



**Commentaires
sur les recommandations de la Commission Champsaur
et contreproposition.**

Dominique FINON¹

CIREN & Gis LARSEN
25 mai 2009

¹ Avec l'appui de Christophe Defeuilley, chercheur au Gis LARSEN

Dominique FINON

Directeur de Recherche CNRS, il a dirigé de 1991 à 2003 l'Institut d'Economie et de Politique de l'Energie du CNRS à Grenoble où il a fait l'essentiel de sa carrière de chercheur, et a été directeur adjoint du Programme Energie du CNRS de 2003 à 2006. Chercheur au Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED) à Paris, il dirige le LARSEN (Laboratoire d'Analyse économique des Réseaux et des Systèmes Energétiques), groupement qui associe trois équipes du CNRS, de l'Université Paris Sud et d'EDF R&D. Il est délégué scientifique de l'Association des Economistes de l'Energie, après en avoir été le président de 2004 à 2007

Il conduit des recherches sur l'efficacité des réformes de libéralisation des industries électriques et gazières et sur les politiques publiques en contexte de marché libéralisé, en particulier les politiques de développement nucléaire et de nouvelles technologies de l'énergie (renouvelables, charbon propre CSC, efficacité énergétique).

Il a mené des recherches en modélisation et politiques énergétique pour la Commission européenne et travaillé sur des conventions de recherche pour le ministère de l'industrie, de grandes entreprises énergétiques et la Banque Mondiale. Il a publié de nombreux articles et dirigé plusieurs ouvrages sur ces questions. Il a co-dirigé plusieurs ouvrages sur les réformes : *New Regulation, markets and strategies in European gas and electricity industries* des industries électriques (avec A.Midttun).- 2004 aux éditions Elsevier (Londres) ; *Competition in the European Electric industries* (avec J. M. Glachant) aux éditions Edward Elgar (Londres) en 2003. Il a publié plusieurs articles sur les effets redistributifs de l'intégration des marchés électriques et les modes de réallocation de la rente de rareté du nucléaire et de l'hydraulique lors des réformes. Les plus récents sont Finon D. et Romano E., Electricity market integration: Redistribution effect versus resource reallocation, in *Energy Policy* 37 (2009) p. 2977–2985, et Finon D., Glachant J.M. (2008), « La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France », *Revue de l'Energie*, janvier-février

Introduction

Observons d'abord que le rapport de la commission Champsaur a deux mérites : faire un diagnostic clair sur la situation actuelle en termes de tarifs (complexité tarifaire, écarts avec les prix de marché) qu'elle considère comme ni soutenable, ni souhaitable ; et exprimer clairement qu'un maintien des tarifs au niveau actuel ne peut en aucun cas être défendu comme relevant d'une mission de service public alors que ce serait la seule défense possible au regard du droit européen. La commission prend aussi clairement acte du fait que le maintien des tarifs ne permet ni le développement d'offres concurrentielles, ni l'ouverture effective du marché

La tâche de la commission n'était pas simple : répondre à la demande du pouvoir politique de maintenir des prix de vente de l'électricité vers les ménages, mais aussi vers les industriels à des niveaux inférieurs à ceux des prix du marché de gros européen dans lequel le marché français est inséré, ce qui est en opposition avec les directives sur les marchés électriques et les traités européens. Il s'agit de faire accepter la réforme de l'industrie électrique et de son intégration au marché européen qui a des conséquences inévitables et définitives pour les consommateurs français parce que d'autres pays n'ont pas développé et ne développeront pas d'équipements compétitifs et à bas coût variable. Il ne s'agit donc pas seulement de faire bénéficier les Français des avantages du patrimoine du nucléaire développé avant la libéralisation. Si le marché français était isolé de l'extérieur, les prix de marché s'établiraient en moyenne à des niveaux proches de ceux de tarifs optimisés alignés sur les coûts marginaux de long terme.

Ceci dit, la proposition principale du rapport, à savoir réguler le marché de gros français en prix et quantité et maintenir la réglementation des prix pour les ménages, ne permet pas de répondre de manière vraiment satisfaisante aux problèmes soulevés par la situation actuelle des prix de vente de l'électricité en France. Elle peut être vue comme une solution bancale économiquement et juridiquement, car reposant sur des incohérences économiques et des contradictions avec le droit européen. De plus elle est particulièrement complexe à mettre en œuvre, ce qui risque de la disqualifier.

On analyse dans un premier temps cette proposition de façon critique. Dans un second temps on propose une solution reprenant des éléments de la deuxième voie proposée par le rapport Champsaur. Elle combine la libéralisation de tous les prix, le prélèvement de la rente nucléaire de l'entreprise historique pour alimenter un fonds dédié au financement de la politique très ambitieuse d'économies d'énergie et d'isolation du bâti décidée dans le cadre du Grenelle de l'environnement. Cette voie s'apparente bien à la solution de taxation de la rente examinée par le rapport Champsaur, qui est combinée avec un allègement des charges de transport, ou bien d'une CSPE négative qui se veut bénéficier à tous les consommateurs industriels et domestiques au prorata de leur consommation. Elle s'en dissocie en répondant directement à un des objectifs de la mission confiée à la Commission Champsaur, à savoir identifier des solutions oeuvrant aussi dans le sens de l'efficacité énergétique, contrairement aux autres. Elle s'en dissocie également en échappant à la suspicion d'aide d'Etat en ce qui concerne les prix adressés aux marchés industriels qui seraient fortement allégées par la CSPE négative ou l'allègement des charges de transport.

1. Une solution bancaire économiquement et juridiquement

Réguler une partie du marché de gros français en l'isolant du marché de gros européen dans lequel il est intégré conduit forcément à un système bancaire. La séparation d'un marché de base (électricité ruban) totalement régulé et d'un marché concurrentiel de pointe pour l'électricité de gros est totalement artificielle. On pourra sans doute trouver une règle approximative, bien que complexe par rapport à un concept de ruban aligné plus ou moins sur les contraintes d'exploitation du nucléaire. Mais cela ne résout pas le fait que, dans la réalité du marché européen dans lequel le marché français est intégré, il y a un produit homogène vendu sur les marchés horaires en ventes spot et par contrats alignés sur le prix spot entre les producteurs et les fournisseurs (et gros acheteurs). Le prix de référence pour toutes les transactions de gros reste le prix horaire aligné sur le coût variable de la centrale marginale. On est donc face à un système où sont dissociés deux produits de gros par leur source d'origine là, où il y a un produit horaire parfaitement homogène et pour lequel il existe ce marché continental dans lequel le marché français est bien intégré. Pour l'électricité du ruban de base, il sera donc isolé du marché continental, et pour l'électricité complémentaire de pointe et de semi base, il sera intégré au marché continental

Ce système se basera en aval sur un principe de fonctionnement bancaire pour que les clients industriels en profitent, à savoir qu'EDF pratique systématiquement des offres de prix alignés sur le coût du nucléaire sur le marché industriel pour la partie consommation en ruban de ses clients, pour que les fournisseurs concurrents soient incités à offrir des prix bas. Dans cette logique, cela veut dire que le leader du marché final, qui est aussi le détenteur des équipements nucléaires, fera un prix politique sur ce marché industriel, car ce prix sera sans lien avec les prix du marché de gros européen dans lequel le marché français est intégré. On développera plus loin les conséquences possibles au regard des principes de politique de la concurrence.

