

RLC 1115

En décembre dernier, le Conseil de la concurrence a obtenu d'EDF qu'il offre un accès à 1 500 MW de sa capacité installée à ses concurrents sur le marché libre des petits consommateurs. L'opérateur historique est accusé par Direct Energie d'avoir mis en œuvre une pratique de ciseau tarifaire. L'engagement EDF permettra-t-il de desserrer l'étau des opérateurs alternatifs pris entre des tarifs réglementés très bas et l'absence d'approvisionnement en électricité d'origine nucléaire bon marché ? François Lévêque s'interroge sur le bien-fondé économique de la décision du Conseil et cherche à analyser les effets de l'engagement qu'il a accepté.

## Le Conseil de la concurrence au secours des opérateurs alternatifs de l'électricité



Par **François LÉVÊQUE**,  
Professeur d'Économie  
à Mines ParisTech.

L'ouverture à la concurrence dans l'électricité se heurte en France à de sérieux obstacles. *Primo*, l'intégration horizontale et verticale du monopole historique a été maintenue. À l'amont, EDF détient 88 % de la capacité de production installée dans l'hexagone et possède la totalité du parc électronucléaire. À l'aval, EDF dispose du plus grand portefeuille de clientèle. Elle fournit notamment les deux tiers des besoins des petits professionnels. *Secundo*, la France a choisi de conserver le plus longtemps possible le marché des consommateurs résidentiels fermé à la concurrence et de prolonger le maintien des tarifs de détail administrés. *Tertio*, le régulateur sectoriel est doté de pouvoirs limités. Il ne peut pas, par exemple, surveiller le comportement des offreurs sur le marché de gros organisé. Enfin, mais ceci explique cela, la libéralisation du secteur électrique ne suscite l'adhésion d'aucune des forces politiques nationales; elles s'emploient plutôt à la présenter comme une régression. L'ouverture à la concurrence dans l'énergie est devenue en France synonyme d'augmentation des prix. Dans un tel contexte, il peut être tentant pour le Conseil de la concurrence de faire entendre sa voix et de vouloir donner un coup de pouce au développement bien laborieux de la concurrence dans le marché national. La plainte de Direct Energie contre EDF lui en a fourni l'occasion. Est-il allé assez loin dans sa décision du 10 décembre 2007 (Cons. conc., déc. n° 07-D-43, 10 déc. 2007, relative à des pratiques mises

en œuvre par Électricité de France) ? Ou, au contraire, est-il allé trop loin ?

### I. – L'ABUS, LE MARCHÉ ET LE REMÈDE

La saisine du Conseil de la concurrence par Direct Energie date de février 2007. L'opérateur alternatif reproche à EDF de pratiquer un ciseau tarifaire entre les prix de détail et les prix de gros, ainsi que de refuser de l'approvisionner en électricité d'origine nucléaire à des conditions satisfaisantes.

Dans la décision à titre conservatoire du 28 juin 2007, le Conseil s'appuie sur plusieurs évaluations préliminaires des effets de ciseau (Cons. conc., déc. n° 07-MC-04, 28 juin 2007). Toutes concourent à montrer que la marge des opérateurs alternatifs est soit négative, soit insuffisante pour rémunérer leurs efforts de commercialisation. Le Conseil en conclut qu'« EDF est susceptible d'avoir mis en œuvre une pratique de ciseau tarifaire, constitutive d'un abus de position dominante (...) ayant pour objet ou pour effet d'exclure un concurrent ». En ce qui concerne les conditions d'accès à la production d'électricité d'origine nucléaire, le Conseil écarte l'accusation de refus d'une offre d'approvisionnement en électricité de long terme sur la base des coûts du parc de réacteurs existant. Il écarte également l'accusation de refus d'une demande d'association aux investissements futurs de renouvellement du même parc. En revanche, le Conseil n'exclut pas le grief d'une pratique de prix discriminatoire : « l'instruction devra être poursuivie afin de rechercher si les conditions exigées par EDF pour l'accès à de l'électricité en base sont discriminatoires au regard des conditions réservées à ses propres activités aval ». La décision du 10 décembre 2007 ne fait cependant pas état du pro-

grès de l'instruction sur ce point. Elle se concentre sur l'effet de ciseau et son élimination par les engagements proposés par EDF

### A. – Le marché libre

Le marché affecté par la pratique recouvre l'ensemble des petits consommateurs – artisans, commerçants ou ménages –, qui ont choisi de quitter le tarif administré. Ce marché libre représente moins de 10 % du marché de détail. Depuis l'ouverture à la concurrence, seules quelques centaines de milliers de petites entreprises et quelques dizaines de milliers de ménages ont opté pour des contrats de fourniture dans le cadre concurrentiel (cf. encadré). Ce faible développement du marché libre de détail s'explique avant tout par le maintien de tarifs administrés avanta-

### L'ouverture progressive à la concurrence

La possibilité de choisir son fournisseur d'électricité a progressivement été offerte aux consommateurs français. En juin 2000, en ont d'abord bénéficié les industriels consommant plus de 16 GWh/an. Elle a ensuite été étendue en février 2003 à ceux consommant plus de 7 GWh/an, puis à toutes les entreprises et collectivités locales à partir de juillet 2004. Le tour des clients résidentiels est venu en dernier le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Depuis cette date, tous les consommateurs en France peuvent sans exception bénéficier d'une liberté de choix de fournisseur. Exercer cette liberté revient en pratique à rompre son contrat historique au tarif réglementé et à opter pour un contrat en offre de marché. Ces derniers sont proposés par des opérateurs alternatifs comme Poweo ou Direct Energie, mais aussi par EDF qui est également actif sur le marché libre.

