

Les énergéticiens voient rouge avec le vert

par [Sarah Guillou](#) et [Evens Salies](#) [1]

Le marché commun de l'énergie fait-il la part trop belle aux sources d'énergies renouvelables (SER) ? C'est ce que pensent les [neuf énergéticiens auditionnés au Parlement européen en septembre dernier](#). Selon eux, atteindre 20% d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation finale d'énergie de l'UE d'ici 2020 aurait des répercussions négatives sur le secteur de l'énergie électrique : détérioration des résultats financiers des énergéticiens et de la sécurité d'approvisionnement en électricité. On ne peut nier que depuis la fin des années 1990, la politique de l'UE en faveur des SER est très active dans ce secteur. Les instruments suggérés par la Commission européenne (CE) aux Etats membres pour atteindre l'objectif des 20% sont nombreux (voir la [Directive 2009/28/CE](#)) : tarifs d'achat garantis de l'électricité produite à partir de SER, crédit d'impôt, ... Aussi, en 2011, l'ensemble de ces mesures a-t-il permis à l'UE-27 d'atteindre 22% d'électricité produite à partir de SER, hydroélectricité incluse ([Eurelectric, 2012](#)) [2].

En quoi cette politique porte-t-elle préjudice aux producteurs historiques et à la sécurité d'approvisionnement ? Rappelons quelques faits stylisés de la consommation et du pilotage de la production d'électricité. La consommation est en moyenne plus faible la nuit (période dite de « base ») qu'en journée où elle passe par un ou deux pics (périodes appelées « pointes »). L'électricité n'étant pas stockable, le moyen le moins coûteux de répondre au passage base-pointes est d'utiliser les centrales selon leur « ordre de mérite ». Un producteur faisant appel à plusieurs sources d'énergie les

sollicite ainsi de la moins flexible (démarrage lent, coût marginal faible) à la plus flexible (démarrage rapide, coût marginal élevé). En théorie, l'empilement est/était le suivant : nucléaire-charbon pour la base, nucléaire-charbon-gaz en pointe[\[3\]](#). C'est durant les pointes, où les prix de gros peuvent s'envoler, que les producteurs gagnent le plus d'argent. De son côté, la production des centrales à SER est contingente aux aléas météorologiques (« l'intermittence ») : ces centrales ne produisent que lorsque la ressource primaire associée (vent, soleil, etc.) est suffisante ; elles sont alors prioritaires pour satisfaire la consommation d'électricité.

L'intégration des SER dans le parc de production modifie l'ordre de mérite. L'empilement précédent devient éolien-nucléaire-charbon pour la base, éolien-nucléaire-charbon-gaz en pointe ; du vent est donc substitué à un peu d'uranium, de charbon et de gaz. Sachant que le coût marginal de production des centrales à SER est proche de zéro, leur intégration, pourtant minime dans le *mix* énergétique, fait baisser le prix moyen sur les marchés de gros. Par conséquent, avec l'intégration des SER, les centrales à énergies fossiles sont moins bien rémunérées. De leur côté, les centrales à SER bénéficient toujours d'un tarif d'achat garanti (en France, 8,2 c€/kWh pour l'éolien, entre 8 et 32 c€/kWh pour le photovoltaïque, ...) [\[4\]](#). Le manque à gagner est plus grand durant les périodes de pointe de consommation. Les producteurs sont moins incités à investir dans la construction de centrales à énergie fossile qui sont pourtant nécessaires pour produire durant ces périodes. D'où un risque pour la sécurité d'approvisionnement : avec un écart potentiellement réduit entre les capacités disponibles et la demande en pointe, le risque que l'écart réel entre la production et la consommation soit négatif est alors plus grand.

Une solution possible est la création d'un « marché de capacités ». Sur ce marché, la mise à disposition bien à

l'avance de la capacité de production d'une centrale entraîne une rémunération, même s'il n'y pas de production effective. Ce type de marché intéresse les neuf énergéticiens, dans la mesure où ils sont dotés en centrales électriques à gaz et/ou sont vendeurs de gaz, qui sont celles sollicitées en période de pointe. En France, la [loi de NOME](#) de 2010 prévoit la mise en place d'un tel marché pour la fin 2015.

Notons par ailleurs qu'une part significative des centrales à énergie fossile n'étant pas en fin de vie physique, l'intégration des SER ajoute des capacités à un marché européen de l'énergie électrique déjà en état de surcapacité. Cette situation de surcapacité est aggravée par la crise économique qui touche la demande d'énergie. Elle concerne surtout les centrales à gaz déjà concurrencées par les centrales à charbon devenues plus rentables depuis l'importation du surplus de charbon américain, évincé par le gaz de schiste. L'excès d'offre contribue cependant à contenir les prix de l'électricité.

