

# Marchés Electriques, Sécurité Energétique et Diversification Technologique: le Nucléaire comme Couverture face aux Risques de Prix du Gaz et du Carbone?<sup>1</sup>

Fabien A. Roques, David M. Newbery, William J. Nuttall<sup>2 3</sup>

Electricity Policy Research Group

University of Cambridge, Angleterre

25 Octobre 2005

## Résumé

Les récentes tensions sur les marchés pétroliers et gaziers remettent au goût du jour le concept de « diversification du bouquet énergétique ». La diversification des technologies de production électrique d'un pays permet d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et de réduire les effets négatifs des variations du prix des hydrocarbures sur l'économie. Les théories du portefeuille et des options réelles permettent de quantifier le degré de diversification optimal pour un pays ou un électricien. On évalue dans cette perspective la valeur de couverture d'un investissement nucléaire pour un électricien confronté à des incertitudes quant à ses coûts (prix du gaz et des permis d'émission de dioxyde de carbone) et revenus (prix de l'électricité). Une forte corrélation entre les prix du gaz et de l'électricité réduit les incitations à la diversification des producteurs privés, mettant en doute la capacité d'un marché électrique libéralisé à stimuler une diversité technologique optimale d'un point de vue national.

---

<sup>1</sup> L'auteur remercie les participants de séminaires organisés par le CGEMP à l'Université Paris Dauphine et le groupe Réseaux/ADIS à l'Université Paris Sud XI pour leur commentaires et suggestions. L'auteur est également reconnaissant du soutien financier de BNFL et du Cambridge-MIT Electricity Project.

<sup>2</sup> Une version en langue Anglaise de cet article qui présente de manière plus approfondie le modèle est disponible sur le site du Energy Policy Research Group, « Nuclear Power : a Hedge against Uncertain Gas and Carbon Prices? », Fabien Roques, William Nuttall, David Newbery, Richard de Neufville, EPRG Working Paper, [www.electricitypolicy.org.uk](http://www.electricitypolicy.org.uk)

<sup>3</sup> Adresse: Judge Business School, University of Cambridge, Trumpington Street, Cambridge, CB2 1AG, England, Email: [fr228@cam.ac.uk](mailto:fr228@cam.ac.uk), [fabien.roques@com](mailto:fabien.roques@com).

## **1 INTRODUCTION: VERS UNE RENAISSANCE DU NUCLEAIRE?**

### **1.1 Réchauffement climatique et prix des énergies fossiles relancent l'attrait du nucléaire**

La prise de conscience progressive du réchauffement climatique et de la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre a conduit de nombreux pays à encourager l'usage des énergies renouvelables pour la production d'électricité. Mais les énergies renouvelables seules ne semblent pas à même de satisfaire les capacités nécessaires aux remplacements de centrales arrivant en fin de vie et à une demande énergétique croissante. De plus, bien qu'ayant un fort potentiel de réduction de coût lié aux effets d'apprentissage, les énergies renouvelables sont aujourd'hui loin d'être économiquement compétitives avec les technologies à énergie fossiles (gaz ou charbon).<sup>4</sup>

Par ailleurs, on a assisté ces dernières années au retour en force du thème de la sécurité d'approvisionnement dans les politiques énergétiques nationales et internationales. Les récentes tensions sur le marché du pétrole et du gaz, ainsi que les craintes causées par les mouvements terroristes ont conduit les gouvernements de par le monde à modifier leurs priorités énergétiques. Alors que la sécurité d'approvisionnement s'était progressivement effacée depuis les chocs pétroliers des années 1970-80, elle apparaît comme une des priorités de la nouvelle loi d'orientation énergétique Américaine sur l'énergie ou du prochain « Livre Blanc » Anglais sur l'énergie attendu début 2006.

La conjonction de cette perception accrue des problèmes liés au réchauffement climatique et à la sécurité d'approvisionnement crée un contexte favorable à une « renaissance » de la production d'électricité nucléaire dans des pays occidentaux tels que l'Angleterre ou les Etats-Unis où la libéralisation des marchés de l'électricité semblait avoir condamné irrémédiablement l'avenir du nucléaire.<sup>5</sup> La Finlande et la France ont ainsi récemment lancé la construction d'un nouveau réacteur EPR (European Pressurized Water Reactor), alors que la loi d'orientation Américaine prévoit de larges subvention pour l'énergie nucléaire, et que le prochain « Livre Blanc » Anglais devrait encourager une relance du nucléaire.<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> Voir à ce sujet l'étude récente de l'Agence Internationale de L'Energie (IEA, 2005).

<sup>5</sup> Il convient de rappeler que s'il n'y a pas eu de construction de nouvelle centrale nucléaire en Europe ou aux Etats Unis lors de la dernière décennie, 30 réacteurs sont en construction en 2005 dans 11 pays, notamment en Chine, République de Corée, Japon, et Russie (World Nuclear Association, 2005).

<sup>6</sup> L'électricien Finlandais TVO (Teollisuuden Voima Oy) a signé en Décembre 2003 un contrat avec le consortium Areva-Siemens pour la construction d'un EPR, qui devrait rentrer en production en 2009. Le projet de Loi sur L'Energie Français a décidé en 2004 de la construction d'une tête de série EPR afin de préparer le remplacement du parc Français à l'horizon 2020.

## **1.2 Mais un investissement nucléaire dans le cadre des marchés libéralisés reste difficile à financer sans soutien public**

Malgré ce regain d'intérêt récent, la construction de nouvelles centrales nucléaires en Europe ou aux Etats-Unis dans le cadre de marchés libéralisés se heurte à de sérieux obstacles : en plus du nécessaire support politique et de l'opinion publique, et d'une solution à la question de la gestion des déchets radioactifs, la technologie nucléaire est pénalisée par l'incertitude quant à ses coûts, du moins pour les premières unités (Zaleski et Meritet, 2003, Finon, 2002).<sup>7</sup> De plus, du fait de l'intensité capitalistique de la technologie nucléaire et des incertitudes, le financement d'un investissement nucléaire représente un sérieux défi dans un marché électrique libéralisé (Chevalier 2003, Girard et al. 2004). Ainsi, malgré le retour en grâce du nucléaire, toute nouvelle construction de centrale semble improbable en Europe ou aux Etats-Unis sans soutien de l'Etat ou la création d'un environnement institutionnel spécifique permettant l'étalement des risques et coûts de construction sur le long terme (Roques et al., 2005a).

En France, le marché électrique reste fermement encadré par la puissance publique : l'Etat garde un rôle central dans le choix des technologies de production à travers la Programmation Pluriannuelle des Investissements. Dans la grande majorité des autres pays Européens ainsi qu'aux Etats-Unis, les décisions d'investissement ainsi que les choix technologiques sont entièrement laissés au marché. Ainsi parmi les pays qui ont été le plus loin dans la libéralisation de leur marché électrique, tels l'Angleterre ou les pays Nordiques, toute interférence des pouvoirs publics avec le fonctionnement des marchés doit être justifiée par l'identification d'une « déficience de marché ».

Compte-tenu de ce cadre institutionnel différent, un soutien public à un investissement nucléaire dans ces pays apparaît comme bien plus problématique qu'en France. Il convient donc d'explorer les potentielles « déficiences de marché » qui pourraient justifier une intervention de l'état pour soutenir un investissement nucléaire.<sup>8</sup>

## **1.3 Les « déficiences de marché » qui peuvent justifier un soutien public au nucléaire**

Trois « déficiences de marché » sont identifiables. La première est basée sur l'argument que l'innovation et le progrès technologique des technologies immatures sont ralentis dans un marché où les investisseurs ne sont sensibles qu'aux profits immédiats. Cette « externalité » est bien reconnue et représente un des fondements

---

<sup>7</sup> On se situe dans le cadre de cet article dans une perspective internationale, et de larges disparités existent entre pays quant aux coûts du nucléaire (voir IEA 2005).

<sup>8</sup> Cet article examine le cas d'un soutien public à l'énergie nucléaire dans la perspective de la politique énergétique dans un marché électrique libéralisé. D'autres arguments étrangers à la politique énergétique, tels qu'une politique industrielle active visant à soutenir des « champions nationaux », ou une politique de soutien à la recherche dans le domaine nucléaire, peuvent également entrer en jeu dans les décisions de la puissance publique.

théoriques des subventions et quotas d'énergies renouvelables imposés dans de nombreux pays Européens et aux Etats-Unis. Il semble cependant difficile d'utiliser cet argument pour justifier d'un soutien public au nucléaire, dans la mesure où la technologie des réacteurs à Eau Pressurisée – la seule en mesure d'être utilisée d'ici 2020 – est une technologie mature : les réacteurs de type EPR ou AP1000 de BNFL ne sont en effet qu'une évolution des réacteurs dits de « troisième génération ». Cet argument pourrait en revanche être invoqué pour une contribution publique aux dépenses de recherche et développement et de construction de prototypes des réacteurs dits de « quatrième génération » pour un horizon plus lointain.<sup>9</sup>

La deuxième « déficience de marché » qui pourrait être invoquée pour justifier de subventions au nucléaire est liée aux « externalités » environnementales non intégrées dans les prix sur les marchés électriques, telles que le coût social des émissions de polluants. Cette « externalité » est également bien documentée et acceptée par les pouvoirs publics, qui ont tenté d'en compenser les effets en introduisant différents outils (ExternE, 2002). Le marché Européen des droits d'émission de carbone, les subventions pour les technologies n'émettant pas de gaz à effet de serre, ou les taxes sur les carburants fossiles sont autant d'exemples d'interventions publiques qui visent à corriger et « internaliser » dans les marchés électriques les coûts environnementaux liés à la production d'électricité à énergie d'origine fossile. Dans la mesure où le nucléaire n'émet pas de carbone, certaines de ces mesures renforcent la compétitivité du nucléaire.

