

Paris, le 28 avril 2006

Commentaires de la CRE sur le rapport préliminaire de l'enquête sectorielle menée par la DG Concurrence

Version non confidentielle

La Commission européenne a rendu public un rapport préliminaire sur l'enquête sectorielle menée par la Direction générale de la concurrence depuis juin 2005 sur les marchés de l'électricité et du gaz et sollicite l'avis des acteurs du marché sur l'ensemble du rapport, ainsi que sur un certain nombre de thèmes spécifiques.

La CRE accueille positivement les premières conclusions de cette enquête. Elle a largement participé à la rédaction des commentaires transmis à la Commission par le CEER au nom de l'ensemble des régulateurs et y souscrit pleinement. Néanmoins certains aspects particuliers du marché français lui paraissent justifier quelques commentaires complémentaires, principalement sur le secteur de l'électricité. Tel est l'objet de ce document.

Deux des thèmes suggérés y sont développés : les stratégies de prix sur les marchés de gros de l'électricité et les mesures destinées à réduire la concentration des marchés amont ou les effets de cette concentration. La CRE souhaite en outre attirer l'attention de la Commission européenne sur plusieurs thèmes complémentaires : la surveillance des marchés, la transparence des marchés de gros de l'électricité et l'existence de prix réglementés sur le marché français.

Enfin, la CRE suggère quelques axes d'analyse complémentaires aux travaux menés.

1. Les stratégies de prix sur les marchés de gros de l'électricité

La DG Concurrence enquête sur d'éventuelles pratiques d'*excessive pricing*. La CRE considère ce volet de l'enquête comme essentiel, tout particulièrement en France où le marché amont est concentré et le marché de gros peu liquide. Ce dernier est de fait susceptible d'être manipulé par la mise en œuvre de stratégies de prix.

La CRE attire toutefois l'attention de la Commission sur trois autres pratiques potentielles, qui pourraient donner lieu à des analyses spécifiques. La structure concurrentielle de l'activité de production en France rend le marché français vulnérable à la mise en œuvre de telles stratégies.

Rétention « commerciale » de capacité

Le rapport analyse les possibilités de rétention de capacité physique de production. Une telle rétention physique de capacité n'a de sens que sur les marchés de type *pool* sur lesquels les producteurs doivent déclarer la puissance disponible et le prix de vente de l'énergie de chacun de leurs moyens de production.

Sur le marché français, les producteurs n'ont pas l'obligation de vendre leur production sur un *pool* obligatoire. Ils auraient, donc, la possibilité de pratiquer, via leurs filiales de trading, une rétention « commerciale » de capacité en limitant les volumes d'énergie proposés à leurs contreparties. Ils pourraient ainsi générer une pénurie sur le marché de gros et accroître le prix de leurs ventes, en contrepartie d'une diminution limitée du volume vendu.

Cette rétention pourrait être pratiquée sur les marchés *spot* comme sur les marchés *forward*. Elle ne pourrait être détectée par l'observation du taux d'utilisation des moyens de production. Seule la connaissance des offres faites

sur le marché par les producteurs permettrait de la détecter. Aucune autorité n'est aujourd'hui en mesure de détecter l'existence de telles pratiques en France.

Stratégies de prix bas

Le maintien de prix durablement inférieurs aux coûts variables de production des producteurs peut avoir deux effets :

- l'éviction des concurrents, et tout particulièrement des producteurs qui exploitent des moyens de pointe ;
- la dissuasion de potentiels nouveaux entrants sur le marché de la production.

Cette pratique génèrerait, pour le producteur qui en serait à l'origine, une diminution des revenus tirés de la vente de sa production. Elle pourrait donc être mise en oeuvre principalement par des producteurs en position de fixer des prix élevés pendant les heures hors pointe afin de compenser cette diminution de revenu.

[CONFIDENTIEL]

Seule la connaissance des offres faites sur le marché par les producteurs permettrait de détecter de telles pratiques. La CRE ne dispose pas des pouvoirs nécessaires à la connaissance de ces offres.

