

Vers une nouvelle forme de concurrence dans les marchés de l'électricité ?

Evens Salies

► **To cite this version:**

Evens Salies. Vers une nouvelle forme de concurrence dans les marchés de l'électricité?. 2011. <hal-01069480>

HAL Id: hal-01069480

<https://hal-sciencespo.archives-ouvertes.fr/hal-01069480>

Submitted on 29 Sep 2014

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Document de travail

VERS UNE NOUVELLE FORME DE CONCURRENCE DANS LES MARCHES DE L'ELECTRICITE ?

N° 2011-02

MARS 2011

Evens Salies
OFCE

Vers une nouvelle forme de concurrence dans les marchés de l'électricité ?

Evens SALIES¹
OFCE

La loi de nouvelle organisation des marchés de l'électricité (NOME)² s'inscrit dans le prolongement du processus d'ouverture à la concurrence du secteur européen de l'énergie électrique engagé par les États membres de l'Union européenne en 1996. Cette nouvelle loi, qui modifie et complète celle de février 2000³, est notamment une réponse du Gouvernement à la mise en cause par les autorités européennes de la compatibilité des tarifs réglementés français avec le droit de l'Union européenne et, plus généralement, de la configuration du secteur français qui bloquerait le développement de la concurrence. C'est en réalité EDF qui est visée avec cette loi, car, du fait de sa situation historique, l'entreprise produit plus de 85 % de l'électricité et sert la quasi-totalité des clients de la France métropolitaine. Sur le marché des petits professionnels ouvert le 1^{er} juillet 2004 (seuls 7 % d'entre eux avaient quitté leur entreprise historique d'électricité trois ans plus tard), puis sur le marché résidentiel (les particuliers) ouvert le 1^{er} juillet 2007 (environ 5 % étaient en 2010 servis par des fournisseurs alternatifs), peu de clients semblent vouloir passer à la concurrence, ce qui était prévisible⁴.

1. Pourquoi une nouvelle loi ?

Malgré ce constat, le Gouvernement poursuit, par le biais de la loi de NOME, l'ouverture à plus de concurrence. Notons qu'aucun bénéfice attendu de la loi de NOME pour les consommateurs n'a été mesuré dans la configuration actuelle. Pourtant c'est bien l'argument d'un gain pour le consommateur final apporté par une plus grande concurrence entre l'ensemble des fournisseurs qui fut utilisé par le Gouvernement pour soutenir son projet. Après plusieurs essais infructueux de régulation de l'aval (les marchés de détail)⁵, la stratégie adoptée dans la loi de NOME pour instaurer une concurrence sur le secteur consiste à faciliter l'entrée des fournisseurs en amont (la production). Il s'agit de garantir à l'ensemble des consommateurs le bénéfice de l'investissement réalisé dans le nucléaire et de permettre la mise en œuvre de la concurrence là où elle peut le plus susciter l'innovation. D'une part, cette solution est conforme au point de vue dominant en économie sur la libéralisation dans le secteur de l'électricité, qui soutient que la concurrence en aval est possible si elle existe d'abord en amont. D'autre part, elle pose la question de la causalité entre concurrence et innovation. Or, à la lumière des expériences française et étrangères, l'existence de coûts de migration importants en aval rend difficile la présence d'une concurrence effective en prix, non seulement en aval mais aussi en amont – que les tarifs réglementés soient maintenus ou pas.

¹ A paraître dans la Revue Regards sur l'actualité, février 2011.

1. Je remercie Olivier Brie, directeur de la société ubinode, Marc-Kévin Codognot, consultant à l'Association pour l'Expertise des Concessions, Marcelo Saguan, consultant chez Microeconomix et Philippe Vassilopoulos, économiste à CERA pour leurs commentaires sur les enjeux économiques de la loi de NOME. Les idées défendues dans cet article n'engagent ni ces personnes, ni l'OFCE.

2. Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation des marchés de l'électricité.

3. Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

4. C'est ce que nous avons conjecturé en mai 2007 dans une interview pour Reuters - UK, Analysis *French way of open power and gas market*, quand nous annonçons que 5 % au maximum des clients résidentiels quitteraient leur fournisseur historique, que 75 % des clients d'EDF ne changeraient pas de fournisseurs, 20 % iraient chez GDF, et les 5 % restants se répartiraient entre les fournisseurs alternatifs, cf. <http://uk.reuters.com/article/idUKL1841002720070518>.