On présentera successivement les difficultés juridiques et réglementaires de mise en œuvre (points a,b,c,d), puis les problèmes économiques (points e, f,g, h) que soulèvent cette solution

a) Le caractère non transitoire du dispositif de régulation de l'électricité de gros²

Au regard des directives, le dispositif ne peut pas se justifier comme relevant d'une mission de service public. En conséquence il faut qu'il apparaisse transitoire selon les termes de l'avis n° C17/7 de la Commission européenne (JO du 18.7.2007) sur le dispositif du TARTAM et des tarifs règlementés français pour qu'il soit acceptable et accepté.

La rapport affirme que cette solution est transitoire et de court terme (moins d'une dizaine d'années) et considère qu'en conséquence la fixation d'un prix régulé de la production nucléaire ne contrevient pas aux engagements européens pris par la France. Mais ce court terme est une transitoire de très long terme. Le caractère provisoire du dispositif tiendrait, est-il affirmé dans le rapport, à l'effacement progressif du parc d'équipements nucléaires

² On ne discutera pas du caractère non transitoire aussi de la réglementation des tarifs du fournisseur historique vers le marché de masse.

existants aux bénéficiaires du nouveau nucléaire investi pour le marché français, qui échappera logiquement au dispositif. Mais la PPI montre bien que, pour les seuls besoins français, il n'est pas besoin d'investir en nucléaire d'ici 2025, vu les surcapacités du parc actuel vis-à-vis du marché français, l'effet du développement des ENR électriques, le prolongement de la durée de vie des centrales, le recentrage des débouchés des tranches du Tricastin (avec l'arrêt prochain d'Eurodif) et le ralentissement du taux de croissance du marché français du fait des programmes d'efficacité énergétique. Toute la production supplémentaire de base, notamment celle venant des nouveaux équipements nucléaires engagés d'ici 2020 dont Flamanville 3 et Penly 2 en tête, sera destinée implicitement à l'export. En d'autres termes ce sera un dispositif provisoire qui dure³. S'il fallait anticiper une date de disparition en relation avec l'effacement progressif du nucléaire existant, on pourrait la fixer à 2030 au mieux, date où seulement la moitié du parc existant actuel aurait disparu⁴.

b) L'opposition à l'esprit et à la lettre des directives et des traités

La Commission Champsaur considère que la solution préconisée peut passer sous les fourches caudines de la Commission Européenne dans la mesure où elle présente les caractéristiques suivantes : c'est une solution transitoire, amenée à disparaître au bout d'une dizaine d'années ; proportionnée car ne s'appliquant pas à tout le marché mais seulement au nucléaire existant ; et favorisant le développement de la concurrence en aval et laisse un espace d'expansion aux fournisseurs alternatifs. Ainsi donc, les caractères généraux, discriminatoires et permanents des tarifs réglementés, contraires à l'accomplissement d'un marché électrique concurrentiel, disparaîtraient dans le nouveau dispositif, ce qui aplanirait les principaux griefs exprimés par la Commission Européenne à l'encontre de la France. A cela s'ajoute que la Commission Champsaur souligne, pour ce qui est des tarifs aux industriels, que la solution préconisée échapperait à l'accusation d'aides d'Etat dans la mesure où elle s'applique sans distinction à tous les fournisseurs d'électricité français⁵.

Si la mécanique imaginé par la Commission Champsaur constitue indéniablement une avancée par rapport à la situation actuelle quant à la compatibilité du dispositif tarifaire français avec les exigences européennes, quatre éléments posent néanmoins de sérieuses interrogations.

En premier lieu, on ré-insiste, le caractère transitoire de la mesure semble pour le moins problématique. Compte tenu des besoins de renouvellement actuel du parc nucléaire pour les besoins français, il faudra beaucoup plus d'une dizaine d'années pour que des investissements en nouveau nucléaire pour les besoins français et que des entrants effacent la majeure partie du

³ On rajouterait que le développement forcé des productions ENR à régime intermittent et à enlèvement obligatoire fera que le nucléaire existant ne sera pas remplacé à l'identique, car le complément d'une grande capacité éolienne dans un système électrique ne peut être assuré que par des équipements peu capitalistiques et flexibles.

⁴ De façon d'ailleurs paradoxale lorsque le rapport parle du dispositif des tarifs réglementés pour les ménages, il admet implicitement qu'il est installé pour une longue période (p.15) que « la part composante de l'électricité de base aux conditions économiques du parc historique diminue de toute façon à long terme pour disparaître avec le développement de nouveaux moyens de production et la fin progressive du parc historique ».

⁵ Soulignons que la Commission ne s'engage qu'avec beaucoup de prudence, et *in fine*, sans dégager de réelles conclusions sur la question de la qualification du maintien des tarifs réglementés comme relevant d'une mission de service public, tant les critères à respecter pour qu'une telle qualification soit acceptable par les autorités européennes sont restrictifs.

nucléaire existant. L'horizon temporel en cause est bien plus long, ce qui pourrait inciter à ce que les autorités européennes considèrent que ce caractère transitoire prenne de facto un caractère pérenne.

En second lieu, si la mesure n'est pas générale, elle couvre cependant une très large partie de la production et a des implications d'ensemble sur la formation des prix de l'électricité sur toutes les heures de l'année. La séparation entre marché de base et marché de pointe est, nous l'avons souligné, un pur artifice. Ce qui invalide en partie l'idée selon laquelle cette mesure serait proportionnée et cantonnée au segment de marché qu'il est pertinent de traiter, à savoir la production de MWh par le nucléaire existant. De plus le dispositif va contribuer à réduire la liquidité du marché journalier et affaiblir la signification du signal prix.

En troisième lieu, la solution préconisée par la Commission Champsaur fonctionne sur le principe de la clause de marché réservé ou de la « clause de destination finale ». La solution prévue pour permettre aux clients français de continuer à bénéficier de la compétitivité du nucléaire français est de cloisonner le marché français du marché continental, au moins pour la part de l'électricité de base dans leurs achats. Or, les autorités européennes, au nom du développement progressif d'un marché unique de l'électricité (objectif maintes fois réitéré), cherchent à favoriser toutes les évolutions qui permettent de fluidifier les échanges et de mieux intégrer les marchés, notamment au niveau des marchés industriels. La proposition de la Commission Champsaur semble, de ce point de vue, largement à contre-courant.

En quatrième lieu, l'affirmation selon laquelle la solution ne tomberait pas sous le coup d'une accusation d'aide d'Etat -- affirmation appuyée sur une décision jurisprudentielle de la Cour de Justice Européenne⁶ -- semble pour le moins discutable. En effet, sans s'engager dans une discussion point à point 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. Parmi les points juridiques qui peuvent être évoqués sur l'interprétation de ce que serait une aide d'Etat, un des principaux critères à apprécier 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 illégale⁷.

⁶ Ce point n'est vraiment analysé en détail que dans la note 38 du rapport. La CJCE estime en effet qu'une mesure générale applicable sans distinction à tous les opérateurs économiques ne constitue pas une aide d'Etat (par exemple : CJCE, 19 septembre 2000, Allemagne / Commission, C-156/98, Rec. p. I-6857, cf. point 22 : un allègement fiscal dont bénéficient les assujettis, qui vendent certains biens économiques et peuvent déduire le bénéfice en résultant en cas d'acquisition d'autres biens économiques, n'est pas constitutif d'une aide d'Etat). Même solution pour une mesure étatique (allègement de taxe par ex.) qui profite indistinctement à l'ensemble des entreprises situées sur le territoire national, qui n'est pas susceptible de constituer une aide d'Etat avec a contrario un jugement inverse en cas de différenciation en faveur d'une catégorie d'entreprises (CJCE, 8 novembre 2001, Adria-Wien Pipeline et Wietersdorfer & Peggauer Zementwerke, C-143/99, Rec. p. I-8365, cf. points 34-36, disp. 1).

