

Énième texte venant tenter de rendre effective la transposition des exigences communautaires en matière d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi NOME) prend acte de ce que la structure même du parc de production électrique français constitue un obstacle à la réalisation de cet objectif en permettant la mise en place, au bénéfice des fournisseurs alternatifs, d'un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire produite par le parc nucléaire historique contrôlé par EDF.

# La loi NOME : l'interventionnisme au secours de la concurrence



Par Yann SIMONNET  
Avocat au barreau de Paris

Entre 1946 et 2000, l'ensemble des activités du secteur de l'électricité (production, transport, distribution et fourniture) était le monopole d'un établissement public (EDF) et des distributeurs non nationalisés (DNN).

Amorcé en 1996, la construction d'un marché européen de l'énergie impliquait une refonte du secteur électrique français. En effet, si le droit européen ne remettait pas en cause le principe de gestion sous monopole des réseaux de transport et de fourniture (et ce pour des raisons techniques), en revanche, l'ouverture du marché de l'énergie supposait d'une part, au sein de l'opérateur historique EDF, la séparation comptable des activités de gestion de ces réseaux des autres activités de l'entreprise (production, fourniture) et, d'autre part, la libéralisation des activités de production, de revente (« trading ») et de fourniture (commercialisation) de l'électricité.

D'un point de vue législatif, cette ouverture à la concurrence s'est traduite par deux premiers « paquets » de mesures en 1996, 1998 et 2003, dont l'objectif était d'organiser la faculté pour les consommateurs de choisir librement leurs fournisseurs ainsi que de garantir aux nouveaux acteurs du secteur un libre accès aux infrastructures de transport et de distribution dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

En 2009, un troisième paquet est venu compléter l'édifice afin de renforcer la régulation des réseaux de transport et la coordination des gestionnaires de réseaux.

En France, la transposition des exigences communautaires s'est faite progressivement et a nécessité l'édiction de pas moins de six lois (loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ; loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie ; loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ; loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique ; loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie ; loi n° 2008-66 du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel). Toutefois, en 2010, face au constat que les objectifs d'ouverture du marché de la fourniture d'électricité à la concurrence étaient loin d'être atteints en France, l'opérateur historique (EDF) continuant de bénéficier d'une position dominante sur ce secteur d'activité, le législateur français n'a pu que se résoudre à intervenir pour essayer d'infléchir cette tendance à l'immobilisme.

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi NOME) réforme la Commission de régulation de l'énergie, opère une refonte des taxes locales d'électricité, et renforce les droits des consommateurs (sur ces points, cf. JCP G 2011, I, n° 7, note Coin R. ; JCP E 2011, n° 5, p. 1076, note Le Gall A.), mais le « cœur » de cette loi sont les dispositions censées progressivement permettre une ouverture réelle et effective du marché de fourniture de l'électricité à une concurrence pérenne, le législateur tentant de concilier cette libéralisation

avec la protection des consommateurs français contre une hausse importante et rapide des prix de détail en maintenant partiellement les tarifs réglementés.

## I.- LES FREINS À L'OUVERTURE DU MARCHÉ DE LA FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ.

### A.- Le problème de l'accès des fournisseurs alternatifs à des moyens de production compétitifs

Le premier obstacle au développement en France d'une réelle concurrence dans le secteur de la fourniture d'électricité réside dans l'extrême difficulté pour les fournisseurs « alternatifs » de disposer de sources d'approvisionnements en électricité qui soient compétitives par rapport au coût moyen de production supporté par EDF ; en d'autres termes, le « marché de gros » de l'électricité ne permet pas aux fournisseurs « alternatifs » d'acheter de l'électricité dans des conditions leur permettant de concurrencer l'opérateur historique.

Pour le Conseil de la concurrence (Cons. conc., déc. n° 07-D-43, 10 déc. 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par Électricité de France), le marché de la vente d'électricité se définit comme « le marché sur lequel les producteurs nationaux et les importateurs vendent les quantités physiques, produites ou importées, aux revendeurs et aux consommateurs achetant directement sur le marché de gros ».

Si l'on se réfère au glossaire de l'étude d'impact relative au projet de la loi NOME, ce marché de gros se compose de l'ensemble des échanges effectués entre les opérateurs (fournisseurs, producteurs, traders, etc.), ces échanges

pouvant être effectués directement entre deux acteurs (échange bilatéral « *pur* »), par un intermédiaire (courtier appelé également « *broker* ») ou par une bourse (comme Powernext en France).

La difficulté à laquelle se trouvent aujourd'hui confrontés les concurrents potentiels d'EDF tient dans la déconnection entre le prix de l'électricité sur le marché de gros et les coûts de production supportés par EDF, celle-ci tenant tout à la fois aux caractéristiques de la production de l'électricité (1) et à la structure actuelle du parc de production national (2).