geux pour les petits consommateurs. D'un point de vue économique, un consommateur est prêt à changer de contrat de fourniture si l'offre alternative qui lui est proposée compense à travers un prix plus faible (ou une qualité de service plus grande) ses coûts de sortie (*par ex.*, le coût de recherche d'information, coût de négociation). Or, proposer aux consommateurs une offre d'électricité équivalente à celle des tarifs administrés est déjà, en soi, une gageure. En effet, les pouvoirs exécutif et législatif français s'attachent depuis plusieurs années à souligner l'envolée des prix de l'électricité, à limiter les augmentations des tarifs administrés réclamées par l'opérateur historique, et même à faciliter le retour vers des prix plus proches des tarifs réglementés pour ceux qui ont commis l'erreur d'abandonner l'offre encadrée par l'État. La plupart des consommateurs n'accordent alors aucun crédit à l'engagement des opérateurs alternatifs de leur offrir, sur la durée, des prix inférieurs au tarif administré. Ils ont compris que leur intérêt était de ne pas rompre leur contrat historique avec EDF. Selon un récent sondage (FNCCR/IFOP, 2008), 97 % des particuliers n'ont pas l'intention de changer de fournisseur d'électricité. Parmi les dirigeants de petites entreprises, seuls 3,2 % émettent le souhait de quitter l'opérateur historique.

La décision du Conseil du 10 décembre 2007 concerne le marché de détail des petits consommateurs, c'est-à-dire des abonnés qui souscrivent une puissance inférieure à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels ou non résidentiels (profession libérale, artisan, etc.). Ce marché représente 99 % des sites branchés au réseau électrique (33,3 millions) et 43 % de la consommation (182 TWh). Plus précisément, la décision du Conseil porte sur la partie non réglementée de ce marché, c'est-à-dire celle des contrats en offre de marché. Au 31 décembre 2007, seuls 18 % des professions libérales, artisans, etc., et 34 000 particuliers avaient passé de tels contrats. Notons qu'il existe une certaine perméabilité entre le marché réglementé et le marché libre. Le Parlement a adopté au début de l'année 2008 une loi permettant aux ménages ayant fait le choix de la concurrence de revenir aux tarifs réglementés. Ce principe de réversibilité est censé rassurer les consommateurs attirés par le marché libre. Les consommateurs professionnels bénéficient également d'une possibilité de retour au tarif réglementé, mais à un niveau qui reste toutefois majoré. Ce dispositif porte le nom fleuri de TARTAM (Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché).

Notons qu'EDF est lui-même présent sur le marché libre de détail avec une part de marché en volume de 65 %. Ce succès s'explique notamment par son offre initiale dite EDF Pro, calquée à peu de chose près sur les tarifs administrés. Cette offre, qui a été suspendue en avril 2007, est la première lame du ciseau tarifaire. La seconde lame est formée par les prix de gros de l'électricité auxquels les opérateurs alternatifs sont confrontés. À défaut, pour la plupart, de capacité propre de production en base, ils doivent soit s'approvisionner sur les marchés de gros, soit passer un accord avec EDF. Dans le premier cas, ils font face à un environnement difficile : des échéances de contrats à terme ne dépassant pas 3 ans ; des signaux de prix peu fiables, faute de liquidité suffisante des marchés ; une tendance haussière du marché spot depuis 2004 ; un prix principalement déterminé par les coûts variables de production des centrales à gaz dont les coûts sont nettement supérieurs à ceux d'une centrale nucléaire. Dans le second cas ; ils doivent tenir compte de l'intérêt d'EDF. L'opérateur historique est à la tête d'un parc nucléaire pour partie déjà amorti. Son coût comptable de production est donc très bas. Pourquoi céderait-il de l'électricité d'origine nucléaire à des concurrents, selon des conditions qui lui laissent espérer un profit moindre que s'il la commercialisait directement lui-même ?

En fait, il y a pour EDF plusieurs sources de gain possibles à un accord. En contractant avec un concurrent plus efficace à l'aval, l'opérateur historique peut profiter de la plus grande performance commerciale de celui-ci. EDF peut également améliorer l'optimisation de son parc de

centrales électriques en échangeant des capacités de production de base – dont il est surdoté –, avec des capacités de production de pointe – dont il est sous-doté. L'opérateur historique peut aussi espérer un gain d'origine politique : accepter d'approvisionner des concurrents en électricité de base à des conditions qui les avantagent peut, par exemple, réduire l'hostilité de certains parlementaires ou bien retarder l'intervention des autorités de la concurrence.

