, la concurrence entre fournisseurs devrait permettre aux gestionnaires de réseaux de s'approvisionner à un coût approchant celui de l'accès régulé. Il est précisé d'autre part que l'octroi d'un accès régulé à la base vise le développement de la concurrence sur le marché de détail et non la mise en place d'un accès au nucléaire.

Selon un autre membre du comité de pilotage, la demande sera nécessairement supérieure au plafond, le prix de marché étant supérieur au coût de l'accès régulé à la base. Avoir dans ces conditions (prix en dessous du marché et en dessous du prix moyen de la production) un accès illimité à la production de base introduirait des graves distorsions du marché notamment dans une perspective de maîtrise de la demande et de développement de la concurrence en amont. L'accès illimité à un moyen de production vendu en dessous de son prix imposerait également un manque à gagner incalculable à EDF.

Euro-compatibilité de l'accès direct à la base pour les gestionnaires de réseaux

Un membre du comité de pilotage considère que s'interroger sur la compatibilité de l'accès direct à la base pour les gestionnaires de réseaux avec les normes européennes équivaut à contester la compatibilité de la principale proposition de la Commission Champsaur (accès régulé à la base pour les fournisseurs), implicitement validée par les autorités européennes de la concurrence. Il juge en outre que l'accès direct ne pose pas davantage problème que l'accès indirect en matière de conformité avec le droit européen.

Il est souligné que les distributeurs non nationalisés ont à l'heure actuelle un accès à la production de base.

Un autre membre du comité de pilotage juge néanmoins plus difficile de faire accepter aux autorités européennes une ouverture du dispositif d'accès régulé à la base aux gestionnaires de réseaux que l'ARB lui-même. L'ARB pour les fournisseurs est indispensable au développement de la concurrence. En revanche, un accès régulé indirect à la base pour les gestionnaires de réseaux suffirait à satisfaire les objectifs de stabilité et de réduction du coût des pertes.

L'analyse de l'euro-compatibilité du mécanisme se fondera en outre sur son impact sur la concurrence sur tous les marchés, y compris sur le marché de gros. Or, l'accès direct à la base pour les gestionnaires de réseaux pourrait être considéré comme nuisible à l'activité des intermédiaires sur le marché de gros.

Il est précisé qu'il n'existe à l'heure actuelle aucun engagement ferme de la Commission européenne sur ce sujet. Il est ainsi tout à fait possible que la Commission conteste un texte législatif ne satisfaisant pas à ses exigences.

Il est néanmoins souligné que la Commission Champsaur avait pour objectif de remédier à l'absence d'un véritable marché. Les mesures proposées ont une vocation dérogatoire et transitoire. Il semble en ce sens difficile de conditionner le processus d'allocation des droits d'accès régulé à la base au respect de règles du marché.

Le comité de pilotage s'interroge finalement sur les modalités de sortie d'un tel mécanisme. Les propositions de la Commission Champsaur ont vocation à n'être que transitoires.

Impact sur le marché de gros

Un membre du comité de pilotage juge improbable que l'approvisionnement des pertes échappe au mécanisme d'accès régulé. Il considère que l'impact d'un tel mécanisme sur le marché de gros serait considérable. Il est selon lui à craindre que dans les prochaines années, le prix *spot* français soit en grande partie déterminé par la structure des parcs de production et de la consommation d'autres pays.

Il est précisé que les gestionnaires de réseaux devraient toujours acheter sur le marché l'énergie nécessaire à la compensation de la pointe des pertes.

Certains membres du comité de pilotage ajoutent que le développement du marché de détail devrait également contribuer à alimenter le marché de gros.

Plus les opérateurs alternatifs auront de clients, plus ils seront actifs sur les marchés. Les enchères de capacité organisées par EDF (*Virtual Power Plants*) alimenteraient en outre toujours le marché de gros.

Un membre du comité de pilotage estime à l'inverse que l'accès régulé à la base n'impliquerait pas nécessairement une multiplication du nombre de clients finals en offres de marché et pourrait aboutir à accroître la marge des fournisseurs sur le portefeuille actuel.

Un autre membre du comité de pilotage estime que l'éventuel problème de liquidité auquel pourrait être confronté le marché de gros du fait de la mise en œuvre de la loi NOME ne pourrait en aucun cas être attribuable uniquement à l'éligibilité directe des gestionnaires de réseau au mécanisme d'accès régulé à la base, mais bien aux principes mêmes du dispositif d'accès régulé à la base prévu par le rapport Champsaur, considéré dans son ensemble. A ce titre, il lui semble sous-optimal de vouloir « corriger » les éventuelles conséquences de la loi NOME sur la liquidité du marché par le biais de la question de l'achat des pertes.

4. Prochaine réunion (8 janvier)

Le rapport final sera soumis à l'approbation des membres du comité de pilotage.