### 1) Le fonctionnement du marché de la production d'électricité

La complexité du fonctionnement du marché de la production d'électricité est directement liée à une contrainte physique : l'électricité ne se stocke pas. Dès lors, il est nécessaire qu'il y ait, en permanence, une parfaite adéquation entre l'offre (l'électricité produite) et la demande (l'électricité consommée). Cette nécessité d'adapter en temps réel la production d'électricité aux besoins des consommateurs implique des moyens de production flexibles et, surtout, des moyens de production diversifiés. En effet, pour satisfaire la puissance appelée en permanence afin de répondre à la consommation régulière tout au long de l'année, le recours à des moyens de production aux coûts variables faibles sera privilégié (on parle alors de production « *en base* »). En revanche, pour satisfaire la part variable de la consommation (et notamment faire face aux pics de consommation), le recours à des moyens de production aux coûts fixes faibles sera privilégié (on parle alors de production de « *semi-base* » et de « *pointe* »).

Concrètement, la demande en électricité va être satisfaite par « *empilement* » progressif des moyens de production, par ordre croissant de coûts/MWh. : pour assurer la production « *en base* », seront tout d'abord mis à contribution les moyens de production les plus compétitifs, c'est-à-dire les centrales nucléaires et l'hydraulique au fil de l'eau. Puis, pour assurer la production de « *semi-base* » et de « *pointe* », seront mis à contribution des moyens de production « *de plus en plus onéreux dans leur mode de fonctionnement* » (Dezobry G., L'analyse concurrentielle de la rente du nucléaire, Contrats, conc., consom. 2009, étude 4). Le prix du marché de l'électricité se détermine en fonction de l'équilibre entre l'offre et la demande, celui-ci va donc correspondre au coût marginal du parc de production, c'est-à-dire au niveau du coût marginal de la dernière centrale appelée à fonctionner pour faire face à la demande

d'électricité, c'est-à-dire la centrale la plus onéreuse du parc de production en fonctionnement à un instant donné.

Le parc de production français se singularise par l'importance du nucléaire (la France est le seul pays au monde à produire plus des trois quarts de son électricité à partir de centrales nucléaires (Étude d'impact, Projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), avril 2010, p. 13), en principe, la mise en œuvre de moyens de production autres que le nucléaire ou l'hydraulique au fil de l'eau devrait être l'exception, le prix de l'électricité reflétant le plus souvent le coût marginal de l'un de ces deux moyens de production. Toutefois, du fait de l'interconnexion des réseaux, le marché de l'électricité est un marché européen. Dès lors, le prix de l'électricité en France ne va pas être déterminé en fonction du coût marginal du parc de production français, mais en fonction de la dernière centrale appelée à fonctionner au niveau européen (centrale au charbon, au fioul ou au gaz, dont les coûts variables sont très élevés ; cf. Rapport « Champsaur » sur l'organisation du marché de l'électricité, Avril 2009, p. 6).

**La fixation du prix de gros de l'électricité à des niveaux bien supérieurs au coût de ce dernier rend hypothétique le développement d'une réelle concurrence à EDF.**

Le prix de gros de l'électricité sur le marché européen va donc souvent être déterminé par le coût des centrales au charbon allemandes qui, en raison de la structure du parc de production allemand, fonctionnent en continue pour couvrir les besoins de production « *en base* » nationaux. Ainsi, régulièrement, le prix de gros de l'électricité, qui se « *cale* » sur le coût de centrales peu compétitives et vétustes de pays voisins, va se situer à des niveaux bien supérieurs au coût du parc français. Si des tarifs réglementés n'avaient pas été mis en place (voir *infra*), on pourrait penser que cette situation ne pourrait être préjudiciable qu'au seul consommateur français (celui-ci ne pouvant bénéficier de l'investissement consenti par l'État français dans le nucléaire). Toutefois, au regard de la structure du parc de production français, la fixation du prix de gros de l'électricité à des niveaux bien supérieurs au coût de ce dernier rend hypothétique le développement d'une réelle concurrence à EDF.