De tels gains ont été jugés suffisants par EDF puisqu'il a signé par le passé plusieurs contrats avec des concurrents. En janvier 2007, il s'est engagé à offrir un accès à 160 MW de sa capacité nucléaire sur 2007-2021 à Poweo. En échange, ce dernier mettra à la disposition d'EDF une partie de la capacité de production de sa centrale à gaz de Pont-sur-Sambre. Autre exemple, en 2005, EDF a consenti à Direct Energie un contrat d'approvisionnement de 5 ans à un prix fixe de 52,6/MWh. Ce prix s'est révélé plus compétitif que celui observé sur la bourse d'électricité Powernext (*cf.* Cons. conc., déc. n° 07-MC-04, 28 juin 2007, relative à une demande de mesures conservatoires de la société Direct Energie, § 79). Enfin, la veille de saisir le Conseil de la concurrence, Direct Energie était en discussion avec l'opérateur historique pour obtenir un accès garanti de long terme à la production d'origine nucléaire (*cf.* Cons. conc., déc. n° 07-MC-04, préc., § 146). Ayant rompu les négociations et porté plainte, Direct Energie a sans doute estimé obtenir de meilleures conditions d'approvisionnement à l'issue de la procédure judiciaire. Maintenant que nous connaissons la décision du Conseil, peut-on dire que l'opérateur alternatif a eu raison ?

	Petits consommateurs professionnels	Petits consommateurs résidentiels
Possibilité de choisir son fournisseur accordée depuis...	Juillet 2004	Décembre 2007
Nombre total de sites	4,3 millions	29 millions
% sites restés sous contrat historique	82 %	99,999 %
Consommation totale (TWh)	44	138
Consommation des sites en offre de marché (TWh)	8	0,02
Dont fourniture par EDF	5	0,002
Dont fourniture par les opérateurs alternatifs	3	0,018
<i>Source : CRE observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, 4<sup>e</sup> trimestre 2007</i>		

**B. – L'engagement**

La transaction acceptée par EDF et le Conseil prévoit un engagement sous forme d'enchère de contrat d'approvisionnement de long terme à hauteur de 1 500 MW. Plus précisément, l'engagement est double : au cours des cinq prochaines années, EDF fournira au plus une dizaine de TWh à un prix fixe s'échelonnant de 36,8 euros/MWh en 2008 à 47,2 euros en 2012. Pour les dix années suivantes (2013-2022), les livraisons pourront atteindre la même quantité d'énergie mais le prix n'est plus connu à l'avance. Seules les modalités de calcul sont fixées. Il s'agit de la somme de quatre termes : trois termes reflètent les coûts de production de l'électricité d'origine nucléaire à partir du nouveau réacteur EPR (coûts variables, coûts d'exploitation, coûts de l'investissement) et leur évolution dans le temps. Cette dernière est basée sur des indices définis à l'avance qui permettront d'actualiser les montants d'une année sur l'autre. Le quatrième terme est celui sur lequel portera l'enchère elle-même. Il ne sera donc connu qu'après le dépouillement des offres des opérateurs alternatifs les mieux-disants. Il est désigné par P0 et il est mesuré en euros/MW/par. Il correspond à un prix d'accès au contrat. Les acquéreurs pourront renoncer aux livraisons de la seconde période et revendre leur droit d'accès. C'est alors le nouveau détenteur du droit qui pourra se fournir auprès d'EDF entre 2013 et 2022. En d'autres termes, si un opérateur alternatif décide de ne pas s'approvisionner en seconde période, il paiera en 2012 le multiple de P0 qu'il doit à EDF avec le produit de la vente de son droit qui court sur 2013-2022. Notons que l'engagement annexé à la décision du Conseil prévoit que P0 sera le même pour tous, à savoir le P0 du moins-disant parmi les mieux-disants.

Deux autres clauses sont essentielles. En premier lieu, un mécanisme de rappel est mis en place pour éviter que le système ne soit détourné de son but affiché (*i.e.*, organiser une offre en gros compétitive afin que les opérateurs alternatifs puissent se maintenir et se développer sur le marché libre de détail). Les prix futurs sur le marché de gros pourront être supérieurs au prix de l'électricité achetée à travers l'engagement. Il ne faudrait pas, dans ce cas, que les opérateurs alternatifs cessent de développer leur base de clientèle de petits consommateurs finals et revendent sur le marché de gros plus lucratif. Si l'acquéreur a soutiré plus d'électricité que n'en ont consommé ses clients artisans, commerçants et ménages, il devra rembourser la différence entre son prix d'achat et le prix spot sur Powernext.

En second lieu, la quantité est plafonnée de telle sorte qu'un acquéreur ne puisse bénéficier à lui seul de l'engagement. Ce dernier prévoit que chaque entreprise ou groupe ne pourra acquérir plus des deux tiers des volumes totaux. Bien entendu, cette limitation s'applique à Direct Energie. Observons à ce propos que saisir l'autorité de concurrence soulève un problème de passager clandestin. L'ensemble des opérateurs alternatifs devrait en effet bénéficier du remède. À l'opposé, un accord bilatéral peut aboutir à de meilleures conditions d'accès pour celui qui le négocie que pour ses rivaux. Grâce à la plainte de Direct Energie, GDF-Suez, Endesa France-Eon, Poweo et d'autres pourront également acquérir un droit d'approvisionnement d'électricité de base sur 15 ans. En d'autres termes, l'intervention du Conseil de la concurrence doit se traduire par une décision suffisamment ambitieuse pour que Direct Energie puisse retirer un bénéfice de son action judiciaire. À première vue, tel ne semble pas être le cas puisque Direct Energie a fait appel à la décision du Conseil. En fait, il faudra attendre le résultat des enchères pour savoir dans quelle mesure la décision du Conseil profite ou non à Direct Energie. Voyons pourquoi.