⁷ Pour une discussion juridique précise sur ce point voir le Rapport IGF/CGM dit « rapport Prévot », 2004, annexe 11.

Globalement, on peut faire le constat que la solution préconisée par la Commission Champsaur n'est pas en accord, sinon avec la règle, du moins avec l'esprit des traités et des directives communautaires, qui vise à promouvoir et cherche à défendre l'objectif d'une intégration des marchés passant par une réduction des obstacles aux échanges.

c) Des imprécisions sur l'équité concurrentielle dans l'accès au nucléaire existant

La concurrence entre EDF et ses concurrents pour fournir le marché industriel et le marché de masse sera toujours faussée, car EDF bénéficiera directement de productions à partir de ses équipements largement amortis et à coût variable faible. Elle pourra pratiquer les niveaux de prix qu'elle souhaite pour maintenir ses parts de marché tout en dégagant des surplus importants. Ceci pour souligner l'intérêt de pousser la logique du dispositif jusqu'au bout en régulant de façon plus claire l'accès d'EDF à ses propres équipements nucléaires existants.

Certains principes tarifaires mériteraient d'être clarifiés pour qu'il y ait au moins une équité concurrentielle car rien n'est explicité clairement sur le prix des droits de tirage, ainsi que sur le mode d'accès d'EDF Commerce aux MWh du nucléaire existant en prix et en quantité. C'est aussi important notamment parce qu'elle approvisionne ses débouchés vers deux types de marché au fonctionnement différent, le marché des clients industriels qui sera libéralisé et sans tarif réglementé d'un côté, et le marché de masse qui lui fonctionnera avec un tarif réglementé pour les ventes du fournisseur historique, tarif par rapport auquel les offres des fournisseurs non historiques se détermineront de l'autre côté.

c.1) Le mode de tarification de l'accès au nucléaire existant, à savoir un prix aligné sur le « coût courant économique », est peu précis. Il est dit que ce coût inclut les coûts basés sur l'avenir, notamment les investissements de jeunesse. En d'autres lieux que la commission Champsaur on a évoqué la référence au coût complet historique qui sont les coûts estimés également à la valeur des équipements existants réajustée de l'inflation. La logique de l'approche concurrentielle pourrait aussi signifier que la référence de coût soit la valeur non amortie des équipements pour être dans la logique de cette réglementation afin de ne pas créer d'avantages indus entre EDF et ses concurrents. Si en effet le prix du droit d'accès inclut la valeur de tous les actifs nucléaires existants, qu'ils soient amortis ou non amortis alors qu'on a pas besoin d'investir dans de nouvelles capacités nucléaires pour le marché français, EDF sera nécessairement favorisé. Mais rien n'est dit dans le rapport à ce propos.

c.2) Il n'est pas dit sur quelle base EDF accèdera à la production de ses équipements nucléaires⁸. Concernant les quantités, par exemple, on pourrait imaginer attribuer à EDF Commerce les quantités correspondant à son ruban de vente aux industriels et au marché de masse sur la base des mêmes règles que pour ses concurrents. Concernant le prix d'accès, il faudrait lui appliquer explicitement le même prix. Pour ce faire il faudrait séparer la comptabilité d'EDF Commerce et celle d'EDF Production, et comptabiliser la valeur du kWh ruban vendu en interne sur le même prix que pour les fournisseurs concurrents, c'est-à-dire le même prix aligné sur le « coût courant économique ».

⁸ Par contre le rapport le dit implicitement pour les productions de nucléaire existant incluent dans les flux de vente d'EDF sur le marché de masse qui seront régulées. Il est écrit p.15 qu'il doit y avoir cohérence entre le prix de l'accès régulé à la production en base et les tarifs réglementés de vente aux petits consommateurs par le fournisseur historique.

Ce point trouvera fort probablement une réponse si un tel dispositif doit être mise en œuvre. Mais il convenait d'en souligner l'importance car seul le dispositif ainsi complété permettrait de réguler en prix et quantité la production des équipements nucléaires destinés au marché français. Il permettrait en particulier d'identifier la quantité d'électricité du nucléaire existant adressée au marché français sur le contingent du fournisseur EDF et des fournisseurs concurrents pour la séparer des quantités venant du nucléaire existant qui iront vers l'export et vendues au prix du marché européen. Il permettrait également de clarifier les conditions de concurrence sur le marché de masse entre EDF Commerce qui vendra à des tarifs réglementés et les autres fournisseurs qui ne devront pas vendre à des prix supérieurs.

d) L'extrême complexité du dispositif de régulation du marché de gros

La complexité du dispositif tient à trois éléments principaux : éviter l'effet d'aubaine pour les concurrents, ajuster ex-post l'attribution des droits de tirage aux contraintes d'exploitation des centrales (notamment les arrêts pour entretien), faire décroître le ruban concerné en relation avec la fermeture de centrales existantes⁹.

d.1). En affectant des quantités d'électricité de base aux fournisseurs alternatifs en fonction de leur prévision commerciale (portefeuille de clients) pour des durées précises de moyen terme (« contrat standard régulé » sur six mois), la proposition doit organiser des ajustements ex-post pour éviter les effets d'aubaine (revente de l'électricité achetée à prix régulé sur le marché de gros).

Il faudra donc veiller à ce que ces ajustements ex-post répondent aux critères suivants :

1. pas d'effets d'aubaine pour les fournisseurs concurrents, car le système pourrait créer de fortes incitations à des démarches commerciales "agressives" sur leur trop plein d'enlèvements,
2. pas de système compliqué de reversements entre fournisseurs concurrents et opérateur historique qui pourrait conduire aux mêmes problèmes que ceux dont souffre le Tartam, mais à l'envers.

Le système de reversement des fournisseurs alternatifs vers EdF devrait être complexe. Il demeure très imprécis pour l'heure. Il est écrit p.14 : « les conditions d'accès doivent être ajustées ex-post en fonction du portefeuille effectifs de clients des fournisseurs soit en volume soit par un complément de prix », et dans la note 45 sur les corrections ex post : elles se feront « soit sur des volumes (compte de régularisation des écarts entre la base régulée fournie et la base du portefeuille des clients) soit sur les prix (complément de prix sur le principe des dispositifs Direct Energie, ou Exeltium) ». Le principe même de l'ajustement ex-post est porteur en lui-même d'une grande complexité. Il impliquera notamment de reconstituer toutes les courbes de charge ex-post, ce qui nécessitera une très abondante information, comme le montre l'expérience actuelle du contrôle du dispositif Direct Energie¹⁰.

⁹ On en ajoutera au passage un quatrième : les soustractions de divers éléments correspondant à l'électricité de base en hydraulique fil de l'eau ou en droits de tirage préexistants (Electrabel sur Tricastin et Chooz, les enchères Direct Energie, Suez et les centrales de la CNR, (voir note 47 du rapport) .

¹⁰ Simple dans le principe, la mise en œuvre de ces ajustements ex-post se heurtera à de nombreuses difficultés d'ordre pratique. Il va falloir réajuster périodiquement les quantités d'électricité demandées par les fournisseurs

d.2). L'attribution des droits de tirage est elle-même complexe. Elle est dissociée en deux parties, un « ruban » d'un an de production de base, et une puissance modulée au long de l'année fixée suivant le profil de production normal en base.