Evolution de la structure du parc de production [CONFIDENTIEL]

[CONFIDENTIEL]

Il pourrait être utile que la Commission européenne établisse des *guidelines* sur les possibilités, pour les producteurs en situation dominante, de retirer d'exploitation des actifs de production, de remettre en service des actifs « sous cocon » ou de construire de nouveaux moyens de production.

2. Les mesures destinées à réduire la concentration ou les effets de la concentration sur les marchés amont de l'électricité

La concentration du marché de la production, qui a une structure monopolistique ou oligopolistique selon les filières de production, peut faciliter la mise en oeuvre de stratégies de manipulation des prix.

Deux types de mesures pourraient réduire cette concentration ou ses effets sur le marché français :

- la mise en oeuvre de programmes régulés de mise à disposition d'énergie par EDF permettrait d'assurer la disponibilité sur le marché de gros de volumes d'énergie à différents termes ; le prix de vente peut être issu d'un mécanisme de marché ou être défini *ex ante* ;
- la cession d'actifs par EDF permettrait de créer plusieurs producteurs concurrents sur chacune des filières de production aujourd'hui dominées par EDF. Cette concurrence pourrait s'exercer tant sur les prix que sur les volumes mis en vente.

EDF met en oeuvre depuis 2001 un dispositif de Virtual Power Plants (VPP) en France, par décision de la Commission européenne du 7 février 2001 relative à l'affaire EDF/EnBW. A l'occasion de la fin de la première période d'engagement de 5 ans, la CRE a souhaité préciser sa position sur la mise en oeuvre d'un programme régulé de mise à disposition d'électricité par EDF sur le marché de gros français.

A cette fin, la CRE a lancé le 15 décembre 2005 une consultation publique sur le dispositif de VPP. Les contributeurs étaient invités à se prononcer sur l'effet de ce dispositif sur le marché français et la nécessité, pour le bon fonctionnement du marché, d'un système de mise à disposition d'énergie ou de capacités de production par EDF. Vingt-trois acteurs ont répondu à cette consultation et douze d'entre eux ont été auditionnés par la CRE. A l'issue de cette consultation, la CRE a rendu publique sa position dans une Communication formelle³.

A défaut de mesure structurelle, la CRE est favorable à l'existence d'un programme régulé de mise à disposition d'électricité par EDF sur le marché de gros français. Un tel programme, mis en oeuvre selon des modalités

³ La Communication de la CRE du 16 mars 2006 est jointe en annexe.

analogues aux VPP, constitue un remède efficace pour réduire les effets de la concentration de la production et accroître la liquidité du marché de gros pour les produits à terme.

La CRE considère que ce programme doit avoir les caractéristiques suivantes :

- une capacité mise en vente doublée par rapport aux VPP actuels ;
- un portefeuille de produits offrant une gamme de prix d'exercice représentatifs des coûts variables de production respectifs de centrales nucléaires, au charbon et au fioul, afin de permettre à leurs acquéreurs de concurrencer EDF sur ces trois filières de production, sur lesquelles l'opérateur est dominant. Ces prix d'exercice doivent évoluer trimestriellement, par une indexation transparente basée sur des indices standard de prix des combustibles et des permis d'émission de CO2 pour les filières autres que nucléaire ;
- l'allongement des durées des contrats, jusqu'à 15 ans ou plus pour les produits simulant l'économie de centrales nucléaires, et 5 ans ou plus pour les produits simulant l'économie de centrales utilisant des combustibles fossiles. La majeure partie de la capacité mise en vente doit être réservée aux contrats de durée supérieure à un an ;
- un programme régulé ex ante, et impliquant les acteurs du marché dans sa définition et son évolution ;
- des modalités d'attribution séparant les contrats de courtes et longues durées ;
- le respect de l'anonymat des acquéreurs ;
- des modalités d'utilisation journalières adaptées à la chronologie quotidienne de fixation de prix sur les marchés organisés.

3. La surveillance des marchés de l'électricité et du gaz

Electricité

La loi française du 10 février 2000 confie à la CRE la mission de « veille[r] au bon fonctionnement du marché de l'électricité ».