Enfin, la troisième « déficience de marché » susceptible de nécessiter des mesures correctrices de la part des pouvoirs publics a trait à la possible existence d'une « externalité » vis-à-vis de la contribution d'un bouquet de technologies de production variées à la sécurité d'approvisionnement en électricité. L'argument, utilisé par les lobbyistes notamment en Angleterre et aux Etats-Unis pour demander une relance du nucléaire est le suivant : les technologies de production d'électricité qui ne sont pas sensibles aux niveaux et variations du prix du pétrole et du gaz (nucléaire, énergies renouvelables, et charbon) contribuent de façon positive à l'économie nationale, à la fois parce qu'elles réduisent la dépendance énergétique et parce qu'elles diversifient le bouquet de technologies de production, et ce faisant améliorent la robustesse du système électrique (Awerbuch et Sauter, 2005, Stirling 1998 et 2001, Grubb et al. 2005).

Cette reconnaissance des bénéfices du nucléaire du point de vue de la dépendance énergétique et de la diversification du bouquet de technologies ne peut justifier en soi un soutien de la puissance publique. Une telle intervention ne saurait en effet être justifiée d'un point de vue économique que si les marchés électriques n'intègrent pas cette valeur de diversification. Autrement dit, la question qui se pose est de savoir si

---

<sup>9</sup> Par exemple les réacteurs de petite taille et modulables, type « Pebble Bed » développé par Eskom en Afrique du Sud ou GTHMR de Général Electric. Voir Nuttall (2004) pour une étude des technologies et conditions socio-économiques qui permettraient une « renaissance du nucléaire ».

les marchés électriques donnent des incitations appropriées aux investisseurs pour obtenir un bouquet de technologies optimal au niveau national? Ou au contraire, les incitations à investir dans les marchés libéralisés ne sont-elles pas biaisées en faveur de la technologie dominante du cycle combiné au gaz, sans reconnaître l'impact potentiel d'un choc gazier sur l'économie, auquel cas un soutien financier public aux technologies qui permettent de diversifier le bouquet de technologies de production serait justifié ?

La prochaine section étudie les bénéfices du concept de diversification technologique du point de vue économique et de la sécurité d'approvisionnement, et les récents développements théoriques utilisant les théories du portefeuille et des options réelles pour quantifier le bouquet technologique optimal. La section trois se concentre sur les incitations microéconomiques des électriciens à diversifier leur bouquet de technologies de production dans le contexte d'un marché libéralisé. Un modèle stylisé des choix technologiques d'investissement en base d'un électricien est présenté, qui permet de calculer la valeur d'option d'un investissement nucléaire comme couverture contre les risques de prix du gaz et du carbone.

## **2 LES EXTERNALITES POSITIVES DU NUCLEAIRE VIS A VIS DE LA DEPENDANCE ENERGETIQUE ET DE LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT**

La grande majorité des centrales construites dans des marchés libéralisés en Europe et aux Etats-Unis lors de la dernière décennie ont été des Cycles Combinés au Gaz (CCG), ce qui a augmenté de manière substantielle la part du gaz comme source primaire d'énergie dans la production d'électricité dans ces pays. Cette tendance s'explique par le coût faible des centrales CCG alors que les prix du gaz étaient à des niveaux relativement faibles pendant les années 1990. L'augmentation de la part de marché du gaz dans la production d'électricité des pays qui ont vu des investissements massifs dans les CCG réactualise la question de l'impact de la dépendance énergétique, aussi bien du point de vue économique que de la sécurité d'approvisionnement.

### **2.1 La relation entre prix du pétrole et Produit National Brut (PNB)**

La relation entre les fluctuations des prix du pétrole et l'activité macroéconomique a fait l'objet de nombreuses études dans les années 1970 et 1980 suite aux chocs pétroliers, et on assiste à un regain d'intérêt pour la question suite aux récentes tensions sur les marchés pétroliers (Awerbuch et Sauter 2005). Les études empiriques s'accordent en majorité pour conclure que des niveaux élevés du prix du pétrole et une forte volatilité de son cours réduisent la croissance des pays consommateurs en

augmentant l'inflation et le chômage, et en dévaluant les actifs financiers (Brook et al., 2004, IEA, 2004).<sup>10</sup>

La relation entre prix du pétrole et Produit National Brut (PNB) est mesurable statistiquement depuis les années 1940. Greene et Tishchishyna (2000) estiment ainsi que de 1970 à 2000, les fluctuations des prix du pétrole ont eu un coût global de 7000 milliards de dollars aux Etats-Unis. L'Agence Internationale de l'Energie évalue quant à elle à 0,5% de réduction du PNB mondial l'impact d'une hausse de 10 dollars par baril du prix du pétrole, ce qui correspond à des pertes globales de 255 milliards de dollar (IEA, 2004).

## **2.2 Les bénéfices macroéconomiques d'un bouquet de technologies de production varié**

Cette corrélation entre prix du pétrole et PNB mets en lumière l'impact macroéconomique des choix technologiques pour la production d'électricité, et a conduit de nombreux pays à lancer suite aux chocs pétroliers des années 1970-80 des programmes de réduction de la consommation en pétrole en encourageant le développement de technologies de production électrique alternatives utilisant des combustibles domestiques (charbon en Angleterre, Allemagne...) ou le nucléaire (en France).

Le retour récent des tensions sur le marché pétrolier attise les craintes quant à un nouveau choc pétrolier ou gazier. En Europe, les prix du gaz et du pétrole sont fortement corrélés, et leur récente augmentation met en lumière les risques macroéconomiques liés à un bouquet de technologies de production qui serait dominé par le gaz. Sans aller jusqu'à s'engager sur la voix de l'indépendance énergétique, les gouvernements des pays les plus exposés, tels que l'Angleterre, remettent à la mode le concept de diversification du bouquet de technologies de production électrique en encourageant par exemple les énergies renouvelables.

Dans la mesure où de telles politiques réduisent l'exposition de l'économie nationale au risque d'augmentation des prix du pétrole, elles ont en effet un impact macroéconomique positif qui peut justifier le support financier à des technologies qui ne seraient autrement pas compétitives. Awerbuch et Sauter (2005) démontrent ainsi que les subventions Européennes et Américaines aux énergies renouvelables sont largement compensées par les réductions de pertes liées à la corrélation entre prix du pétrole et PNB qu'elles permettent. Leurs calculs suggèrent qu'un accroissement de 10% de la part de marché de la production d'électricité à source non liée aux prix du pétrole (i.e. énergies renouvelables, nucléaire, ou charbon) permettrait d'éviter des pertes de PNB dans la fourchette de 58 à 106 milliards de dollars pour les Etats-Unis et l'Europe.

---

<sup>10</sup> Pour le lecteur intéressé, le rapport de l'IEA (2004) détaille les différents mécanismes macroéconomiques qui entrent en jeu dans la relation entre le niveau et la volatilité du prix du pétrole et le PNB.

Outre la réduction de l'impact du niveau et des fluctuations du prix du pétrole et du gaz sur l'économie, un autre argument est avancé dans le débat Anglo-saxon sur les bénéfices de la diversification du bouquet technologique. Cet argument a trait au fait qu'un système diversifié est nécessairement plus robuste d'un point de vue de la sécurité d'approvisionnement en électricité (Stirling 1998 et 2001). Le principe de diversité est bien connu sous la forme du dicton populaire, qui conseille de « ne pas mettre tous ses œufs dans le même panier », afin de se protéger d'éventuels coups du sort. La diversification du bouquet de technologies de production électrique contribue ainsi à la robustesse du système électrique face à des événements totalement imprévisibles. Mais l'application du principe de diversité au système électrique est difficile à définir, dans la mesure où il peut s'agir de diversification des sources primaires d'énergie, mais aussi de diversification de leur provenance géographique, ou encore de diversification des fabricants de centrale pour éviter une faute générique.

### 2.3 Comment mesurer la diversité du système électrique? <sup>11</sup>

Si l'on s'accorde sur l'intérêt de la diversification des technologies de production électrique, il convient de s'attarder sur ce que recouvre ce concept d'un point de vue plus théorique, et notamment sur la façon de mesurer la diversité d'un système électrique. Stirling (1998 et 2001) distingue trois aspects essentiels d'un système diversifié : la variété (le nombre d'options ou catégories), l'équilibre (entre les différentes options), et la disparité (le degré de différence entre les différentes options).