5. Il s'agit, par exemple, de l'introduction en 2006 des tarifs réglementés transitoires d'ajustement au marché (TaRTAM) pour les clients industriels, et de la possibilité pour les clients non-industriels de revenir aux tarifs réglementés (la réversibilité), cf. <http://www.senat.fr/rap/109-323/109-3235.html>.

L'ouverture à la concurrence du secteur de l'énergie électrique rencontre un certain nombre d'obstacles. Ainsi, la majorité des consommateurs non industriels anticipe des coûts de migration, c'est-à-dire des frais de changement de fournisseur, qui freinent le développement de la concurrence. Lorsque la loi de NOME cherche à améliorer les conditions de concurrence en autorisant les fournisseurs alternatifs à avoir un plus large accès à l'électricité nucléaire d'EDF à un prix régulé, elle ignore le poids des coûts de migration qui rendent caduque toute stratégie de concurrence en prix. Le sacrifice que représente alors une bataille en prix entre fournisseurs est trop important en termes de rentabilité économique pour que la concurrence puisse se développer. Dans ces conditions, un nouvel entrant dans le secteur a plutôt intérêt à s'insérer dans l'activité de production avant de décider d'intégrer celle de fourniture. C'est pourquoi il n'existe que très peu d'entreprises fournissant uniquement de l'électricité, et une dizaine seulement s'adresse aux ménages⁶. Dans le cadre d'une concurrence en prix, comme celle qu'on a pu observer au Royaume-Uni, seul un fournisseur comme GDF SUEZ peut tirer son épingle du jeu en proposant des offres duales (biénergie), auxquelles EDF répond en mettant à disposition du gaz en plus de l'électricité (l'offre DolceVita) pour ne pas perdre trop de clients.

Mais la loi de NOME introduit également un marché des capacités d'effacement⁷ de consommation qui, en incitant à l'innovation, semble être le seul moyen à la disposition des fournisseurs alternatifs pour concurrencer les fournisseurs historiques. Cette solution est à privilégier car elle est créatrice de valeurs, puisqu'elle répond à un réel besoin, économiser les ressources énergétiques.

2. Une organisation des marchés de l'électricité critiquée

Devant la réticence des clients industriels à quitter les fournisseurs historiques, et parce que les consommateurs qui en avaient choisi de nouveaux souffraient de l'augmentation du prix de l'énergie depuis 2003 à cause de la hausse du prix des sources d'énergies fossiles, la loi du 7 décembre 2006⁸ institua le tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché (TaRTAM). Aujourd'hui, le TaRTAM fait partie des caractéristiques du secteur de l'électricité français qui sont dans la ligne de mire de la Commission européenne (CE). Celle-ci considère notamment que son niveau est bas relativement aux prix du marché libre (il ne couvre à peu près que le coût de la production électronucléaire, soit essentiellement de la base⁹).

Dès 2006, la CE a initié, à l'encontre de la France, deux procédures, l'une vis-à-vis des tarifs réglementés, l'autre vis-à-vis notamment du TaRTAM offert par les fournisseurs historiques aux moyens et gros consommateurs (sites de puissance supérieure ou égale à 36kVA)¹⁰. En effet, ceux qui n'ont pas changé de fournisseur profitent de prix plafonnés (le TaRTAM ne peut dépasser les tarifs réglementés de plus de 25 %), en moyenne plus bas que ceux du marché libre¹¹. Selon la CE, ce décalage entre prix réglementés (hors ceux de première

6. Alterna, Direct Energie, EDF, Gaz Electricité de Grenoble, GDF DolceVita, Enercoop, Energies Strasbourg, Lampiris, Planète Oui, proxelia, Poweo.

7. Lors des pics de consommation d'électricité (grands froids par exemple), la stratégie d'effacement consiste à proposer à certains consommateurs, industriels ou particuliers, de « s'effacer », c'est-à-dire de suspendre leur consommation moyennant un tarif réduit. Les industries peuvent mettre certaines usines en veille ou s'appuyer sur des groupes électrogènes. (NDLR)

8. Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

9. On appelle moyen de production de « base », les centrales mobilisées toute l'année, hors périodes de maintenance. En France métropolitaine, il s'agit essentiellement des centrales thermiques, nucléaires, hydrauliques « au fil de l'eau », et dans une moindre mesure de celles alimentées en ressources renouvelables de type biomasse, éolien... La « semi-base » comprend les centrales ne fonctionnant qu'entre 30 % et 60 % du temps sur une année : thermiques classiques (gaz, gaz à cycle combiné, charbon). Pour la production en « pointe » (quelques centaines d'heures sur l'année) et « ultra-pointe » (une centaine d'heures au plus), on fait appel à des centrales à combustion (fioul y compris), mais aussi la production en éclusée.