Le 13 juillet 2005, une loi a précisé cette mission, mais en la limitant, indiquant que la CRE « surveille les transactions effectuées sur les marchés organisés de l'électricité ainsi que les échanges aux frontières ».

Il en résulte que les transactions conclues en gré-à-gré sur le marché français, qui représentent 90% des volumes échangés en France, échappent à la surveillance de la CRE.

Le Conseil de la concurrence, autorité française en charge de la concurrence, dispose de la possibilité de sanctionner des pratiques anti-concurrentielles et d'un droit d'accès aux transactions des acteurs sur les marchés. Toutefois, cet accès ne peut s'exercer qu'à l'occasion d'enquêtes formelles. Le Conseil de la concurrence ne peut donc pas assurer une surveillance continue du marché de l'électricité.

En outre, la CRE attire l'attention de la Commission européenne sur la nécessité d'inciter les Etats-Membres à donner aux régulateurs nationaux de réels pouvoirs en matière de surveillance et la faculté de coopérer efficacement entre eux. Avec l'intégration croissante des marchés nationaux, il est essentiel que les régulateurs puissent partager les informations dont ils disposent, afin de pouvoir surveiller les transactions portant sur plusieurs marchés nationaux.

Cela est tout particulièrement le cas dans le cadre de la mise en place d'un *market coupling* des marchés français, belge et néerlandais. Il est indispensable que les régulateurs des trois pays disposent des pouvoirs et des informations nécessaires à la surveillance des transactions réalisées dans le cadre de ce *market coupling*.

Gaz

Pour le gaz, des dispositions analogues à celles existant pour l'électricité sont prévues dans la législation française.

La loi française du 3 janvier 2003 confie à la CRE la mission de « veille[r] au bon fonctionnement du marché du gaz naturel ».

Le 13 juillet 2005, une loi a précisé cette mission, mais en la limitant, indiquant que la CRE « surveille les transactions effectuées sur les marchés organisés du gaz naturel ainsi que les échanges aux frontières ».

Or, compte tenu du degré de maturité du marché de gros français du gaz, la totalité des transactions conclues sur le marché de gros français le sont en gré-à-gré avec un vendeur disposant d'un pouvoir de marché important. Pour les mêmes raisons qu'en électricité, le Conseil de la concurrence ne peut assurer une surveillance continue de ce marché.

4. La transparence sur le marché de l'électricité

La CRE a constaté que les opérateurs historiques indiquent fréquemment que la transparence des informations de production n'aurait que peu d'intérêt, puisque leurs concurrents ne disposent pas des moyens et des compétences nécessaires à leur exploitation.

Cet argument doit être considéré avec précaution. En effet, la plupart des concurrents des opérateurs historiques sont actifs sur des marchés, tels que le Royaume-Uni ou NordPool, où un niveau satisfaisant de transparence est assuré. Il est donc probable que ces acteurs seraient capables d'exploiter toute information relative à la production qui serait rendue publique sur le marché français.

Par ailleurs, les acteurs interrogés par la DG Concurrence semblent avoir affiché un intérêt limité pour les chiffres de la production réalisée. Selon la CRE, ce constat pourrait être lié au fait que la publicité d'informations prévisionnelles sur la disponibilité des moyens de production est seule à même de permettre aux acteurs d'anticiper la formation des prix sur les marchés de gros. En outre, la connaissance de ces informations permet de déterminer avec suffisamment de précision la production réalisée.

La CRE est favorable à la publication d'informations de production, qu'elle considère comme indispensable à la transparence du mécanisme de formation des prix de gros français et à la réduction de la volatilité des prix.

5. L'existence de tarifs réglementés

Sur les marchés français, deux catégories d'opérateurs historiques interviennent :

- les anciens monopoles nationaux (EDF en électricité, Gaz de France et Total en gaz) ;
- les Entreprises Locales de Distribution, issues d'anciens monopoles locaux, qui assurent, sur leur zone de desserte, les fonctions de gestionnaire de réseau de distribution et de fournisseur.