Stirling (1998) montre que les indicateurs économiques de concentration traditionnels tels que l'index de *Herfindahl-Hirschman* ne permettent pas de rendre compte de ces trois composantes d'un système diversifié.<sup>12</sup> Il recommande l'usage de l'index de *Shannon-Wiener*, emprunté à la thermodynamique. Celui-ci est calculé selon la

formule  $S = \sum_{i=1}^I -p_i \ln(p_i)$ , où  $p_i$  représente la proportion d'électricité produite à partie de la source d'énergie primaire  $i$ . La valeur minimale prise par l'index est zéro, dans le cas où il n'y a qu'une seule technologie de production.

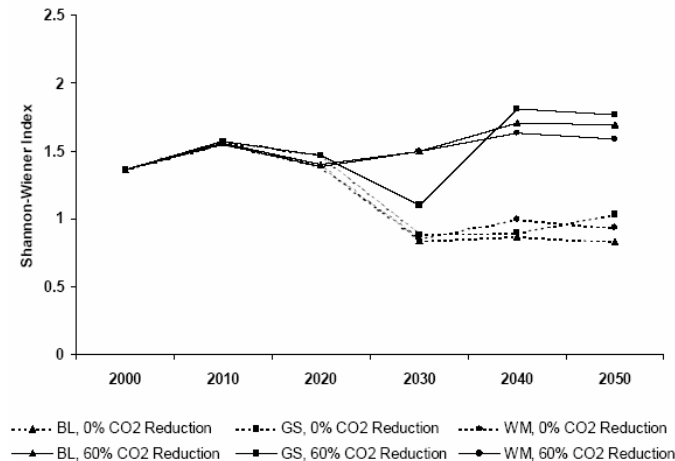
Dans une étude récente, Grubb et al. (2005) étudient l'évolution de la diversité du bouquet de technologies de production en Angleterre à l'horizon 2050 suivant les trois scénarios du Gouvernement Anglais développés pour le White Paper de 2003, « business as usual » (BL), « high environmental concern » (GS), et « low environmental concern » (WM) (DTI, 2003). La *Figure 1* montre que l'index de diversité décroît dans les trois scénarios (courbes en pointillés), à cause de

<sup>11</sup> Les indicateurs et modèles développés dans cet article peuvent tenir compte du facteur d'utilisation de chaque technologie en pondérant la proportion que représente chaque technologie par son facteur d'utilisation moyen.

<sup>12</sup> L'index de *Herfindahl-Hirschman* est un indice de mesure de concentration de marché. En notant  $p_i$  la part de marché de la firme  $i$ , ou la proportion d'électricité produite par la source d'énergie primaire  $i$ , l'index est calculé suivant la formule suivante :  $H = \sum_{i=1}^I p_i^2$

l'augmentation de la proportion du gaz et la diminution du nucléaire dans le bouquet de technologies, à moins que le gouvernement ne fixe des objectifs de réduction des émissions de gaz à effets de serre drastiques (réduction de 60%, lignes pleines).

**Figure 1: Evolution de l'index de Shannon Wiener caractérisant la diversité du bouquet technologique Anglais, scénarios du DTI - Source: Grubb et al (2005).**



Plus récemment, l'index de diversité de *Shannon-Wiener* a été appliqué pour quantifier l'évolution d'autres aspects de la diversité du système électrique. Dans une étude pour le Gouvernement Néerlandais, Jansen et al. (2004) étudient ainsi l'évolution à l'horizon 2030 de la diversité des sources d'énergie primaire ainsi que la diversité de la provenance géographique des importations.

#### 2.4 Comment déterminer le niveau de diversification optimal du système électrique ?

La diversification du système électrique n'est pas un objectif en soi. Il convient en effet d'en jauger les bénéfices en rapport aux coûts supplémentaires qu'elle engendre. Ceci nécessite une approche différente du concept de diversité qui utilise les variances et co-variances historiques des prix des énergies primaires afin d'évaluer les bénéfices et coûts de la diversification technologique. L'investisseur ou le planificateur doit évaluer le degré de diversité optimal pour atteindre un objectif de réduction des risques tout en tenant compte de son coût. Cet arbitrage entre niveau de risque et coût fait écho à certaines techniques développées pour la gestion des actifs financiers, telles que la théorie du portefeuille.

La théorie du portefeuille développée par Markowitz (1952) pour la gestion des risques des actifs financiers peut ainsi être appliquée aux technologies de production électrique pour déterminer le degré de diversité optimal d'un point de vue risque-retour sur investissement.<sup>13</sup> Chaque technologie de production électrique peut être

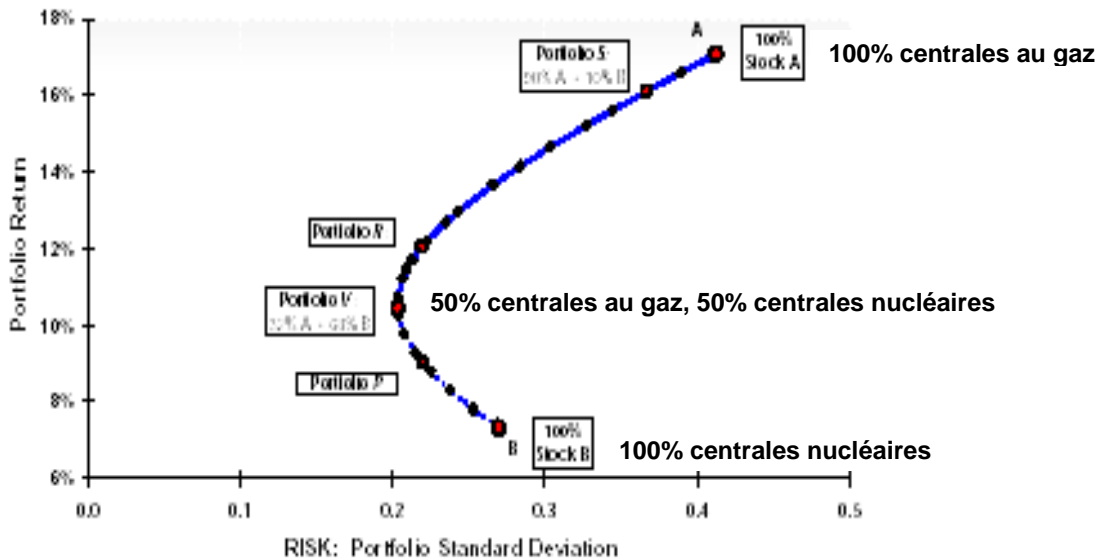
<sup>13</sup> La théorie du portefeuille est construite autour d'hypothèses fortes (parfaite divisibilité des actifs, pas de coût de changement de portefeuille, utilisation des rendements et variances historiques comme



placée dans un plan risque-rendement de l'investissement, où le retour sur investissement est défini comme l'inverse des coûts de production actualisés (en kWh/cEuros, et le risque associé à la technologie comme la variance du coût de production actualisé correspondant aux fluctuations historiques du prix de l'énergie primaire utilisée sur une période de un an.

Ainsi la *Figure 2* présente différentes combinaisons de cycles combinés au gaz (actif A), qui offrent un retour sur investissement élevé, mais présentent également un risque important (lié par exemple aux fluctuations du prix du gaz et des permis d'émission de carbone), et de centrales nucléaires (actif B) offrant un retour sur investissement moindre, mais étant moins risquées vis-à-vis des variations du prix du combustible utilisé.<sup>14</sup>

**Figure 2: Frontière d'efficacité pour un portefeuille de 2 types de centrales (gaz et nucléaires)**



La théorie du portefeuille de Markowitz permet d'identifier le bouquet de technologies de production optimal dans un plan risque-retour sur investissement, en

---

prévision de leurs valeurs futures) dont l'application aux actifs réels que sont les centrales de production électrique est discutable, mais elle représente un premier pas dans la formalisation des coûts et bénéfices du concept de diversification des technologies de production.

<sup>14</sup> L'espérance de rendement du portefeuille  $P$  contenant les actifs A (espérance de rendement  $r_A$ ; écart type du rendement  $\sigma_A$ ) et B ( $r_B$ ;  $\sigma_B$ ) en proportion respective  $X_A$  et  $X_B$  est simplement la moyenne pondérée:

$$E(r_p) = X_A E(r_A) + X_B E(r_B)$$

L'écart type du rendement du portefeuille  $\sigma_p$  fait quant à lui apparaître un terme supplémentaire caractérisant la corrélation entre les rendements des 2 actifs,  $\rho_{AB}$ :

$$\sigma_p = \sqrt{X_A^2 \sigma_A^2 + X_B^2 \sigma_B^2 + 2X_A X_B \rho_{AB} \sigma_A \sigma_B}$$

tenant compte des variances des prix des combustibles utilisés, mais également des co-variances des prix des différents combustibles.<sup>15</sup> La *frontière d'efficience* est définie comme l'ensemble des portefeuilles de technologies de production Pareto optimaux, c'est-à-dire les portefeuilles pour lesquels il n'existe pas de portefeuille offrant à la fois un meilleur retour sur investissement et un moindre risque. La portion de courbe entre le point V et le point A sur la *Figure 2* représente la frontière d'efficience pour les portefeuilles constitués des deux technologies A et B. La théorie du portefeuille permet ainsi d'identifier un continuum de choix optimaux présentant des perspectives de risque-retour sur investissement différents. Il appartient alors à l'investisseur ou au décideur public de choisir le bouquet technologique sur la frontière d'efficience en fonction de ses objectifs de rentabilité et de son aversion au risque.