Au final, l'audition des neuf énergéticiens au Parlement européen révèle deux difficultés majeures de toute politique de transition énergétique. La première est le coût de l'ajustement au nouveau *mix* énergétique. Les énergéticiens, tels les neuf, se plaignent (à juste titre) que ce coût met en péril leur rentabilité et certains seront contraints de fermer des sites de production, voire de les démanteler, pour y faire face ([Eon en Allemagne](#)). Les consommateurs, de leur côté, financent entre autres l'obligation de rachat – en France, via la contribution au service public de l'électricité ([700 millions d'euros en 2010](#)). Le coût de l'ajustement est incontournable et même nécessaire à l'ajustement : c'est parce qu'elles ont à supporter un coût supplémentaire que ces entreprises modifieront leur portefeuille énergétique. La deuxième difficulté se résume en une question : comment concilier le soutien aux SER et la sécurité d'approvisionnement ? Si la politique énergétique participe

bien d'une amélioration de la qualité de l'air, elle semble encore inefficace dans la gestion de la sécurité d'approvisionnement qui constitue tout autant un bien public.

La CE s'oriente vers des solutions de coopération. À l'instar du développement coordonné de l'interconnexion des réseaux nationaux mené par les gestionnaires des réseaux de transport, elle s'interroge sur la faisabilité d'un [marché commun d'échanges de capacité de productions d'électricité](#). La CE souhaiterait également que les Etats membres se coordonnent pour la fixation des tarifs d'achat garantis. En effet, ces tarifs peuvent créer des effets d'aubaine, notamment pour les équipementiers (voir [Guillou, S., 2013, Le crépuscule de l'industrie solaire, idole des gouvernements, Note de l'OFCE No. 32](#)). Il reste à trouver des mécanismes qui entraîneraient une gestion coordonnée de la sécurité d'approvisionnement électrique de l'UE tout en faisant une place aux SER. L'audition des énergéticiens au Parlement européen devrait susciter une réflexion plus générale sur la sécurité d'approvisionnement dans l'UE, toutes sources d'énergie confondues.

[\[1\]](#) Nous remercions Dominique Finon, Céline Hiroux et Sandrine Selosse. Toute erreur est de notre seule responsabilité.

[\[2\]](#) Le chiffre des 20% couvre un nombre de secteurs plus grand que le secteur de l'énergie électrique.

[\[3\]](#) Ce principe était surtout valable avant la libéralisation des marchés de gros, où un producteur verticalement intégré décidait des centrales à démarrer pour répondre à une demande nationale.

[\[4\]](#) Les tarifs d'achat garantis ont été mis en place afin que les technologies de production de l'électricité à partir de

SER qui n'étaient pas encore matures ne soient pas désavantagées.

Les conteurs d'EDF

par [Evens Salies^a](#)

L'enjeu des politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre n'est pas seulement environnemental. Il est aussi de [stimuler l'innovation, facteur de croissance économique](#). La politique d'amélioration de l'efficacité énergétique [1] nécessite de lourds investissements visant à transformer le réseau électrique en un réseau plus intelligent, un [smart grid](#).

A ce titre, les Etats membres ont jusqu'en 2020 pour remplacer les compteurs d'au moins 80 % des clients des secteurs résidentiel et tertiaire par des compteurs plus « intelligents ». En France métropolitaine, ces deux secteurs représentent 99 % des sites raccordés au réseau basse tension (< 36kVA), soit environ 43 % de la consommation d'électricité, et près de 25 % des émissions de gaz à effet de serre (sans compter celles émises lors de la production de l'énergie électrique qui alimente ces sites).

Ces nouveaux compteurs possèdent des fonctionnalités qui, comme l'ont montré des recherches, permettent de réduire la consommation électrique. La [télérelève](#) des données de consommation toutes les 10 minutes, et leur transmission en temps réel sur un afficheur déporté (l'écran d'un ordinateur, etc.), matérialisent sans délai les efforts d'économie d'électricité ; ce qui était impossible auparavant avec deux relevés par an. La télérelève à haute fréquence permet aussi

un élargissement du menu de contrats des fournisseurs à des tarifs mieux adaptés au profil de consommation des clients. Le « pilote » du réseau de transmission peut optimiser plus efficacement l'équilibre entre la demande et une offre plus fragmentée à cause du nombre croissant de petits producteurs indépendants. Pour les distributeurs [2], la télérelève résout le problème d'accessibilité aux compteurs [3].

Ces fonctionnalités sont supposées créer les conditions d'émergence d'un marché de la maîtrise de la demande d'électricité (MDE) complémentaire de celui de la fourniture. Ce marché offre aux [fournisseurs](#) non-historiques la possibilité de se différencier un peu plus, en proposant des services adaptés au besoin de MDE de la clientèle [4]. Le gain en termes d'innovation pourrait être significatif si des sociétés tierces, spécialistes des technologies de l'information et de la communication, développent elles aussi les applications logicielles permises par l'usage du compteur. Pourtant, en France, la politique de déploiement des compteurs évolués ne semble pas aller dans le sens d'une plus grande concurrence. L'innovation pourrait s'arrêter au compteur en raison d'une [délibération](#) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) stipulant que :

« Les fonctionnalités des systèmes de comptage évolués doivent relever strictement des missions des [distributeurs] d'électricité, [...] Ainsi, les fonctionnalités supplémentaires demandées par certains acteurs [essentiellement les fournisseurs] qui relèvent du domaine concurrentiel (notamment, l'afficheur déporté) ne sont pas retenues. »

A la lecture de ce paragraphe, nous comprenons que les fournisseurs ne sont pas prêts à supporter le coût de développement de ces fonctionnalités. Or, d'après l'Article 4 de cet arrêté, qui précise la liste des fonctionnalités réservées aux distributeurs, aucune ne semble avoir été laissée *en exclusivité* au secteur concurrentiel. En effet, les ménages équipés d'un ordinateur pourront consulter leurs

données de consommation sans passer par leur fournisseur ou une société tierce.