10. 1 kilovoltampère (kVA) correspond à 1 kilowatt (kW).

11. Concernant le TaRTAM, il s'agit d'une procédure d'examen au titre des aides d'État (cf. l'étude d'impact,

nécessité) et prix libres, sans lien avec une obligation de service public, ne permet pas le développement de la concurrence. Ces procédures sont en suspens dans l'attente de la mise en œuvre de la loi de NOME.

Bien qu'elle ne constitue pas une atteinte au droit européen, la concentration dans l'activité de production reste une spécificité française souvent critiquée. En effet, EDF n'a jamais été contrainte de vendre une part significative de ses moyens de production – elle reste propriétaire de la totalité des cinquante-huit réacteurs nucléaires –, à la différence de ce qui s'est passé au Royaume-Uni en 1991, lors de la privatisation du secteur de l'électricité. Le duopole National Power et Powergen avait ainsi été contraint de revendre une partie de ses capacités de production à des producteurs indépendants. En termes économiques, la concurrence potentielle dans l'activité de production peut être évaluée selon son degré de « contestabilité ». On peut dire que la conservation par EDF des activités de production électronucléaire et hydroélectrique n'est pas contestable, du fait principalement de coûts d'installation fixes et élevés à l'entrée, mais également d'un parc saturé en ce qui concerne l'hydroélectricité. En revanche, c'est l'activité de production de semi-base, dans laquelle sont entrés des producteurs dotés de centrales à gaz à cycle combiné (CGCC) de puissance pouvant descendre jusqu'à 100MW qui peut être considérée comme discutable car la puissance cumulée installée y est relativement petite, de l'ordre de 80GW. Le degré de contestabilité s'évalue également en regard des prix que les concurrents peuvent pratiquer. Avec les prix réglementés en vigueur sur le segment des clients résidentiels, aucune entreprise uniquement fournisseur n'est arrivée à concurrencer EDF tout en étant rentable. En résumé, c'est seulement sur une petite partie de l'activité de production de l'électricité, celle de pointe, que la concurrence pourrait être effective. Néanmoins, à la loi de NOME lève la barrière à l'entrée dans la partie non contestable du marché (essentiellement la production électronucléaire).

3. Contenu et conséquences de la loi de NOME

3.1. Les transformations induites par la nouvelle loi

Devant cette remise en cause de la compatibilité du dispositif tarifaire français avec le droit de l'Union européenne, le Gouvernement a pris l'initiative du rapport Champsaur, qui lui a été remis le 24 avril 2009. Ce rapport envisageait plusieurs pistes pour répondre à l'injonction européenne¹². Le projet de loi de NOME d'avril 2010 est en partie issu de ce rapport et de la transposition de la directive électricité 2003/54¹³ (abrogée par la directive 2009/72¹⁴) qui rendait la totalité des consommateurs éligibles aux offres de marché. Ce rapport prévoit deux possibilités pour rendre les marchés de gros et de détail plus concurrentiels, soit relever – voire supprimer – les tarifs réglementés, soit permettre l'accès à la ressource bon marché qu'est l'accès partiel à l'énergie nucléaire, tout en maintenant les tarifs réglementés pour les petits clients.

Cette seconde approche a été choisie avec l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH), à hauteur de 25 % de sa capacité totale. L'État, plutôt que d'accepter le jeu du marché européen, a donc choisi une position plus protectrice pour le consommateur à travers la loi de NOME. Sans quoi, les prix de l'électricité se seraient immédiatement élevés, puisque le prix de l'électricité issue des centrales à gaz à cycle combiné (CGCC) est celui autour

p. 9, en annexe au Projet de loi n° 2451 de NOME du 14 avril 2010). La CE a également ouvert une enquête à l'encontre d'EDF pour abus de position dominante dans l'établissement des contrats avec certains gros clients. Ces contrats créaient des barrières à l'entrée et à l'expansion des fournisseurs alternatifs.

12. Rapport de la Commission sur l'organisation du marché de l'électricité présidée par Paul Champsaur, remis le 24 avril 2009.