Comment définir les conditions d'exploitation des centrales selon les saisons ? Doit-on se référer au seul entretien programmé ? Doit-on prendre en compte les arrêts imprévus seulement en espérance mathématique ? Quid des décisions réglementaires d'arrêt décidées par l'Autorité de sûreté nucléaire ? (voir note 46 du rapport).

EdF ne sera-t-elle pas tentée de définir et d'imposer un profil d'exploitation basée sur une optimisation en relation avec le profil de charge de sa clientèle, et non pas de l'ensemble des consommateurs clients de tous les fournisseurs ? Au bout du compte il est probable que le risque d'exploitation, dont le risque réglementaire, devra être supporté par l'opérateur nucléaire, c'est-à-dire EdF¹¹.

d. 3). Comment dans le futur comptabiliser l'impact des fermetures de centrales existantes sur le ruban concerné ? Quid des flux exportés qui actuellement viennent aussi des premières centrales qui seront fermées?

e) Le problème d'incitation à investir en équipement de base

En séparant artificiellement marché de base et marché de pointe, et en proposant de réguler le prix et les quantités du marché de base, la proposition de la commission Champsaur réduit le

en prévision de la consommation qu'ils envisagent de servir et celle effectivement servie. Si le solde est négatif (prévisions supérieures aux ventes effectives), les fournisseurs devront verser un dédommagement à l'opérateur historique, correspondant au différentiel entre ce que les fournisseurs auront engranger comme gains en revendant l'électricité sur le marché de gros et le prix régulé du nucléaire. Si le solde est positif (prévisions inférieures aux ventes), les fournisseurs ayant dû compléter leur approvisionnement en se tournant vers le marché de gros pourront demander un remboursement auprès de l'opérateur historique, correspondant au différentiel entre le coût de leur approvisionnement sur le marché de gros en base et le prix régulé du nucléaire. Pour que ces régularisations soient adéquates et n'ouvrent pas des possibilités de jeux stratégiques de la part des fournisseurs, la collecte et la vérification de nombreuses informations seront nécessaires : identifier et suivre la courbe de charge de chacun des portefeuilles clients et en extraire les consommations en nucléaire de base ; identifier et suivre sur un pas horaire (8670 fois par an), les substitutions qui s'effectuent, pour chacun des fournisseurs, entre les approvisionnements sur le marché de gros (en quantité et en prix) et les droits dont ils bénéficient (et qu'ils utilisent ou pas) sur le nucléaire existant. Cela ressemble à s'y méprendre à la mécanique instaurée par le Tartam, qui, comme le souligne la Commission Champsaur, s'est avérée « complexe à mettre en oeuvre et source de dysfonctionnements » (Champsaur P., 2009)

¹¹ Détaillons cette mise en oeuvre pratique dans laquelle il faudra fixer au préalable les conditions d'exploitation des centrales nucléaires de l'opérateur historique et les conséquences des aléas d'exploitation. Réguler en prix et quantité la production nucléaire française en prix et en quantité à destination du marché français nécessite au préalable de séparer ce qui est destiné à l'alimentation des clients français et ce qui est destiné à l'export. Dans la logique de la proposition Champsaur, les exportations ne devraient être considérées que comme un solde, l'électricité nucléaire en surplus, non utilisé pour les besoins des clients français, pouvant alors être vendue sur les marchés. Or, pour que cette séparation nette puisse être faite, il est nécessaire de procéder de la même manière que précédemment, en fixant la quantité d'électricité nucléaire destinée au marché français sur une base prévisionnelle et en l'ajustant, non seulement aux livraisons effectives (ce qui est aisé à faire), mais aussi aux conditions d'exploitation du parc, en tenant compte des contraintes programmées (arrêts de tranches) et des aléas (arrêts plus longs que prévu, aléas climatiques, décisions de l'autorité de sûreté nucléaire, pannes, etc.)¹¹. Comment prendre en compte ces aléas ? Doit-on comptabiliser les baisses consécutives de production uniquement sur l'export ou bien faut-il ajuster les droits de tirage accordés aux fournisseurs ? Faut-il envisager l'un ou l'autre en fonction du type d'aléas ? Certaines centrales nucléaires ont une production qui va à l'export sur la base des contrats initiaux par rapport à une tranche dédiée. Comment dissocier les performances d'exploitation des centrales vers le marché français de celles dédiées pour une part de leur puissance à l'export ?

jeu des signaux-prix de marché dans l'orientation des décisions aux seuls choix d'investissements de pointe et de semi-base dans une vision d'un marché français intégré au marché continental. Ceci pose un problème en soi. On ne peut pas considérer que le prix de gros régulé pour la fourniture du ruban au « coût courant économique »¹² sera un signal incitatif suffisant pour investir en équipement de base au cas où il serait rentable d'investir dans cette technologie au regard des prix de marché. On ne peut ignorer deux éléments importants qui guident les décisions en matière nucléaire en France :

1. que le niveau des prix régulés à attendre, qui sera basé sur « le coût courant économique », sera inférieur au coût complet en développement des nouveaux réacteurs (même pour le 4^o ou 5^o de la série EPR),
2. que l'incitation à investir dans le nucléaire aussi bien pour EDF que ses concurrents résulterait de la rente du nucléaire extraite des ventes sur le marché intégré ; cette rente est créée et va se perpétuer pour les équipements nucléaires nouveaux en raison des contraintes mises sur tout projet nucléaire dans les systèmes électriques adjacents au système français.

La régulation du marché de gros proposée par la commission Champsaur serait un vrai problème si le marché français était en croissance et si les réacteurs en place devaient être remplacés rapidement, c'est-à-dire s'il y avait un besoin de nouveau nucléaire pour le seul marché français supposé isolé. On tombe sur un aspect positif du caractère bancal du dispositif : si d'un côté, le prix régulé du droit de tirage est insuffisant pour investir en équipement de base pour le marché français que l'on veut isoler du marché extérieur, d'un autre côté ce n'est pas si grave puisque on n'a pas besoin de nouveau nucléaire pour le seul marché français dans les quinze ou vingt prochaines années selon la PPI 2009 (voir ci-dessous). Tout nouveau nucléaire qui sera investi par EdF, GdFSuez ou d'autres sera implicitement à destination de l'exportation et avec des ventes aux prix alignés sur celui du marché de gros continental.

f. Des incitations à l'entente sur le marché industriel

Un tel type de marché alimenté entre les concurrents à la même source de production détenu par l'opérateur dominant pour les trois quart des débouchés finaux ne peut que jouer dans le sens de la collusion. La littérature économique abonde d'exemples de régulations d'accès à des infrastructures conduisant à des ententes. Le dispositif proposé et sa régulation ne peut manquer de provoquer des discussions entre les fournisseurs, historiques et alternatifs pour discuter des coûts, des prix et de parts de marché. La concurrence entre eux ne se jouerait pas en prix mais sur la différenciation des offres. Dans un scénario critique on peut imaginer que les fournisseurs se partagent le marché sur le moyen terme et une fois les parts stabilisées, ne se concurrencent plus et remontent de façon parallèle leur offre de prix aux industriels. Ce scénario a d'autant plus de chance de survenir si le prix d'accès est bas, ce qui inciterait le fournisseur historique à vouloir accroître sa marge.

