



La loi NOME :

L'invention d'une drôle de concurrence à prix de marché imposé

Dominique FINON

Mai 2010

Document de travail CIREDE 05/10

Résumé : La loi NOME vise deux objectifs principaux en matière de concurrence: d'une part l'augmentation des parts de marché des concurrents du fournisseur historique et d'autre part le développement d'une concurrence de détail qui conduit à des prix concurrentiels en cohérence avec le coût du kWh nucléaire existant. Ceci s'opère par une réglementation en prix et en quantité des échanges de gros par l'attribution de droits de tirage sur le nucléaire aux alternatifs et par des mécanismes de contrôle qui dissuadent les acquéreurs de ces droits d'arbitrer avec le marché de gros européen. On montre alors qu'il faut sortir du fonctionnement canonique du marché électrique de détail pour parvenir à des prix de détail décrochés du prix de gros. On identifie l'importance du rôle pivot du fournisseur historique qui définira de facto le prix de détail et gèrera la répartition du marché entre lui et les alternatifs. On note la nature particulière du prix de détail qui n'est pas un prix d'équilibre de marché, mais un prix défini sous injonction politique, et donc implicitement réglementé. Avec des fondements économiques faibles, le mécanisme pourrait sortir de la route sous le seul effet de la concurrence, notamment quand on atteindra le plafond d'attribution du quart de la production nucléaire. Il a également une base juridique faible au regard de la jurisprudence européenne. Ce qui conduit à s'interroger sur sa pérennité.

Introduction

Les débats qui ont accompagné la préparation et le vote de la loi sur la Nouvelle Organisation du Marché Electrique (NOME) à l'été 2010 porte nécessairement sur les défauts inhérents à tout dispositif créant un marché « half slave, half free ». La loi empêchera tout fonctionnement ordinaire du marché de gros intégré en isolant environ 80% des échanges par une réglementation en quantité et en prix ; et sur la partie du marché sans prix réglementés pour les consommateurs non-résidentiels, la concurrence est supposée conduire à des prix de détail décrochés significativement des prix du marché de gros. Même favorisés par les principes du dispositif, certains grands concurrents d'EDF doutent du futur profil concurrentiel du marché français tel W. Bernotat, président du directoire d'E.ON, qui considérait en février 2010 que le futur marché NOME « n'orientera pas les prix vers les cours du marché » et que « quand les prix restent pour l'essentiel régulés par l'Etat, il n'y a pas de concurrence normale possible »¹. Il est donc important d'analyser cette concurrence que le dispositif NOME est supposé organiser pour en analyser les fondements et identifier si on aura bien affaire à des prix de marché, ou plutôt à des prix relevant d'une réglementation implicite .

Le projet de loi NOME vise deux objectifs : l'augmentation des parts de marché des concurrents du fournisseur historique et le maintien des prix concurrentiels à un niveau bas en cohérence avec le prix de revient des kWh produits par les équipements nucléaires existants. Il répond aux critiques de la Commission européenne et aux deux procédures d'infraction lancées en 2006 et 2007 pour non-application des directives européennes et pour pratiques d'aide d'Etat avec le maintien des tarifs réglementés aux industriels à des niveaux très inférieurs aux prix du marché de gros. Le maintien de tarifs alignés sur le coût du kWh du nucléaire existant gêne les offres des concurrents du fournisseur historique qui ne bénéficient pas de l'avantage de telles productions, car ils sont pris dans un ciseau de prix, leurs achats de gros se faisant à des prix supérieurs aux tarifs de détail de celui-ci².

En suivant la recommandation principale de la commission Champsaur qui avait été mandatée en 2008-2009 pour faire des propositions sur le sujet (Champsaur, 2009), le projet de loi est supposé permettre de répondre aux objections de départ de la Commission européenne en affichant des objectifs qui semblent convenir à cette dernière³. La proposition vise à organiser le développement des parts de marché des concurrents d'EDF en organisant annuellement ce développement, tout en cherchant à garantir aux consommateurs industriels et domestiques la « fixation de prix à des niveaux en cohérence avec le prix de revient du kWh du nucléaire existant » en paraphrasant le projet de loi. Pour ce faire la loi NOME réglemente une très

¹ Les Echos , 23 février 2010

² Pour permettre aux fournisseurs alternatifs de continuer à se développer sur le marché de masse, les tarifs devront être définis en cohérence avec le prix du droit d'Accès Régulé à la Base (ARB) avec un décrochage de 2 ou 3 €/MWh pour leur préserver la possibilité de dégager une marge suffisante, notamment pour faire face aux coûts d'acquisition de nouveaux clients. Mais la loi prévoit une transition de 5 ans pour arriver à cette cohérence entre prix de l'ARB et tarifs, ce qui exclut les quantités d'ARB acquérables par le dispositif NOME du champ des offres des fournisseurs alternatifs jusqu'en 2015, à moins que l'ajustement se fasse très rapidement.

³ Dans la lettre de la précédente Commission européenne au Premier Ministre du 15 septembre 2009, il était annoncé qu'elle retirait les procédures en infraction dans la mesure où le TaRTAM et le tarif réglementé seront supprimés, sans critiquer l'horizon lointain du retrait de ce dernier en 2015 et où les conditions d'une certaine concurrence sur le marché aval lui semblent devoir être réunies. La position de la Commission apparaît bien comme un compromis très politique car à bien des égards le dispositif NOME continue d'aller à l'encontre de l'esprit et de la lettre des directives de 1996, 2004 et 2009 et de la jurisprudence européenne (Kroes et Pielbags, 2010).

grosse partie des échanges de gros en prix et en quantité par l'attribution aux fournisseurs alternatifs de droits d'Accès Régulé à l'électricité de Base (ou ARB) à hauteur du ruban de la charge agrégée de leur portefeuille clients (soit environ 80% de leurs besoins) et à un prix réglementé aligné sur le prix de revient du kWh nucléaire.

La concurrence entre les fournisseurs est supposée conduire à un équilibre où les prix sont alignés sur leurs coûts moyens d'approvisionnement, dont 80% est constitué en moyenne des achats de droits de tirage. Mais on est face à un véritable défi : l'équilibre de marché de détail doit s'établir à des prix inférieurs aux prix de gros, alors que les offres de prix de tout fournisseur sur un marché de détail ordinaire sont définies par période contractuelle en relation avec les coûts marginaux d'approvisionnement eux-mêmes référés au prix du marché de gros horaire. Il faut donc tout un environnement de règles implicites qui déterminent autrement le comportement des concurrents, et notamment celui du fournisseur historique, et pour amener leurs offres de prix soit-disant concurrentiels à être « en cohérence avec le prix de l'ARB » qui sera toujours significativement en dessous du prix du marché de gros.