13. Directive 2003/54 CE du Parlement et du Conseil du 26 juin 2003, concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE, *JOCE* L 176 du 15 juillet 2003.

14. Directive 2009/72/CE du Parlement et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54, *JOUE* L 211 du 14 août 2009.

duquel s'établit le prix de l'électricité qui transite notamment entre la France et l'Allemagne durant les pointes de consommation. Celui-ci avoisine les 50 euros/MWh, comparé au prix de la base la plus proche des 40 euros.

Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME)

Afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc **électronucléaire** français, il est mis en place à titre transitoire un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique, produite par les centrales nucléaires mentionnées au II, ouvert à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Electricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires mentionnées au même II.

Extrait de l'article 1 de la loi de NOME.

À propos des tarifs réglementés, le texte se borne à confier au Gouvernement le soin de fixer celui de l'ARENH, en continuité avec le TaRTAM, afin d'éviter une discontinuité tarifaire par rapport au système actuel. Néanmoins, ce prix évoluera par la suite pour être fixé par l'addition de l'ensemble des coûts complets¹⁵. Le prix de l'ARENH devrait être fixé à un niveau assez bas – pour que les fournisseurs alternatifs n'accaparent pas la rente nucléaire – qui devrait tourner autour de 42 euros le Mwh¹⁶. Ce prix est, aux dires de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)¹⁷ comme des concurrents d'EDF, trop élevé par rapport aux 35 euros environ le MWh, prix auquel la branche commerciale d'EDF achète en interne son électricité à la branche production de l'entreprise. Concernant les prix de détail, les tarifs réglementés « bleus¹⁸ » sont modifiés mais pérennisés pour les petits consommateurs, au titre des services d'intérêt économique général¹⁹. Pour les moyens et gros consommateurs qui ne seront pas passés aux offres libres fin 2015 (*i.e.* ceux n'ayant pas exercé leur éligibilité), la loi de NOME annonce la disparition des tarifs « vert » et « jaune » pour cette date. Ces derniers devraient être progressivement modifiés d'ici là afin de les rendre cohérents avec le prix de l'ARENH. L'Outre-mer et la Corse, qui dérogent aux normes européenne et nationale en tant que zones non interconnectées, les tarifs réglementés sont maintenus pour toutes les catégories de consommateurs.

La nouvelle loi introduit également un marché de garanties de capacités de production et d'effacement pour l'électricité produite en pointe.

15. Notamment les investissements d'allongement de durée de vie des centrales existantes, le traitement des déchets et le démantèlement du parc, mais pas le financement de son renouvellement qui, lui, sera examiné dans cinq ans.

16. La rente nucléaire est *grosso modo* la marge qui reviendrait à **EDF** si l'entreprise vendait l'électricité électronucléaire au prix plus élevé des autres modes de production (thermique classique). En effet, l'intégration entre les marchés français et des pays voisins est telle que certains moments de l'année, lorsque la production électronucléaire est insuffisante pour servir la demande de ses clients, EDF bénéficie d'une rente qui est due à la rareté relative du parc de production nucléaire. Cette rente est transférée au ménage au moyen des tarifs réglementés (*cf.* D. Spector, *Faut-il désespérer du marché ?*, CEPREMAP, éditions ENS Rue d'ULM, janvier 2007).

17. La Commission de régulation de l'énergie est une autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France.

18. Pour de la fourniture d'électricité en basse tension, le tarif bleu correspond aux puissances souscrites entre 3 et 36 kilo-volt-ampères (kVA) et le tarif jaune aux puissances souscrites entre 36 et 250 kVA. Pour de la fourniture d'électricité en haute tension, le tarif vert s'applique aux puissances souscrites supérieures à 250 kVA.

19. Les services d'intérêt économique général désignent les activités de service commercial remplissant des missions d'intérêt général, et soumises de ce fait par les États membres à des obligations spécifiques de service public. C'est le cas en particulier des services en réseaux de transport, d'énergie, de communication.