### 2) La structure du parc de production électrique français

Nous venons de voir que l'interconnexion des réseaux électriques européens avait pour conséquence une déconnection importante entre le prix de l'électricité sur le marché de gros et le coût marginal de la production « *en base* » de l'électricité en France, le « *mix* » électrique français étant composé à 78 % de nucléaire et d'environ 14 % d'hydraulique (Étude d'impact, Projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), avril 2010, p. 12), seul l'hydraulique au fil de l'eau étant toutefois considéré comme un moyen de production « *en base* ». En d'autres termes, l'opérateur capable de couvrir ses ventes de détail en recourant intégralement à des moyens propres de production « *en base* » (notamment nucléaire) est en mesure de pratiquer des prix de détail déconnectés des prix de gros, prix de détail qui peuvent facilement décourager toute concurrence. Or, en France, un opérateur se trouve dans cette situation ; il s'agit d'EDF. En effet, l'opérateur historique contrôle l'intégralité du parc nucléaire français (EDF gère un parc de production nucléaire composé de 58 unités de production réparties sur 19 sites ; ce parc produit 428 milliard de kWh / an – 87 % de la production d'EDF), ainsi que 77 % des capacités hydrauliques nationales. EDF est donc à même de mener une politique commerciale complètement déconnectée des contraintes économiques pesant sur ses concurrents potentiels.

Une telle situation constitue nécessairement un frein important à l'ouverture des marchés souhaitée par les instances européennes et, surtout, le fonctionnement « *normal* » du marché ne pourrait à lui seul permettre une redistribution des sources d'approvisionnement en électricité.

En effet, le développement par les fournisseurs alternatifs de leurs propres moyens de production « *en base* » reste assez théorique.

Ainsi, l'émergence de nouveaux acteurs industriels dans le secteur de la production nucléaire d'électricité en France ne semble ni souhaité ni économiquement réaliste (Rapport « Champsaur », p. 10 ; cf. également Cons. conc., déc. n° 07-MC-04, 28 juin, pts. 16 et s.). Tout au plus, peut-on envisager d'ouvrir la propriété de certaines centrales nucléaires à des fournisseurs alternatifs, voir à des gros consommateurs d'électricité (à titre d'exemples : GDF Suez détient une participation de 12 % dans la centrale nucléaire de Tricastin ; ENEL détient une participation de 12,5 % dans le nouvel EPR de Flamanville ; ENEL,

GDF Suez et Total détiennent 30 % du deuxième EPR de Penly).

Concernant la production hydroélectrique, au début de l'ouverture des marchés de l'électricité, EDF a certes dû céder au Groupe Suez ses parts dans la Compagnie nationale du Rhône, soit 2.980 MW au fil de l'eau (environ 30 à 35 % des capacités hydrauliques françaises au fil de l'eau). Par ailleurs, l'État a également lancé une vaste politique de remise en concurrence des concessions hydroélectriques (dont la majorité est jusqu'à aujourd'hui gérée par EDF).

Toutefois, les effets de cette possibilité pour les concurrents d'EDF d'accéder à des moyens de production hydraulique doivent être relativisés. D'une part, pour les années à venir les concessions qui vont être renouvelées concernent essentiellement des barrages hydroélectriques, qui sont des moyens de production de « pointe » en raison de leur fonctionnement horo-saisonnier. D'autre part, ces renouvellements n'interviendront que progressivement, de manière échelonnée sur plusieurs années. Enfin, cette mise en concurrence des concessions hydroélectriques ne signifie pas qu'EDF ne se verra pas attribuer la gestion de nombre de ces concessions.

En fait, ce n'est que sur le marché de la production d'électricité en « pointe » que les fournisseurs alternatifs sont aujourd'hui capables, techniquement et financièrement, d'investir : parcs éoliens, centrales à cycle combiné au gaz, centrales à turbine à combustion.

Si le développement par les fournisseurs alternatifs de moyens propres de production « en base » leur permettant de pratiquer des tarifs proches des coûts complets d'EDF, reste à court ou moyen terme illusoire, en revanche la mise en place d'un accès de ces fournisseurs alternatifs à la production nucléaire pourrait leur permettre de proposer des offres tout à la fois compétitives et économiquement tenables.

Un accès à la production du parc nucléaire d'EDF à un prix reflétant le coût comptable de ce parc existe déjà pour les distributeurs non nationalisés (DNN), dans les conditions prévues par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (cf. les articles 4 et 22) et le décret n° 2005-63 du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés.

Un tel accès, certes limité, a également été mis en place pour les fournisseurs alternatifs. Ainsi, en contrepartie de sa montée au capital d'EnBW, EDF s'est

engagé en 2001 auprès de la Commission Européenne à donner aux opérateurs du marché accès à 4,4 GW de puissance de base, sous forme d'enchères (Virtual Power Plants – VPP). Par ailleurs, suite à la saisine du Conseil de la Concurrence par le fournisseur alternatif Direct Energie (Direct Energie reprochait à EDF de pratiquer un ciseau tarifaire entre les offres de gros qu'il proposait aux fournisseurs alternatifs et les offres de détail proposées à ses clients. Pour rappel, il y a un ciseau tarifaire lorsqu'une entreprise en position dominante pratique des prix de gros supérieurs à ses prix de détail, empêchant ainsi la concurrence de se développer), EDF s'est engagé à mettre à disposition de ses concurrents 1,5 GW de capacité nucléaire, toujours sous forme d'enchères (déc. n° 07-D-43).