Il est bon de s'interroger sur les bénéfices et les coûts d'une telle approche qui, *a priori*, ressemble à une monopolisation du marché de la MDE par les distributeurs.

Cette approche permettra d'atteindre rapidement l'objectif des 80 % puisque la CRE a opté pour un service public de la MDE : les distributeurs, qui ont des obligations de service public, déploieront les compteurs communicants. A lui seul, le compteur « Linky » du distributeur d'électricité dominant, ERDF, sera déployé sur 35 millions de sites basse tension, couvrant ainsi 95 % du réseau national de distribution[\[5\]](#). Ainsi, le risque de sous-investissement dans les capacités d'effacement que les fournisseurs d'électricité devront bientôt détenir est faible. En effet, ces derniers n'ayant pas à supporter les coûts de fabrication et déploiement des compteurs, ils pourront rapidement investir dans le développement de ces capacités. De plus, la péréquation des coûts de sous-traitance pour la fabrication des compteurs et de déploiement sur tout le réseau français de distribution permet des économies d'échelle considérables. Enfin, le faible taux de pénétration des compteurs dans les pays qui ont opté pour une approche décentralisée (le compteur et les services sont alors en partie à la charge des ménages intéressés), plaide en faveur du modèle français. Ce modèle est en effet plus pragmatique puisqu'il supprime l'essentiel des barrières à l'adoption.

Cependant, le niveau de concentration des activités de distribution et de fourniture de l'électricité aux ménages pose question : ERDF est affilié à EDF, en quasi-monopole dans la fourniture aux ménages. En termes d'innovation dans les services de MDE, l'intérêt pour EDF d'aller au-delà du projet Linky de sa filiale paraît faible. D'abord, à cause des coûts déjà engagés par le groupe (au moins cinq milliards). Ensuite parce que la qualité de la solution de base d'information sur

les consommations par défaut dans Linky, sera suffisante pour parvenir à créer des coûts de migration vers les services de MDE offerts par la concurrence [\[6\]](#). Certes, les fournisseurs alternatifs vont pouvoir introduire des tarifs innovants. Mais EDF aussi. Une manière de surmonter cet obstacle serait de mettre en place une plateforme Linky, pour que des applications des sociétés tierces puissent dialoguer avec son système d'exploitation. Moyennant l'accord du ménage et, éventuellement, une charge d'accès aux données, l'activité serait certes régulée, mais l'entrée serait libre. Cela stimulerait l'innovation dans les services de MDE, mais n'augmenterait pas la concurrence puisque ces sociétés ne seront pas fournisseurs d'électricité. Le consommateur a-t-il beaucoup à perdre ? Evidemment, cela dépend du montant de la réduction de sa facture. Etant donnée la hausse probable de 30% des prix de l'électricité d'ici à 2017 (inflation incluse), nous craignons que les efforts des ménages en vue d'optimiser leur consommation ne seront pas récompensés. Le gain net à moyen terme pourrait être négatif.

Finalement, nous pouvons nous demander si, avec Linky, le groupe EDF n'essaie pas de maintenir sa position d'entreprise dominante dans la fourniture d'électricité, affaiblie depuis l'ouverture à la concurrence. Avec un service de MDE installé par défaut sur 95% des sites basse tension, Linky va devenir l'élément d'infrastructure du réseau national que devront emprunter tous les offreurs de service de MDE. Du point de vue des règles de la concurrence, il faut alors se poser la question de savoir si ERDF et ses partenaires ont bien communiqué l'information sur le système d'exploitation de Linky, sans favoritisme pour le groupe EDF et ses filiales (Edelia, Netseenergy). Les conteurs aimeraient nous narrer une belle histoire d'encouragement à l'innovation dans l'énergie et l'économie numérique pour réussir la transition écologique. Sachant que l'actuel PDG de l'entreprise en charge de l'architecture du système d'information de Linky, Atos, était ministre de l'économie et des finances juste avant le

lancement du projet Linky en 2007, nous pouvons en douter...

[1] « Amélioration de l'efficacité énergétique » et « économie d'électricité » sont utilisées indifféremment dans ce billet. Voir l'article 2 de la directive [2012/27/UE](#) du Parlement et du Conseil européens pour des définitions précises.

[2] Les distributeurs sont les gestionnaires des réseaux de lignes moyenne et basse tension. Le plus répandu est [ERDF](#). Réseaux et compteurs font partie des ouvrages concédés, propriété des collectivités locales délégantes.

[3] Cependant, cela impliquera, par exemple pour ERDF, la suppression de 5 000 postes (à rapprocher des 5900 départs à la retraite ... ; cf. Sénat, 2012, Rapport n° 667, Tome II, p. 294).

