

# Areva, Flamanville et Fessenheim, acteurs du tournant nucléaire français

par [Sarah Guillou](#)

La récente [loi sur « la transition énergétique pour la croissance verte »](#) promulguée le 17 août 2015 prévoit de faire chuter de 75 à 50 % la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité à l'horizon 2025. Elle plafonne par ailleurs à 63,2 GW la puissance du parc nucléaire. Cette limite correspond à la puissance actuelle et implique que toute nouvelle mise en route de réacteur (Flamanville par exemple) devra se traduire par l'arrêt d'un réacteur de puissance équivalente. La décision du report de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim y est associée et s'inscrit aujourd'hui dans cet équilibre énergétique. Ce conditionnement de la fermeture de Fessenheim provoque le mécontentement de ceux qui croyaient en la promesse inconditionnelle du candidat François Hollande.

Cette décision s'inscrit cependant dans une nouvelle cohérence de la politique électronucléaire française et un contexte international et technologique qui fait renoncer l'Etat français au « tout nucléaire ». Areva, Flamanville et Fessenheim sont les acteurs de ce tournant.

L'acte I démarre avec la mise au jour des pertes d'Areva. Début 2015, l'annonce d'une perte de près de 5 milliards d'euros pour l'exercice 2014 fait basculer l'entreprise du statut de première classe à celui d'entreprise en difficulté, au même titre qu'Alstom dont le rachat de la branche énergie par General Electric se finalise en cet automne 2015. Le chiffre d'affaires du groupe Areva est d'un peu plus de 8 milliards d'euros en 2014. Les difficultés du groupe tiennent

à l'occurrence simultanée de « mauvais états de la nature » de son environnement, qu'il s'agisse de l'évolution du marché, de la réglementation, des contraintes technologiques ou de l'évolution de la concurrence (voir [« Areva, vaincue à la croisée des risques », Note de l'OFCE, n° 52, septembre 2015](#)). La gouvernance privée et publique n'ayant pas été en mesure de prendre à temps les décisions adaptées à ces évolutions défavorables, l'heure de la restructuration s'est imposée. Areva a aujourd'hui besoin de 7 milliards de financement pour la période 2015-2017 (pour couvrir les pertes et les échéances d'endettement sans inclure d'éventuelles provisions concernant le chantier TV0). L'accord envisagé avec EDF et présenté fin juillet porte sur Areva NP.

Areva NP est déjà une filiale commune d'Areva et d'EDF qui comprend la construction des réacteurs, l'assemblage des combustibles et les services à la base installée et qui représente la moitié du chiffre d'affaires d'Areva. Fin juillet 2015, il a donc été acquis qu'EDF monterait au capital d'Areva NP en apportant 2 milliards d'euros pour détenir entre 52 % et 75 % du capital selon les apports d'autres investisseurs et 400 millions pour l'acquisition d'autres actifs. Il a par ailleurs été convenu que les surcoûts liés au réacteur finlandais OL3 d'Olkiluoto construit par Areva ne seraient pas supportés par EDF mais par l'Etat et Areva. Il reste une incertitude sur la prise en charge du risque lié au réacteur de Flamanville. EDF conditionne ses engagements à la levée de ce risque.

Des capitaux étrangers pourraient participer au renflouement des fonds propres par des rachats d'actifs. Les entreprises chinoises déjà partenaires d'EDF (CNNC et CGNPC) ou encore Mitsubishi qui a des partenariats avec Areva (voir supra) sont les candidats les plus probables à côté du français Engie (GDF-Suez). L'Etat français ne serait prêt à renflouer l'entreprise qu'à hauteur de 2 milliards d'euros.

Le modèle intégré d'Areva est donc bien ébranlé. Moins de 15

ans après la naissance d'Areva, sa cohérence industrielle est remise en question. L'entreprise est contrainte d'admettre la participation de partenaires du secteur à son capital et à son vaste champ de compétences. Son activité sera à présent concentrée sur le cycle du combustible (extraction, enrichissement et retraitement de l'uranium) avec un plan de charge assuré à près d'un tiers par son client EDF et sur les services de maintenance et de démantèlement.