La CRE suggère que des analyses soient menées sur l'effet, sur le développement de la concurrence, des tarifs réglementés de détail et de gros pratiqués par les opérateurs historiques.

5.1. Prix de détail

Electricité

En France, deux logiques distinctes coexistent en matière de prix de détail appliqué au consommateur :

- les tarifs réglementés, fixés par les pouvoirs publics, après avis de la CRE, pour couvrir les coûts de l'entreprise intégrée EDF sur le segment des clients restés aux tarifs (production du parc national, commercialisation, acheminement de l'électricité) ; les opérateurs historiques doivent proposer ces tarifs ;
- les prix de marché de détail, somme des prix de marché de la fourniture, qui dépendent du libre jeu de l'équilibre offre-demande présent et à venir sur les marchés de gros, et des tarifs d'utilisation des réseaux.

Pour que la concurrence existe en présence de tarifs réglementés de vente, les fournisseurs alternatifs doivent pouvoir faire, sur tous les segments de la clientèle éligible, des offres à un prix de marché de fourniture inférieur à la part fourniture des tarifs réglementés, obtenue en retranchant de ce tarif le tarif d'utilisation des réseaux, qui est réglementé.

La part fourniture des tarifs réglementés est basée sur le parc de production national d'EDF, majoritairement nucléaire. Indépendamment du fait qu'elle ne couvre pas les coûts d'EDF sur certains segments de clientèle, elle est très inférieure aux prix actuels du marché de gros auxquels s'approvisionnent les fournisseurs alternatifs qui ne disposent pas de capacités de production suffisantes pour alimenter leurs clients.

Dans ce contexte, les fournisseurs ne disposant pas de moyens de production de base aussi compétitifs que le nucléaire sont victimes d'un effet de ciseau tarifaire et leur équilibre économique sur l'activité de fourniture aux clients professionnels est incertain.

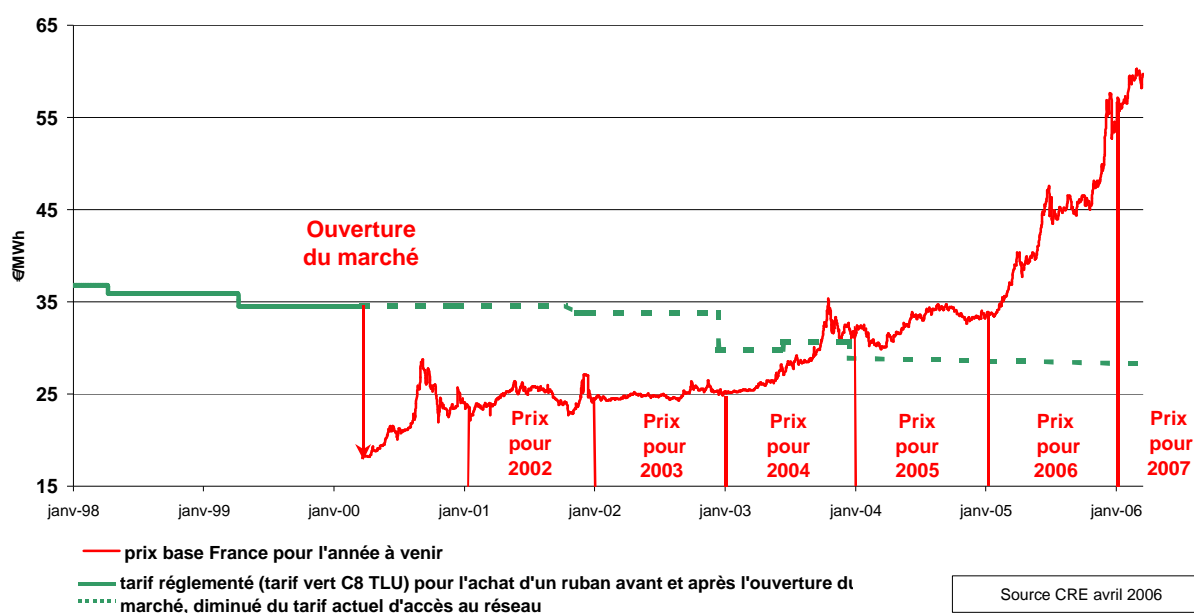
Du fait de la hausse continue des prix du marché de gros observée depuis 2003, le décalage de la part fourniture des tarifs réglementés - stables depuis le 1er janvier 2004 - avec le prix de marché de la fourniture s'accroît (voir illustration ci-dessous pour un grand client industriel consommant en base).