[4] En conformité avec la loi NOME de 2010, les fournisseurs et autres opérateurs devront être capables de baisser ponctuellement la consommation d'électricité de certains clients (couper momentanément l'alimentation d'un chauffage électrique, etc.), ce qui est appelé « effacement de consommation ».

[5] Dans les territoires où ERDF n'est pas concessionnaire, d'autres expérimentations existent, comme celle du distributeur SRD dans la Vienne qui déploie son compteur évolué, i-Ouate, sur 130 000 sites.

[6] Voir DGEC, 2013, Groupe de travail sur les compteurs électriques communicants – [Document de concertation](#), février.

a L'auteur remercie C. Blot, K. Chakir, S. Levasseur, L. Nesta, F. Saraceno, et plus particulièrement O. Brie, M.-K. Codognet et M. Deschamps. Les opinions défendues dans ce billet n'engagent que son auteur.

Valoriser équitablement les économies d'énergie

par [Evens Salies \[1\]](#)

Au lendemain de la première réunion de la Commission mixte paritaire relative à la proposition de loi visant à « préparer la transition vers un système énergétique sobre », il apparaît important d'interroger les raisons ayant amené le Sénat, le 30 octobre 2012, à adopter une motion de rejet de cette proposition de loi. Ce rejet est basé sur des erreurs de jugement qui témoignent de la difficulté à définir une tarification résidentielle de l'énergie juste et efficace, étant donné l'objectif du gouvernement en matière de maîtrise de la demande d'énergie. Aussi, il nous paraît opportun de nous demander clairement si la tarification proportionnelle en vigueur doit être corrigée afin de valoriser les économies d'énergie.

L'opposition des parlementaires porte avant tout sur le point suivant : le dispositif bonus-malus rompt le principe d'égalité de traitement des citoyens devant l'accès à l'énergie.[\[2\]](#) Cet argument n'est pas sans rappeler l'annulation par le Conseil constitutionnel en 2009 de la taxe carbone.[\[3\]](#) Il est toutefois surprenant dans la mesure où le principe d'égalité de traitement n'est pas totalement respecté avec la tarification en vigueur. En effet, chaque ménage paie deux taxes locales sur sa consommation finale d'électricité. Or, celles-ci diffèrent d'une commune et d'un département à l'autre pour des raisons difficiles à expliquer. Les sénateurs ont également critiqué la progressivité que le dispositif bonus-malus surimposerait à la tarification en vigueur, l'associant à une taxe déguisée. Cette critique paraît peu

fondée dans la mesure où les tarifs sociaux introduisent déjà une progressivité.[\[4\]](#)

L'élément novateur de la proposition de loi est celui de la compatibilité entre la tarification proportionnelle en vigueur et la valorisation des économies d'énergie. Entre deux ménages de composition semblable et abonnés au même tarif, la facture de celui qui contrôle sa consommation est déjà réduite. Mais cette réduction est-elle suffisante pour compenser cet effort ? Autrement dit, doit-on considérer qu'un kilowatt/heure à économiser au prix d'un effort a la même valeur économique – au signe près – que ce même kilowatt/heure simplement consommé ? Tout dépend si l'économie à réaliser est envisagée comme un gain ou une perte. Pour les ménages qui se trouvent dans ce dernier cas, l'économie est appréhendée comme un coût. Alors elle n'est pas réalisée et c'est pourquoi le dispositif bonus-malus serait efficace. Les autres n'ont pas besoin d'incitation supplémentaire.

Le dispositif bonus-malus n'offre pas seulement une ristourne (le bonus) qui sera financée par les surconsommations.[\[5\]](#) Il vise aussi à informer chaque ménage sur son comportement, qu'il soit vertueux ou pas, ce qui est cohérent avec plusieurs observations récentes de la littérature : un ménage fonde peu sa consommation d'énergie sur des prix marginaux quasi nuls – exprimés en centimes d'euro par kilowatt/heure – et qu'il connaît imparfaitement. Les variations du montant de sa facture et les annonces de variation de prix jouent un rôle plus grand. De ce fait, ce n'est pas tant les valeurs absolues des bonus et malus qui importent, mais plutôt le signal que leurs valeurs relatives inscrites sur la facture enverront aux ménages.

Certes, la surimposition du dispositif bonus-malus sur les tarifs en vigueur amplifiera dans un premier temps les écarts entre les dépenses des usagers. Mais le bonus qui s'appliquerait sur la facture des ménages dont le comportement profite à tous n'est pas moins légitime que les ristournes

dont bénéficient ceux qui, depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de détail de l'énergie, ont entrepris de changer de fournisseur.

Malheureusement, le rejet de la proposition de loi Brottes clôt tout débat didactique sur le lien entre économies d'énergie et tarification résidentielle de l'énergie. Le peu d'engouement pour ce sujet dans le débat public est facile à percevoir à la lecture du récent et volumineux rapport de la Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité. Ce n'est pas si étonnant, dans un secteur où l'on encourage plutôt l'innovation du côté offre. L'effacement diffus en est l'exemple le plus récent.[\[6\]](#) Mais, sans innovation également dans la structure des tarifs de l'énergie, la France pourra-t-elle atteindre son objectif de réduction de la consommation d'énergie ?