## **2.5 Diversification du bouquet technologique dans un marché électrique libéralisé**

La libéralisation de l'industrie électrique a profondément modifié la façon dont sont prises les décisions d'investissement et les choix des technologies de production : les producteurs ne peuvent plus transférer l'intégralité des risques et coûts liés à un investissement aux consommateurs, dans la mesure où la vente d'électricité est soumise à la concurrence, et le prix de l'électricité est fixé sur des bourses ou par des contrats bilatéraux. La capacité des marchés électriques à délivrer des signaux d'investissement adéquats est une question cruciale pour le succès du processus de libéralisation dans le long terme. En particulier, il convient de s'interroger sur la capacité des mécanismes de marché à donner aux investisseurs des incitations à la diversification technologique cohérentes avec un degré de diversification optimal au niveau national.

En théorie, les incitations à investir au niveau microéconomique dans les marchés libéralisés devraient refléter la valeur ajoutée macroéconomique des technologies qui participent à réduire la dépendance énergétique et les risques liés aux fluctuations des cours du pétrole et du gaz. Pour un électricien, diversifier le bouquet de technologies qu'il utilise pour produire de l'électricité est un moyen de se couvrir contre les risques spécifiques à une technologie, tels que les risques liés au prix du gaz par exemple. En cas d'augmentation soudaine des prix du gaz, les centrales utilisant des sources d'énergie primaire dont le prix n'est pas indexé sur les prix du gaz (par exemple le nucléaire, les énergies renouvelables, ou dans une moindre mesure les centrales au charbon) deviennent un complément attractif dans le portefeuille d'un producteur d'électricité ou d'investisseurs possédant des actions de producteurs d'électricité.

Cependant, la diversification technologique pour un électricien peut aller à l'encontre d'une stratégie d'entreprise consistant à se spécialiser dans une technologie, afin

---

<sup>15</sup> Awerbuch et Berger (2003) utilisent la théorie du portefeuille pour identifier le bouquet de technologie de production électrique optimal au niveau Européen.

d'exploiter des économies d'échelle et l'effet d'apprentissage, ou un savoir-faire technologique et industriel garant d'un avantage compétitif sur le long terme. Les cas du nucléaire et de l'éolien sont particulièrement intéressants. Le nucléaire est caractérisé par d'importantes économies d'échelle et d'apprentissage dans la construction de centrales, mais également dans leur opération et maintenance, ce qui peut expliquer la stratégie récente de certains électriciens américains de construire un portefeuille de technologies de production dominé par le nucléaire.<sup>16</sup> De même, dans les pays Européens où l'éolien s'est développé le plus rapidement sont apparus des « concentrateurs » spécialisés dans l'éolien, qui servent de maillon intermédiaire entre producteurs et fournisseurs. Les producteurs éoliens sont en effet souvent de trop petite taille pour bénéficier des effets de lissage de l'intermittence caractéristique de l'éolien rendus possibles par la possession d'un grand nombre de fermes éoliennes réparties géographiquement dans des zones où les vents sont peu corrélés.

Par ailleurs, la possession d'unités de production de technologies diverses n'est pas le seul moyen pour un électricien de couvrir ses risques. Les risques liés aux prix du gaz peuvent ainsi être couverts par des contrats d'approvisionnement à long terme, s'étendant parfois sur 20 ans. La prime de risque associée à ces contrats de long terme est importante, comme l'indiquent les travaux de Bolinger et al. (2004) aux Etats-Unis, qui situent la prime associée aux contrats d'achat de gaz sur 2 à 10 ans dans la fourchette de 4 to 6 \$/MWh ajoutés au coût de production actualisé d'un cycle combiné au gaz.

Outre les contrats de long terme, les marchés financiers et de capitaux devraient en théorie permettre aux électriciens de diversifier les risques liés à leurs choix technologiques. L'exemple de l'électricien Britannique Centrica est intéressant en ce sens. Centrica a récemment suivi une stratégie de réintégration verticale en achetant principalement des centrales au gaz. Pour contrebalancer le risque lié au prix du gaz, Centrica a choisi de ne pas acheter de centrale au charbon, mais de signer un contrat d'approvisionnement sur 3 ans avec International Power dont le prix est indexé sur l'évolution des cours du charbon. Un marché idéal devrait en théorie conduire à un degré de diversification technologique et des risques associés à ces technologies optimal d'un point de vue social, notamment au travers de couvertures financières appropriées ou de prises de participation croisées entre électriciens spécialisés. Mais un regard critique sur les marchés de capitaux, les marchés électriques et les produits financiers qui en sont dérivés montre que les conditions requises par la théorie de l'investissement optimal sous incertitude de Arrow-Debreu (Arrow et Hahn, 1971), sont loin d'être vérifiées.

---

<sup>16</sup> L'étude sur le nucléaire de l'université de Chicago fait une analyse détaillée des économies d'échelles observées dans les programmes de construction passés, et estime entre 3 et 10% le taux d'apprentissage pour une construction d'une série de 10 unités (Tolley et Jones, 2004). Lester et McCabe (1993) étudient quant à eux l'impact de la structure industrielle différente des électriciens nucléaires aux Etats-Unis et en France sur les phénomènes d'apprentissage au niveau de l'exploitation des centrales nucléaires.

## **2.6 Les « déficiences » de marché susceptibles de réduire la diversité technologique**

Si les besoins d'un fournisseur d'électricité à prix fixe peuvent sembler complémentaires du désir d'un producteur d'électricité d'avoir un revenu stable, l'illiquidité des marchés électriques pour les contrats de long terme, ainsi que les imperfections de marchés de capitaux limitent en pratique les possibilités de diversification des risques technologiques par la voie financière. L'électricité n'est pas un produit suffisamment homogène pour que des marchés de long terme suffisamment liquides se développent. De plus, peu d'électriciens sont suffisamment spécialisés dans une technologie pour que leurs actions puissent être considérées comme non corrélées avec les risques liés aux prix du gaz et carbone. On n'observe ainsi pas de prises de participation croisées significatives dans le capital des électriciens relativement spécialisés sur une technologie.

Les asymétries d'information et les coûts de recherche d'information sont susceptibles de donner un avantage aux électriciens pour construire des portefeuilles diversifiés d'actifs réels (centrales de technologies différentes) par rapport aux acteurs des marchés financiers, réduisant le potentiel de développement de produits financiers de couverture reflétant la demande des consommateurs finaux pour la diversité technologique. De plus, les coûts de transaction confèrent un avantage aux compagnies qui ont un portefeuille de technologies diversifiées. Ainsi, le mouvement de réintégration verticale et horizontale observé récemment en Europe peut être interprété comme un substitut aux contrats de long terme entre producteur et fournisseur, ou aux participations croisées dans le capital des producteurs spécialisés dans une technologie.

De manière plus générale, il convient également de s'interroger sur l'impact de la décentralisation de la prise de décision des investissements au sein d'un marché sur les choix technologiques. Sous le régime du monopole d'Etat, les décisions d'investissement, et notamment les choix technologiques, résultaient d'une planification stratégique de long terme. Si cette planification n'était pas exempte de défauts, avec notamment la tendance des monopoles d'Etats régulés à investir excessivement dans des technologies capitalistiques (Awerch et Johnson, 1962), elle permettait néanmoins d'avoir un développement coordonné des différentes technologies de production sur le long terme, et d'avoir un lien direct entre la politique énergétique et les choix d'investissement.

Plusieurs déficiences de marché peuvent avoir un impact négatif sur les choix de diversification technologique des investisseurs dans un processus de décision décentralisé. La pression des actionnaires peut conduire les électriciens à adopter une stratégie de court terme, favorisant les technologies offrant un retour sur investissement rapide, au détriment des technologies plus capitalistiques, telles que le nucléaire ou l'hydraulique (Chevalier, 2003). De plus, le manque d'information, les

coûts de collecte de l'information, l'aversion pour le risque ou une rationalité limitée des investisseurs sont autant d'éléments qui peuvent induire des comportements « de meute », conduisant à une concentration des investissements sur une seule et même technologie (de Vries, 2004, Ford, 1999). On peut citer en exemple la bulle d'investissement dans les cycles combinés au gaz aux Etats-Unis au tournant du siècle, qui a conduit à des surcapacités et à la faillite de nombreux « merchant investors » lorsque les prix du gaz ont remonté en 2001-2002.