L'impossibilité pour les fournisseurs alternatifs de concurrencer les tarifs réglementés est renforcée par deux éléments :

- les tarifs réglementés concernant les moyennes et grandes entreprises sont non rentables en moyenne pour EDF ;
- depuis 2002, la structure « historique » des tarifs intégrés n'a pas évolué pour prendre en compte le tarif d'utilisation des réseaux publics. En conséquence, certaines catégories de clients ont des tarifs dont la part fourniture est très faible, voire négative.

Coût d'approvisionnement en électricité d'un grand site industriel

Prix hors taxes en € constants au 1^{er} janvier 2006, hors acheminement, hors CSPE



Enfin, la CRE ne dispose pas des informations comptables nécessaires au contrôle du niveau des tarifs réglementés, qui lui sont soumis pour avis. Tant que ces tarifs sont maintenus, il serait nécessaire qu'EDF mette en place une comptabilité analytique permettant d'analyser les activités liées aux tarifs réglementés.

Gaz

La loi française précise que les tarifs réglementés de détail du gaz (tarifs « en Distribution Publique » pour les clients raccordés aux réseaux de distribution, et tarifs « à souscription » pour ceux raccordés aux réseaux de transport) doivent couvrir les coûts des opérateurs qui doivent proposer ces tarifs. Le respect de ce principe garantit aux concurrents de l'opérateur historique la possibilité de construire des offres compétitives, si et seulement si ceux-ci ont la possibilité de s'approvisionner en gaz à des conditions similaires à celles de Gaz de France. Ces tarifs ne sont donc pas, en principe, susceptibles d'avoir un effet défavorable au développement de la concurrence.

Toutefois, à l'occasion des derniers mouvements tarifaires, les évolutions des tarifs en Distribution Publique, qui sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, ont été, malgré les avis défavorables de la CRE, inférieures aux valeurs qui auraient permis de couvrir l'augmentation des coûts de Gaz de France.

Dans ce contexte, ces tarifs réglementés constituent, dans leur mise en œuvre actuelle, une entrave au développement de la concurrence.

5.2. Prix de gros

Electricité

La loi française prévoit la possibilité, pour les Entreprises Locales de Distribution (ELD), de s'approvisionner auprès d'EDF à un tarif réglementé dit « de cession ». La réglementation n'interdit pas aux ELD qui n'ont pas fait jouer leur éligibilité de s'approvisionner totalement aux tarifs de cession, y compris pour la fourniture de leurs clients qui ont fait jouer leur éligibilité. Le niveau moyen de ce tarif est de 29,8 €/MWh. A titre de comparaison, à fin mars 2006, le prix sur les marchés de gros des contrats d'approvisionnement pour l'année 2007 s'élevait à 60 €/MWh en base et à 85 €/MWh en pointe.

Dès lors, il n'est pas possible pour les concurrents des ELD qui n'ont pas fait jouer leur éligibilité, qui s'approvisionnent sur le marché de gros, de les concurrencer sur leur zone de desserte pour la fourniture des clients professionnels. La CRE considère, donc, que l'existence de tarifs de cession destinés aux seules ELD constituent une entrave au développement de la concurrence sur le marché de détail français.

Par ailleurs, l'application des tarifs de cession pourrait être assimilée à une subvention publique susceptible de fausser la concurrence entre les fournisseurs.

Enfin, ce dispositif permet aux ELD d'acheter l'électricité nécessaire à la compensation de leurs pertes au tarif de cession, sans avoir recours à un mécanisme de marché comme l'exige l'article 14 de la directive 2003/54/CE.