**II. – TROP OU PAS ASSEZ ?**

L'engagement d'EDF porte sur un total de 1 500 mW, soit une quantité d'énergie de l'ordre de 10 TWh. Aujourd'hui, la consommation des petits consommateurs ayant opté pour le marché libre s'élève à 8 TWh. Le volume de l'engagement lui est donc supérieur. L'écart entre ces deux valeurs peut sembler faible, dans la mesure où le marché est susceptible de croître dans les prochaines années. Il faut cependant se rappeler qu'EDF fournit aujourd'hui les deux tiers du marché. Le reste, servi par les opérateurs alternatifs, ne représente que 3 TWh environ. L'engagement couvre donc plus de trois fois leurs besoins d'aujourd'hui. Il leur permet de réaliser un taux de croissance annuel de 10 % sur la période des 15 prochaines années.

En comparaison de la consommation totale des petits consommateurs (environ 180 TWh), ce volume reste évidemment très faible. Cependant, aux yeux du Conseil, le problème auquel doit répondre l'engagement est circonscrit au marché libre. Sa préoccupation est l'approvisionnement de ce marché (§ 101) et non celui du marché réglementé (§ 128). Le Conseil s'explique longuement sur ce point. Il indique ne pas avoir « *retenu l'approche (...) consistant à imposer à EDF des obliga-*

*tions de nature diverse mais dont l'objectif commun serait concrètement de permettre à ses rivaux de concurrencer ses offres aux tarifs réglementés* » (§ 107). Pour le Conseil, introduire la concurrence sur le marché réglementé conduirait à une impasse. Soit l'État devrait obliger alors toute entreprise à vendre au prix de détail administré – et le marché libre disparaîtrait ; soit l'État n'impose pas cette obligation et l'accès administré à la production nucléaire à bas coût enrichirait les actionnaires des opérateurs alternatifs. Par ailleurs, le Conseil rappelle que le tarif réglementé obéit à une logique de couverture des coûts – et non d'alignement sur les prix de gros du marché (§ 108) – ; il souligne que le comportement d'EDF sur la partie réglementée ne fait pas l'objet de la procédure (§ 128) ; il indique enfin que l'élimination des tarifs réglementés (§ 129) dépasserait le cadre de l'affaire.

En d'autres termes, le Conseil renvoie dos à dos deux positions extrêmes : celle du plaignant, Direct Energie, qui souhaite, grâce à une régulation des prix de gros pouvoir concurrencer EDF dans l'offre de tarifs réglementés aux petits consommateurs ; celle de tiers qui prônent la disparition de la régulation des prix de détail. La décision du Conseil apparaît alors équilibrée. Tel n'est pourtant pas notre point de vue. Le reste de l'article est consacré à l'expliquer.

**A. – La nécessité de supprimer les tarifs administrés**

Pour un économiste la suppression des tarifs administrés de l'électricité va de soi. Le principe général de la dérégulation (Lévêque F., 2004) est de limiter la régulation aux activités en monopole naturel et d'ouvrir les autres à la concurrence. Pour l'électricité, la fixation de tarifs réglementés doit donc uniquement concerner les réseaux de transport et de distribution. Les activités de production et de commercialisation relèvent du marché et les prix doivent résulter de l'équilibre entre l'offre et la demande. Bien sûr, les conditions initiales, en particulier la structure de marché, permettent rarement à la concurrence de se déployer rapidement et vigoureusement. L'ouverture à la concurrence doit alors s'accompagner de mesures facilitant son essor : démembrement de l'opérateur historique pour réduire la concentration, obligation de cession de certains actifs, réglementation asymétrique favorisant les nouveaux entrants, etc. Lorsqu'elle est présente, cette régulation pour la concurrence est en général mise en œuvre par les autorités sectorielles, également en charge de la régulation d'accès aux réseaux. Dans le cas de l'électricité,

s'ajoute une autre difficulté à l'essor initial spontané de la concurrence : la nécessité de créer des mécanismes de marché spécifiques. Les propriétés particulières de l'électricité (*par ex.*, la possibilité de stockage réduite) obligent en effet à construire toute une série de marchés emboîtés (marché de gros de la veille pour le lendemain, marché de l'équilibrage du réseau) et à élaborer de nombreuses règles complexes qui les encadrent. La puissance publique joue un rôle déterminant dans l'architecture des marchés électriques (Stoft, 2002). Dans ce nouveau cadre, le maintien des tarifs réglementés de détail n'a pas sa place. Ils font partie du passé lorsque n'existait qu'un seul producteur et fournisseur et aucun marché de gros. La réglementation tarifaire permettait au producteur de couvrir son coût complet et au consommateur de ne pas subir un prix de monopole. Avec la libéralisation, les tarifs de détail réglementés disparaissent normalement d'eux-mêmes : ils perdent leur caractère attractif du fait du développement de la concurrence qui introduit une pression nouvelle sur les prix. Or, ce mécanisme ne peut s'exercer dans l'électricité en France. Pourquoi? Serait-ce parce que la concurrence a dans ce secteur mécaniquement pour effet d'augmenter les prix? Non (*cf. encadré*), la raison est autre.