## **2.7 Les corrélations entre prix de l'électricité et prix des combustibles renforcent l'attractivité de la technologie dominante**

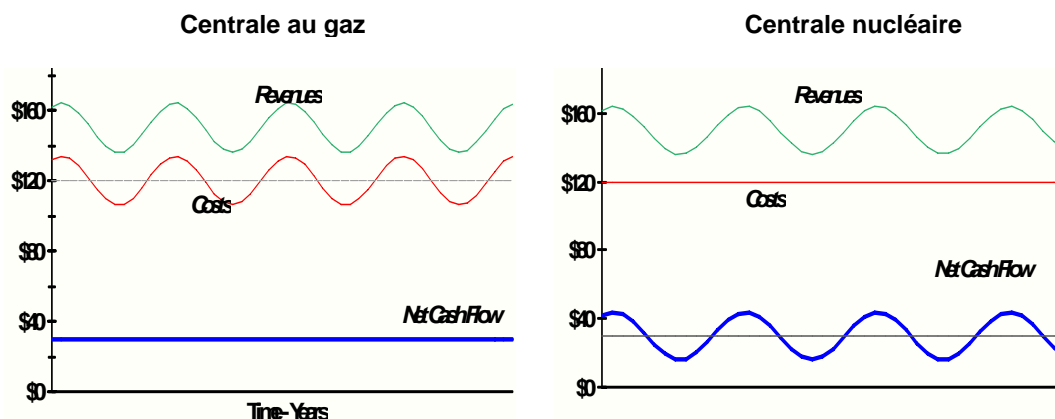
Il convient finalement d'étudier le biais de sélection entre technologies de production introduit par les corrélations entre prix de l'électricité et prix des combustibles utilisés sur les marchés libéralisés. La *Figure 3* démontre en effet de manière schématique que l'évaluation des risques d'un investissement dans une technologie doit prendre en compte non seulement la variabilité des coûts, mais également celle des revenus. Les deux technologies considérées ont des revenus fluctuants, dus aux variations des prix de l'électricité. Pour schématiser, la technologie de la partie droite du graphique a un coût de production incertain (par exemple prix du gaz variable pour un cycle combiné), alors que la technologie de droite présente un coût de production relativement constant (par exemple une centrale nucléaire).

L'intuition voudrait que l'on considère l'investissement dans une centrale au gaz comme plus risqué, du fait de l'incertitude liée aux prix du gaz. Mais la *Figure 3* montre que si les variations du prix du gaz et de l'électricité sont parfaitement corrélées, les revenus de la centrale au gaz sont en fait constants, alors que les revenus de la centrale nucléaire varient en fonction des prix de l'électricité. En d'autres termes, c'est la co-variance des coûts de production et des revenus qui est importante, plus que la variance de chacun de ces deux paramètres, pour jauger des risques associés à une technologie de production dans un marché libéralisé.

La corrélation entre prix de l'électricité et le coût des combustibles des technologies de production utilisées crée ainsi un biais en faveur de la technologie dominante. Dans un marché où les centrales au gaz sont en large proportion, les prix de l'électricité seront fortement corrélés avec ceux du gaz, rendant tout nouvel investissement dans une centrale au gaz peu risqué, et augmentant le risque des autres technologies de production dont les coûts ne sont pas liés à ceux du gaz. De plus, la corrélation entre les prix de l'électricité et le coût du combustible de la technologie dominante crée un effet de boucle qui renforce l'attractivité de la technologie dominante. Pour schématiser, plus il y a d'investissements dans des centrales au gaz, ou plus un électricien possède de centrales au gaz, plus cette technologie devient attractive pour

un nouvel investissement, créant un effet d'entraînement qui risque de conduire à un degré de diversité technologique sous-optimal.<sup>17</sup>

**Figure 3: Interaction entre l'incertitude des coûts et revenus d'une centrale au gaz et nucléaire – Source : Awerbuch (2004)**



### 3 LA VALEUR DU NUCLEAIRE COMME COUVERTURE CONTRE LES RISQUES DE PRIX DU GAZ ET DU CARBONE

Cette dernière partie est consacrée à une étude de cas consacrée au nucléaire qui met en lumière les problèmes liés aux choix du bouquet de technologies de production d'un électricien confronté aux incertitudes de prix de l'électricité, du gaz, et du carbone. Le lecteur intéressé pourra se référer à Roques et al. (2005a) pour une présentation plus détaillée du modèle et des résultats.

Les profits d'une centrale nucléaire sont insensibles aux variations des prix du gaz et du carbone, ce qui confère à un investissement nucléaire une valeur de couverture au sein du portefeuille de technologies utilisées par un électricien.<sup>18</sup> Cette valeur de couverture recoupe tout d'abord la compétitivité potentiellement accrue du nucléaire face au gaz et au charbon dans le cas où les prix du gaz et du carbone augmenteraient de façon substantielle à l'avenir. Mais la valeur de couverture du nucléaire réside

<sup>17</sup> De manière générale, cet article traite de la problématique des choix technologiques et de l'impact de la diversité technologique du point de vue d'un producteur d'électricité. La problématique vue du point de vue du consommateur final est différente, dans la mesure où la stabilité des prix de l'électricité est alors l'objectif, et non la stabilité des revenus du producteur.

<sup>18</sup> Le prix du combustible nucléaire a un impact relativement limité sur les coûts de l'électricité produite par une centrale nucléaire : un doublement du prix de l'uranium n'augmenterait le coût du combustible nucléaire pour un réacteur à eau légère que de 30%, et le coût de l'électricité produite de 7%, alors que un doublement du prix du gaz entraînerait une augmentation de 70% du coût de l'électricité produite par un cycle combiné au gaz (Uranium Information Center, 2004).

également dans la protection qu'il confère contre la volatilité et l'incertitude liées aux fluctuations des prix du gaz et carbone.

Cette valeur de couverture d'un investissement nucléaire au sein d'un portefeuille de centrales au gaz dont les profits dépendent des prix du gaz et du carbone n'est pas prise en compte dans les enquêtes comparant les coûts actualisés de différentes technologies isolées les une des autres (DIDEME 2003, RAE 2002, IEA 2005). Les études de sensibilité permettent d'étudier l'impact de la variation des prix du gaz ou du carbone sur la compétitivité relative des différentes technologies, mais ne permettent pas de modéliser les effets de co-variance et d'interdépendance entre les revenus de différentes technologies de production (Deutch et al. 2003).

La méthodologie des Options Réelles est particulièrement bien adaptée à la modélisation des choix d'investissement sous incertitude, et a été appliquée à différents aspects des décisions d'investissement dans les marchés électriques.<sup>19</sup> L'idée directrice est que si un investissement est irréversible et que sa rentabilité dépend d'un ou de plusieurs paramètres incertains, il y a une valeur « d'option » dans la flexibilité managériale liée à la possibilité d'attendre avant d'investir ou de retarder le choix entre différents investissements, afin d'obtenir de meilleures informations.

### 3.1 Description du modèle

Nous modélisons les choix technologiques d'un électricien qui a un plan d'investissement dans 5 centrales de capacité unitaire standardisée à 1 GW étalé sur 20 ans. En l'an 0, 5, 10, 15, et 20, l'électricien choisit d'investir soit dans une centrale au gaz, soit dans une centrale nucléaire.<sup>20</sup>

L'électricien est confronté à trois paramètres incertains qui évoluent de manière stochastique, les prix de l'électricité, du gaz, et du carbone. Dans ce contexte, l'investissement dans une centrale nucléaire présente l'avantage de n'être soumis qu'à l'incertitude liée aux prix de l'électricité. La valeur d'option du nucléaire réside donc dans la possibilité de choisir cette technologie plutôt que le gaz dans le futur, dans les cas où les prix du gaz et du carbone atteignent des niveaux auxquels le nucléaire est plus compétitif.

La valeur d'option du nucléaire est représentée par une distribution calculée comme la différence entre les distributions de la Valeur Actualisée Nette (VAN) des deux scénarii suivants:

---

<sup>19</sup> Chaton et Doucet (2003) comparent différentes possibilités d'investissement pour Hydro-Québec lorsque les prix de l'électricité sont stochastiques, et la capacité d'utilisation des centrales endogène. Gollier et al. (2005) étudient la valeur liée à la modularité d'un investissement nucléaire lorsque les prix de l'électricité sont stochastiques, comparant un investissement dans une unité de grande taille bénéficiant d'économies d'échelle avec l'investissement dans une série de petites unités de même capacité totale.

<sup>20</sup> Le modèle se concentre sur la valeur d'option liée au choix technologique de l'électricien, ce qui justifie ce paramétrage avec investissement à dates fixes. Permettre l'optimisation de la date d'investissement en même temps que le choix technologique compliquerait la modélisation.