[\[1\]](#) L'auteur tient à remercier Marcel Boiteux, Marc-Kévin Codognet, Jérôme Creel, Gilles Le Garrec, Marcelo Saguan et Karine Chakir. Les opinions défendues dans cette note n'engagent que la responsabilité de son auteur.

[\[2\]](#) Ce principe est assuré par la péréquation tarifaire : quel que soit le lieu de résidence, la grille tarifaire est la même.

[\[3\]](#) Au motif que cette taxe introduisait une rupture de l'égalité des contribuables devant les charges publiques.

[\[4\]](#) Crampes, C., Lozachmeur, J.-M., 10/09/2012, Les tarifs progressifs de l'électricité, une solution inefficace, *Le Monde*.

[\[5\]](#) Dans le cas où la somme des malus ne suffirait pas à couvrir les bonus, l'Etat devra financer le déficit. Et, même en l'absence de déficit, la répartition des consommateurs vertueux n'étant pas forcément la même d'un fournisseur à

l'autre, une péréquation des soldes bonus-malus devra être appliquée afin que chacun finisse avec un solde nul.

[6] L'effacement diffus consiste à interrompre l'alimentation d'un radiateur ou d'un chauffe-eau pendant 10-15 minutes.

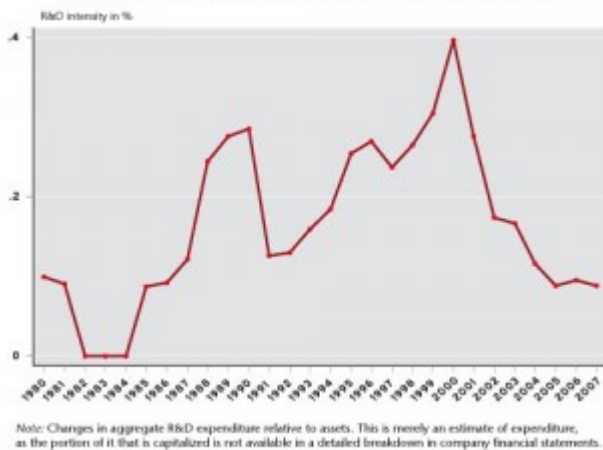
R&D all at sea: Have electricity producers lost the plot?

By [Evens Salies](#)

Is there an inherent conflict between the technological efforts needed to meet the requirements of environmental policies and the liberalization of electricity markets? In effect, the way R&D spending by European electricity producers has changed over the last three decades can give rise to doubts about the ability of the European Union to meet its goal of reducing greenhouse gas emissions by 80% to 93% by 2050 ([European Commission, COM/2010/0639](#)).

This is shown by the graph below, where we have isolated the expenditure of the 15 main producers. The figure shows a surprising reversal of the trend concomitant with the wave of liberalization in the sector sought by the EU. As concurrence doesn't necessarily mean causation, we took a look at whether the liberalization could be the source of this turnaround.

R&D intensity among Europe's main electricity producers, 1980-2007



The R&D spending of Europe's electricity producers has shrunk by 70% between 2000 and 2007, from 1.9 billion euros to 570 million euros (figures adjusted for inflation). The giants EDF and E.ON, which represent the two biggest R&D budgets in the sector, are largely responsible for this decline. R&D spending by the French electricity firm fell 33% from 2000 to 2007, from 568 million euros to 375 million. As readers are probably aware that R&D costs mainly go on personnel, it will come as no surprise that, in the case of EDF, the number of employees engaged in R&D (researchers plus technical support and administration) has fallen by about one-quarter since 2007, but we were not able to break this reduction down by type of activity.

How can producers meet the technical challenge posed by alternative energy while spending so little on R&D? Some people might believe that the situation is not as dramatic as implied by the graph above. Indeed, the R&D expenditures of the large electrical groups constitute only the bare minimum (around 10%) of the total, which is mainly spent by equipment manufacturers and public research laboratories. Looking at the figures for total private spending, it can be seen that there has been a relative increase since 2000 in the shares intended not only to increase energy efficiency, but also to produce

electricity from renewable energy sources. This is the result of numerous support measures for innovation (measures to purchase “green” electricity, financing for public / private partnership projects, etc.), without omitting the research tax credit also enjoyed by EDF.

It is nevertheless best to hold off before celebrating the above-mentioned shift in environmental innovation from the producers to the manufacturers, as the competition might well wind up by undermining the ability of the former to acquire these innovations. The question of why R&D spending has been falling thus remains relevant. Were levels abnormally high in the past, when producers enjoyed the status of public monopolies? It is in any case possible to find objective reasons for the decline, beginning with the liberalization of the markets in the European Union which, as several studies have shown, was the event triggering this radical change in the innovation policy of the electricity producers [1].