Elle tient à ce que le coût EDF pour la production de base est imbattable et que les tarifs réglementés sont inférieurs au coût de développement. Grâce à ses décisions, à ses efforts passés (*cf. Boiteux, 2007*), et sans doute aussi pour partie à la chance, l'opérateur historique est aujourd'hui à la tête d'un parc nucléaire très grand et largement amorti. Il lui permet de produire à bas coût. EDF en tire naturellement avantage sur le marché de gros. Pour réaliser des profits élevés, il n'a besoin ni de se comporter de façon abusive, ni que les marchés soient mal conçus et rendent la concurrence imparfaite. Comme l'explique de façon très pédagogique le Conseil de la concurrence dans sa décision de décembre 2007, le prix sur le marché de gros est déterminé par le coût de la dernière centrale nécessaire pour répondre à la demande. Cette centrale est en général, c'est-à-dire pour un grand nombre d'heures dans l'année, localisée en Allemagne et son électricité est produite à partir du gaz dont le prix est affecté par celui du pétrole. Voilà, à très gros traits, pourquoi les prix de gros sont élevés par rapport aux coûts historiques des sites historiques d'EDF. D'un point de vue économique, les coûts qui importent ne sont pas les coûts passés mais les coûts de développement, c'est-à-dire les dé-

penses pour renouveler les capacités. Le prix tendanciel sur les marchés de gros doit justement servir de signal aux décisions d'investissement. S'il est nettement inférieur au coût de développement d'une nouvelle centrale, les investisseurs ne bougent pas ; s'il est nettement supérieur, ils se bousculent au portillon. Pour la production d'électricité d'origine nucléaire, cette plage se situe entre 40 et 50 euros le MWh. Pour le projet de réacteur EPR à Flamanville par exemple, EDF estime son coût de développement à 46 euros/Mwh. Deux points clefs découlent de ce chiffre. En premier lieu, même dans le cas le plus favorable qui puisse être imaginé, les nouveaux entrants ne peuvent pas battre EDF. Supposons en effet qu'ils disposent des mêmes compétences d'ingénierie qu'EDF dans le domaine nucléaire, de sites équivalents et qu'ils puissent construire en une nuit un nouveau réacteur et sa turbine. Ils disposeraient encore d'une source d'approvisionnement en base plus chère qu'EDF. Dans l'électricité, contrairement à d'autres secteurs déréglementés, le coût de remplacement est plus élevé que le coût historique de construction. L'innovation n'entraîne pas une vague destructrice qui rend obsolètes les installations passées. Le progrès technique n'est évidemment pas absent dans la construc-

## La concurrence augmente-t-elle les prix?

L'électricité est-elle un bien si singulier que la concurrence, au lieu de peser sur le prix, conduirait au contraire à l'augmenter? Bien sûr que non. Mais le débat est si brouillé qu'il est utile d'en clarifier les termes.

Rappelons tout d'abord que l'ouverture à la concurrence n'entraîne pas mécaniquement une baisse des prix par rapport au passé. La concurrence agit avant tout sur le coût et sur la marge prix-coût : elle incite les producteurs à diminuer les premiers et elle contraint les seconds. Naturellement, tous les coûts ne sont pas contrôlables. Le producteur peut subir une augmentation pour certains de ses coûts. Elle peut même être telle qu'elle fasse disparaître les gains obtenus sur d'autres postes. Dans l'électricité, les augmentations du prix du gaz et des coûts environnementaux entraînent, toutes choses égales par ailleurs, une hausse des prix de gros. Par ailleurs, l'ouverture à la concurrence n'efface pas d'un coup de baguette magique les positions dominantes. L'enquête sectorielle menée par la Commission européenne (CCE, 2007) a ainsi mis en évidence plusieurs obstacles structurels persistants (*par ex.*, le niveau d'intégration verticale) qui limitent la pression sur les marges. De plus, la marge prix-coût peut augmenter du fait d'un déséquilibre des capacités. Dès lors qu'une sous-capacité de production apparaît, le prix croît indépendamment des coûts. Cette augmentation est vertueuse car elle signale un phénomène de rareté. Le prix s'aligne alors en tendance sur le coût de construction et de mise en production de nouvelles capacités. Il déclenche alors la décision de réaliser de nouveaux investissements. Évaluer les conséquences de la concurrence sur les prix de l'électricité en Europe réclame donc de comparer les prix d'aujourd'hui non à ceux d'hier, mais à ceux qu'on observerait aujourd'hui si l'ouverture à la concurrence n'avait pas eu lieu. De l'augmentation observée des prix de l'électricité, il est nécessaire de retirer les effets liés aux politiques environnementales, aux prix du gaz et au passage d'une situation de surcapacité à une situation de sous-capacité.

Notons, en second lieu, que l'ouverture à la concurrence se traduit par un élargissement géographique du marché. Lorsque le marché s'étend, les prix varient, à l'instar des niveaux d'eau entre deux vases communicants. Un prix d'équilibre se forme, le niveau baissant d'un côté et montant de l'autre, selon les différentiels de coûts de part et d'autre. Les consommateurs situés dans la zone de production à faible coût voient le prix augmenter et les consommateurs situés dans la zone de production à coûts élevés vont bénéficier d'un prix plus faible qu'auparavant. Appliqué à l'électricité en Europe, ce schéma simpliste montre que les consommateurs français sont perdants (Finon et Glachant, 2008). En fait, pour l'instant, la plupart n'a rien perdu grâce aux tarifs administrés. Ces derniers sont restés à l'écart des évolutions précédentes puisqu'ils restent déconnectés des prix de gros, qu'ils sont inférieurs au coût de développement et qu'ils n'ont que très peu augmenté. L'élimination des tarifs réglementés devrait donc se traduire par une augmentation très forte des prix pour le consommateur.