On se focalisera ici sur l'analyse de cette concurrence très particulière qui émanera du dispositif NOME sur la partie du marché de détail non réglementée qui couvrira 30% du marché final en 2011 après la suppression du TaRTAM et 65 % en 2015 après l'effacement des tarifs verts et jaunes. Nous ne parlerons pas de la concurrence sur le marché de masse où un tarif réglementé sans lien avec le prix du marché de gros, mais en cohérence avec le prix de l'ARB, sera maintenu jusqu'en 2025 pour les ventes du fournisseur historique. La concurrence qui continuera de se développer aura toujours peu de sens par rapport à la situation actuelle puisque, pour les fournisseurs alternatifs qui bénéficieront de l'attribution d'ARB, il s'agira toujours de faire des offres de prix inférieurs aux tarifs réglementés qui seront maintenus sur ce segment.

Après une caractérisation du dispositif NOME, on montrera dans un deuxième temps que le jeu naturel des forces concurrentielles sur le marché industriel non réglementé ne peut pas conduire à de tels prix de détail à l'équilibre. Ceci nous conduit dans un troisième temps à mettre en évidence l'importance de deux conditions hors marché pour parvenir à l'équilibre de marché recherché par la loi NOME: l'injonction politique à pratiquer des prix bas, et l'auto-neutralisation du comportement concurrentiel du fournisseur historique. La question qui se pose alors est celle de la stabilité du compromis politique sous-jacent à ce mode de fonctionnement et de la permanence de la neutralité bienveillante de la Commission européenne.

1. L'attribution réglementée d'électricité nucléaire en vue d'une concurrence aval non réglementée

Précisons rapidement ce qu'organise la loi NOME sur 15 ans pour assurer le développement de la concurrence sur la partie du marché de détail qui ne sera plus réglementée. La loi organise une réglementation en prix et en quantité de la majeure partie de la fourniture des grossistes concurrents de l'historique⁴. Elle définit un mode d'attribution annuelle de droits d'accès à l'électricité de base pour 80% des besoins de fournitures des concurrents d'EDF (supposé correspondre à leur fourniture en ruban sur l'année) à un prix régulé qui sera défini

⁴ On fait le choix délibéré de simplifier l'approche en ignorant les problèmes que pourront poser la définition du prix de l'ARB, les règles d'attribution aux différents types de fournisseurs, les difficultés de contrôle de la correspondance entre les ARB attribués en début d'année et les ventes effectives d'électricité de base .

par le régulateur sur la base des coûts comptables de production du nucléaire existant⁵. Cette attribution s'effectuera sur la base des demandes annuelles des fournisseurs concurrents d'EDF, demande qu'ils formuleront au début de l'année t en fonction de leur base clients de l'année t-1 et de leurs ambitions de développement pour cette même année t. Chaque année chacun négociera donc un contrat définissant cette attribution de droits d'accès avec le producteur nucléaire -- qui est aussi leur concurrent -- sous l'égide du régulateur qui ne jouera d'autre rôle que celui de superviseur.

Le volume d'attribution de droits sera limité à 100 TWh, environ le quart de la production par le nucléaire existant. En considérant pour simplifier que chaque attribution correspond à 80% des volumes que vendront les concurrents d'EDF, ce montant signifie que le partage de marché souhaité par le gouvernement est d'un quart pour les concurrents d'EDF et de trois quarts pour EDF, car les ventes totales des concurrents d'EDF pourront difficilement augmenter une fois atteint le plafond de 100 TWh. Les premiers qui vendent actuellement 57 TWh (hors entreprises locales), ce qui revient à 14 % du marché, sont donc appelés à doubler leurs parts de marché grâce à l'accès à ces 100 TWh de droits d'accès qui leur seront vendus à prix coûtant, ce qui pourrait se faire sur 6 à 7 ans à un rythme de croissance annuelle de 10% pour autant que les débouchés prenable existent.

Le champ de la concurrence sera en effet limité aux gros clients industriels sous contrats spéciaux mis en cause avec succès par Bruxelles (environ 30 TWh accessibles, sans que cela soit encore très précis) et les ventes actuelles sous le TaRTAM qui sera supprimé en janvier 2011 (environ 72 TWh dont environ la moitié est vendue par des concurrents d'EDF). La loi NOME ne prévoit pas de supprimer les tarifs réglementés du marché non-résidentiel avant 5 ans, pour autant que ce soit accepté par la Commission européenne en tant que mesure provisoire alors que ces tarifs auraient déjà dû être supprimés depuis 2000 pour les uns et 2004 pour les autres. Le fonctionnement du marché non résidentiel sur la partie correspondant à cette clientèle aux tarifs lors de la mise en œuvre de la NOME sera gelé cinq ans car la partie énergie du tarif ne sera pas alignée ou en cohérence avec le prix des ARB pour permettre les entrées des concurrents. Le dispositif ne prévoit pas de supprimer les tarifs réglementés sur le marché des petits consommateurs que nous excluons de l'approche.

Tableau 1. La répartition du marché de gros et du marché final avant et après NOME

	2009	t +N Plafond atteint	2020
Ventes finales EDF (et ELD) (TWh)	395	310-350* ^{oo}	310-410
Ventes des concurrents d'EDF (hors ELD) (TWh)	57*	140	140 ^{oo}
Attribution droits d'ARB et AOF* * (TWh)	45 **	110	110 ^{oo}
Totale consommation totale sans pertes (TWh)	448* ^o	450-500* ^{oo}	450-550***

*En 2009, GDF Suez : 31,7 TWh ; EON-SNET : 18 TWh; Divers (Enel, Alpic, etc) : 2 TWh.

**VPP : 39,5 TWh, AOF (Dispositif Direct Energie): jusqu'à 10 TWh de 38, 6 €/MWh en 2010 à 48 €/MWh

*** (PPI 2009 pour 2020) , *^o Pertes de 32 TWh à ajouter, *^{oo} Interpolation simplifiée entre chiffres de 2009 et 2020 (données de la PPI). ^{oo} Pas d'évolution des ventes des concurrents d'EDF après l'arrivée au plafond de 100TWh

Le dispositif est complété par un contrôle ex-post de l'adéquation entre les volumes d'électricité de base contractés et la partie ruban de leurs ventes aval et par un reversement au producteur nucléaire de la différence entre le prix du droit d'accès et le prix moyen du marché sur l'année pour les quantités en dépassement. Il est prévu le paiement d'une majoration en cas de dépassement trop important. Ces deux dispositions visent deux objectifs : désinciter à des surdéclarations en début d'année, et surtout dissuader les bénéficiaires d'ARB de revendre sur le marché de gros continental à 60-70 €/MWh l'« électricité de base » payée 35 à 40 €/MWh. On verra que ceci s'interprète comme une clause de territorialité qui ne dit pas son nom et qui serait contraire à la jurisprudence européenne si la Commission européenne ne cherchait pas à temporiser avec la France. On parle pour l'heure de « mécanisme de sauvegarde » car cette règle viserait à préserver la concurrence de détail qu'organiserait le mécanisme en isolant le marché non-résidentiel français des marchés étrangers.