The thesis put forward in these studies is that the expected increase in competition following the opening up of these markets makes the value of the producers’ future income more uncertain. The argument in support of this thesis is that some research projects directed towards public policy objectives (those reducing emissions) do not any yield short-term cost savings that would benefit the producers. The producers have thus refocused on their core business and abandoned research programs that are not procuring them any tangible benefits, particularly in terms of patents. In Europe, however, these sacrificed environmental innovation projects are now being developed by the manufacturers (for example, Vestas in the field of wind power). Research in nuclear power is being taken over by research providers such as Areva and Siemens. The producers are tending to replace these by programs with shorter research time frames that focus on energy demand management or improvements in energy efficiency. Note that the nature of innovation as a public good makes producers

cautious, as they are supposed to bear the costs of the research projects but will not be the only ones to reap their benefits. This encourages some players to engage in “free riding”, and therefore leads to underinvestment in R&D at the aggregate level in the sector.

Interestingly, we find that this switchover gives rise to an acceleration of R&D spending in the period just prior to liberalization. First observed in the United States, this phenomenon can be seen clearly in Europe when looking at R&D levels. When the Directive containing the common rules for the internal electricity market was passed in 1996, the decline in spending that ensued was actually preceded by an increase that was even greater than that observed on average between 1980 and 1995.

However, the establishment of market rules does not explain everything. The restructuring / fragmentation taking place as the sector has opened up is not without consequences for innovation. In a way that is similar to what has been observed in other sectors like ICT, the major electricity groups began to take on debt – which necessarily came at the expense of spending on research and other investments – as they engaged in new acquisitions. Companies reorganized their research by outsourcing. The example in France is that of EDF Energies Nouvelles, since August 2011 a wholly-owned subsidiary of EDF. The industrial organization that exists today in the electrical power sector is an oligopoly with a competitive fringe. Although the activities of the main traditional producers are subject to separate accounting, they still form vertically integrated groups, from production to marketing.

This restructuring and fragmentation evokes a hypothesis that is well-known to economists concerning the advantage of large companies in terms of innovation: the *Schumpeterian hypothesis* [2]. Formally, the question is whether the intensity of R&D – that is to say, the ratio of R&D expenditure to a size variable (the balance sheet, for example) – is positively

correlated with size. We were able to demonstrate this link in a sample of 15 major European electricity producers for the period 1980-2007 [3]. However, this result is largely contingent on the period under study, during which most producers were protected from new market entrants and competitive pressure on the territory where they were doing business as public enterprises, then called “natural monopolies”.

This position gave them at least three advantages that have now disappeared. First is a kind of “right of first refusal” on the use of innovations provided by equipment manufacturers, while they were also less fearful of being imitated on their own innovations. The potential for replication was limited to a very specific area of $\square$ activity for each country, usually the country, which made it possible to spread the costs of innovation over all domestic consumers. Moreover, as they were certain not to lose their customers, the traditional producers could take risks in launching basic research projects. Finally, the regulation of tariffs ensured a predictable level of revenue.

This suggests that the Schumpeterian impact of rent appropriation dominated the negative effect on the incentive to innovate due to the lack of actual or potential competition. Once the sector was opened to competition, some of the advantages listed above disappeared. The vast majority of customers remained loyal due to the significant cost of switching, but an increasing share of the electricity produced was sold on weakly regulated wholesale markets at volatile prices. The Schumpeterian hypothesis could therefore disappear, and competition would lead to stifling the innovation fostered by spending on R&D.

An oligopoly of producers with a competitive fringe

Europe’s electric power sector is characterized by a small number of large producers (oligopoly) that hold a large share

of the market, while a large number of small firms (the competitive fringe) each have a small part of the residual market. Contrary to the received wisdom about competition, the fringe can have an impact on wholesale prices. In practice, since electricity cannot be stored, a producer asked by a carrier that is responsible for balancing production and consumption can offer the output of a power plant with low marginal costs at a price above the cost. An example is a producer at a marginal plant which, in times when demand is running up against production capacity (the peak), is requested to ensure the overall balance as a last resort.

[1] The study by Kammen, D.M. and R. M. Margolis ("Underinvestment: the energy technology and R&D policy challenge", *Science, Energy-Viewpoint*, no. 285, 1999, pp. 690-692) had anticipated this situation for the United States. A study by P. Sanyal ("The effect of deregulation on environmental research by electric utilities", *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 31, no. 3, 2007, pp. 335-353) was the first to use econometrics to show how the liberalization of the electricity market was related to the fall in R&D spending.

[2] Please see http://en.wikipedia.org/wiki/Creative_destruction .

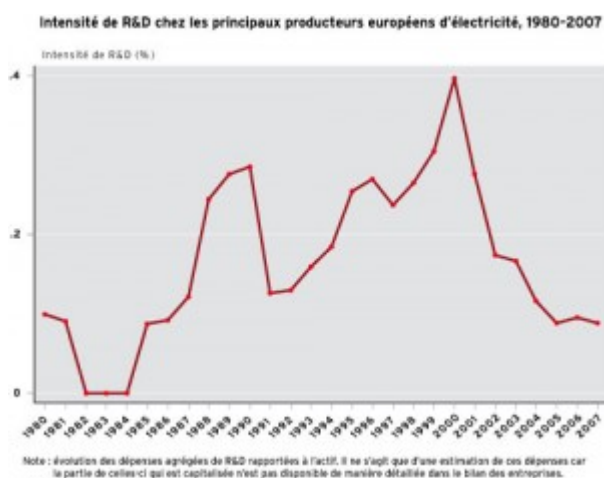
[3] "A test of the Schumpeterian hypothesis in a panel of European electric utilities", *Document de Travail de l'OFCE*, no. 2009-19, <http://www.ofce.sciences-po.fr/pdf/dtravail/WP2009-19.pdf>.