Selon la formule choc de M. Boiteux (2007), ancien président d'EDF, « *il ne s'agit pas avec la suppression des tarifs régulés d'ouvrir la concurrence pour faire baisser le prix, mais d'élever les prix pour permettre la concurrence* ». Ce bon mot rappelle simplement que les prix de marché peuvent être supérieurs aux tarifs fixés par le planificateur, surtout quand ce dernier ne tient pas compte de la rareté.

tion de réacteurs nucléaires. Mais il porte en partie sur l'amélioration de la sûreté. Les exigences réglementaires en la matière se sont considérablement élevées, ce qui relève les coûts.

En second lieu, le niveau du tarif administré est inférieur au coût de développement. On estime que le tarif dont bénéficient les petits consommateurs français revient à un prix moyen de l'ordre de 30 euros/MWh. Le Conseil a malheureusement tort lorsqu'il affirme (Cons. conc., déc. n° 07-D-43, 10 déc. 2007, relative à des pratiques mises en œuvre par Électricité de France, préc., § 93) que les tarifs réglementés sont construits selon une logique de couverture des coûts moyens totaux de la production. Dans les faits, ils reflètent une logique politique de maintien du pouvoir d'achat qui conduit à les geler. Notons qu'en conséquence, le prix bas actuel de l'électricité s'exerce aux dépens des consommateurs de demain et qu'il désincite les consommateurs d'aujourd'hui à économiser cette forme d'énergie (Lévêque F., 2007).

La justification économique de l'élimination des tarifs administrés n'implique aucunement, à nos yeux, que le Conseil aurait dû chercher un moyen pour la favoriser à travers la résolution du litige entre Direct Energie et EDF. On peut regretter toutefois que le Conseil ne se montre pas plus incisif à l'égard des tarifs réglementés. À juste titre, il n'hésite pas, dans d'autres domaines, à montrer du doigt certaines politiques publiques (*par ex.*, les réglementations dans la grande distribution) pour leurs effets pernicieux sur la concurrence. Comme le souligne W. Kovacic (2005), commissaire à la FTC, le plaidoyer pour la concurrence doit être un pilier essentiel de l'activité des autorités de concurrence.

### B. – Trop loin

En fait, il peut même être reproché au Conseil de la concurrence d'être allé trop loin dans sa décision.

Invoquons une nouvelle fois une référence américaine. La décision du Conseil revient à forcer EDF à ouvrir l'accès d'une partie de ses actifs à ses concurrents. Une telle intervention est aujourd'hui jugée hasardeuse de l'autre côté de l'Atlantique. Selon le juge A. Scalia (2004), plusieurs dangers la guettent. Elle conduit l'autorité de concurrence à agir comme un planificateur, bien qu'elle ne dispose ni du niveau de spécialisation, ni des connaissances des régulateurs sectoriels. Elle risque ainsi de mal faire. L'accès forcé risque aussi de faciliter la collusion, alors que cette dernière est le mal absolu contre lequel l'autorité de concurrence est censée combattre. Il risque enfin de décou-

rager les investissements. Si l'obligation légale d'accès devient envisageable, les entreprises sont conduites à ne pas investir soit parce qu'elles comptent sur les autres, soit parce qu'elles craignent de perdre l'exclusivité de leur actif.

Voyons dans quelle mesure ces dangers sont ici présents.

Dans l'hypothèse où le mécanisme de l'engagement offert par EDF est attractif, les incitations à investir des opérateurs alternatifs seront moindres. Rappelons en effet que le droit d'accès vaut pour une durée de 15 ans et que la quantité offerte permet une croissance de 10 % par an du portefeuille de clientèle. Certes, ce taux est modeste en regard de ce qu'ambitionne en général un nouvel entrant. Mais pourquoi certains ne décideraient-ils finalement pas de jouer petit bras sur ce marché devenu si difficile? Notons qu'une durée moitié moindre de l'engagement aurait significativement réduit les désincitations aux investissements. Il faut en effet compter de 5 à 7 ans entre la décision d'investir dans une centrale nucléaire et son démarrage. Un tel remède aurait suffi pour procurer un approvisionnement de transition aux opérateurs alternatifs. Mais la durée de 15 ans pose bien d'autres problèmes encore.

Elle installe durablement le Conseil dans la régulation d'un secteur économique. Plus la durée de l'engagement est longue plus la période de suivi de sa mise en œuvre et de surveillance du dispositif est longue. En outre, la longueur de l'engagement augmente l'incertitude sur ses effets. L'autorité de concurrence peut être conduite à intervenir de façon répétée. Le Conseil indique ainsi (§ 106) que « *l'impossibilité d'opérer des calculs précis [...] a conduit à demander à EDF des éléments chiffrés de nature à permettre les calculs requis pour vérifier l'absence de ciseau tarifaire seulement sur le début de la période en cause, et à ne lui demander, pour la suite, qu'un engagement de résultats, le Conseil ne vérifiant le caractère vraisemblable de ce résultat au vu du projet de fourniture en gros du "marché dédié". Bien entendu, le Conseil conserve, dans cette perspective, toute possibilité de se saisir à nouveau de l'affaire, à tout moment de la période en cause, pour effectuer les calculs précis qui apparaîtront nécessaires* ». En fait, le Conseil ne reconnaît l'effet du remède que pour la première année de livraison (§ 147). Au-delà, il se réserve la possibilité de rouvrir la procédure si l'engagement ne remédie pas au ciseau tarifaire (§ 149). Il affirme encore plus avant dans la décision qu'il conserve « *toute latitude pour réexaminer les présents engagements* » (§ 160). Bref, le Conseil de la

concurrence s'apprête à jouer le rôle d'un régulateur dans le secteur de l'électricité jusqu'en 2022.