¹² Ce « coût courant économique » est un coût comptable réévalué de l'inflation ; il est dit « orienté vers le futur » dans le rapport car il inclut les investissements de maintenance et de jeunesse. Cette définition est assez imprécise (voir plus loin)

On a aussi évoqué plus haut une hypothèse très plausible de fonctionnement du marché industriel en partant de l'idée que ce marché serait sous menace politique si les prix industriels ne reflétaient pas le prix régulé des droits de tirage nucléaire. Dans cette hypothèse EDF, leader du marché et détenteur des actifs nucléaires, pratiquerait systématiquement des offres de prix alignés sur le coût du nucléaire sur le marché industriel pour la partie consommation en ruban de ses clients et incluant une prime, pour que les fournisseurs concurrents soient incités à offrir des prix calés sur leurs coûts de sourcing en leur laissant une marge raisonnable.

g. Les tarifs règlementés aux ménages : peu de compatibilité avec le développement de la concurrence sur le marché de masse

On rappellera d'abord la justification et les détails de la proposition de maintenir des tarifs règlementés pour les petits consommateurs pour en souligner ensuite les limites.

Le rapport propose le maintien d'un tarif règlementé pour le marché de masse pour protéger les petits consommateurs, car « la faculté des petits consommateurs à faire jouer la concurrence est limitée » (p.11) du fait de « leur inertie , l'insuffisance de comptage »,etc.. Il légitime cette proposition par une mission de service public ou assimilé : « Dès lors, il apparaît nécessaire de maintenir cette catégorie de clients à des prix de détails règlementés qui puissent s'appuyer sur le droit des Services d'intérêt général et du service universel » (p.11). Mais en même temps les tarifs devront être conçus de façon telle qu'ils restent compatibles avec le développement de la concurrence et la stabilité de la position des entrants.

Le tarif sera donc ajusté pour tenir compte de la réalité des coûts de production d'EDF (en base aux conditions économiques du parc historique et des coûts marginaux en pointe et semi base) et en ajoutant les charges de transport, de distribution et la CSPE par rapport aux tarifs actuels bridés par le gouvernement. Le rapport (p.15) définit quelques principes pour qu'il y ait ce réajustement des tarifs et les rendre compatibles avec les possibilités d'entrée des concurrents¹³, à savoir :

- ce mode de calcul des coûts du production qui reflètent les conditions d'acquisition sur le marché de gros pour les kWh hors ruban, comme celles des fournisseurs concurrents,
- la cohérence de la référence du coût en base d'EDF et le prix d'accès régulé à la production de base.

Ceci est supposé permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres qui soient concurrentielles avec celles du fournisseur historique qui vendra aux tarifs règlementés. Avec de tels principes, en effet, tout fournisseur alternatif pourrait se fournir à des coûts comparables à ceux d'EDF en demandant et payant les quantités de kWh ruban et en produisant et en se fournissant sur le marché pour le reste. Et un principe devra guider

¹³ Il nous donne même, comme pour le dispositif de régulation des prix de gros ; une vision évolutive du dispositif avec le même accéléré la séquence de disparition progressive du dispositif avec le développement de nouveaux moyens de production.

juridiquement ces offres alternatives : « tous les fournisseurs peuvent proposer des tarifs ne dépassant pas les tarifs règlementés ; un seul fournisseur, dit de dernier recours, sera quant à lui tenu de proposer ces tarifs » (p.15), ce qui, en économie, est une tautologie à tout le moins.

Il fallait rappeler toutes les arcanes de cette proposition pour pouvoir faire les trois critiques suivantes.

1. D'abord la justification du maintien d'un tarif règlementé sur le marché de masse par « le droit des Services d'intérêt général et du service universel » (p.11) parce que les consommateurs de masse ne seraient pas ou peu aptes à choisir leur fournisseur entre diverses offres n'est guère recevable au plan juridique, si ce n'est au simple plan intellectuel. On peut très bien imaginer créer les conditions informationnelles pour que le consommateur choisisse, et qu'il ne soit pas dissuadé par les barrières traditionnelles au basculement. L'alibi du respect des principes concurrentiels qui pourrait être mis en avant pour faire accepter le dispositif par les autorités européennes est peu convaincant. Ce système n'est pas fait pour activer la concurrence de détail et pour maintenir des concurrents à côté d'EDF Commerce sur le marché de masse.
2. Pour qu'il y ait la possibilité pour les fournisseurs concurrents de développer et de maintenir leur position sur le marché de masse, il faudrait deux conditions. D'abord que le tarif du fournisseur historique ait déjà pour sa partie énergie les mêmes coûts pour la partie ruban que pour le prix du droit d'accès et que les conditions de calcul du tarif en pondérant les coûts des quantités hors ruban et les coûts ruban soient explicites et transparentes. Ensuite comme les concurrents d'EDF Commerce ont à assumer des coûts supérieurs à ceux du fournisseur historique : coût d'acquisition de clients élevé, coût de commercialisation ne bénéficiant pas des économies d'échelle du fournisseur historique, etc, le tarif devrait être rehaussé d'une prime pour permettre cette présence. Si l'on se réfère à l'expérience étrangère de développement de la concurrence sur les marchés de détail, les tarifs par défaut ou en dernier ressort des fournisseurs historiques qui sont calculés en référence à leur portefeuille de contrats de *sourcing* au prix de marché intègre une surprime pour faciliter les entrées (logique du *price to beat* au Texas, ou du *headroom* au Royaume Uni). Rien n'est prévu en ce sens d'autant plus que rien ne garantit le respect par l'Etat ou le régulateur de la transmission des hausses de coût dans les tarifs.
3. L'expérience passée du tarif règlementé montre à l'envie la très grande difficulté de l'Etat à respecter les principes de régulation tarifaire qui ont été énoncés dans les précédentes lois. Rien ne peut garantir qu'il change ses pratiques et que le gouvernement, qui continuerait de décider, s'abstrait de raisons politiques et électorales. Pour que la fonction du tarif règlementé comme prix directeur du marché sur lequel s'ajustent les concurrents ait quelque chance de crédibilité, il faudrait placer la définition de ces tarifs dans les fonctions de l'autorité de régulation sectorielle .

h. La qualité du signal des prix de vente finale et des tarifs règlementés

Le rapport Champsaur argue du fait que les fournisseurs de gros vont devoir compléter leur approvisionnement par des achats de pointe et de semi-base ou par leur propres productions de semi-base, ce qui les incitera ensuite à faire des offres de prix horo-saisonniers qui

reflètent les bons coûts marginaux horaires, ce qui donnera de bonnes incitations aux consommateurs pour ajuster leur charge. Mais on ne voit pas pourquoi ce serait le cas a priori vers les consommateurs hors marché de masse pour deux raisons. D'une part la pratique montre que les contrats de vente, qui sont des contrats courts de six mois ou un an, sont le plus souvent des contrats à prix plats, et quand les prix peuvent changer au moment du renouvellement, les changements de prix agissent souvent avec retard et comme récupération. D'autre part on ne peut pas deviner non plus qu'elles seront les stratégies d'offre de prix des fournisseurs approvisionnés avec un mix de production propre, de droits de tirage nucléaire à hauteur de 60 à 80% de leurs ventes, et de contrats d'achat. Auront-ils des offres horo-saisonniers, ou tout au moins des contrats à prix différents selon les plages horaires ?

On peut imaginer par contre que, sur le segment réglementé, le régulateur impose une structure tarifaire fine de type horo-saisonnier au fournisseur historique, les fournisseurs concurrents pouvant éventuellement suivre. Les demandes en pointe et semi-base seraient donc arasées. Le système ne serait donc pas tant éloigné de l'optimum social tout en allouant la rente du nucléaire existant aux consommateurs français.