Concernant le marché de capacité de production, il s'agit désormais de rémunérer les centrales de pointe, non seulement lorsqu'elles produisent, mais aussi lorsqu'elles sont disponibles à produire. Concrètement, les fournisseurs d'électricité devront apporter la garantie qu'ils ont à leur disposition la capacité de production (ou qu'ils ont acheté la quantité d'électricité correspondante) leur permettant de couvrir la demande de pointe de leurs clients. Ainsi, les fournisseurs alternatifs ne se reposeront plus sur une garantie de fourniture implicite de l'opérateur historique, EDF. Il faut savoir qu'avant la loi de NOME, les centrales étaient rémunérées quand elles produisaient l'électricité (on parle de marché *energy only*). Cette approche du marché n'est pas favorable à l'investissement en capacités de pointe qui ne sont rémunérées qu'une partie de la journée ou de l'année. Et encore moins propice pour les capacités dites d'ultra pointe qui ne sont sollicitées que très rarement, et ce, de manière aléatoire. On peut ajouter que dans le cas d'un marché de gros décentralisé, la dimension « bien public » de ces capacités de pointe renforce le problème de sous-investissement. En effet, un fournisseur qui se doterait de ce type de capacité de production en fait profiter tous les clients connectés (y compris ceux des fournisseurs concurrents), aucun d'entre eux ne pouvant être exclu du réseau électrique²⁰. Un autre facteur de sous-investissement serait le prix trop bas de l'électricité vendue durant les périodes d'ultra pointe, qui est d'ailleurs plafonné.

Concernant la rémunération des capacités d'effacement de la demande, elle constitue, selon nous, le principal apport de la loi de NOME, en phase avec l'objectif de maîtrise de la demande d'énergie. La loi de NOME prévoit aussi une rémunération des fournisseurs pour les quantités d'électricité qui ne seront pas produites. Mais le système de rémunération de ces « negawatts » reste encore à déterminer. Comme pour la garantie de capacités de production de pointe, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) organisera un appel d'offre pour mettre en œuvre ces capacités d'effacement (volume, prix, etc.) additionnelles sur une durée de trois ans, jusqu'à la mise en œuvre du marché de capacité. Cela afin de laisser aux investisseurs le temps de les développer. Enfin, ces capacités pourront s'échanger par le biais de certificats.

L'introduction d'un marché de capacités de production et d'effacement apparaît donc comme une bonne solution permettant de renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité en France continentale.

D'autres points de cette loi méritent d'être cités : diminution du délai de transfert de compte lors du changement de fournisseur, qui ne peut excéder 21 jours à compter de la demande du client, accès gratuit du consommateur à ses données de consommation. La réversibilité (le retour vers les tarifs réglementés) est maintenue. Elle est étendue aux ménages souscrivant à une offre gaz, ce qui est logique du fait de l'existence d'offres duales. La loi donne également un pouvoir accru à la CRE qui fixera le prix de l'ARENH et observera les marges des fournisseurs spécialisés dans l'achat et la revente d'électricité (y compris, bien sûr, l'opérateur historique) afin de les sanctionner en cas de marges exorbitantes. Enfin, les taxes locales sur l'électricité (communales et départementales) sont mises en conformité avec le droit européen. Elles ne sont plus assises sur la facture en euros mais sur la consommation en MWh.

Les limites de la loi

Pour le député Jean Dionis du Séjour, Nouveau Centre, la loi de NOME aurait dû intégrer les réflexions de la Commission Champsaur sur l'électricité produite en base et en pointe, notamment le fait que, selon la diversité énergétique française, la production en base est non seulement composée du nucléaire, mais aussi de l'hydraulique au fil de l'eau²¹. Or la loi ne considère pas

20. Une discussion plus détaillée sur le sous-investissement se trouve dans E. Salies, L. Kiesling, M. Giberson, « L'électricité est-elle un bien public ? », *Revue de l'OFCE*, n° 101, pp. 399-420, 2007 ; voir également F. Marty, « La sécurité d'approvisionnement électrique », *Revue de l'OFCE*, n° 101, pp. 421-452.

21. On peut retrouver cette suggestion dans le compte rendu intégral du débat à l'Assemblée nationale, XIIIe législature, deuxième séance du mardi 8 juin 2010. Notons que le rapport « Champsaur » affirme que « l'électricité de base [est] typiquement produite par des centrales nucléaires et hydroélectriques au fil de l'eau

cette dernière production comme faisant partie de la base. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle on ne parle plus d'accès régulé à la base, mais d'ARENH. Pour le député François Brottes, du groupe d'opposition socialiste, radical, citoyen et divers gauche (SRC), il est aussi regrettable que le texte ne contienne pas plus de référence au paquet « énergie climat »²² ou aux lois Grenelle 1 et 2²³, alors que la notion de capacités d'effacement leur est étroitement liée. Or c'est bien dans ce domaine que résident des marges importantes pour les fournisseurs alternatifs puisque toute l'énergie économisée représentera autant d'investissements productifs en moins à réaliser. Il aurait par exemple été souhaitable que soit fixé un objectif chiffré de capacités d'effacement à atteindre, i.e. en termes de réduction de la consommation d'électricité. Un autre élément manquant – pourtant crucial – concerne les garanties de maîtrise publique du nucléaire.