Toutefois, ainsi que le rapport « Champsaur » a pu le relever, le prix de ces enchères reste nettement supérieur au coût comptable du parc de production nucléaire et, parfois, s'aligne sur le prix du marché de gros (Rapport « Champsaur », p. 28).

### **B.- Maintien des tarifs réglementés et réversibilité du droit à l'éligibilité**

L'ouverture du marché de l'électricité suppose la liberté donnée aux consommateurs de choisir le fournisseur d'électricité de leur choix.

En France, la possibilité d'acheter son électricité auprès du fournisseur de son choix à un prix de marché (on parle d'« éligibilité ») a tout d'abord été donnée aux professionnels (entre 2000 et 2004 selon l'importance de leur consommation). Ce n'est qu'à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2007 que l'ensemble des clients particuliers est devenu éligible.

Conscients que les coûts de production du parc français, très compétitifs du fait de l'importance du nucléaire et de l'hydraulique, ne pourraient pas être reflétés par les prix du marché, afin de faire bénéficier les consommateurs français des investissements publics dans ces moyens de production et de les protéger contre une hausse rapide et importante des prix de détail, les pouvoirs publics français ont décidé de maintenir des tarifs réglementés, tarifs fixés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur avis de la CRE, et qui sont fondés sur les coûts complets d'EDF. La fourniture de l'électricité à ces tarifs réglementés a été confiée à EDF et aux DNN (article 2-III-2° al. 2 de la loi n° 2000-108).

En principe, lorsqu'un consommateur décidait d'exercer son éligibilité en choisissant une offre de marché, ce choix

était irréversible ; il ne pouvait plus bénéficier des tarifs réglementés.

Toutefois, très vite les pouvoirs publics français ont souhaité revenir sur cette irréversibilité afin de protéger le consommateur français contre les hausses du prix de l'électricité.

En effet, si au moment de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence les prix de marché étaient inférieurs aux tarifs réglementés (et ce principalement en raison du faible niveau du cours des hydrocarbures et d'une surcapacité de production), dès 2005 ces prix ont fortement augmenté et ont très vite largement dépassés ces mêmes tarifs réglementés. La loi n° 2008-66 du 21 janvier 2008 a ainsi prévu la possibilité pour les consommateurs « domestiques » qui avaient exercé leur éligibilité de bénéficier à nouveau des tarifs réglementés dès lors qu'ils en feraient la demande avant le 1<sup>er</sup> juillet 2010 (article 1<sup>er</sup> de la loi 2008-66 du 21 janvier 2008 modifiant l'article 66 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique), cette possibilité ayant été prolongée jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi NOME par la loi n° 2010-607 du 7 juin 2010.

Par ailleurs, pour les consommateurs non résidentiels (professionnels, industriels etc.), qui ne bénéficient pas de la possibilité de revenir au tarif réglementé, la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a mis en place un tarif transitoire d'ajustement du marché (TARTAM) leur permettant de revenir à un nouveau tarif réglementé (supérieur au tarif réglementé « historique ») pour une durée initialement fixée à deux ans, mais qui fut finalement prolongée jusqu'au 31 décembre 2010 (article 15 de la loi n° 2006-1537 créant un article 30-1 dans la loi n° 2004-803 du 9 août 2004).

In fine, face à la versatilité du marché de gros de l'électricité (et surtout sa tendance à la hausse), les consommateurs (résidentiels ou non résidentiels) se trouvent aujourd'hui dans une situation où il n'est pas de leur intérêt de « profiter » de l'ouverture du marché, mais de continuer de bénéficier des tarifs réglementés « historique » ou « nouveau » (TARTAM) auprès de leurs opérateurs historiques (EDF et DNN).

Cette situation fait nécessairement obstacle à l'ouverture du marché souhaitée par les instances européennes, les consommateurs ayant la possibilité de ne pas assumer le risque économique inhérent au choix d'une offre de marché. Cette incompatibilité entre tarifs réglementés et ouverture du marché européen de l'électricité a ainsi été mise en exergue par le Conseil constitutionnel

dans sa décision du 30 novembre 2006 concernant la loi relative au secteur de l'énergie (Cons. const., déc. n° 2006-543 DC).

Parallèlement, la Commission européenne a engagé deux procédures contentieuses contestant le système français de tarifs réglementés de vente d'électricité.