Pour renforcer le respect des principes du dispositif, une mission de surveillance est confiée aussi à la CRE avec possibilité de saisine de l'Autorité de la concurrence, pour vérifier les « écarts manifestement injustifiés entre les prix de détail proposés aux clients finals par l'ensemble des fournisseurs et les coûts d'approvisionnement de ces fournisseurs, traduisant un comportement coordonné »⁶.

Le dispositif est complété par une procédure d'évaluation régulière en fonction de plusieurs critères et objectifs, dont la vérification de « la cohérence entre les prix des offres de détail et le prix régulé de l'ARB » et le développement des parts de marché des alternatifs. Le premier critère revient à encourager le respect d'une norme de comportement en matière d'offre de prix sur le marché non réglementé. En cas de non-respect de cette norme, le gouvernement se donne la possibilité de révision du dispositif, ce qu'il ferait d'autant plus que les autres objectifs ne sont pas atteints.

2. Caractérisation de la concurrence sur le marché de détail non régulé

On montrera d'abord la distance du fonctionnement attendu du dispositif NOME avec le mode de formation des prix de gros et de détail d'un marché électrique normal, pour ensuite montrer qu'une concurrence en prix dans l'oligopole de fourniture, la seule à permettre que les prix soit aligné sur le coût moyen des fournisseurs en cohérence avec le prix de l'ARB, n'est pas possible.

2.1. La distance vis-à-vis du fonctionnement normal d'un marché de détail

Le but du dispositif est de s'écarter délibérément des fonctionnements normaux d'un marché de gros et d'un marché de détail. Sur un marché « normal » les fournisseurs qu'ils soient intégrés ou non en production, offrent différents types de contrats qui reposent tous sur le même principe de définition des offres de prix : sur des périodes pluri-hebdomadaires ou horo-saisonnières les prix sont alignés sur les coûts marginaux d'approvisionnement, que ce soit par un approvisionnement en interne ou par achat sur le marché de gros, avec des formes diverses de lissage de prix horaires (par moyenne hebdomadaire par exemple). Le fournisseur intégré valorise sa production de gros vers sa division Commerce en relation avec les prix du marché de gros, ses offres de prix reflétant le coût d'opportunité de sa vente interne (c'est-à-dire le revenu qu'il pourrait tirer de la vente de sa production sur le marché de gros plutôt que

⁶ « Le contrôle des pratiques anticoncurrentielles relève de l'Autorité de la concurrence en vertu des articles L 420-1 et suivants du code de commerce. Cette articulation des missions permettra de détecter les éventuels abus » (Etude d'impact, p. 36)

de la vente à sa division commerce à prix coûtant), les offres de prix dans les contrats de vente correspondent aux prix lissés du marché de gros. Les clauses de prix prévoient des ajustements réguliers pendant la période du contrat. Si le fournisseur prend sur lui le risque sur ses coûts d'approvisionnement en proposant des contrats à prix plats sur une période longue, il incorporera une prime de risque dans son prix. Des offres adaptées peuvent aussi être faites vers les consommateurs à profil de charge peu formé, avec des prix plats sur l'année, qui reflètent les coûts moins élevés d'approvisionnement qu'un client de ce type entraîne pour son fournisseur. Dans tous les cas les prix de détail sont définitivement déterminés par les prix du marché de gros, comme tous les travaux théoriques sur la question le postulent (Joskow et Tirole, 2004; van der Fehr et Hansen, 2009; Creti et al., 2010).

Prenons à présent le problème de l'absence de développement de la concurrence qui vient du fait que on n'a pas vendu une partie des équipements de production de l'ancien monopole national, contrairement à d'autres pays, comme l'Italie ou le Royaume uni, où la réforme de la réglementation s'est accompagné d'une réforme des structures industrielles. On peut imaginer qu'en vendant un quart ou un tiers de la capacité nucléaire de l'entreprise historique à trois ou quatre fournisseurs aux enchères, on atteindrait en partie ce que la Commission européenne cherche à faire prévaloir au nom du Traité et des directives. Ce pourrait être à ce genre de modèle d'organisation industrielle que renvoie le dispositif NOME quand il organise des ventes de droits d'accès à l'électricité dite de « base », faute pour le gouvernement de pouvoir procéder à une telle cession d'actifs nucléaires pour des raisons d'acceptabilité politique.

Mais, avec une telle structure de marché, les prix de détail ne s'aligneraient pas sur les coûts moyens de approvisionnement d'EDF-Commerce et des nouveaux fournisseurs intégrés qui s'approvisionneraient tous à 80% par des achats internes de MWh nucléaire pour leur « sourcing ». Ils s'aligneraient sur le coût marginal d'approvisionnement par période horosaisonnaire. Or ce n'est pas à ce type de mode opératoire de la concurrence que le gouvernement et le législateur veulent aboutir avec la loi NOME.

- ***La création de deux produits de gros pour le marché de détail d'un seul produit***

Essayons de comprendre ce que cherchent à faire le gouvernement et le législateur dans l'idée d'aboutir à des prix de marché de détail radicalement plus bas que les prix du marché européen dans lequel le marché de gros français est intégré et le marché de détail serait censé l'être. Le législateur crée en fait fictivement deux produits de gros, un produit dit « électricité de base » (encore appelé ARB), et un produit appelé faussement « électricité de pointe » qui est l'électricité complémentaire dont tous les fournisseurs ont besoin presque toute l'année. C'est une construction artificielle décalée par rapport à la réalité des marchés, car sur chaque marché horaire, il n'y a qu'un seul bien qui est échangé et ce bien s'échange avec un prix unique. Respecter la « cohérence » de prix entre prix réglementé de gros et prix du marché de détail avec cet artifice voudrait que, puisqu'on a deux biens et deux marchés (dont l'un réglementé) au niveau des échanges de gros, on puisse aussi dissocier de la même façon ces deux biens dans les ventes de détail pour avoir cette fameuse cohérence de prix recherché dans le dispositif. Il faudrait en fait dissocier chez chaque consommateur les ventes d'électricité venant des ARB (en les généralisant à EDF Commerce qui serait filialisé) à prix réglementé et celles venant des autres fournitures de gros. Pour ce faire il faudrait généraliser des systèmes à deux comptages et obliger chaque consommateur à avoir deux contrats de fourniture respectivement pour l'électricité de base et pour l'électricité complémentaire, ces deux contrats pouvant être signés avec des fournisseurs différents, notamment pour qu'il y ait

concurrence pour la fourniture complémentaire du ruban. Au bout du compte le consommateur aurait bien un coût moyen d'achat par MWh qui serait en cohérence avec le prix de l'ARB. On devine qu'une telle solution est impossible à mettre en œuvre, nécessitant la mise en place d'une nouvelle infrastructure informationnelle entre les clients, les réseaux et les vendeurs, sans parler de la complexité de la gestion de la traçabilité des flux électriques quand un consommateur consomme en même temps de l'énergie venant de deux sources de fourniture. Mais c'est à ce résultat qu'espèrent arriver les auteurs du projet NOME par le seul jeu de la concurrence entre tous les fournisseurs.