6. Points divers

La CRE suggère quelques thèmes qui pourraient faire l'objet d'analyses complémentaires par la DG Concurrence :

- Les parts de marché en production des opérateurs historiques évoquées au paragraphe II.1.3 pourraient prendre en compte l'électricité qu'ils acquièrent auprès de producteurs indépendants dans le cadre d'obligations d'achat.
- Il pourrait être pertinent, tout au long du paragraphe II.1.4.3, comme c'est le cas dans l'analyse de la concentration sur les marchés *forward* au le paragraphe II.1.4.2, d'analyser les parts de marché des acteurs sur la totalité du marché *spot*, et non sur les seuls marchés organisés.
- Le calcul des positions nettes d'un acteur présenté au paragraphe II.2.1.2 pourrait prendre en compte, non pas sa production constatée, mais sa capacité totale de production. En effet, la production réalisée n'est que le reflet d'arbitrages économiques réalisés entre production et achats sur le marché, et ne traduit pas les capacités réelles de production – et donc de vente – du producteur.
- Il pourrait être intéressant d'analyser l'écart entre les coûts de production marginaux, dont dispose la DG Concurrence, et les prix sur les marchés de gros.

[CONFIDENTIEL]

La CRE se tient à la disposition de la Commission européenne pour approfondir les analyses relatives aux points évoqués dans le présent document.

Communication de la Commission de régulation de l'énergie sur les *Virtual Power Plants* (VPP) mis en œuvre par EDF et leur évolution vers un programme régulé de mise à disposition d'électricité sur le marché de gros

Dans sa décision du 7 février 2001 autorisant la prise de contrôle par EDF de l'opérateur allemand EnBW, la Commission européenne a imposé à l'opérateur français de mettre en vente une partie de sa production d'électricité sur le marché de gros français pendant une durée minimale de 5 ans, afin d'« *éliminer le renforcement de la position dominante d'EDF sur le marché des clients éligibles français* ». Cette première période d'engagement étant révolue, la question de l'arrêt ou la poursuite d'un tel dispositif de *Virtual Power Plants* (VPP) se pose aujourd'hui.

Par ailleurs, la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne a rendu public, le 16 février 2006, un rapport préliminaire sur l'enquête qu'elle mène depuis le 13 juin 2005 sur les secteurs de l'électricité et du gaz. Dans ce rapport, la Commission a évoqué « *un recours plus systématique à des programmes régulés de mise à disposition d'électricité et de gaz, destiné à atténuer les effets de la concentration amont des marchés et à injecter de la liquidité sur les marchés, et sur toute autre mesure permettant de réduire les effets de la concentration* »⁴.

Dans ce contexte, et compte tenu de l'impact que pourrait avoir l'évolution ou la fin du dispositif VPP sur le bon fonctionnement du marché français, la CRE a souhaité préciser sa position sur la mise en œuvre d'un programme régulé de mise à disposition d'électricité par EDF sur le marché de gros français.

A cette fin, la CRE a lancé le 15 décembre 2005 une consultation publique sur le dispositif de VPP mis en œuvre en France depuis 2001. Les contributeurs étaient invités à se prononcer sur l'effet de ce dispositif sur le marché français et la nécessité, pour le bon fonctionnement du marché, d'un système de mise à disposition d'énergie ou de capacités de production par EDF. Vingt-trois acteurs ont répondu à cette consultation et douze d'entre eux ont été auditionnés par la CRE.

L'ÉVOLUTION DE LA STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ

Depuis 2001, la structure des marchés « amont » (production et importations) est restée stable ; EDF dispose toujours de 87 % de la puissance installée en France. En revanche, sur la même période, la structure des marchés « aval » (consommation des sites éligibles, pertes des gestionnaires de réseaux, exportations) s'est considérablement transformée, avec en particulier un doublement de la taille du marché des clients éligibles.

La très forte concentration des marchés amont, conjuguée à l'ouverture des marchés aval, génère pour les opérateurs alternatifs des difficultés pour assurer l'approvisionnement de leurs clients.