Par un avis motivé du 4 avril 2006, elle a tout d'abord initié une procédure en manquement contre la France pour défaut dans la mise en œuvre de la directive 2003/54 puis, le 13 juin 2007, elle a ouvert une procédure d'examen au titre des aides d'État, considérant que les tarifs réglementés et le TARTAM pourraient constituer des subventions publiques aux grandes et moyennes entreprises susceptibles d'entraîner des distorsions des échanges et de la concurrence dans le marché unique de l'Union européenne.

## II.- LE DISPOSITIF DE LA LOI NOME

Afin de dynamiser l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en France le pouvoir législatif français s'est trouvé face à plusieurs options, la commission « *Champsaur* » en ayant, pour sa part, privilégié deux : une libéralisation des prix accompagnée d'un mécanisme de taxation et de réallocation des bénéfices du parc de production en base ou bien la mise en place d'un accès régulé à la production en base à des conditions économiques représentatives du parc nucléaire « *historique* ».

C'est cette seconde solution qui a été choisie par le Gouvernement : la mise en place d'un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique dit « *ARENH* », (A). Si ce dispositif n'entraîne pas, pour l'instant, de remise en cause du principe des tarifs réglementés pour les « *petits* » consommateurs, ces tarifs vont tout de même connaître une refonte (B).

### A.- La mise en place à titre transitoire d'un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique

L'article 1<sup>er</sup> de la loi NOME insère un article 4-1 dans la loi n° 2000-108 destiné à régir le dispositif de l'ARENH.

#### 1) Un accès régulé

Le dispositif de l'ARENH va pouvoir bénéficier à tous les fournisseurs d'électricité qui en font la demande et qui prévoient d'alimenter des consommateurs finals ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes (le transport de l'électricité, de la centrale de production jusqu'au compteur du consommateur final, génère des pertes

dues à l'effet Joule), situés sur le territoire métropolitain continental.

Les conditions d'achat de cette électricité doivent refléter les conditions économiques de production par les centrales nucléaires d'EDF concernées (voir *infra*).

La loi précise que le prix de l'électricité cédée dans le cadre de l'ARENH est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, sur proposition de la CRE et doit être réexaminé chaque année. Toutefois, « *à titre transitoire* », pendant une durée de trois ans à compter de la promulgation de la loi NOME, ce prix sera arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis motivé de la CRE (toute décision des ministres passant outre l'avis motivé de la CRE devant être motivée). Par ailleurs, ce prix devra initialement être fixé en cohérence avec le TARTAM.

Ce prix devra assurer « *une juste rémunération* » à EDF et être représentatif des conditions économiques de production de l'électricité par les centrales sur la durée du dispositif. Ainsi, pour permettre à EDF de maintenir son parc nucléaire en état, le prix de l'accès régulé devra couvrir l'ensemble des coûts de production : la rémunération des capitaux immobilisés dans le parc nucléaire, les coûts d'exploitation, les coûts relatifs à la maintenance et au prolongement de la durée de vie des équipements, et les coûts impliqués par le démantèlement des centrales et la gestion des déchets radioactifs.

#### 2) Un accès limité

Le volume « *global maximal* » d'électricité issue du parc nucléaire historique qui pourra être cédé sera déterminé par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE, « *en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des consommateurs finals* ». Toutefois, la loi prévoit que ce volume « *global maximal* » ne pourra excéder 100 TWh par an (ce qui représente environ 25 % de la production annuelle d'électricité d'EDF).

Le volume alloué à chaque fournisseur souhaitant bénéficier de l'ARENH ne sera pas librement déterminé par voie contractuelle mais sera fixé par la CRE, selon une périodicité inférieure à un an, qui le notifiera au fournisseur ainsi qu'à EDF.

Ce volume sera déterminé en fonction des caractéristiques et des prévisions d'évolution de la consommation des consommateurs finals que fournit le demandeur sur le territoire national, ainsi que de la part de la production

des centrales nucléaires dans la consommation totale des consommateurs finals. Il est prévu que si la somme des volumes maximaux alloués à chaque fournisseur excède le volume « *global* » maximal (100 TWh), il appartiendra à la CRE de procéder à la répartition de ce volume global au prorata des droits des fournisseurs. Il convient de relever qu'il est prévu que, pour le calcul du volume d'électricité alloué aux fournisseurs alternatifs, les plus gros sites de consommation (sites d'une puissance supérieure à 36 KVA) ne seront pris en compte que pour les volumes faisant l'objet de contrats conclus, ou modifiés par avenants, après la promulgation de la loi : le but de cette disposition est d'inciter les fournisseurs bénéficiant de l'ARENH à répercuter au plus vite l'avantage concurrentiel tiré de ce dispositif sur leurs offres.