2.2. Une impossible concurrence en prix

Approchons le problème encore autrement en considérant d'abord la seule concurrence entre les alternatifs, ce qui suppose une neutralité du comportement concurrentiel d'EDF, comme on le verra plus loin. Considérons cette concurrence au cours des deux périodes successives : celle qui suivra immédiatement l'instauration du dispositif jusqu'à l'accès au plafond de 100 TWh qui devrait être concomitant de la date de la libéralisation complète du segment non-résidentiel par suppression des tarifs verts et jaunes.

- *L'effet attendu de la concurrence entre les fournisseurs*

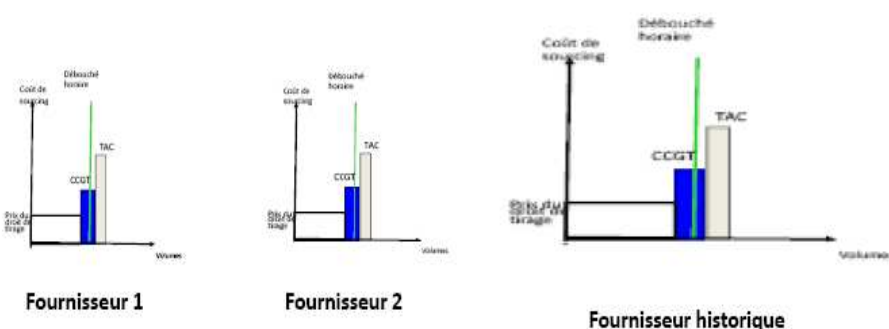
On peut imaginer que la concurrence en fourniture électrique sur la partie du marché que chaque année EDF doit laisser à ses concurrents sera suffisamment intense pour conduire à l'équilibre au prix souhaité dans le dispositif NOME. La concurrence pour l'accès à la partie réglementée du marché des fournitures amont attisera la concurrence aval entre fournisseurs. La logique sous-jacente à la poursuite du second objectif de la loi -- à savoir l'accroissement des parts de marché des entrants jusqu'à un quart du marché grâce à l'allocation annuelle ex-ante des ARB correspondants correspondant à 80% de leurs ventes -- conduirait à se rapprocher du premier objectif qui est d'obtenir des offres de « prix en cohérence avec le prix de l'ARB », c'est-à-dire des prix alignés sur leur coût moyen de approvisionnement dominé par leur approvisionnement en ARB. La concurrence en aval sera attisée par l'enjeu d'accroître le plus rapidement possible ses droits d'accès à la base pour arriver en meilleure position possible l'année où le plafond de 100 TWh sera atteint. On aurait donc une concurrence en prix qui réduirait les profits et la rente nucléaire que pourraient dégager les concurrents d'EDF après attribution des ARB.

Une fois atteint le plafond d'attribution, l'incitation concurrentielle devrait être accrue par la logique du régime de rationnement d'ARB. Les droits disponibles étant inférieurs aux besoins que les fournisseurs non-EDF exprimeront, le jeu sera systématiquement à somme nulle entre fournisseurs non-EDF. Si se maintient la règle édictée dans le projet de loi comme quoi « la répartition annuelle se fera entre les fournisseurs en fonction des besoins exprimés », chacun aura une incitation concurrentielle accrue par la logique du nouveau régime de rationnement. En d'autres termes la concurrence pour l'accès à la partie réglementée du marché de gros sera un aiguillon permanent de la concurrence aval entre fournisseurs alternatifs.

Dans cette concurrence aval intense, le prix devrait s'aligner sur le coût moyen de leurs différents approvisionnements pour satisfaire les besoins de leur base-clients pendant les différentes périodes horo-saisonnières. Ces périodes correspondraient à des périodes de stabilité des coûts marginaux d'approvisionnement de chacun, que l'on peut supposer voisins de l'un à l'autre, parce que les ARB (ou leurs équivalents de production nucléaire pour EDF) sont dans une même proportion par rapport à leur débouchés en puissance demandée chaque saison ou chaque période horo-saisonnière (voir figure 1). C'est ainsi que cette concurrence

aboutirait à un prix en cohérence avec le prix régulé des ARB qui constituent en moyenne 80% des approvisionnements de chacun. Mais on doit souligner que ce prix d'équilibre n'a rien à voir avec les prix alignés sur les coûts marginaux d'approvisionnement dont relève le mode commun de fixation des prix de détail sur les marchés électriques ordinaires (Voir tableau 1 pour une illustration de cette différence).

Fig. 1. La similarité des fonctions de coûts d'approvisionnement des concurrents sur le marché de détail



Mais ce raisonnement qui conduit à imaginer une fixation des prix par le marché en cohérence avec le prix de l'ARB ne tient pas compte du fournisseur historique. On a besoin de placer quelque part son comportement pour comprendre comment les alternatifs pourront rivaliser autant dans la conquête des parts de marché dans la concurrence entre eux et dans celle avec lui, et plus tard dans la défense de leurs parts de marché et pourquoi les prix se fixeraient au niveau de leur coût moyen d'approvisionnement.

Dans la première période le fournisseur historique est forcément en retrait car il est censé laisser les fournisseurs non historiques se concurrencer pour conquérir chaque année de nouvelles parts de marché sur ses propres parts de marché. Pour ce faire il doit se contenter de montrer la voie en proposant des prix qui soient alignés sur le coût moyen d'approvisionnement des différents offreurs, et qui est voisin de celui de sa division Commerce car il aurait lui-même un coût moyen intégrant l'achat interne d'environ 80% de production nucléaire⁷ EDF Commerce est une sorte de *price maker*, mais dans une rôle inverse du *price maker* traditionnel qui cherche plutôt à faire monter les prix. Par la suite il doit persister dans ce rôle où il fait le même type d'offre de prix sur laquelle ses concurrents s'alignent, ce qui évite de voir les parts du marché rechanger en sa faveur. Il convient à présent de tester la solidité théorique de cet équilibre concurrentiel bien particulier en se demandant si les conditions pour y parvenir sont atteintes.

Tableau 2. Comparaison des prix entre l'équilibre d'un marché de détail ordinaire et un équilibre d'une concurrence en prix entre fournisseurs dotés d'ARB (€/MWh)

⁷ Pour rendre la situation totalement transparente, EDF-Commerce pourrait être filialisé et accéder à la production nucléaire au même prix de l'ARB que ses concurrents.

Périodes	Sourcing marginal de chaque fournisseur en partie intégré*	Concurrence ordinaire en équilibre marginaliste	Concurrence en prix
Ultra pointe 160h	TAC à Cmct de 120€ /MWh	120	65,6
Pointe 1600 h	TAG sur Cmct de 80 €/MWh	80	52
Semi-base 5000h	CCGT ou Thermique charbon à Cmct de 60 €/MWh	60	44
Base 2000h	ARB à 40€/MWh	40	40

*On peut considérer que le prix du marché de gros où les fournisseurs iraient s'approvisionner en complément s'aligne sur les coûts variable de l'offreur marginal qui détient une technologie au coût voisin.