⁴ Traduction de la CRE. Texte d'origine : « *A possible more generalised use of gas and electricity release programmes under regulation, in order to reduce the effect of concentration in the upstream supply level and inject liquidity into the market, as well as other measures reducing the effects of concentration* »

Ainsi, en 2005, les opérateurs alternatifs ont fourni 69,3 TWh aux gestionnaires de réseau et aux clients éligibles. Ces volumes augmenteront d'au moins 10 TWh en 2006 avec la seule consommation des clients acquis en 2005. L'année dernière, ces opérateurs ont disposé de 77 TWh de production en France : leur propre production, pour 25,2 TWh, des accords de participation avec EDF, pour 8,5 TWh et les VPP, pour 43,3 TWh (soit 95 % de la capacité de VPP dont ils disposaient).

Les ressources de production des opérateurs alternatifs leur permettent donc de couvrir leurs engagements actuels vis-à-vis de leurs clients, mais pas la croissance attendue de leur activité.

Enfin, la liquidité du marché de gros français sur les produits à terme est restée très faible depuis 2001. Selon le rapport précité de la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne, le rapport entre le volume annuel des transactions sur le marché français à terme et la consommation nationale est 7 fois inférieur à celui observé sur le marché allemand.

LES ENSEIGNEMENTS ESSENTIELS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

A l'exception de deux opérateurs historiques ayant répondu à la consultation et d'un client industriel, tous les contributeurs considèrent qu'**un programme régulé de mise à disposition d'électricité par EDF est nécessaire** au bon fonctionnement du marché de gros français et au développement de la concurrence sur le marché de détail.

Ces deux opérateurs historiques, qui sont soumis dans leur pays d'origine à des dispositifs de VPP, considèrent qu'un tel programme est peu adapté aux besoins des acteurs du marché et moins efficace que le libre fonctionnement du marché.

Parmi les systèmes envisageables, le dispositif de VPP mis en œuvre par la Commission européenne est considéré par presque tous les fournisseurs et négociants comme un moyen efficace d'atteindre ces objectifs, sous réserve de certains ajustements. Les clients industriels et un fournisseur considèrent, toutefois, que les VPP n'ont pas démontré leur utilité, car ils n'ont pas permis aux clients finals de bénéficier d'offres de fourniture à des prix inférieurs à ceux du marché de gros.

LA POSITION DE LA CRE

Le bon fonctionnement du marché suppose que les fournisseurs et les négociants puissent se procurer, en quantité suffisante, les produits nécessaires à leur activité.

A défaut de mesure structurelle telle que la cession d'actifs de production par EDF, la CRE est favorable à l'existence d'un programme régulé de mise à disposition d'électricité par EDF sur le marché de gros français. Un tel programme, mis en œuvre selon des modalités analogues aux VPP décidés par la Commission européenne, constitue un remède efficace pour réduire les effets de la concentration de la production et accroître la liquidité du marché de gros pour les produits à terme.

• UNE CAPACITE MISE EN VENTE DOUBLEE

La capacité mise en vente doit offrir aux opérateurs alternatifs une source d'approvisionnement leur permettant de développer leur activité sur les marchés déjà ouverts, puis d'entrer sur le marché des clients résidentiels le 1^{er} juillet 2007. Elle doit également réduire l'effet de la forte intégration verticale du marché français, en contraignant EDF à offrir sur le marché de gros une partie de l'énergie produite pour ses propres clients.

Dans sa décision du 7 février 2001, la Commission européenne estime que « *l'accès à 6 000 MW de capacité de production* », en permettant à « *environ un tiers du marché éligible [d'être] approvisionné par des concurrents avec de l'électricité produite en France* », était propre à éviter « *le renforcement de la position dominante d'EDF sur le marché des clients éligibles français* ».