Un frein structurel : les coûts de migration

Le principal frein au développement de la concurrence dans le secteur de l'énergie électrique est l'anticipation par la majorité des consommateurs des coûts naturels de migration. Les consommateurs ne se sentent pas en sécurité dans leur décision de changer de fournisseur. Si on en juge par ce qui s'est d'abord passé sur le segment des petits professionnels, puis sur celui des résidentiels, peu de clients attachent de l'importance à ce changement. D'après une étude publiée en décembre 2007 par l'institut de sondage LH2²⁴, pour un tiers des ménages, le changement de fournisseurs a été coûteux et, pour 41 % des clients sans gaz, il n'était pas possible de revenir chez EDF après avoir souscrit une offre de marché auprès d'un fournisseur alternatif. D'ailleurs, 15 % seulement des clients affirmaient connaître la marche à suivre pour changer de fournisseur (25 % selon la même enquête réalisée en septembre 2010). Malgré l'existence de sites comparateurs des prix des fournisseurs d'électricité depuis 2008, et que deux tiers des ménages se disaient prêts à les utiliser, ces derniers ne semblent pas vouloir passer à la concurrence.

A-t-on vraiment répondu à la question de fond : pourquoi les consommateurs devraient-ils quitter les fournisseurs historiques (essentiellement EDF) ? Rappelons que quatre mois après l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, la grande majorité d'entre eux indiquaient, dans l'étude susmentionnée, être satisfaits de leur fournisseur actuel. À la vue des taux de migration chez les clients non résidentiels, il était facile d'anticiper cette situation dans la mesure où l'on a pu constater partout que l'inertie est inversement proportionnelle à la taille des clients. Alors que 7 % des clients d'EDF avaient déclaré dans cette enquête leur intention de « *switcher*²⁵ » dans les six mois à venir, c'est-à-dire au plus tard le 30 juin 2008, à cette date, la part de marché des fournisseurs alternatifs ne dépassait pas 1 %. Bien sûr, certains rétorqueront que si ces taux sont faibles, c'est parce qu'un avantage de taille est accordé à EDF par le biais des tarifs réglementés jugés bas. Il semble donc que le Gouvernement ait sous-estimé les coûts subis par les ménages en cas de changement de fournisseur. Ce qui importe, c'est le différentiel entre les tarifs du fournisseur historique et ceux des fournisseurs alternatifs une fois en tenant compte de la surcote liée aux coûts de migration anticipés par les clients.

Ces coûts sont multiples et représentent une charge pour le ménage suffisamment élevée pour expliquer la stérilité de tout projet d'accroître la liberté de choix des consommateurs par une

fonctionnant en permanence » (page 4, paragraphe 6).

22. Cette suggestion apparaît également dans le même débat du mardi 8 juin 2010. Rappelons que le paquet climat-énergie, adopté par le Conseil européen le 12 décembre 2008, compte parmi ses principaux objectifs la réduction de 20 % des émissions de CO₂ d'ici 2020 et le développement des énergies renouvelables comptant pour 20 % de la consommation totale d'énergie. (NDLR)

23. Respectivement loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement et loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

24. Cette étude, datée de décembre 2007, « L'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz pour les clients résidentiels », faite par LH2 pour la CRE est disponible en ligne, cf. <http://www.cre.fr/fr/marches/etudes>.

25. Trad : changer.

concurrence en prix entre fournisseurs²⁶. Comment les nouveaux entrants vont-ils alors gagner des parts de marché ? Pour détacher les clients des entreprises historiques, les nouveaux entrants sont obligés d'offrir des ristournes généreuses ou de différencier leurs offres (en ajoutant une offre gaz à l'électricité, par exemple). Mais le sacrifice en termes de marge que ces nouveaux entrants doivent supporter pour compenser les coûts de migration mine leur rentabilité, en dehors de GDF SUEZ, verticalement intégré dans les marchés du gaz.