R&D à la dérive : les producteurs d'électricité ont-ils disjoncté ?

par [Evens Salies](#)

Les efforts technologiques fournis pour répondre aux exigences des politiques environnementales et la libéralisation des marchés de l'électricité sont-ils antinomiques ? En effet, l'évolution depuis trois décennies des dépenses de R&D des producteurs européens d'électricité peut nous faire douter de la capacité de l'Union européenne à atteindre son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 80 à 93% d'ici à 2050 ([Commission européenne, COM/2010/0639](#)).

C'est ce que révèle le graphique ci-dessous, où nous avons isolé les dépenses des 15 principaux producteurs. Ce graphique met en évidence un étonnant retournement de tendance concomitant à la vague de libéralisation du secteur, souhaitée par l'Union européenne. Concomitance ne voulant pas dire causalité, nous nous sommes penchés sur l'éventuelle responsabilité de la libéralisation sur ce retournement.



Les dépenses de R&D des producteurs européens d'électricité ont fondu de 70 % entre 2000 et 2007, passant de 1,9 milliard d'euros à 570 millions d'euros environ (chiffres corrigés de

l'inflation). Les géants EDF et E.ON, qui représentent les deux plus gros budgets R&D dans le secteur, sont largement responsables de cette baisse. Les dépenses de R&D de l'électricien français ont chuté de 33 % de 2000 à 2007, passant de 568 à 375 millions d'euros. Sachant que les charges de R&D sont majoritairement des charges de personnel, le lecteur ne s'étonnera pas d'apprendre que, dans le cas d'EDF, le nombre de salariés affectés à la R&D (chercheurs et personnel d'accompagnement technique et administratif) a été réduit d'environ un quart depuis 2007, sans que nous puissions précisément quantifier cette baisse par type d'activité.

Comment les producteurs peuvent-ils relever le défi technique des énergies alternatives avec une dépense de R&D si faible ? Certains pourraient penser que la situation n'est pas aussi dramatique que le laisse supposer le graphique ci-dessus. En effet, les dépenses de R&D des grands groupes de l'électricité ne représentent que la partie congrue du total, autour de 10 %, l'essentiel étant réalisé par des équipementiers et des laboratoires publics. En se penchant sur les chiffres de l'ensemble des dépenses privées, on constate une part relativement croissante depuis l'année 2000 de celles destinées non seulement à accroître l'efficacité énergétique, mais aussi de celles destinées à la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. Ceci est la conséquence de nombreuses aides en faveur de l'innovation (mesures de rachat de l'électricité « verte », financement de projets réunissant des partenaires publics/privés, etc.), sans oublier le crédit d'impôt-recherche dont bénéficie d'ailleurs EDF.

Il vaut mieux cependant attendre avant de se réjouir du déplacement susmentionné de l'activité d'innovation environnementale des producteurs vers les équipementiers dans la mesure où la concurrence risque d'avoir pour effet de peser sur la capacité de ces premiers à acheter ces innovations. La question du pourquoi de la chute des dépenses de R&D reste

donc pertinente. Étaient-elles anormalement élevées dans le passé, lorsque les producteurs jouissaient du statut de monopole public ? On peut cependant trouver des raisons objectives à leur baisse, en commençant par la libéralisation des marchés dans l'Union européenne qui, comme l'ont montré plusieurs études, est l'événement déclencheur de ce changement radical dans la politique d'innovation des producteurs d'électricité [1].

La thèse défendue dans ces études est que l'accroissement prévisible de la concurrence, à la suite de l'ouverture des marchés, rend la valeur des revenus futurs des producteurs plus incertaine. L'argument avancé pour soutenir cette thèse est que certains projets de recherche orientés vers des objectifs d'intérêt public (ceux qui permettront de réduire les émissions) ne confèrent pas à court terme des réductions de coûts qui seraient profitables aux producteurs. Les producteurs se sont recentrés sur leur cœur de métier et ont abandonné les programmes de recherche pour lesquels ils n'ont pas d'avantages tangibles, notamment en termes de brevets. En Europe, les projets d'innovation environnementale sacrifiés continuent, en revanche, à être développés chez des équipementiers (Vestas pour l'éolien, par exemple). Quand aux recherches dans l'électronucléaire, elles sont accaparées par les prestataires de recherche comme Areva ou Siemens. Les producteurs tendent à leur substituer des programmes autour de la maîtrise de la demande d'énergie ou de l'amélioration d'efficacité énergétique qui requièrent des temps de recherche moins longs. Il faut noter que la nature de bien public de l'innovation rend prudents les producteurs qui devraient supporter le coût de projets de recherche dont ils ne seront pas seuls à récolter les bénéfices. Cela favorise le comportement de « passager clandestin » de certains et conduit donc à un sous-investissement en R&D au niveau agrégé dans le secteur.