Un autre inconvénient de la longue durée de l'engagement est qu'il risque de s'étendre au-delà de la disparition des tarifs réglementés. Nul n'est capable de prédire aujourd'hui leur fin. Un an, deux ans, cinq ans, plus? Cette date devrait pourtant être marquée par un relèvement des prix de détail (*cf.* encadré, p. 108) et donc l'élimination d'une cause majeure du ciseau tarifaire. Imaginons, par exemple, que les tarifs réglementés soient supprimés fin 2012; qu'il s'ensuive que les prix de détail pour l'ensemble des consommateurs soient enfin connectés aux prix de gros; et que ce dernier dépasse en tendance le coût de développement du nucléaire. Les opérateurs alternatifs disposeront alors, entre 2013 et 2022, de 10 années d'approvisionnement à bas coût. Remarquons qu'une telle situation correspond à ce que le Conseil souhaite pourtant éviter: un transfert d'une partie de la "rente nucléaire" vers les opérateurs alternatifs. Le Conseil se déclare prêt à réexaminer les engagements en cas de modification des tarifs administrés, mais il n'explique pas comment (§ 160). N'aurait-il pas été plus simple de limiter la durée de vie de l'engagement à celle des tarifs administrés?

### C. – Les risques d'erreur

Le danger de mal faire n'est pas non plus absent dans la décision prise par le Conseil de la concurrence. Le Conseil a dû agir très rapidement. N'oublions pas qu'il a été saisi en février 2007, soit 4 mois avant l'ouverture légale du marché de l'électricité aux petits consommateurs, prévue le 1<sup>er</sup> juillet. La décision de mesures conservatoires a été prise 2 jours avant cette date. Les engagements d'EDF ont été présentés deux semaines plus tard et le test de marché s'est clos mi-septembre. Vingt et un tiers intéressés ont présenté leurs observations sur la proposition initiale d'engagements ainsi que la CRE, le Commissaire du Gouvernement et Direct Energie. Les engagements ont ensuite été modifiés et la version finale a été acceptée le 10 décembre 2007. Rappelons également que, contrairement à d'autres industries (*par ex.*, les télécommunications), le Conseil de la concurrence découvrait, ou presque, le secteur de l'électricité. Soulignons enfin que le dispositif retenu distinguant deux périodes et reposant sur un système d'enchères est passablement compliqué. Aucun doute que dans ces circonstances, la prise de risque a été grande. Un écueil serait que l'engagement ne modifie en rien la situation des opérateurs historiques. Rappelons une propriété de

base des enchères : elles permettent au vendeur de capter la plus grande partie de la valeur de son bien. Supposons, pour simplifier, que les enchérisseurs aient uniquement le choix entre s'approvisionner sur le marché de gros et opter pour l'engagement proposé par EDF. Le prix du contrat P0 sera alors égal à l'écart entre le prix de gros anticipé sur les 15 prochaines années et le prix de revient anticipé à travers le mécanisme de l'engagement (c'est-à-dire le prix fixe des 5 premières années, puis l'évolution du coût indicé complet de Flamanville). En d'autres termes, le prix d'équilibre s'établira de telle sorte qu'il sera indifférent pour l'acheteur de se fournir sur le marché de gros ou à partir de l'engagement. Il en est de même si l'on tient compte de l'avantage, pour les opérateurs alternatifs, de bénéficier d'une source d'approvisionnement stable en prix et de long terme. Cette valeur sera également extraite par l'enchère. Elle reviendra dans la poche du vendeur (c'est-à-dire que P0 serait égal à l'écart précédent plus cette valeur). Dans ce schéma simple, la situation d'approvisionnement des opérateurs alternatifs ne change donc pas. Il peut en aller différemment pour EDF. Le niveau des tarifs réglementés est tel que chaque consommateur qui s'en détache rapporte un gain à EDF. Au lieu de lui vendre directement de l'électricité à environ 30 euros/MWh, EDF le vendra à son fournisseur 42 euros/MWh en moyenne. De ce point de vue, plus l'engagement contribuera à développer le marché libre, mieux EDF s'en trouvera.

Remarquons que le Conseil commet une erreur d'appréciation à propos de P0. À la fin de la première période de 5 ans, les contractants peuvent renoncer à exercer leur droit pour la période suivante de 10 ans et le revendre à un tiers. La possibilité de ne pas s'engager tout de suite sur 15 ans et d'être autorisé à reconsidérer sa position en fonction de sa situation et de celle du marché en 2012 augmente évidemment la valeur du contrat. Mais P0 ne se réduit pas, même s'il inclut, à cette valeur d'option. En d'autres termes, son niveau n'est pas, contrairement à ce que prétend le Conseil (§ 148), uniquement imputable à la seconde période. Dit autrement et de façon plus intuitive, un contractant qui a payé P0 et

qui décide de ne pas s'engager dans la seconde période, n'est pas sûr de revendre en 2012 son contrat au prix de P0 et sa perte doit alors être imputée sur son coût d'approvisionnement de la première période. Bref, sauf si l'enchère aboutit à un P0 nul, le coût de revient de l'approvisionnement est supérieur au prix fixé des cinq premières années.