Acronymes. Cmct : coût marginal de court terme ; TAC : turbine à combustion ; TAG : turbine à gaz ; CCGT : combined cycle gas turbine

- *Le non-respect des conditions de l'équilibre d'une concurrence en prix*

Dans les attentes des auteurs de la réforme NOME, on devrait aboutir au même résultat que dans un jeu de concurrence en prix « à la Bertrand » sur un marché oligopolistique avec peu d'agents. Référence théorique familière des économistes de la concurrence, ce type de concurrence aboutit au paradoxe que, dans un marché d'oligopole, les prix s'alignent sur les coûts supposés identiques des agents, comme ce serait le cas sur un marché en concurrence parfaite. Le processus aboutissant à un tel équilibre est simple : si une firme pratiquait un prix supérieur au prix des autres, toutes les ventes iraient vers ces dernières ; elle doit donc pratiquer un prix légèrement inférieur, mais les autres doivent réagir de la même façon, ... jusqu'à ce qu'aucune ne puisse plus baisser son prix sous peine de se mettre en déficit. Dans ce contexte, le seul équilibre possible est celui où le prix offert s'aligne sur le coût de chacun des concurrents (qui est le même pour chacun). Mais il faut quatre conditions pour aboutir à un tel résultat: que le produit soit homogène (ce qui est le cas avec peu d'éléments de différenciation possible), que les coûts soient identiques pour arriver à un équilibre où tous les concurrents sont présents⁸ (ce qui est approximativement le cas au moins jusqu'à l'arrivée au plafond de 100 TWh, comme on vient de le voir), que le jeu ne soit pas répété (sinon il n'y a aucune raison pour que les concurrents ne comprennent pas qu'ils peuvent gagner collectivement à ne pas se concurrencer en prix), et surtout qu'il n'y ait pas de contraintes de capacité (c'est-à-dire que chacun puisse éventuellement prendre tout le marché).

Mais la condition principale qui est nécessaire à l'établissement d'une concurrence en prix sur un marché oligopolistique, à savoir l'absence de contrainte de capacité, n'est pas vérifiée (Kreps et Scheinkman, 1983)⁹. Chaque fournisseur se heurte à des contraintes de capacité dans son portefeuille de technologies, c'est-à-dire qu'aucun fournisseur n'a de capacité suffisante en technologies à coût variable faible pour couvrir toute la demande, quel que soit le prix d'équilibre. Même EDF ne pourra plus le faire sur toutes les périodes horo-saisonniers de l'année avec sa capacité nucléaire résiduelle après soustraction de la demande étrangère. Les fournisseurs concurrents d'EDF seront encore un peu plus limités dans la concurrence lorsque

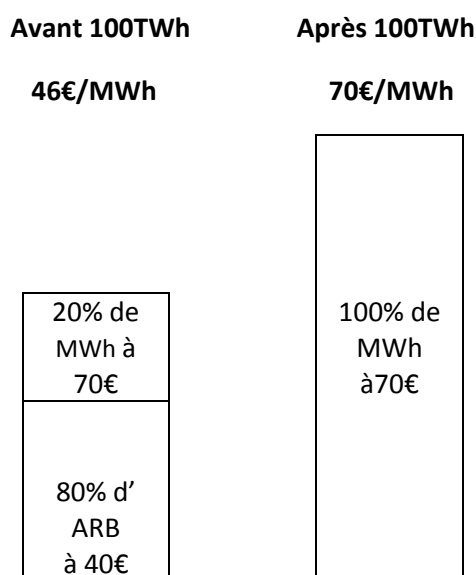
⁸ Dans les modèles de concurrence à la Bertrand, les fonctions de coût sont le plus souvent très simplifiées avec un coût marginal constant et identique entre les concurrents.

⁹ L'article de référence de Kreps et Scheinkman (1983) montre que l'équilibre de jeu à la Bertrand se confond avec un équilibre à la Cournot en cas de limites imposées sur les productions par les capacités de départ.

le plafond d'attribution des ARB sera atteint. Dans ce contexte où chaque fournisseur a des contrats internes ou externes de sourcing associés à des technologies spécifiques (dont les ARB), chacun peut exploiter cette palette pour faire monter les prix, même sans entente¹⁰.

La théorie ne permet pas de dire à quel niveau au dessus du coût marginal le jeu stratégique des acteurs conduira le prix, sans établir des données sur les fonctions de coût et sur l'élasticité de la demande. Mais cette logique de concurrence imparfaite, valide a contrario l'idée que l'établissement de prix au niveau des coûts marginaux des fournisseurs concurrents sur le marché de détail refléterait une concurrence sans jeu stratégique, sachant que ces coûts marginaux lors de chaque période horo-saisonnière sont à peu près équivalents entre tous les fournisseurs, EDF inclus. Si le prix d'équilibre s'établit à ce niveau, ce ne serait pas le reflet d'une entente tacite entre acteurs, mais seulement le résultat de l'abandon par le concurrent principal du comportement qui lui est dicté implicitement par le dispositif NOME.

Figure 2. Coût d'approvisionnement d'un grossiste pour la fourniture d'un client marginal



Après que le plafond de 100 TWh soit atteint, l'incitation économique à faire monter le prix jusqu'au coût marginal deviendra plus importante pour une raison simple : si un alternatif veut continuer d'accroître ses parts de marché au détriment d'EdF ou d'un des autres alternatifs, il devra acheter des quantités de MWh au prix de gros ou les produire avec des équipements en CCGT gaz dont le coût marginal sera forcément plus élevé que le coût qu'EDF supporte pour fournir la même quantité. Dans ce cas le maintien du « prix NOME » aligné sur les coûts moyens de sourcing par l'historique équivaldrait à empêcher le développement de ses concurrents, ce qui pourrait être jugé comem un abus de position dominante

- *Discussion*

¹⁰ Dans cette configuration des fonctions de coût en escalier des concurrents sur le marché industriel, il y aurait plutôt un jeu à stratégies mixtes, dans la mesure où dans cette configuration les firmes ne peuvent pas anticiper à coup sûr les stratégies des concurrents. L'équilibre de Nash est alors trouvé en fonction de la probablisation des fonctions de réponse des concurrents. Pour l'ébauches d'une telle analyse de jeu à stratégie mixte, voir David Spector « Quelques éléments de modélisation sur le marché de l'électricité » séminaire LARSEN 26 janvier 2009. http://www.gis-larsen.org/Pdf/SERECO_Spector.pdf

On peut bien sûr discuter du résultat de cette logique concurrentielle si on situe l'analyse dans un modèle d'organisation industrielle où il n'y ait que des fournisseurs purs au côté d'EDF. Ceux-ci s'approvisionnent et revendent en cherchant uniquement à obtenir une marge fixe dans l'achat-revente en tenant compte de leur coût d'acquisition. Dans ce cas la dotation d'ARB est un approvisionnement contractuel comme un autre. Et c'est apparemment sur ces bases que les petits entrants (Poweo, Direct Energie, ...) perçoivent leurs marges de manoeuvre dans le jeu de la concurrence de détail dans la NOME. Ils feront des offres à leur coût moyen d'approvisionnement pour chaque client qu'ils pourront couvrir par leur dotation d'ARB. Ils peuvent même considérer qu'après l'arrivée au plafond de 100 TWh, ils peuvent étaler le coût supplémentaire d'approvisionnement pour fournir un nouveau client entre tous les clients. Les souhaits du législateur seraient donc respectés dans cette logique de concurrence de fournisseurs purs.