Mais une condition primordiale s'impose sur le marché de masse pour que cela soit faisable : qu'il y ait généralisation rapide des compteurs intelligents alors qu'il y en a peu en place à l'heure actuelle¹⁴. Une généralisation prendra au bas mot une dizaine d'années, ce qui ne peut pas permettre de mettre en œuvre des offres de prix horo-saisonniers.

En conclusion sur la proposition centrale

La proposition principale du groupe Champsaur est donc économiquement et juridiquement bancale. Rien n'assure la stabilité des règles applicables au marché électrique français qui est supposé devoir être recherchée par le nouveau dispositif. Il a toutes chances d'être refusé par la Commission européenne. De plus son coût de gestion sera très élevé. Les incitations aux investissements en production de base ne seront données que par les perspectives d'exportation et les revenus offerts par le prix du marché intégré européen, ce qui n'est acceptable que parce que le marché français ne demande pas des investissements dédiés avant quelques décennies.

A l'opposé l'autre proposition de libéraliser les prix de l'électricité sur tous les segments, qui est avancée en second rang par la commission, est plus cohérente avec l'environnement de marché instauré par les directives qui visent à l'intégration des marchés électriques par la concurrence. Elle est cohérente avec la recherche de l'efficacité de long terme, en adressant des bons signaux de prix aux intermédiaires qui le retransmettent aux consommateurs. On doit cependant examiner et comparer les différentes voies de protection des consommateurs et de réallocation de la rente du nucléaire existant pour trouver le meilleur mécanisme au regard de l'efficacité économique et de l'équité.

¹⁴ Même les compteurs électroniques existants qui correspondent au tiers des compteurs doivent être équipés d'une sortie numérique (box) pour que ce soit le cas.

2. Libéralisation des prix et recyclage de la rente nucléaire dans un fonds d'économie d'énergie

L'autre proposition du rapport Champsaur combine la libéralisation des prix et un mécanisme de réallocation de la rente par une taxe dont le fruit sera redistribué à tous les consommateurs finaux, industriel, tertiaire et ménages, via une CSPE négative ou un allègement de la charge de transport. La libéralisation de tous les prix finaux et l'alignement des prix industriels et du tarif par défaut vers les ménages sur les prix du marché de gros continental est ce qu'imposent les directives. Les deux modes de réallocation sont neutres par rapport à la concurrence sur le marché électrique ; par contre il n'est pas sûr qu'il résiste à la suspicion d'aide d'Etat en ce qui concerne les prix adressés aux marchés industriels qui seraient fortement allégées par la CSPE négative ou la diminution des charges de transport.

Nous proposons plutôt d'articuler le prélèvement de la rente nucléaire avec un mécanisme de financement de la politique très ambitieuse d'efficacité énergétique et d'isolation de l'habitat résultant du Grenelle de l'environnement. La recherche de système de prix permettant d'œuvrer dans ce sens était un des objectifs assignés au groupe Champsaur dans sa lettre de mission. Le rapport évoque la possibilité de financement des énergies renouvelables, via la CSPE négative ou une taxe sur la rente abondant un fonds.

Nous proposons une spécialisation du financement sur la politique d'efficacité énergétique car outre sa qualité en termes d'efficience économique collective, elle peut éviter le défaut de tout dispositif de taxation destiné à des financements particuliers, à savoir son instabilité et sa vulnérabilité à des changements politiques, ce que souligne le rapport Champsaur pour écarter finalement toutes ces solutions. En effet la légitimité de la politique climatique et des objectifs du Grenelle dont la réalisation nécessite beaucoup de capitaux et une grande constance est telle que les gouvernements successifs devraient préserver ce mode de financement.

Il présente une seconde qualité : une partie de la rente du nucléaire existant est le résultat de l'internalisation du prix du carbone dans les prix sur les marchés électriques. Il s'agirait de confisquer au moins cette partie pour un financement d'objectifs de développement durable et de réduction des émissions.

Il présente une dernière qualité : contribuer à corriger les problèmes redistributifs que posera l'alignement des tarifs aux petits consommateurs sur les prix du marché de gros. On présente ici une version du dispositif focalisé uniquement sur les consommateurs du marché de masse (jusqu'à 36 kVA) en ne se préoccupant que de la rente du nucléaire existant extrait sur cette partie du marché afin de la réallouer au financement d'actions d'efficacité d'énergie sur ce seul marché. Mais on peut imaginer un déploiement de plus grande ampleur : prélever toute la rente du nucléaire existant dont bénéficiera EDF sur le marché industriel comme sur le marché de masse. Notre choix a pour but de mettre en relief les possibilités de recyclage de la baisse de surplus des petits consommateurs vers des investissements dont ils bénéficieront directement. Mais on pourrait très bien imaginer un prélèvement de l'ensemble de la rente du nucléaire par taxation et une affectation à un fonds couvrant l'ensemble des actions d'économie d'énergie dans tous les secteurs.

a. Présentation générale

Notre solution s'articule autour de l'idée suivante: libéraliser les prix des industriels d'un côté, aligner la part « énergie » des tarifs vers les petits consommateurs au niveau des prix de gros et prélever le surplus ainsi dégagé par l'opérateur historique pour investir dans l'amélioration de l'efficacité énergétique chez les consommateurs, avec une focalisation principale sur les ménages et les professionnels, et en particulier sur les ménages vulnérables. Et ceci pour deux raisons principales : d'une part leur consommation est peu sensible aux variations de prix (forte inélasticité), ils constitueront donc les grands perdants d'un passage sans accompagnement aux prix de marché (notamment les plus pauvres d'entre eux) ; d'autre part ils forment le socle de « l'acceptabilité sociale » de la réforme qu'il s'agit de ménager.

L'opérateur historique bénéficiera d'un surplus important, qui sera prélevé pour alimenter un fonds spécial destiné à financer en priorité des actions d'économie d'énergie chez les particuliers et dans le tertiaire, notamment les actions d'isolation thermique. Les fournisseurs alternatifs ne bénéficiant pas de l'accès aux mêmes moyens de production n'alimenteront pas ce fonds. De ce fait, s'il est bien calibré et correctement mis en œuvre (voir plus loin), le dispositif permettra une réduction progressive des factures payées par les ménages et les professionnels au titre de leur consommation d'électricité. Le financement des travaux de rénovation thermique chez les clients peut être considéré comme un remboursement différé des surcoûts que ceux-ci devront acquitter avec le passage de l'ancien système de tarification au nouveau.

b) Modalités de fonctionnement.

En supposant que les prix de marché soient transmis dans tous les prix industriels et domestiques, l'accroissement des revenus de l'opérateur historique du fait de l'intégration des marchés résulte du passage du prix horaire aligné sur le coût d'exploitation du nucléaire avant intégration pendant une période majeure de l'année, à un prix aligné sur le coût variable de la centrale gaz ou charbon qui est marginale pendant la même période sur le marché intégré. Ceci concerne toutes les ventes pendant les heures correspondant à la différence entre périodes de marginalité du nucléaire dans un marché français isolé supposé à parc optimal (avec le parc actuel) et un marché français intégré au marché européen (voir encadré).