- Dans le scénario avec l'option nucléaire, l'électricien peut choisir entre une centrale au gaz et une centrale nucléaire en fonction de l'évolution des prix du gaz, du carbone, et de l'électricité.
- Dans le scénario sans optionalité, l'électricien n'a pas le choix et doit investir dans une centrale au gaz. Ce scénario correspond au cas où un investissement nucléaire est rendu impossible dans le futur par un choix politique, des contraintes réglementaires ou liées à l'opinion publique, ou parce que l'expertise technologique nécessaire a été perdue par l'électricien.

Pour le scénario dans lequel l'investisseur doit décider entre les technologies du nucléaire et du gaz, le choix technologique est dynamique dans la mesure où il prend en compte l'évolution passée des prix de l'électricité, du gaz, et du carbone. Un investisseur choisit ainsi la technologie nucléaire si l'évolution des prix du gaz et du carbone pendant les années précédant les dates de décision rend la VAN de l'investissement dans une centrale nucléaire supérieure à la VAN de l'investissement dans une centrale au gaz.

Les choix technologiques des investisseurs sont basés sur l'évolution passée du « spark spread », qui correspond au prix de l'électricité moins le coût du gaz et des crédits d'émission de carbone utilisés pour produire cette électricité. L'investisseur exerce l'option nucléaire si le « spark spread » est supérieur à un certain niveau ( $P^*$ ) pendant les  $N$  années précédant la date à laquelle la décision doit être prise. Cette approche évite de devoir recourir à la programmation dynamique, et se justifie empiriquement par la rationalité limitée des investisseurs et leur incapacité à prévoir avec exactitude l'évolution des prix du gaz, du carbone, et de l'électricité (Ford 1999). L'utilisation d'un programme d'optimisation stochastique permet d'optimiser le niveau critique du « spark spread » qui dicte le choix de la technologie nucléaire ( $P^*$ ).<sup>21</sup>

### 3.2 Coûts et paramètres technologiques

Les données technologiques et de coût de l'unité nucléaire et du cycle combiné au gaz correspondent à des technologies disponibles pour une mise en service d'ici l'horizon 2010. Les données présentées dans le *Tableau 1* sont dérivées de plusieurs sources, parmi lesquelles l'étude du MIT, *The Future of Nuclear Power* (Deutch et al., 2003), du rapport Annual Energy Outlook du Département Américain de l'énergie (DOE, 2004), et des données de BNFL correspondant au réacteur AP1000.<sup>22</sup> Le modèle est paramétré dans l'optique du marché Anglais, et les coûts sont ainsi exprimés en livres Sterling (£1~Euros). Tous les coûts présentés sont réels. Le taux d'actualisation est de 10% réels dans le scénario présenté dans cet article (voir Roques et al. 2005b pour une étude de sensibilité des résultats suivants au taux d'actualisation). Le lecteur intéressé

<sup>21</sup> Voir Roques et al. (2005a) pour une discussion plus détaillée des critères de choix technologiques des investisseurs, ainsi que pour une étude de sensibilité de la règle de décision utilisée.

<sup>22</sup> Le taux de change utilisé pour les conversions est 1 US\$=£0.55 et 1Euro=£0.70.



dans une étude plus poussée des financements comparés d'un investissement nucléaire et dans un cycle combiné au gaz pourra se référer à Girard et al. (2004).

**Tableau 1 – Paramètres techniques et de coûts**

Parameters	Unit	Nuclear	CCGT
<b>Technical parameters</b>			
Net capacity	Mwe	1000	1000
Capacity factor	%	85%	85%
Heat rate	BTU/kWh	10400	7000
Carbon intensity	kg-C/mmBTU	0	14.5
Construction period	Years	5	2
Plant life	Years	40	30
<b>Cost parameters (Real 2005 £)</b>			
Overnight cost	£/KWe	1140	285
Incremental capital costs	£/KWe/year	11.4	3.4
Fixed O&M	£/KWe/year	36	9
Variable O&M	p/KWe	2.3	3
O&M real escalation rate	%	1.00%	1.00%
Nuclear waste fee	p/KWh	6	0
<b>Financing parameters</b>			
Real WACC	%	10%	10%
Marginal Corporate Tax	%	30%	30%
<b>Market prices</b>			
Carbon tax	£/tC		
Fuel costs	p/therm	See next section	
Electricity price	p/KWh		

### 3.3 Evolution stochastique des prix du gaz, de l'électricité, et du carbone

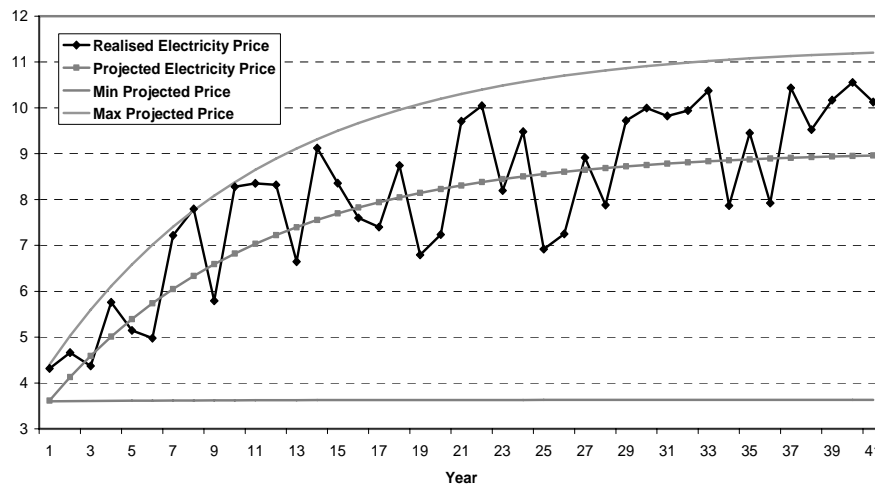
Le producteur ne possède pas de contrats d'approvisionnement en gaz ou de vente d'électricité de long terme (de plus d'un an), de sorte que ses profits dépendent de l'évolution annuelle des prix de l'électricité, du gaz, et des permis d'émission de carbone sur les marchés spot. Le modèle se concentrant sur l'impact de l'incertitude de ces prix sur les décisions d'investissement, il n'est pas nécessaire de modéliser l'évolution des prix de l'électricité, du gaz et du carbone sur une échelle de temps plus fine qu'une année.<sup>23</sup>

L'incertitude caractérisant l'évolution des prix est double, se composant d'une incertitude quant à la tendance de long terme des prix de l'électricité, du gaz, et du carbone, à laquelle s'ajoute une incertitude de plus court terme (annuelle). La *figure 4* fournit un exemple d'une réalisation du processus stochastique d'évolution des prix du gaz et de l'électricité.

L'évolution des « *prix projetés* » de l'électricité, du gaz, et du carbone sur le long terme est représentée par une interpolation exponentielle des projections de prix pour

<sup>23</sup> Voir Géman (2005) pour une revue des modèles stochastiques permettant de modéliser les phénomènes de cyclicité journalière et saisonnière.

l'année 0 ( $P_0$ ), l'année 10 ( $P_{10}$ ), et l'année 20 ( $P_{20}$ ). Chacune de ces trois projections de prix est modélisée par une variable aléatoire uniformément distribuée faisant fluctuer les projections de prix dans une « bande » de possibles scénarios.<sup>24</sup>



**Figure 4: Exemple d'une réalisation des "Prix projetés" et "Prix réalisés" de l'électricité (£pence/kWh).**

À cette incertitude sur les projections de prix de long terme se superpose une volatilité annuelle des prix de l'électricité, du gaz, et du carbone. Une variable aléatoire uniformément distribuée est ainsi ajoutée au « *prix projeté* » chaque année pour obtenir le « *prix réalisé* » (voir le *Tableau 2* pour le détail des paramètres).

Les projections de prix en l'an 0, 10, et 20 sont basées sur les données de Heren, du DTI Anglais et du DOE Américain (voir DTI 2004 et DOE 2004). La bande d'incertitude concernant chacun de ces paramètres, ainsi que le niveau de volatilité annuelle, sont estimés à partir des erreurs de prévision historiques.