Toutefois nous ne sommes pas face à des fournisseurs purs. Les petits entrants, et a fortiori EON-SNET, ENEL France, GDFSuez, etc. satisfont en partie leur besoins de sourcing par des équipements propres en CCGT ou des participations dans de grands équipements de base dans la construction desquels ils investissent tous. Or la logique d'un producteur-fournisseur en partie ou en totalité intégré est différente de celle d'un fournisseur pur. Il doit rechercher à ce que les prix de détail s'aligne sur ses coûts marginaux de long terme, pour leur permettre de dégager le surplus correspondant, notamment par rapport à leur coût d'acquisition d'ARB. Sachant qu'ils pourraient produire tout ou partie de leur électricité pour leur fourniture-ruban par leur équipement de semi-base au vu du prix du marché de gros qui s'établit au dessus de 50-55 €/MWh, le manque à gagner de ne pas pratiquer de tel prix est un coût d'opportunité élevé dans ce type d'usage de leur ARB.

3. Un prix d'équilibre fixé sous injonction politique

Les considérations précédentes ont conduit à conclure que le jeu concurrentiel normal sur un marché aval sans réglementation ne peut pas conduire à l'équilibre au niveau du prix recherché par les concepteurs de la loi NOME qui visent leur alignement sur les coûts moyens d'approvisionnement. On a besoin de conditions en dehors du marché pour que fonctionne une concurrence de détail dans le cadre de laquelle les concurrents d'EDF peuvent faire croître leurs parts de marché et les stabiliser et qui conduit à un prix d'équilibre décroché radicalement des prix du marché de gros. Il faut d'abord que le fournisseur historique se mette en dehors du jeu concurrentiel. Il faut aussi une injonction politique forte à se comporter comme tel, injonction dont le non-respect aurait pour lui un coût politique élevé. Ses concurrents s'y soumettent aussi, mais indirectement puisque la seule stratégie de prix qui leur est ouverte est celle du *price taker* pour développer, puis défendre leurs parts de marché.

- *La neutralisation du comportement concurrentiel du fournisseur historique*

On vient de voir que le fournisseur historique est le pivot du pilotage en prix et en quantité du marché de détail libéralisé. En prix car, sur ce marché soi-disant non règlementé, c'est à lui de définir le prix décroché radicalement du prix de gros. comme déjà souligné, il est le « *price maker* », mais dans un registre inverse au *price maker* de la théorie. Il fixe le prix de référence « en cohérence avec les prix de l'ARB » pour ses concurrents qui pratiqueront des prix légèrement inférieurs aux siens. En quantité car pendant la première période, c'est lui qui organise leur développement annuel par grignotage de sa base-clients en mettant en sommeil ses équipes marketing. On pourrait imaginer jusqu'à l'absurde qu'il aide certains de ses clients industriels à passer vers un autre fournisseur. Après l'arrivée au plafond de 100 TWh,

il devra aussi assurer la stabilité de la part totale de marché couverte par tous ses concurrents pour ne pas se voir accuser d'excès de position dominante.

Pour éclairer autrement ce comportement concurrentiel très particulier, on peut imaginer ce que serait un comportement concurrentiel plus normal. Une option serait pour lui de proposer des prix alignés progressivement sur les coûts marginaux d'approvisionnement de ses concurrents. On a déjà vu que la situation de rationnement des ARB pour les fournisseurs alternatifs s'y prêterait bien dans la mesure où, pour que ceux-ci poursuivent leur croissance sans attribution supplémentaire d'ARB, le coût d'approvisionnement d'1 MWh pour fournir un client supplémentaire serait beaucoup plus élevé. En d'autres termes, l'activation de la concurrence pendant cette seconde période conduira le fournisseur historique à agir de concert avec ses concurrents qui élèveraient leur offre de prix car c'est la seule façon de maintenir une dynamique concurrentielle comme le souhaitera la Commission européenne, le maintien de prix bas en cohérence avec l'ARB figeant les parts de marché et pouvant s'interpréter, comme on l'a dit, comme une stratégie de barrière à l'entrée. Les fournisseurs concurrents seront sans doute heureux de bénéficier aussi de la rente associée aux ARB qui seront distribués dans l'enveloppe des 100 TWh d'ARB. Si l'historique est mis en question par le gouvernement pour un tel changement de comportement, il pourra au moins se justifier par la nécessité pour ses concurrents d'investir et de couvrir les coûts d'approvisionnement pour la fourniture de leur nouveau client.

On peut aussi imaginer que ce changement de comportement s'opère pendant la première période avant même que le total des ARB distribués atteignent les 100 TWh, pour la simple raison que chacun, dont EDF, a besoin pour son complément de sourcing horaire d'autres approvisionnements que les ARB (ou sa production nucléaire résiduelle pour EDF). Mais les fournisseurs, EDF en premier chef, seront sans doute plus exposés aux pressions du régulateur et de l'Autorité de la concurrence, à la critique du gouvernement et à l'opprobre des consommateurs que dans la seconde période, car avec un tel prix, on s'écarte plus du coût de sourcing pour fournir un client marginal nouvellement acquis.

- *L' injonction politique derrière un prix du marché de détail en cohérence avec le prix de l'ARB*

On a vu qu'il n'y a pas d'incitation de nature économique qui inciterait le fournisseur historique à adopter un comportement autre que celui qu'il adopterait dans un jeu de concurrence normale sur les marchés de détail qui seront refaçonnés par la loi NOME. On a donc besoin d'introduire dans le raisonnement une injonction politique adressée principalement au fournisseur historique pour imaginer qu'on puisse parvenir à cet équilibre de marché bien particulier.

Par définition le marché ne peut exercer des incitations sur les fournisseurs de fixer un prix de détail décroché des prix horaires du marché de gros. Puisqu'il n'y a pas de réglementation formelle de prix, la seule incitation à avoir de tels prix d'offre est constituée par la menace d'intervention du pouvoir politique, et la sanction qui serait prise par l'Autorité de la concurrence contre le fournisseur historique et d'une moindre façon contre ses concurrents, sachant que de toute façon ceux-ci s'alignent sur les prix du premier, que ce soit avant ou pendant la période de rationnement¹¹. Il s'agit ni plus ni moins d'une réglementation des prix

¹¹ L'article L420-1 du code du commerce auquel l'Autorité de la concurrence pourra se référer stipule des situations qui n'ont pas de rapport avec la nôtre. « *Sont prohibées même par l'intermédiaire direct ou indirect d'une société du groupe implantée hors de France, lorsqu'elles ont pour objet ou peuvent avoir pour effet*

de détail non institutionnalisée, mais bien réelle car guidée par l'injonction politique et la menace d'intervention de la CRE et de l'Autorité de la concurrence face à ce qui serait jugé comme une entente tacite.