Le législateur cherche également à inciter EDF à conclure, en dehors de l'ARENH, des contrats avec les fournisseurs alternatifs (et ce dans des conditions similaires voir meilleures que celles prévues pour l'ARENH). En effet, si la loi prévoit que les fournisseurs ayant conclu, avant la promulgation de la NOME, à l'issue d'une procédure d'enchère, un contrat avec EDF pour « *l'acquisition de volumes d'électricité de base assorti d'une clause de prix complémentaire en cas de vente de l'électricité sur le marché de gros* » afin de fournir en France des clients finals professionnels raccordés au réseau en basse tension dont la puissance souscrite n'excède pas 36 KVA et des clients domestiques, peuvent résilier ce type de contrat dans un délai maximal de trois ans à compter de la promulgation de la loi NOME (article 1<sup>er</sup>-IX loi NOME ; ce type de contrat étant, *a priori*, moins avantageux que le dispositif de l'ARENH), en revanche, il est prévu que le volume maximal alloué à un fournisseur pourra être réduit, sur décision conjointe du fournisseur et d'EDF, des quantités d'électricité dont disposerait ce fournisseur par le biais de contrats conclus sur une base volontaire avec EDF.

Par ailleurs, les volumes d'électricité correspondant aux droits des actionnaires du consortium EXELTIUM (consortium de consommateurs industriels électro-intensifs, pour lesquels le prix de l'électricité est un paramètre essentiel de compétitivité, s'approvisionnant en électricité de base par un contrat de long terme avec EDF) seront décomptés afin d'éviter un effet d'aubaine.

Enfin, toujours aux fins d'éviter tout effet d'aubaine, la loi prévoit que dans l'hypothèse où les droits alloués à un fournisseur s'avéraient supérieurs aux droits correspondant à la consommation

constatée de ses clients finals, la CRE notifiera à EDF et au fournisseur concerné le complément de prix dont il devra s'acquitter au titre des volumes excédentaires. Ce complément de prix devra être au moins égal à la partie positive de l'écart moyen entre les prix observés sur les marchés de gros et le prix de l'ARENH, et devra tenir compte de l'ampleur de l'écart entre la prévision initialement faite par le fournisseur et la consommation constatée de ses clients finals.

### 3) Un accès à l'électricité nucléaire historique

L'électricité à laquelle la loi NOME donne accès aux fournisseurs alternatifs est uniquement celle produite par les centrales nucléaires situées sur le territoire national et mises en service avant sa publication (art. 1<sup>er</sup>-II al. 1<sup>er</sup>) ; en d'autres termes, il s'agit uniquement du parc historique des centrales nucléaires d'EDF, mises en services entre 1977 et 1999, à l'exclusion des EPR en cours de construction.

### 4) Un dispositif transitoire (?)

Le paragraphe 7 de l'article 1<sup>er</sup> de la loi NOME prévoit que le dispositif de l'ARENH est mis en place pour une période transitoire de 15 ans, jusqu'au 31 décembre 2025, et ce « de manière à assurer à tous les acteurs une visibilité suffisante et cohérente avec la perspective du début du renouvellement du parc nucléaire » (Rapport fait au nom de la Commission de l'économie, du développement durable et de l'aménagement du territoire du Sénat par M. Poniatowski, n° 643).

Toutefois, il est prévu que, avant le 31 décembre 2005, puis tous les cinq ans, le Gouvernement présente au Parlement, sur la base de rapports de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence, un rapport sur le dispositif de l'ARENH. Ces rapports devront évaluer la mise en œuvre du dispositif, et notamment son impact sur le développement de la concurrence et la cohérence entre le prix des offres de détail et le prix régulé d'accès à l'électricité nucléaire historique, son impact sur le fonctionnement du marché de gros, et le cas échéant proposer des adaptations du dispositif ou, sur la base de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI), de prendre progressivement en compte dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals les coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et de mettre en place un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des

moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire.

### 5) La contrepartie de l'ARENH : la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement

La Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité pour la période 2009 - 2020 a mis en exergue une situation de « tension » entre l'offre et la demande. Si la sécurité d'approvisionnement en électricité semble assurée jusqu'en 2015, en revanche au-delà de cette date, faute d'investissements dans les moyens de production de « pointe », l'approvisionnement des consommateurs pourrait devenir problématique lors des pics de consommation.

Toutefois, le marché actuel de l'électricité ne permettant pas d'assurer une rentabilité suffisante aux investissements dans de nouvelles capacités de production de « pointe », les fournisseurs alternatifs qui, jusqu'à aujourd'hui, n'ont aucune obligation de concourir à la sécurité d'approvisionnement des réseaux, ne sont nullement incités à procéder à de tels investissements.