**Tableau 2: Prix projetés et bandes d'incertitude (électricité, gaz, carbone)**

<sup>24</sup> La formulation mathématique des prix projetés est donnée par la formule suivante:

$$P(t) = P_{20} - \alpha \cdot e^{-\beta t}, \text{ avec } \alpha = P_{20} - P_0, \text{ et } \beta = -\frac{1}{10} \cdot \ln\left(\frac{P_{20} - P_{10}}{P_{20} - P_0}\right).$$

Expected value	Electricity Price (p/KWh)		Gas Price (p/therm)		Carbon Price (£/tC)	
Projected Price in yr. 0 ( $P_0$ )	4		30		50	
Projected Price in yr. 10 ( $P_{10}$ )	6		45		75	
Projected Price in yr. 20 ( $P_{20}$ )	7.5		60		100	
<b>Distributions Bounds</b>	Lower bound	Upper bound	Lower bound	Upper bound	Lower bound	Upper bound
Uniform distribution of $P_0$	3.6	4.4	24	36	25	75
Uniform distribution of $P_{10} - P_0$	0	3	0	30	0	50
Uniform distribution of $P_{20} - P_{10}$	0	3	0	30	0	50
<b>Annual Price Volatility</b>	Uniform distribution of Price growth spread around projected value					
	20%		20%		30%	

### 3.4 La valeur d'option de la technologie nucléaire

La simulation de Monte Carlo simulation permet d'obtenir la distribution caractérisant la valeur actualisée nette de "l'option nucléaire". Cette valeur d'option recouvre à la fois :

- la valeur associée à la *flexibilité managériale* quant au choix de la technologie optimale aux différents points de décision en fonction de l'évolution des prix de l'électricité, du gaz, et du carbone ; et
- la valeur de *couverture face aux incertitudes de coûts* (prix du gaz et du carbone) et de revenus (prix de l'électricité) lié à un portefeuille de technologies plus divers pour l'électricien.

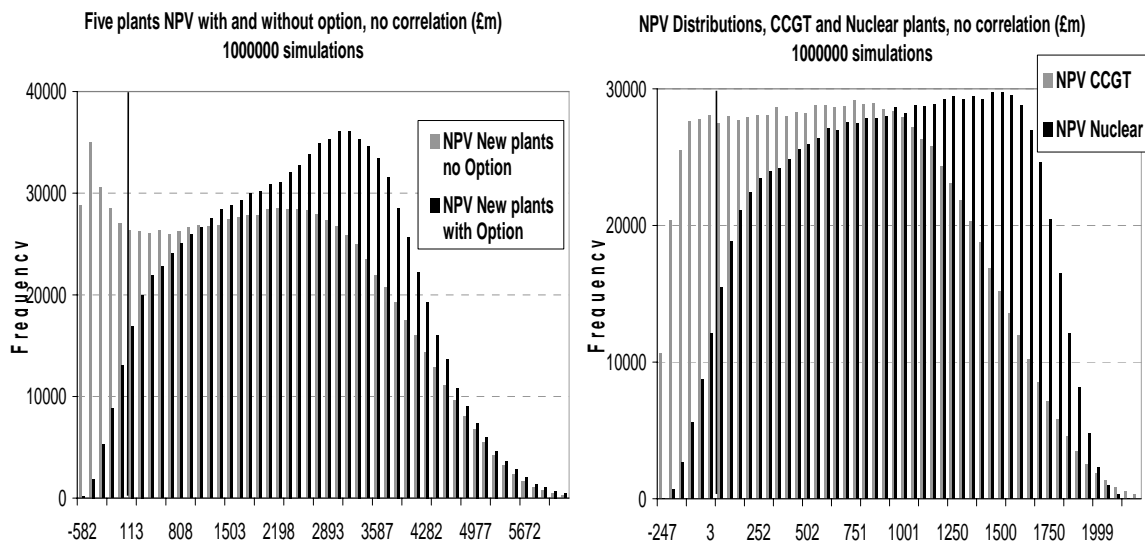
Dans le cas où les prix de l'électricité, du gaz, et du carbone sont incertains mais non corrélés, cette valeur de couverture du nucléaire peut à son tour être décomposée en deux phénomènes:

- la *variance* des profits d'une centrale nucléaire est moindre que la variance des profits d'une centrale au gaz (voir la partie gauche de la *figure 5*) ; et
- la *co-variance* des profits d'une nouvelle centrale nucléaire avec les profits des centrales au gaz déjà exploitées par l'électricien est moindre que la co-variance des profits d'une nouvelle centrale au gaz avec les profits des centrales au gaz déjà exploitées, réduisant la variance totale des profits de l'électricien.

Les bénéfices liés à la flexibilité quant aux choix technologiques de l'électricien dans son programme de remplacement de centrale au gaz sont visualisables sur la partie droite de la *Figure 5* qui montre la distribution de probabilité de la VAN du programme d'investissement dans les 5 centrales étalé sur 20 ans. L'option nucléaire

permet à l'électricien à la fois d'augmenter la probabilité de haute rentabilité et de diminuer la probabilité de faible rentabilité de son programme d'investissement. Quand les deux technologies sont disponibles, l'électricien choisit en effet d'investir dans du nucléaire dans les scénarios où les prix du gaz et du carbone augmentent de façon à rendre le nucléaire plus compétitif. Ce choix augmente la probabilité que le programme d'investissement réalise un profit conséquent par rapport au cas où l'électricien ne peut investir que dans des centrales au gaz moins rentables (élévation de la partie droite de la distribution de probabilité de VAN) et diminue simultanément la probabilité que le programme d'investissement réalise un profit faible (abaissement de la partie gauche de la distribution de probabilité de VAN).

**Figure 5: Distribution de la VAN pour un investissement dans une centrale au gaz et une centrale nucléaire (partie gauche), et distribution de la VAN pour le programme d'investissement dans 5 centrales sur 20 ans avec et sans option nucléaire (partie droite) (£million).**



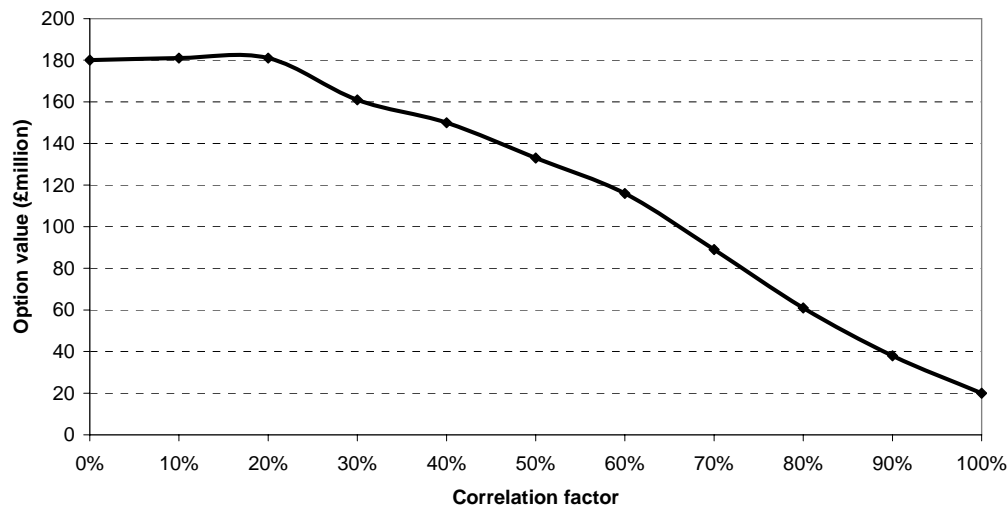
La valeur de couverture liée à l'option nucléaire peut être quantifiée comme la différence entre l'espérance de VAN dans les scénarios avec et sans option nucléaire. Lorsqu'il n'y a pas de corrélation entre les prix de l'électricité, du gaz, et du carbone, la valeur de couverture du nucléaire est de £181 million pour l'ensemble du programme de remplacement de 5 centrales, soit £36 million par centrale (ce qui représente 9% de la VAN d'une centrale nucléaire).

### 3.5 L'impact de la corrélation entre les prix du gaz, du carbone, et de l'électricité

Les résultats précédents sont radicalement modifiés lorsqu'une corrélation positive entre les prix de l'électricité, du gaz, et du carbone est introduite. Plus le degré de

corrélation est important, moins la valeur de l'option nucléaire est importante (voir *Figure 6*). Un degré de corrélation de 40% entre les prix de l'électricité, du gaz, et du carbone réduit de 17% la valeur de l'option nucléaire (£151 million pour le plan d'investissement de 5 centrales, soit £30 million par centrale), et de 50% pour un degré de corrélation de 70% (£87 million, soit £17 million par centrale).

**Figure 6: Valeur de l'option nucléaire en fonction du degré de corrélation entre les prix de l'électricité, du gaz, et du carbone (£million)**



Ce phénomène est assez intuitif lorsque l'on étudie l'impact du degré de corrélation entre les prix de l'électricité et du gaz sur la distribution de VAN d'un investissement dans un cycle combiné au gaz ou dans une centrale nucléaire. Plus les prix de l'électricité, du gaz et du carbone sont corrélés positivement, plus la distribution de probabilité de la VAN de la centrale au gaz est étroite, alors que le degré de corrélation n'a pas d'impact sur la distribution de probabilité de la VAN de la centrale nucléaire (aux erreurs de simulation près).<sup>25</sup> En d'autres termes, la corrélation positive entre les prix du gaz et de l'électricité diminue la volatilité des profits de la centrale au gaz, alors qu'elle laisse inchangée la volatilité des profits de la centrale nucléaire, diminuant par conséquent la valeur de couverture de la technologie nucléaire. Une forte corrélation entre les prix du gaz et de l'électricité diminue notamment la probabilité qu'un investissement dans une centrale au gaz ne s'avère pas rentable à cause d'une hausse des prix du gaz dans le futur, puisque les prix de l'électricité augmenteraient également grâce à la corrélation positive.