Les effets attendus de la loi de NOME sur le consommateur

La plupart des consommateurs craignent une augmentation des prix de l'électricité. On a même pu entendre dans les débats à l'Assemblée nationale que le projet de loi de NOME allait être responsable de l'augmentation récente des prix de l'électricité²⁷. En fait, certains prix n'ont pas attendu la loi de NOME pour grimper. Pour un niveau de consommation médian de 3 000kWh (soit hors chauffage, eau chaude et cuisson) et une puissance installée de 6kVA, avec les nouveaux tarifs réglementés d'août 2010, un ménage au tarif de base verra déjà sa facture augmenter de 3,11 % sur la période août 2010-août 2011 par rapport à août 2009-août 2010. Cette augmentation est de 4,71 % dans le cas d'un tarif heures creuses-heures pleines (HC-HP)²⁸. En outre, les moyens et gros consommateurs peuvent craindre une augmentation des prix avec la disparition à moyen terme des tarifs réglementés²⁹. Tout d'abord parce que la concurrence n'implique pas nécessairement des prix plus bas. Sa vertu est plutôt de faire en sorte que les prix finaux reflètent les coûts, comme on a pu l'observer au Royaume-Uni, avec une augmentation d'environ 20 %, chez tous les fournisseurs, sur la période octobre 2001 – septembre 2003, suite à l'augmentation du prix du gaz. Pour citer Marcel Boiteux, ancien Directeur général d'EDF, plus connu du public depuis quelques années pour ses interventions sur l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité, « le problème n'est plus de faire baisser les prix, mais d'accepter ou non de les laisser monter pour s'aligner sur ceux du marché libre : on avait ouvert l'électricité à la concurrence pour faire baisser les prix et il faudrait aujourd'hui les élever pour permettre la concurrence ! »³⁰.

Toutefois, on peut s'attendre à un peu plus de concurrence sur le segment des moyens et gros consommateurs dès 2016 après la disparition prévue des tarifs réglementés verts et jaunes. En effet, EDF, en conservant la majorité des ménages qu'elle continuera à servir à des prix réglementés bas, disposera de moins de marge de manœuvre que les fournisseurs s'adressant aux segments les plus rentables. Toutefois, l'ARENH ne représentera qu'une partie de la consommation du client, qui devra être complétée par de la pointe de la production dont le prix est incertain. Le prix de l'ARENH varie donc fortement selon les hypothèses que l'on formule sur celui de la pointe³¹. À moyen terme, la variance est encore plus grande, car tout dépend de la méthode de valorisation des investissements effectués dans le parc nucléaire et de l'hypothèse relative aux coûts de prolongation des centrales.

En revanche, sur le segment des ménages, comment feront les concurrents d'EDF, en achetant l'électricité à 42 euros, et qui seront tenus de concurrencer EDF ? En raison des coûts de

26. E. Salies, K. Chakir, « Je pense, donc je switche ? », *Les Échos*, n° 19 813, 12 décembre 2006.

27. Selon les propos de Daniel Paul, député du groupe « Gauche démocrate et républicaine », dans le compte rendu intégral du débat à l'Assemblée nationale, XIIIe législature, deuxième séance du mardi 8 juin 2010.

28. Tous les ménages ne sont pas à la même enseigne car les abonnés au tarif heure creuse – heure pleine à 9kVA, et dont la consommation est inférieure à 5 600 kWh verront leur facture baisser.

29. La disparition du TaRTAM pour les clients industriels sera effective dès la date de mise en place du dispositif d'ARENH.

30. Interview de Marcel Boiteux, « Prix de l'électricité : les augmenter pour permettre la concurrence ? », publié le 9 juin 2010 sur le site Easybourse.com, cf. <http://www.easybourse.com/bourse/services/interview/1921/marcel-boiteux-edf.html>.

31. Cette assertion tirée du discours du député du groupe UMP, Serge Poignant, figure dans le compte rendu intégral du débat à l'Assemblée nationale, XIIIe législature, deuxième séance du mardi 23 novembre 2010.

migration, même une différence sur l'année de quelques dizaines d'euros ne sera pas suffisante pour concurrencer l'opérateur historique. L'existence d'offres biénergie ne poussera pas nécessairement à changer de fournisseur car toute offre biénergie comprend au moins une des deux énergies aux prix de marché (ainsi un client d'EDF qui souscrit ce type d'offre aura le gaz au prix de marché), ce qui peut être dissuasif. Sur ce segment, des mesures dures pourraient être prises, comme la migration forcée d'une fraction des clients. On pourrait imaginer que, comme cela fut fait aux États-Unis dans l'état de Géorgie en 1999, le régulateur soutienne la concurrence dans le marché résidentiel de l'électricité en assignant une fraction des clients du monopole historique à ses concurrents ! Ce genre de solution n'est pas satisfaisant au sens économique du terme, l'efficacité ne pouvant être atteinte que si la migration est volontaire, car c'est le seul moyen d'être sûr que celle-ci n'entraîne pas de désutilité nette chez celui qui migre. On peut supposer que si la majorité politique actuelle demeure, elle pourrait proposer la suppression des tarifs réglementés.