Quelle peut être alors l'efficacité de l'injonction politique dans la durée? Sous l'effet du temps qui rendra de moins en moins légitime l'argument de l'appropriation de la rente nucléaire par les consommateurs et au gré des changements politiques, la détermination des gouvernements successifs pourrait s'éroder. De plus étant donné le fait qu'une part du capital d'EDF est privé, la pression des marchés financiers ne permettra pas de résister longtemps à un relâchement de l'injonction politique pour laisser les prix industriels monter et sa valeur actionnariale augmenter. Il y aura donc un moment politique où EDF aura moins à perdre en brisant le compromis, quand le coût politique de s'en écarter aura suffisamment diminué.

On a vu d'ailleurs que, dès que le plafond d'ARB distribués de 100 TWh sera atteint et les tarifs industriels supprimés, on ne voit pas bien les principes économiques qui permettront au gouvernement, au régulateur ou à l'Autorité de la concurrence de considérer illégitimes des prix de détail alignés sur les coûts marginaux d'approvisionnement des fournisseurs. On peut seulement imaginer que le gouvernement et le régulateurs décident de remonter le plafond d'attribution des ARB pour prolonger l'injonction politique. Mais il ne pourrait le faire qu'une ou deux fois avant d'atteindre une limite (par exemple 35-40% de la production nucléaire) où il deviendrait peu compréhensible d'attribuer autant d'ARB sans se poser la question de redistribuer les actifs nucléaires vers les concurrents d'EDF.

4. Le maintien de l'éloignement des directives européennes et au politiques de la concurrence

On a montré que la concurrence qui doit se développer sur la partie non réglementée du marché aval dans le futur marché français structuré par le dispositif NOME est totalement hors norme. Aucune des logiques propres aux marchés électriques libéralisés et à leur intégration entre pays sur les étages des échanges de gros et de détail n'est respectée. Sachant qu'il ne dépend que d'un compromis politique fragile passé avec la précédente Commission européenne en septembre 2009,¹² on peut s'interroger légitimement sur la stabilité du dispositif dans la durée face aux nombreuses contradictions du dispositif NOME au regard des directives sur les marchés électriques (notamment cette réglementation implicite des prix industriels) et de la jurisprudence européenne (notamment sur les clauses de destination finale et de territorialité et sur les aides d'Etat).

Première raison à explorer, le prix offert aux industriels par les concurrents s'interprète facilement comme un prix règlementé qui ne veut pas dire son nom, et au-delà comme une aide d'état. Il est donc peut-être illusoire d'attendre que le mode de fixation des prix

d'empêcher, de restreindre ou de fausser le jeu de la concurrence sur un marché, les actions concertées, conventions, ententes expresses ou tacites ou coalitions, notamment lorsqu'elles tendent à : 1° Limiter l'accès au marché ou le libre exercice de la concurrence par d'autres entreprises ; 2° Faire obstacle à la fixation des prix par le libre jeu du marché en favorisant artificiellement leur hausse ou leur baisse ; 3° Limiter ou contrôler la production, les débouchés, les investissements ou le progrès technique ; 4° Répartir les marchés ou les sources d'approvisionnement ». Dans notre cas, on constaterait plutôt que la situation souhaitée par le législateur relève d'une entente pour fixer le prix en dessous de ce que le jeu ordinaire du marché donnerait.

¹² En versant volontairement dans l'anecdote, il est de notoriété publique que la précédente Commission a donné son aval au dispositif NOME en échange du soutien du gouvernement français à la réélection de M. Barroso à la présidence de la Commission européenne.

industriels soit accepté indéfiniment par les autorités européennes, quels que soient les avis sybillins qu'elles ont pu donner à l'administration française et au gouvernement Fillon en septembre 2009 (Kroes et Pielbags, 2009). Sans s'engager dans une discussion approfondie sur la portée exacte de cette décision, on peut souligner que l'application de prix préférentiels inférieurs aux prix de marché à destination des établissements industriels en France leur donnerait un avantage compétitif par rapport à leurs homologues installés dans le reste de l'Europe, toutes choses étant égales par ailleurs. Ce qui créerait un déséquilibre manifeste, non justifié d'un point de vue économique. Un des principaux critères à apprécier par la DG Concurrence concerne les conditions dans lesquelles les prix sont définis. L'Etat est-il impliqué dans la définition des prix ? Les ressources de l'Etat sont-elles mobilisées si les entreprises pratiquant ces prix sont publiques ou semi-publiques ? Les entreprises pratiquant de tels prix l'auraient-elles fait dans des conditions normales de marché ? Si tel est le cas, hors des exceptions prévues par les traités, il ne peut qu'y avoir suspicion d'une influence de l'Etat pouvant conduire à la qualification d'aide d'Etat illégale¹³.

Que l'on regarde aussi les appréciations très orthodoxes que la DG Concurrence a donné sur les contrats de long terme passés entre des producteurs investisseurs et le fournisseur historique en Pologne et en Hongrie avant les réformes de libéralisation ; ils les ont jugés comme des aides d'Etat et au-delà, comme des obstacles au développement des entrées, insistant même sur le fait qu'en réduisant le champ du marché organisé, il augmente les obstacles à l'entrée (Hancher, 2010). Si l'électricité payée par les industriels français se situe à un prix radicalement inférieur au prix de gros en provenant des actifs nucléaires développés par l'entreprise publique avant la réforme en distribuant des droits de tirage sur ses productions, on ne voit pas la logique qui conduirait à ne pas les voir comme des aides d'Etat.

Tournons le problème dans un autre sens. Le système concurrentiel qui serait vraiment « Bruxello-compatible » serait une structure de plusieurs producteurs-fournisseurs qui se répartissent la capacité de production nucléaire française. On peut se référer au prix de détail qui émanerait de la concurrence entre fournisseurs sur un tel marché pour juger de la nature du prix fixé sous injonction politique. Dans ce cas, comme déjà dit, on n'aboutit pas du tout aux résultats espérés en termes de prix. Comme le marché français est définitivement intégré au marché européen, on aura les mêmes prix de gros que ceux du marché intégré européen d'une part et surtout les prix de détail seront alignés sur ces prix de gros, et non pas sur les coûts moyens des fournisseurs qui produiront 80% de leur électricité par le nucléaire d'autre part. Pourquoi cette différence avec la NOME ? Parce que, dans cette situation, l'Etat n'aurait aucun moyen politique et juridique d'enjoindre aux fournisseurs de pratiquer des prix alignés sur leurs coûts de revient du kWh nucléaire, ce qui met en relief par contraste d'où il détient le pouvoir de régir les échanges de gros.