**Le marché actuel de l'électricité ne permet pas d'assurer une rentabilité suffisante aux investissements dans de nouvelles capacités de production de « pointe ».**

Ainsi, actuellement, implicitement c'est à EDF de veiller à la sécurité d'approvisionnement du réseau français.

Estimant que le dispositif de l'ARENH devrait permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer dorénavant des offres compétitives de nature à concurrencer celles proposées par EDF, le législateur a estimé qu'en contrepartie les fournisseurs se devaient de participer à la sécurité d'approvisionnement : dès lors, dorénavant, chaque fournisseur d'électricité devra détenir, de façon directe ou indirecte, des capacités de production ou d'effacement de consommation (les capacités d'effacement de consommation correspondent aux engagements des consommateurs d'un fournisseur à se déconnecter ou à réduire leur consommation lors des pics de consommation), proportionnées à leurs portefeuilles de clients (cf. article 4-2 de la loi n° 2000-108 inséré par l'article 6 de la loi n° 2010-1488 : « Chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consumma-

tion de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité »). Ces capacités seront mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire métropolitain continental lors des périodes où la consommation est la plus élevée.

Il appartiendra au gestionnaire du réseau public de transport (RTE) de certifier que les garanties de capacités dont doivent justifier les fournisseurs sont bel et bien disponibles et ont un caractère effectif. Le non-respect de cette obligation de participer à la sécurité d'approvisionnement du réseau sera sanctionné. En effet, si un fournisseur ne justifie pas qu'il détient les garanties correspondant à la consommation de ses clients, après mise en demeure infructueuse, la CRE pourra prononcer à son encontre une sanction pécuniaire, dans les conditions prévues à l'article 40 de la loi n° 2000-108, qui devra être de nature à inciter les fournisseurs à satisfaire à leurs obligations en termes de garanties de capacités.

Par ailleurs, si, le cas échéant, les fournisseurs défaillants ne s'acquittaient pas de l'amende prononcée par la CRE, toujours après mise en demeure, le ministre chargé de l'énergie peut suspendre « sans délai » l'autorisation d'exercice de l'activité d'achat pour revente délivrée en application de l'article 22 de la loi n° 2000-108.

Conscient que nombre de fournisseurs ne sont pas aujourd'hui en mesure de justifier des garanties de capacités correspondantes à la consommation de leurs clients, le législateur a prévu que cette exigence ne prendra effet qu'à l'issue d'un délai de trois ans à compter de la publication du décret en Conseil d'État devant être pris pour l'application de ce nouvel article 4-2 de la loi n° 2000-108. Le législateur entend ainsi donner le temps aux fournisseurs alternatifs de développer leurs capacités d'effacement et de production.

Toutefois, dans l'hypothèse où certains fournisseurs ne pourraient pas (ou ne souhaiteraient pas) développer ces capacités, la loi prévoit que les garanties de capacités sont échangeables et cessibles : un marché de capacité devrait donc voir le jour.

## B.- La pérennisation partielle des tarifs réglementés

### 1/ La confortation des tarifs réglementés

Pour les « petits » consommateurs finals (consommateurs domestiques et non domestiques pour leurs sites souscrivant

une puissance inférieure ou égale à 36 KVA), la loi NOME prévoit qu'ils pourront continuer de bénéficier des tarifs de vente réglementés.

Par ailleurs, ces « *petits* » consommateurs bénéficient d'une réversibilité complète : en d'autres termes, ils pourront librement revenir aux tarifs réglementés après avoir exercé leur éligibilité pour souscrire une offre au prix du marché. En donnant ainsi aux consommateurs l'assurance de pouvoir revenir aux tarifs réglementés, le législateur espère-t-il encourager les consommateurs à donner leur chance aux offres de marché.

Pour les « *gros* » consommateurs (consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36 KVA), le maintien des tarifs réglementés est doublement limité. D'une part, ils ne pourront bénéficier des tarifs réglementés que jusqu'au 31 décembre 2015. D'autre part, ces « *gros* » consommateurs ne pourront bénéficier des tarifs réglementés que pour les sites pour lesquels l'éligibilité n'aurait pas été exercée à la date de promulgation de la loi NOME. Par ailleurs, pour les sites pouvant bénéficier des tarifs réglementés, si, après le passage à une offre libre, le retour aux tarifs réglementés est possible, cette réversibilité n'est possible qu'à l'expiration d'un délai d'un an après la date de l'exercice de l'éligibilité aux offres de marché ; cette disposition a pour but de prévenir les comportements d'optimisation qui consisteraient à passer régulièrement et rapidement des tarifs réglementés aux tarifs libres afin de bénéficier des variations de prix (notamment en raison de la saisonnalité des tarifs).