Encadré

Calcul de la rente de rareté du nucléaire existant sur le marché français après libéralisation des prix

Le calcul de ce surplus de revenu qui est en fait la rente de rareté du nucléaire existant après l'intégration des marchés est relativement simple. Il se calcule comme la différence de revenus tirés par l'opérateur historique dans une situation de référence (lorsque le nucléaire est marginal sur un marché isolé) et dans la situation actuelle de marché intégré, situation se caractérisant par une durée de marginalité réduite¹⁵. A titre purement illustratif, en prenant de façon prudente un écart limité de 20€/MWh entre le prix marginal du kWh nucléaire (20€/MWh) et le prix marginal du kWh gaz (40€/MWh), le surplus de revenus de l'opérateur nucléaire sur

¹⁵ On a développé ce calcul dans Finon et Romano in Energy Policy (2009). Cette approche est différente de celle consistant à calculer la différence de surplus entre prix moyen annuel et ce que serait le prix moyen annuel aligné sur le coût marginal de long terme. C'est néanmoins deux approches qui sont convergentes en théorie sur des marchés concurrentiels et en informations parfaite, sachant qu'à parc adapté la courbe d'offre de court terme, c'est à dire de coût marginal de court terme tangente la courbe enveloppe du coût marginal de long terme au point d'intersection avec la fonction de demande.

l'ensemble de ses ventes françaises à la suite de l'alignement des prix industriels et domestiques sur les prix de gros serait de 3,3 milliards d'euros. En prenant un écart beaucoup plus important de 50€/MWh, la rente de rareté se monterait à 8 milliards d'euros.

Sur le seul marché des petits consommateurs, qui correspond à environ 45 % de la consommation française, l'opérateur historique pourrait donc bénéficier d'un surplus de revenus de 1,45 milliard d'euros lorsque la différence de prix marginaux est de 20€/MWh et de 36 milliards d'euros si cette différence est de 50€/MWh. C'est ce surplus qui doit alimenter le fonds d'efficacité énergétique.

Le surplus ainsi dégagé ira alimenter un fonds de soutien aux efforts d'efficacité énergétique chez les clients résidentiels (travaux d'isolation, achat de chaudières efficaces, d'équipements ou fournitures économes en énergie, conseil et diagnostic énergétique, etc.). Pour être dégagé du risque de décisions discrétionnaires du Trésor, le fonds serait géré par la Caisse des Dépôts ou tout autre organisme indépendant ;

Le fonds servira à alimenter les différentes subventions directes versées aux consommateurs, aux propriétaires et aux bailleurs sociaux, notamment dans le cadre des programmes d'isolation. Une grande partie pourra s'appuyer directement sur l'obligation d'efficacité énergétique mise sur les fournisseurs d'énergie en France depuis 2005 (loi de politique énergétique, juillet 2005). Ceux-ci sont en effet tenus d'engager des actions auprès de leurs clients de manière à réduire leurs consommations d'énergie.¹⁶

On doit souligner que l'abondement du fonds variera en fonction des fluctuations des surplus dégagés par l'opérateur qui, à chaque période, dépendront du prix du marché horaire et donc du niveau des prix des combustibles et du carbone, ainsi que des aléas hydrauliques et de disponibilité des équipements nucléaires.

c) Une articulation étroite avec l'obligation d'efficacité énergétique

Cette obligation devrait être renforcée dans les années qui viennent avec la fixation d'objectifs plus ambitieux de quantités d'énergie à économiser. Le projet de loi « portant engagement national sur l'environnement » (dit Grenelle II) prévoit d'apporter des améliorations au dispositif des certificats d'économies d'énergie. « Ces améliorations visent à étendre la portée du dispositif et favoriser son industrialisation en prévision d'une augmentation significative de l'objectif national d'économies d'énergie » (article 27). La portée de cette augmentation n'est pas précisée. Un décret devra en fixer le niveau. Le Comité opérationnel en charge de la question de la rénovation des bâtiments existants dans le cadre du Grenelle de l'Environnement préconise un objectif pour la seconde période (2009-2012) cinq à dix fois supérieur à l'objectif de la première période, en ciblant prioritairement les logements sociaux et les ménages en situation de précarité énergétique (Pelletier P., Comop Habitat, 2008). Pour l'heure l'obligation d'efficacité énergétique est autofinancée par les fournisseurs qui cherchent à minimiser leurs dépenses en faisant participer les consommateurs au financement du coût des actions les concernant. Les fournisseurs s'y retrouvent dans la mesure où les coûts de l'obligation restent faibles.

¹⁶ Cette obligation est définie en terme de quantités économisées de kWh actualisés à atteindre sur une base triennale : baisse de 54 TWh sur la période allant du 1^{er} juillet 2006 au 20 juin 2009 (ADEME, 2008b). Cet objectif, qui incombe à EDF et Gdf Suez pour plus de 80%, revient en fait à demander aux fournisseurs d'entamer des actions qui se traduiront par une diminution annuelle de 0,4% des consommations électriques et gazières sur la période considérée (soit 4 TWh par an) (DGEC, 2009b).

Mais le passage de l'obligation à un niveau plus élevé entraînera nécessairement un surcoût important pour ces mêmes fournisseurs. Les fournisseurs auront sans doute à financer les travaux et équipements dans les logements des ménages, directement avec les propriétaires, avec les locataires dans le parc social par le truchement de conventions signées avec les bailleurs sociaux, et avec les locataires dans le parc privé par l'intermédiaire de conventions avec les bailleurs ou avec les syndicats de co-propriété.

Le fonds de soutien permettrait de subventionner tout ou partie des dépenses à consentir par les fournisseurs et les consommateurs. En fonction des montants collectés dans le fonds et du retour d'expérience sur les coûts des mesures d'efficacité énergétique prises en première période. On pourra fixer des objectifs plus ambitieux de réduction des consommations sans pour autant craindre de répercussion des coûts sur la facture des clients. Une multiplication par 5 à 10 de l'objectif actuel, en considérant que les fournisseurs répercutent intégralement les coûts aux consommateurs, correspondrait au bout de trois ans à une augmentation de la facture comprise entre 5 et 10 % (Pelletier P., 2008). Cela pourrait favoriser la montée en puissance du dispositif, qui constitue l'un des leviers d'action importants en matière de baisse des consommations énergétiques et de réduction des émissions de CO₂, enjeux majeurs du Grenelle de l'Environnement (ADEME, 2008a).

Les sommes en jeu sont loin d'être négligeables. Le besoin de financement pour atteindre les objectifs du Grenelle en matière d'isolation de l'habitat est grosso modo de 3 milliards par an. Le dispositif proposé pourrait permettre de dégager de 1,5 à 3,6 milliards d'euros par an simplement en prélevant la partie de la rente vers les petits consommateurs. Ces montants pourront être réinvestis chez les clients résidentiels et professionnels, et plus particulièrement chez les ménages vulnérables et dans les logements sociaux.

La création du fonds pourrait également contribuer à répondre aux attentes du législateur en organisant une modulation des subventions permettant de cibler les économies d'énergie vers les logements sociaux et les ménages en précarité énergétique (voir plus loin).

d) Avantage de la voie proposée : une double convergence avec l'efficacité de long terme

On ne revient que rapidement sur les qualités de cette voie par rapport à la réforme voulue par les directives : le dispositif repose sur la libéralisation de tous les prix et ne contrevient pas aux règles du droit européen (directives, traités, jurisprudence)

Il permet de donner les bonnes incitations aux acteurs du marché (y compris l'opérateur historique) pour qu'ils investissent dans de nouveaux moyens de production, ceux-ci étant rémunérés sur la base des prix marginaux de court terme

Les clients résidentiels, qu'ils soient au « tarif par défaut » ou en offre de marché, reçoivent les bons signaux de prix. Le kWh marginal consommé sera payé au coût variable des centrales marginales, ce qui doit en principe les inciter à orienter correctement leurs choix d'équipements et leurs comportements d'utilisation de façon conforme à l'optimum social du marché intégré sous contraintes politiques limitant l'investissement nucléaire. Les prix seront plus élevés de 30 % environ par rapport à la situation actuelle. On disait plus haut que les consommations sont peu élastiques au prix. Elles le sont plus sur le long terme, comme le montrent les travaux économétriques, mais cet effet ne se concrétise vraiment que dans un environnement de politique d'efficacité énergétique.