De manière intéressante, on constate que ce décrochage succède

à une accélération des dépenses de R&D avant la période de libéralisation. Ce fait d'abord observé aux Etats-Unis, s'observe clairement en Europe si l'on se penche sur les dépenses de R&D en niveau. Dès 1996, date à laquelle fut votée la directive contenant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la baisse des dépenses suit une hausse plus forte que celle observée, en moyenne entre 1980 et 1995.

Cependant, l'instauration de règles de marché n'explique pas tout. S'est opérée une restructuration/fragmentation du secteur avec ouverture du capital qui n'est pas sans conséquences sur l'innovation. De manière similaire à ce qu'on a pu observer dans d'autres secteurs comme les TIC, le comportement des grands groupes de l'électricité a été de s'endetter – nécessairement au détriment des dépenses de recherche et d'autres investissements – en réalisant des opérations de croissance externe. Les firmes réorganisent leur activité de recherche en les externalisant. L'exemple en France est celui d'EDF Energies Nouvelles, 100 % filiale d'EDF depuis le mois d'août 2011. L'organisation industrielle qui prévaut aujourd'hui dans le secteur de l'énergie électrique est un oligopole avec frange concurrentielle (voir encadré). Bien que soumis à une séparation comptable de leurs activités, les principaux producteurs historiques restent verticalement intégrés de la production à la commercialisation.

Cette fragmentation/restructuration renvoie à une hypothèse de recherche bien connue des économistes sur l'avantage des grandes entreprises en termes d'innovation : *l'hypothèse schumpétérienne* [2]. Formellement, il s'agit de savoir si l'intensité de R&D, c'est-à-dire le ratio entre les dépenses de R&D et une variable de taille (l'actif du bilan, par exemple), est corrélée positivement à la taille. Nous avons pu montrer ce lien pour un échantillon des 15 principaux producteurs européens d'électricité pour la période 1980-2007 [3]. Or, ce résultat est largement contingent à la

période étudiée, durant laquelle la plupart des producteurs étaient protégés de l'entrée et de toute pression concurrentielle sur le territoire où ils exerçaient leur activité en tant qu'entreprises publiques désignées alors « monopoles naturels ».

Cette position leur conférait au moins trois avantages qui ont maintenant disparu. Tout d'abord, une sorte de droit de préemption sur l'utilisation des innovations fournies par les constructeurs d'équipements, ou de leurs propres innovations, craignant moins ainsi d'être imités. Pour chaque entreprise, les possibilités de répllication étaient limitées à une zone d'activité bien précise, généralement le territoire national, permettant de répartir les coûts liés à l'innovation sur tous les consommateurs domestiques. De plus, étant certains de ne pas perdre de clients, les opérateurs historiques pouvaient prendre le risque de lancer des projets de recherche fondamentale. Enfin, la réglementation des tarifs assurait un niveau de recette prévisible.

On peut donc penser que l'effet schumpétérien d'appropriation de la rente a dominé l'effet négatif sur l'incitation à innover dû au manque de concurrence réelle ou potentielle. Une fois le secteur ouvert à la concurrence, certains des avantages susmentionnés ont disparu. La grande majorité des clients reste fidèle à cause de coûts de migration importants, mais une partie croissante de l'électricité produite est vendue sur des marchés de gros peu régulés, aux prix volatils. L'hypothèse schumpétérienne pourrait donc disparaître. La concurrence serait donc en train de nuire à l'innovation induite par les dépenses de R&D.

Oligopole de producteurs avec frange concurrentielle

Dans le secteur européen de l'énergie électrique, il s'agit d'un petit nombre de gros producteurs (l'oligopole) qui détiennent une vaste part de marché, pendant qu'un grand nombre de petites entreprises (la frange concurrentielle)

détiennent, chacune, une petite part du marché résiduel. Contrairement à l'idée que l'on se fait de la concurrence, la frange peut avoir une influence sur les prix de gros. En effet, l'électricité ne se stockant pas, un producteur sollicité par le transporteur responsable de l'équilibre production-consommation, peut offrir les MWh d'une centrale dont le coût marginal de génération est faible à un prix supérieur à ce coût. C'est le cas du producteur de la centrale marginale qui, en période où la demande butte sur les capacités de production (la pointe), est sollicité pour assurer l'équilibre global en dernier recours.

[1] L'étude de Kammen, D.M. et R. M. Margolis (Underinvestment: the energy technology and R&D policy challenge, *Science, Energy-Viewpoint*, n° 285, 1999, pp. 690-692) avait anticipé cette situation pour les Etats-Unis. L'étude de P. Sanyal (The effect of deregulation on environmental research by electric utilities. *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 31, n° 3, 2007, pp. 335-353) est la première à montrer de manière économétrique le rôle de la libéralisation des marchés de l'électricité sur la baisse des dépenses de R&D.

[2] Le lecteur pourra se référer à http://fr.wikipedia.org/wiki/Destruction_cr%C3%A9atrice.

[3] A test of the Schumpeterian hypothesis in a panel of European electric utilities, *Document de Travail de l'OFCE*, n° 2009-19, <http://www.ofce.sciences-po.fr/pdf/dtravail/WP2009-19.pdf>.