Notons enfin que, depuis plusieurs années, les débats traitent du partage de la rente nucléaire. Comme le souligne Marcel Boiteux³², chaque fois que les prix du marché européen s'élèvent au niveau des coûts de combustible des centrales à charbon allemandes une marge bénéficiaire se dégage pour EDF. La disparition éventuelle de l'ensemble des tarifs réglementés profiterait ainsi à l'État, actionnaire d'EDF à 85 %. Pour que cette rente disparaisse, il faudrait que de nouveaux investissements en capacités électronucléaires soient réalisés, non seulement par EDF, mais aussi par les producteurs indépendants et, comme le souhaitent les rédacteurs de la loi de NOME, par les fournisseurs. Ce type d'investissements – qui par ailleurs rendrait l'activité de production plus contestable – ne serait possible qu'en présence d'un réseau d'interconnexions important à l'échelle européenne, réseau qui, pour l'instant, n'existe significativement qu'avec l'Allemagne. Cependant, la dimension « bien public » des capacités installées en pointe, ainsi que la spécificité que ces actifs représentent – au sens où une centrale n'a aucun autre usage que la production d'électricité –, limiteront très certainement l'investissement par les fournisseurs alternatifs.

4. Une nouvelle forme de concurrence pour le secteur français de l'énergie électrique ?

De plus en plus d'économistes de l'énergie s'accordent sur le fait que c'est par le biais d'innovations en matière d'effacement de consommation (les compteurs intelligents par exemple) que la concurrence pourra se développer dans les marchés de l'électricité. Il ne s'agit que d'une conjecture dans le cas de la France, où les marchés pour ces innovations sont naissants. Les travaux dans ce domaine suggèrent aussi que sans innovation tarifaire adaptée, l'introduction d'un « marché » de capacités d'effacement ne produira pas d'effet. Cet avis est partagé par les rédacteurs de la loi de NOME. Il s'agit de modifier non seulement le niveau mais aussi la structure des tarifs (temps réels, par exemple).

Ainsi, la tarification progressive proposée par Yves Cochet, député Europe Écologie-Les Verts à l'Assemblée nationale³³, est tout à fait pertinente comme réponse au problème de la maîtrise de la consommation d'électricité, notamment en pointe. En effet, aujourd'hui, les tarifs en vigueur sont, pour la plupart, proportionnels. Pour un même tarif (standard ou HC-HP, par exemple), plus élevée est la consommation, moindre est le coût unitaire de l'électricité (c'est-à-dire le rapport entre le montant de la facture et le volume consommé). La raison en est la présence de l'abonnement dans le tarif. Comme son montant est établi en fonction, non de la consommation, mais de la puissance installée, il s'agit d'un coût fixe qui, rapporté au nombre de kilowattheures consommés, diminue avec ces derniers. Pour Yves

32. Interview Marcel Boiteux, *op.cit.*.

33. Voir le compte rendu intégral du débat à l'Assemblée nationale, XIII^e législature, deuxième séance du mardi 8 juin 2010.

régulation sera alors de faire la part entre les imperfections nécessaires, comme les coûts de migration naturels chez les ménages (comme ceux, par exemple inhérents à la recherche de fournisseurs alternatifs, de leur prix), et celles qui sont dommageables en termes de bien-être social (clauses contractuelles qui limitent la possibilité pour le client de changer de fournisseur), plutôt que de simplement essayer de combler l'écart avec une situation pleinement concurrentielle.

Sigles

ARENH : accès régulé à l'énergie nucléaire historique
CGCC : centrales gaz à cycle combiné
ERDF : électricité réseau distribution France
HC-HP : heures creuses-heures pleines
RTE : réseau de transport de l'électricité
TaRTAM : tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché
TURPE : tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Regards sur l'actualité