En pratique, les prix de l'électricité et du gaz sont corrélés à divers degrés dans les différents marchés. Le degré de corrélation dépend essentiellement de la composition

<sup>25</sup> Voir Roques et al. (2005a) pour une étude détaillée de l'impact du degré de corrélation entre prix du gaz, du carbone, et de l'électricité sur la distribution de VAN d'une centrale nucléaire et au gaz, ainsi que sur la distribution de VAN de la valeur d'option du nucléaire.

du bouquet de technologies de production dans le marché, des caractéristiques des contrats d'approvisionnement en gaz des producteurs, de la place des centrales au gaz dans l'ordre de mérite dans le marché, ainsi que de phénomènes spéculatifs et de contagion entre marchés.

Les résultats de cette étude de cas mettent en lumière la « déficience de marché » évoquée précédemment dans la section 2.7. Les bénéfices sur le plan national d'un investissement nucléaire qui augmenterait la diversité des technologies de production apparaissent comme une « externalité » qui a une valeur très faible pour un électricien dans un marché dans lequel les prix de l'électricité sont fortement corrélés avec ceux du gaz et du carbone. Ainsi, la corrélation entre les prix de l'électricité et le coût du combustible de la technologie dominante introduit un biais dans les choix d'investissement en faveur de la technologie dominante.

#### **4 CONCLUSION**

Les tensions sur les marchés pétroliers et gaziers remettent au goût du jour le concept de « diversification énergétique ». Nous avons étudié l'intérêt d'une diversification du bouquet des technologies de production électrique du point de vue macroéconomique et de la sécurité d'approvisionnement, et nous avons montré comment des recherches récentes appliquant les théories du portefeuille et des options réelles s'attachent à quantifier et identifier le degré de diversité technologique optimal du point de vue de la société ou d'un électricien. Enfin, nous avons estimé à partir d'un modèle d'options réelles la valeur d'un investissement nucléaire comme couverture de risques pour un électricien confronté à l'incertitude des prix du gaz et du carbone, et conclu que cette valeur de couverture dépendait de façon critique du degré de corrélation entre les variations du prix de l'électricité, du gaz et du carbone. Cette étude suggère l'existence d'un biais introduit par la décentralisation des choix technologiques dans les marchés électriques qui conduirait les investisseurs à ne pas valoriser autant que la société la diversité des technologies de production.

S'il était avéré, ce biais justifierait-il pour autant une action correctrice du régulateur pour encourager la diversité des technologies de production sur les marchés électriques ? Cette question nécessite des recherches supplémentaires pour identifier les coûts et bénéfices d'une régulation des choix technologiques sur les marchés électriques, ainsi que pour identifier les leviers d'action appropriés, du plus direct – la planification centralisée par l'Etat des choix technologiques, comme en France – à d'autres mécanismes indirects plus adaptés aux « cultures de marché » dans d'autres pays Européens et aux Etats-Unis, tels que des taxes ou subventions différenciées par technologies, ou encore une « obligation de diversité » imposée aux fournisseurs d'électricité quant à leurs achats aux producteurs.

## 5 BIBLIOGRAPHIE

- Arrow, K. and F. Hahn (1971), General competitive analysis, San Francisco: Holden Day.
- Averch, H. and L. Johnson (1962), "Behavior of the Firm under regulatory constraint," *American Economic Review* 52: 1053-69.
- Awerbuch, S. and R. Sauter (2005), "Exploiting the Oil-GDP Effect to Support Renewables Deployment", *SPRU Electronic Working Paper Series*, Paper No. 129.
- Awerbuch, S. and M. Berger (2003), "Energy Security and Diversity in the EU: A Mean-Variance Portfolio Approach," *IEA Research Paper*, Paris, February 2003.
- Bolinger, M., Wisser, R., Golove W. (2004), "Accounting for fuel price risk when comparing renewable to gas-fired generation: the role of forward natural gas prices," *Energy Policy*, in press..
- Brook, A.-M., R. Price, D. Sutherland, N. Westerhund, and C. André (2004), "Oil price developments: drivers, economic consequences, and policy responses", *OECD Economics Department Working Paper* No. 412, ECO/WKP(2004)35.
- Butler, L., M. Grubb and G. Sinden (2005), "Diversity and Security in UK Electricity Generation: the influence of low carbon objectives", *CMI Working Paper 74*, [www.electricitypolicy.org.uk](http://www.electricitypolicy.org.uk).
- Chaton, C. and J. Doucet (2003), "Uncertainty and Investment in Electricity Generation with an Application to the case of Hydro-Quebec", *Annals of Operations Research* 120, 59-80.
- Chevalier, J.M. (2003), « La difficile question du financement du nucléaire », Mines – Revue des Ingénieurs.
- Department of Energy, USA, (2004), Energy Information Administration, "Annual Energy Outlook", DOE/EIA-0383(2004).
- Department of Trade and Industry, UK, (2004), Quarterly Energy Prices (Dec. 2004).
- Deutch J., E. Moniz, S. Ansolabehere, M. Driscoll, P. Gray, J. Holdren, P. Joskow, R. Lester, and N. Todreas (2003), "The Future Of Nuclear Power", an MIT Interdisciplinary Study, <http://web.mit.edu/nuclearpower/>.
- DIDEME (2003), « Coûts de référence de la production électrique », DGEMP-DIDEME, Paris.
- ExternE (2002), "Externalities of Energy", a Research Project of the European Union, <http://www.externe.info/>
- Finon, D. (2002), "The mitigation of the French nuclear option: new industrial realism and technical democracy learning", *Energy and Environment*, spring 2002.
- Ford, A. (1999), "Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States", *Energy Policy* (27), 637-658.
- Geman H. (2005), "Commodities and Commodity Derivatives - Modelling and Pricing For Agriculturals, Metals And Energy," John Wiley and Sons LTD.
- Girard, P., B. Barre, and B. Tinturier (2004), "Nuclear Investments and markets," Proceedings of the World Energy Congress 2004.
- Gollier, C., D. Prault, F. Thiais, et G. Walgenwitz (2004), "Comment valoriser la modularité dans les projets d'investissement électronucléaire?", *Revue de l'Énergie*, N°555, p. 165-171.
- Greene, D., and N. Tishchishyna (2000), "Costs of Oil Dependence: A 2000 Update," Oak Ridge, Tenn.: Oak Ridge National Laboratory.

- International Energy Agency (2005), “Projected costs of generating electricity, 2005 update”, OECD publication, Paris.
- IEA (2004), Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy, [http://library.iea.org/dbtw-wpd/textbase/papers/2004/high\\_oil\\_prices.pdf](http://library.iea.org/dbtw-wpd/textbase/papers/2004/high_oil_prices.pdf)
- Jansen J., van Arkel W. and M. Boots (2004), “Designing indicators of long-term energy supply security”, ECN report ECN-C--04-007, January 2004.
- Lester R. and M. McCabe (1993), “The effect of industrial structure on learning by doing in nuclear power plant operation”, *RAND Journal of Economics* 24 (3): 418-438.
- Nuttall W. J. (2004), “Nuclear Renaissance: Technologies and Policies for the Future of Nuclear Power”, Bristol: Institute of Physics Publishing.
- Roques, F., W. Nuttall, D. Newbery, and R. de Neufville (2005a), “Nuclear Power: a Hedge against Uncertain Gas and Carbon Prices?”, EPRG Working Paper, [www.electricitypolicy.org.uk](http://www.electricitypolicy.org.uk)
- Roques, F., W. Nuttall, D. Newbery, and R. de Neufville (2005b), “Valuing Portfolio Diversification For A Utility: Application to a Nuclear Power Investment when Fuel, Electricity, and Carbon Prices are Uncertain”, Report to the Nuclear Investment Climate Advisory Board, London, March 2005.
- Royal Academy of Engineering (2004), “The Cost of Generating Electricity”, a study carried out by PB Power for the Royal Academy of Engineering, London.
- Stirling, A. (1998), “On the Economics and Analysis of Diversity”, *SPRU Electronic Working Paper* No. 28, October 1998.
- Stirling, A. (2001), “Science and precaution in the appraisal of electricity supply options”, *Journal of Hazardous Materials* 86, 55-75, 2001.
- Tolley G., and D. Jones (2004), “The Economic Future Of Nuclear Power,” A Study Conducted at The University of Chicago, <http://www.ne.doe.gov/reports/NuclIndustryStudy.pdf>
- Uranium Information Center (2004), “Uranium Markets”, *Nuclear Issues Briefing Paper* 36, October 2004.
- de Vries (2004), “Securing the public Interest in electricity generation markets: the myths of the invisible hand and the copper plate”, PhD thesis.
- World Nuclear Association (2005), “Plans for new reactors worldwide,” April 2005.
- Zaleski, C.P. et S. Meritet (2003), « L'énergie nucléaire face à la déréglementation des marchés de l'électricité, *Revue de l'Energie* N° 547, Juin 2003.