Mais P0 peut-il être égal à 0? Oui, voyons comment. Un premier cas de figure qui y conduirait est celui de la collusion. On retrouve ici un des dangers signalés par le juge Scalia. Dès lors que le nombre d'enchérisseurs potentiels est limité, le risque d'entente ne peut pas être, en théorie, exclu. Comme ici l'enchère prévoit déjà une contrepartie pour le vendeur (les prix fixés et indicés du MWh fourni), une valeur nulle pour P0 est le point focal d'une collusion tacite le plus évident. Un autre cas de figure imaginable aboutissant à une valeur nulle de P0 est que le volume offert s'avère trop élevé. Comme nous l'avons déjà mentionné, ce volume représente plus de trois fois la quantité consommée aujourd'hui par les clients des opérateurs alternatifs. Si le système d'enchère est calqué sur l'engagement mis en œuvre dans le cadre de l'acquisition d'EnBW par EDF, il est tout à fait possible que le dernier tour de l'enchère nécessaire pour enlever toutes les quantités nécessaires aboutisse à un prix de contrat nul.

#### D. – Un engagement dont l'effet ne peut être anticipé

Inversement, on ne peut pas exclure que P0 atteigne des sommets. *A priori*, les opérateurs alternatifs les plus intéressés par l'enchère sont ceux qui ont déjà des clients. Ils ont de toute façon besoin d'une source d'approvisionnement pour pouvoir continuer de les servir. Celle offerte par l'engagement d'EDF peut être significativement plus avantageuse que celle dont ils disposent aujourd'hui sur le marché de gros organisé ou à travers des accords bilatéraux. Ils peuvent donc enchérir à des niveaux élevés. Les entrants potentiels, en particulier étrangers, ne sont pas dans la même situation. Ils ne perdent pas encore d'argent sur le marché de détail! Ils peuvent cependant avoir décidé de mettre un pied dans ce marché pour des raisons stratégiques et en tablant sur une disparition rapide des ta-

rifs administrés. La perspective de pouvoir bénéficier d'un approvisionnement garanti, de long terme, en électricité de base peut les amener, eux aussi, à proposer un prix de contrat élevé. Ils savent qu'un tel accès à de la capacité d'EDF n'est sans doute pas prêt de se reproduire. On voit ainsi qu'aucun des deux scénarios extrêmes, une valeur nulle ou astronomique de P0, ne peut être exclu. De façon plus troublante, il est également difficile d'identifier le scénario le plus vraisemblable. Le nombre d'inconnues est trop grand. Les offres en prix de l'enchère dépendent en effet *inter alia* du coût de l'approvisionnement alternatif de chaque commercialisateur, de son plan de croissance de clientèle, du profil de consommation de ses clients, du prix anticipé sur le marché de gros en base comme en pointe, des prix anticipés sur le marché de détail, du risque asymétrique de revente sur Powernext imposée par la clause du prix complémentaire, du maintien de cette clause, de la date prescrite d'élimination des tarifs administrés, de la valeur d'option, de l'évolution du coût complet de Flamanville 3, et du prix attendu du contrat en 2012. En d'autres termes, on ne sait pas, aujourd'hui, si le contrat offert par EDF est un peu, beaucoup, énormément ou pas du tout attractif. La première mise en enchère prévue en avril 2008 permettra de le savoir. Elle ne supprimera cependant pas le problème qui réside derrière l'incertitude d'aujourd'hui. Observer qu'il n'est pas possible d'anticiper un tant soit peu les résultats de l'enchère signifie que le Conseil de la concurrence lui-même ne pouvait prédire de façon raisonnable quel serait l'effet de l'engagement qu'il a pourtant accepté en décembre dernier.

Accepter un remède dont on ne peut pas connaître l'effet à l'avance, même de façon vague et approximative, prête moins à conséquence lorsque l'engagement peut être revu et modifié en fonction des circonstances. La décision du 10 décembre 2007 fait preuve sur ce point d'une grande prudence. L'autorité de la rue de l'Échelle pourra toujours réintervenir. Ce n'est à nos yeux qu'une maigre consolation, car elle signifie que le Conseil de la concurrence a choisi d'emprunter et de suivre durablement le chemin de la régulation des marchés de l'électricité. ♦

#### Références bibliographiques

- Boiteux M., Les ambiguïtés de la concurrence - EDF et la libéralisation du marché de l'électricité, Futuribles, juin 2007, n° 331, pp. 5-16;
- CCE, DG Comp Inquiry Report on electricity and gas markets, 2007;

- FNCCR/IFOP, Energie 5<sup>e</sup> baromètre, 2008, consultable sur : <http://www.energie2007.fr/fr/actualites/actualites-0-733-barometre-fnccr-ifop-electricite-gaz.php>;
- Kovacic W.E., Competition policy and Intellectual property : redefining the role of competition agencies, in Antitrust, Patents and Copyright, sous la dir. de Lévêque F. et Shelanski H., Edward Elgar Publisher, 2005, pp. 1-11;

- Lévêque F., Économie de la réglementation, 2004, Coll. Repères, éd. La Découverte;
- Lévêque F., Payer l'électricité son prix, rien que son prix, [energypolicyblog.com](http://energypolicyblog.com), janv. 2007;
- Scalia A., Opinion in Verizon v. Curtis v. Trinko, January 13th, 2004;
- Stoft S., Power System Economics, Wiley-Interscience, 2005.