Au-delà du 31 décembre 2015, pour ces « *gros* » consommateurs, les prix seront entièrement libéralisés.

## 2/ Les nouvelles modalités de « construction » des tarifs réglementés

Concernant les tarifs réglementés, dans son ancienne version, l'article 4-II alinéa 4 de la loi n° 2000-108 prévoyait que « *matérialisant le principe de gestion du service public aux meilleures conditions de coûts et de prix (...) les tarifs réglementés de vente d'électricité couvrent l'ensemble des coûts supportés à ce titre par Electricité de France et par les distributeurs non nationalisés (...), en y intégrant notamment les dépenses de développement du service public pour ces*

*usagers et en proscrivant les subventions en faveur des clients éligibles* ».

La loi NOME revient sur cette définition. En effet, le « *succès* » du dispositif mis en place par cette loi suppose une cohérence entre le prix de l'accès régulé à l'électricité de base et les tarifs réglementés de vente.

Dès lors, est substitué de nouvelles modalités de construction des tarifs réglementés de vente. Ainsi, dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés seront progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix de l'ARENH, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération « *normale* ».

Il est prévu par ailleurs que sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble de ces coûts, la structure et le niveau des tarifs réglementés pourront être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.

En principe, c'est à la CRE qu'il appartiendra de proposer les tarifs réglementés aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Toutefois, à titre transitoire, pendant une durée de cinq ans suivant la publication de la loi NOME, il est prévu que les tarifs réglementés sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE.

## III.- PERSPECTIVES ?

Ainsi que nous l'avons précisé ci-dessus, l'ARENH est censé être mis en place pour une période transitoire courant jusqu'au 31 décembre 2025. D'ici à cette date, l'accès à l'électricité nucléaire devrait avoir permis aux nouveaux acteurs du marché de la fourniture d'électricité d'avoir pénétré ledit marché et de s'y installer de manière durable.

Peut-on croire à un tel scénario ? On peut sérieusement douter que d'ici à 2025, les concurrents d'EDF puissent s'aménager des moyens de production leur permettant de se passer de l'ARENH pour proposer des offres compétitives. Par ailleurs, le 19 avril 2011, M. Éric Besson, Ministre délégué de l'industrie annonçait que le prix de l'ARENH

serait fixée à 40 euros/MWh à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2011, avant d'augmenter de 2 euros à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2012, alors que les fournisseurs alternatifs espéraient un prix oscillant entre 35 et 38 euros/MWh...

Toutefois, si la concurrence pourrait ne pas s'instaurer grâce à une meilleure compétitivité des fournisseurs alternatifs, on peut facilement imaginer que cette concurrence pourrait être le résultat de la perte de compétitivité d'EDF (qui, dans les années qui viennent, va devoir assumer de lourds investissements sur le parc nucléaire historique, tout en développement des EPR de nouvelle génération) et de l'augmentation des tarifs réglementés (directement liée aux investissements d'EDF). Dans ce (mauvais) scénario, la convergence des prix de détails se ferait au détriment du consommateur.

Bien sûr, on se perd en conjectures et celles-ci pourraient se révéler parfaitement fausses.

Toutefois, il n'est sûrement pas anodin que le rapport Poniatowski s'ouvrait sur un regret : celui que le Gouvernement n'ait pas choisi d'ouvrir la propriété des centrales nucléaires aux nouveaux fournisseurs voire à de gros consommateurs d'électricité (industriels). Pour M. Poniatowski, cette solution aurait été plus simple et plus efficace que la solution de l'accès régulé à l'électricité nucléaire de base.

Il n'est également pas anodin que le rapport Champsaur ait souligné qu'en tout état de cause, le développement d'une réelle concurrence sur le marché de la fourniture de l'électricité ne peut se traiter au seul niveau national et supposerait une harmonisation des politiques énergétiques des États membres (Rapport « Champsaur », p. 16). En d'autres termes, la disparition de la rente dont peuvent profiter les fournisseurs propriétaires de centrales nucléaires supposerait que soit favorisée l'essor de la production nucléaire sur l'ensemble du territoire européen.

Il n'en reste pas moins que, au regard de l'émotion et de l'effroi provoqués par les graves incidents ayant touché la centrale nucléaire de Fukushima-Daiichi suite au séisme et au tsunami ayant frappé le Japon le 11 mars 2011, il paraît improbable que, à court ou moyen termes, des décideurs politiques se risquent à considérer sérieusement ces deux orientations. ♦