Deuxième raison, les garde-fou qui visent à désinciter les entreprises à arbitrer -- le contrôle de l'usage des ARB, puis le remboursement du complément de prix avec versement éventuel d'une pénalité -- et qui au-delà, visent à faire des offres de prix de détail alignés sur le prix de l'ARB, peut s'interpréter comme une clause de destination finale. On peut d'abord remarquer que, dans le cas des contrats de long terme de vente des grands énergéticiens dont ceux d'EDF analysés récemment par Bruxelles (référence), leur acceptation a été conditionnée à la suppression d'une clause d'interdiction de revente, (sous-entendu sur n'importe quel marché sur lequel les prix seraient plus élevés). Les contrats de vente d'ARB aux fournisseurs

¹³ Pour une discussion juridique précise sur ce point, voir le Rapport IGF/CGM dit « rapport Prévot », 2004, annexe 11.

concurrents d'EDF sont proches de ce cas. Si la DG Concurrence ne retourne pas sa position indulgente qui est de considérer cette règle de destination finale comme un simple mécanisme de sauvegarde, des recours d'acteurs étrangers (fournisseurs voulant acquérir des ARB pour vendre sur son marché national, industriels voulant bénéficier des offres de prix de fournisseurs français) devant la Cour de Justice Européenne qui auront subi un refus de vente pourront eux conduire à des décisions qui feront jurisprudence. D'ailleurs, si la Commission accepte le dispositif NOME sans objection, sa décision pourrait faire jurisprudence dans d'autres cas de clause de destinations et entraîner des distorsions nuisibles sur d'autres marchés que le marché de l'électricité.

5. Conclusion

Le dispositif NOME vise à développer le concurrence sur le marché de détail sur des bases totalement artificielles par attribution règlementée de droits de tirage sur le nucléaire aux concurrents du fournisseur historique, afin que le prix de marché de détail s'établisse en cohérence avec l'ARB. On a pu souligner dans ce papier qu'il ne s'agissait pas d'un fonctionnement canonique de marché électrique de détail. La NOME isole aussi le marché de détail et la majorité des échanges de gros français du marché européen. On a identifié l'importance du rôle pivot du fournisseur historique qui définira de facto le prix de détail et gèrera la répartition du marché entre lui et les alternatifs. On a mis en évidence la nature particulière du prix qui n'est pas un prix de marché, mais un prix défini sous injonction politique, En d'autres termes le prix de détail ne sera pas un prix d'équilibre de marché libre, mais un prix règlementé.

Le mécanisme peut apparaître fondamentalement instable. Certes il reposera sur une légitimité politique en France. Mais il n'a aucun fondement économique et pourrait se désagréger sous le seul effet de la concurrence, notamment quand on tombera dans une situation de rationnement des ARB. Il a également une base juridique faible au regard du droit et de la jurisprudence européenne et sera exposé à un risque de contestation par la Commission ou la Cour de Justice dans le futur¹⁴. Le temps que ces tensions et contradictions donnent leur plein effet, quelques années auront été gagnées pour les consommateurs français, et au fonds c'est la seule vertu de ce dispositif qui se veut un compromis réconciliant des objectifs irréconciliables.

Il y a un vrai besoin de mise en cohérence sans laquelle le marché électrique français restera totalement en dehors des principes jurisprudentiels et des directives sur les marchés électriques et évitera les incessants conflits qui semblent devoir se dessiner. Cette mise en cohérence est loin d'être simple car est en jeu le nouveau partage de la rente du nucléaire existant, sachant que la réforme électrique rend les Français définitivement perdants à l'avantage des grands producteurs français si les prix de détail sont normalement libéralisés.

Quelles seraient des solutions cohérentes ? On peut en voir deux. Soit la France fait modifier avec d'autres pays les directives Electricité dans un 4^o paquet pour permettre à des Etats-Membres de revenir à des dispositifs où il serait logique de payer l'électricité au coût moyen de production, comme ce serait le cas de l'Acheteur unique redistribuant les contrats qu'il

¹⁴ Les Commissaires européens sont d'ailleurs très clairs dans leur lettre de septembre 2009 (Kroess et Pielbags, 2009) sur l'attention avec laquelle elle va regarder les éléments de la loi NOME et les décrets d'application et leur conformité avec les principes énoncés.

passerait aux fournisseurs. Soit la France applique strictement la directive en laissant les prix industriels se former normalement et pour les petits consommateurs, une régulation qui transfère les prix de gros dans les tarifs par défaut qui subisteront. Dans cette logique les actifs nucléaires devraient être en partie redistribués pour avoir plusieurs concurrents. Il est clair que, dans ce cas, il faudra établir une taxation permanente qui reprenne la très grande partie de la rente nucléaire à l'opérateur historique et aux autres compagnies qui racheteraient une partie de ses actifs. Mais c'est un tout autre sujet.

References

Champsaur P. (2009) *Rapport de la commission sur l'organisation des marchés de l'électricité*, présidée par M. Paul Champsaur, Avril 2009

Creti A., Pouyet J., Sanin M.E.. The Law NOME : lessons of theoretical models on the effects of NOME on the Retail Market and the Wholesale Market. Presentation au Séminaire CECO-CERNA-CIRED sur les « Effets de la loi NOME », Ecole des Mines, Paris, 11 Juin 2010 .

Finon D., 2009, *Quelques réflexions sur la proposition principale de la Commission Champsaur*, (Commentaires transmis au Ministère), 15 mai 2009

Finon D. et Romano E. (2009), Electricity market integration: redistribution effect versus resource reallocation, *Energy Policy*, Vol. 37, n°5.

DG Concurrence (2006). *Rapport préliminaire de l'enquête sectorielle sur les industries électriques et gazières*. SEC(2006)1724 of 10 January 2007

E.I. Etude d'impact(2010), *Projet de loi portant sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME)*, Avril 2010 (site web...)

Hancher L. , 2010, Long term contracts and state aid. A new application of the EU State aid regime or a special case?, In Finon D. et Glachant J.M.dir. (2010). *Competition and long term contracts in Electricity markets*, London, Edward Elgar (à paraître).

Kreps et Scheinkman (1983). Quantity precommitment and Bertrand competition yield Cournot outcomes, *Bell journal of Economics*, Vol.14, p.326-337.

Kroes N. & Pielbags, (2009), Lettre au Premier Ministre du gouvernement français sur le nouveau cadre de regulation du marché d el'électricité envisagé. Bruxelles . Courrier CAB 25 D (2009) 707, 15 septembre.

F. Leveque, C. Crampes, J.M. Glachant, C von Hirschhausen, D. Newbery, I.J. Pérez-Arriaga, P. Ranci, S. Stoft, B. Willems (2009), "Where the Champsaur Commission Has Got It Wrong", *The Electricity Journal*. Vol. 22, no. 7, pp. 81-86, August 2009

Joskow, P., Tirole J.(2006), Retail Electricity Competition, *The Rand Journal of economics*, 37 (4), 799-815.

Von der Fehr N.H. et Hansen P.(2008), Electricity retailing in Norway, . *Memo, Department of Economics, Oslo University*.