Le volume du marché des clients finals éligibles était, en 2001, de 130 TWh annuels ; il est de 300 TWh depuis 2004 et s'établira, en 2007, à environ 460 TWh. La CRE considère, donc, que, pour accompagner l'ouverture des marchés, et en l'absence d'évolution de la structure du marché de la production, **il est nécessaire de doubler la**

capacité mise en vente en passant de 6 000 MW à 12 000 MW. Cette capacité devra, par la suite, être majorée pour permettre l'ouverture effective du marché des clients résidentiels.

- *UN PORTEFEUILLE DE PRODUITS ELARGI ET DES PRIX INDEXES*

Dans le dispositif VPP actuel, le produit Base est représentatif du fonctionnement économique d'une centrale nucléaire. Le prix d'exercice du produit Pointe ne correspond pas au coût variable de production d'une filière de pointe spécifique (charbon ou fioul). Le produit PPA n'est pas optionnel. Les produits Pointe et PPA ne sont, donc, pas des centrales électriques virtuelles.

Les produits proposés doivent consister en des droits de tirage, par nature optionnels, sur le parc de production d'EDF. Les produits doivent offrir **une gamme de prix d'exercice représentatifs des coûts variables de production respectifs de centrales nucléaires, au charbon et au fioul**, afin de permettre à leurs acquéreurs de concurrencer EDF sur ces trois filières de production, sur lesquelles l'opérateur est dominant.

Compte tenu de la forte variabilité des prix des combustibles, en particulier fossiles, **ces prix d'exercice doivent évoluer trimestriellement, par une indexation transparente** basée sur des indices standard de prix des combustibles et des permis d'émission de CO2 pour les filières autres que nucléaire.

- *L'ALLONGEMENT DES DUREES DES CONTRATS*

Les durées des contrats mis en vente aujourd'hui s'échelonnent entre 3 et 36 mois, pour les produits Base, comme pour les produits Pointe.

Dans le programme proposé, les durées des contrats doivent s'établir à :

- **3 mois à 15 ans ou plus, pour les produits simulant l'économie de centrales nucléaires**, afin de répondre, en particulier, aux besoins des industriels électro-intensifs et des fournisseurs ;
- **3 mois à 5 ans ou plus, pour les produits simulant l'économie de centrales utilisant des combustibles fossiles.**

La majeure partie de la capacité mise en vente doit être réservée aux contrats de durée supérieure à un an.

- *UN PROGRAMME REGULE*

Le programme proposé doit être régulé *ex ante*. Les acteurs du marché doivent être impliqués dans la définition et l'évolution du programme.

- *DES MODALITES D'ATTRIBUTION SEPARANT LES CONTRATS DE COURTES ET LONGUES DUREES*

Les modalités d'enchères du dispositif VPP, en liant entre eux les prix de vente des produits de différentes durées, répercutent indûment les tensions sur les marchés de court terme sur le prix des produits de long terme, rendant ces derniers peu attractifs.

Les modalités d'attribution ne doivent pas lier entre eux les prix des produits ; les différentes durées doivent en particulier être vendues séparément.

- *LE RESPECT DE L'ANONYMAT*

Dans le dispositif actuel, EDF connaît, après chaque enchère, l'identité des acheteurs et les capacités qu'ils ont acquises.

Le programme proposé doit assurer l'anonymat des acheteurs de VPP pendant les enchères, à la fin de celles-ci et lors des déclarations quotidiennes d'utilisation des capacités acquises.

L'organisation des transactions doit, donc, faire appel à une méthode standard permettant à EDF de couvrir son risque de contrepartie, tout en garantissant l'anonymat des acheteurs, telle que le recours à une chambre de compensation.

- *DES MODALITES D'UTILISATION ADAPTEES*

Les acquéreurs de capacités VPP doivent communiquer la veille pour le lendemain l'utilisation qu'ils souhaitent faire de leurs capacités (« nominations »). Aujourd'hui, les acheteurs ne disposent pas toujours d'un temps suffisant entre la publication des prix sur le marché organisé *Day Ahead* et l'heure limite de transmission de leurs nominations.

L'heure limite de transmission des nominations la veille pour le lendemain doit être fixée à 12h30 au plus tôt.

Fait à Paris, le 16 mars 2006

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président

Jean SYROTA