La stratégie de recentrage, l'évolution des marchés et les préférences inscrites dans les politiques énergétiques sont cohérentes entre elles. Le marché du nucléaire va se concentrer sur les besoins de maintien en condition opérationnelle et de démantèlement. Un peu moins de 500 réacteurs sont répertoriés dans le monde, il y a donc un vaste marché de maintenance puis de démantèlement. C'est en effet dans ce domaine qu'Areva a plutôt gagné des contrats ces dernières années.

Pour l'acte II, Flamanville et Fessenheim se retrouvent liés par la nouvelle loi de transition énergétique et illustrent les difficultés technologiques d'une part et les contraintes budgétaires de l'autre. L'achèvement de la construction de la centrale de Flamanville rencontre d'importants obstacles techniques soulevés par l'Autorité de sûreté nucléaire. Son ouverture est donc fortement conditionnée pour le moment. En même temps, le report de son ouverture implique que le plan de charge de production électrique prévu va devoir se passer d'elle. La fermeture de la centrale de Fessenheim, promise pour 2016, se voit donc retardée pour éviter une transition en termes de puissance électrique produite qu'il faudra d'une façon ou d'une autre combler. A défaut de pouvoir, à court terme, remplacer ce manque en KWh nucléaire par des KWh d'énergies renouvelables, la substitution devrait se faire avec des centrales à charbon – à contre-courant des objectifs de réduction des émissions de CO2 – ou des importations d'électricité – défavorables à notre balance commerciale et

pouvant augmenter le prix de l'électricité. Le report de la fermeture de Fessenheim s'est imposé et le gouvernement ne manquera pas de saisir l'opportunité politique du décalage entre l'annonce de la fermeture et sa réalité pratique.

Ajoutons à ces éléments une potentielle indemnisation – estimée à 5 milliards d'euros – qui serait demandée par EDF pour la fermeture anticipée de Fessenheim, il est assez logique que le gouvernement temporise au maximum pour se prononcer sur la date de la fermeture.

Au final, on ne sait pas encore à ce jour à quelle hauteur l'Etat va recapitaliser Areva. Le gouvernement a clairement indiqué qu'il minimiserait le plus possible cette somme mais surtout il semble prêt à laisser entrer des acteurs étrangers. Donc, concomitamment, la loi sur la transition énergétique impose une diminution de la part du nucléaire et l'Etat annonce qu'il ne peut plus financer le secteur comme il avait usage de le faire. Plus généralement, la globalisation du secteur, l'accroissement du coût technologique et des exigences de sécurité ainsi que le déplacement des préférences de l'électeur médian vers moins de nucléaire participent conjointement à une redéfinition de l'engagement de l'Etat à l'égard de l'énergie nucléaire.

L'Etat se voit donc contraint politiquement et économiquement de se retirer du « tout-nucléaire » et d'admettre la fin du total « made in France ». Les décisions finales qui seront prises sur l'avenir d'Areva et le devenir des centrales de Fessenheim (qui fermera sans aucun doute à court terme) et de Flamanville (dont l'ouverture est compromise mais financièrement obligatoire) vont donc marquer un changement d'ère de la politique nucléaire, et ce, même si la dernière loi de transition énergétique était modifiée par l'alternance politique.

---

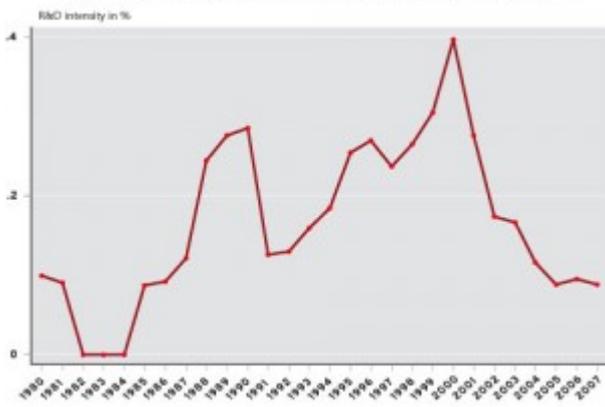
# R&D all at sea: Have electricity producers lost the plot?

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



Note: Changes in aggregate R&D expenditure relative to assets. This is merely an estimate of expenditure, as the portion of it that is capitalized is not available in a detailed breakdown in company financial statements.

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 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](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](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>.