Le financement des actions de maîtrise de la demande permet donc de se situer pleinement dans la même perspective de l'efficacité de long terme. Ce dispositif complètera les autres mesures prises en matière d'amélioration de la performance énergétique du bâtiment à

destination des particuliers (crédit d'impôt « développement durable », éco-prêt à taux zéro) et des bailleurs sociaux (éco-prêt logement social).

e) Comment rechercher l'équité redistributive.

L'abandon des tarifs réglementés va se traduire par des factures en nette hausse pour les clients. Cette augmentation pourra être compensée par les efforts consentis par les fournisseurs en matière d'efficacité énergétique, qui se traduiront par des diminutions des quantités d'électricité consommées chez les clients et des déplacements de consommations des heures pleines vers les heures creuses (mise en place des compteurs intelligents et tarif par défaut horo-saisonnier). Si le prix unitaire de l'électricité consommée augmente, les quantités baissent, ce qui devra conduire à une maîtrise de l'évolution de la facture payée par les consommateurs.

Néanmoins force est d'admettre que la redistribution ne s'opérera pas aussi simplement dans le temps et vers les groupes sociaux les plus affectés. Sa mise en œuvre devra tenir compte de deux contraintes fortes : la première est liée à sa nécessaire montée en puissance, la seconde est liée à la priorité donnée aux logements sociaux et aux ménages vulnérables.

- **La focalisation sur les ménages vulnérables.** Les fournisseurs auront l'obligation de financer en priorité les travaux dans les logements des ménages à bas revenus et dans les logements sociaux. Deux voies devront être examinées avant le choix d'une politique de compensation. La première, incitative, prévoirait que les actions menées en direction des ménages à faibles revenus ou dans des logements sociaux bénéficient d'une bonification en termes de certificats attribués. C'est-à-dire qu'une action entreprise à destination de cette cible sera mieux comptabilisée et donnera lieu à un remboursement plus avantageux. La seconde, fondée sur la contrainte, prévoirait que les fournisseurs soient obligés de réaliser une partie significative de leurs actions (30% à 50%) sur la cible retenue (Pelletier P., 2008). C'est la solution qui a été choisie en Angleterre. Cela constituerait une juste compensation pour ces ménages qui seront les plus affectés par la hausse des tarifs. Il faudra également veiller à ce que les ménages qui bénéficient des tarifs sociaux de l'énergie¹⁷ n'échappent pas au dispositif. Pour cela, des obligations spécifiques imposées aux fournisseurs devront être prévues à destination de cette catégorie de clients.
- **Une montée en puissance progressive.** Il risque de se passer du temps avant que les efforts d'efficacité énergétique effectués par les fournisseurs chez les clients se traduisent concrètement sur le montant des factures. Il faut donc anticiper une montée en puissance progressive du dispositif, tandis que pour réduire progressivement l'écart entre les tarifs actuels et les prix de marché, la hausse des prix de l'électricité que devront supporter les clients sera lissée sur cinq années. Cet étalement est nécessaire pour que les fournisseurs engagent leurs efforts sans tarder. Avant même que le fonds de soutien ne soit totalement abondé, ils pourraient le faire rapidement, aiguillonnés

¹⁷ Tarif de Première Nécessité. Le TPN se traduit par une réduction annuelle de 30 %, 40 % ou 50 % selon la composition familiale, sur une tranche de consommation de 100 kWh par mois et sur le prix de l'abonnement. Les ménages qui peuvent en bénéficier sont ceux dont le coefficient social ouvre droit à la Couverture Maladie Universelle Complémentaire, soit 620,58 € par mois pour une personne seule. Il existe un équivalent pour le gaz, le Tarif Spécial de Solidarité gaz (TSS), ouvert aux mêmes bénéficiaires.

par la perspective de gagner des parts de marché ou d'éviter d'en perdre face à des concurrents plus actifs ou mieux préparés.

- Enfin comme la montée en puissance sera lente, le gouvernement devra envisager l'attribution de chèques forfaitaires aux ménages à bas revenus en fonction de leur consommation sur une période transitoire. Une telle réallocation a été pratiquée quelques années en Alberta (Canada) lors du passage aux prix de marché. Elle devra être prolongée pour certains consommateurs dans la mesure où la compensation indirecte par investissement d'efficacité énergétique ne pourra pas être ciblée avec une bonne précision sur l'ensemble des ménages trop lourdement affectés par la hausse de tarifs.

f. Conclusion : coupler l'enjeu d'achèvement de la réforme électrique imposée par les directives et la poursuite des objectifs du Grenelle de l'environnement

La lettre de mission adressée à la Commission Champsaur stipule que l'objectif à atteindre en matière de réforme de la structure tarifaire est de « permettre à la France de disposer d'un cadre clair et stable pour le marché électrique français, protecteur des intérêts des consommateurs et s'inscrivant dans un contexte européen d'ouverture du marché de l'électricité ». Nous ne pensons pas que la solution préconisée par la commission Champsaur soit de nature à le faire pour des raisons qui tiennent à la fois à la complexité du mécanisme proposé, à son caractère faiblement euro-compatible et à sa faible contribution pour orienter les comportements vers une utilisation raisonnée de l'énergie.

Nous proposons une autre voie qui passe par la libéralisation des prix finaux et une nouvelle formule de tarif de défaut alignée sur les prix de marché mais qui est associée à une redistribution de la rente de rareté à destination des clients résidentiels et professionnels sous forme de soutien à l'efficacité énergétique et à la rénovation thermique, un objectif majeur du Grenelle de l'Environnement. Le dispositif pourrait s'articuler en majorité à l'obligation d'efficacité énergétique qui a l'avantage de s'adresser directement aux fournisseurs. Il devra être orienté prioritairement sur les ménages en situation de précarité énergétique, mais un mécanisme de compensation vers les ménages précaires semble indispensable. Ceci dit, compatible avec les exigences nées de la libéralisation des marchés, cette voie, simple et transparente, a l'avantage d'orienter les consommateurs vers des comportements économes en énergie et contribue à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. On a présenté cette voie où la rente prélevée est celle réduite au seul marché de masse. Le dispositif peut être conçu de façon plus large en prélevant aussi la rente qui sera extraite sur le marché industriel par EDF pour un fonds développement durable.

Reference

Ademe (2008a), *Regard sur le Grenelle*, ADEME, Paris, septembre

Ademe (2008b), *Les certificats d'économie d'énergie, un mécanisme innovant de promotion de l'efficacité énergétique*, Stratégies et Etudes, n°10, Mars

Champsaur P. (2009), *Rapport de la Commission sur l'organisation du marché de l'électricité présidée par Paul Champsaur*, rapport pour le MEDDAT et le Ministère de l'Economie, avril

Defeuilley C., Finon (2009), « Accompagner l'extinction des tarifs réglementés de l'électricité », Working paper LARSEN, Fontenay aux Roses (www.gis-larsen.org)

Finon D., Romano E. (2009), « Electricity market integration: redistribution effect versus resource reallocation », *Energy Policy*, à paraître

Finon D., Glachant J.M. (2008), « La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France », *Revue de l'Energie*, janvier-février

Pelletier P. (dir.) (2008), *Grenelle de l'Environnement. Comité opérationnel « Rénovation des bâtiments existants »*, rapport au MEDAD, Paris, février