

Evaluation de différents scénarios de transition énergétique

Une tentative d'adaptation de l'analyse par les options réelles



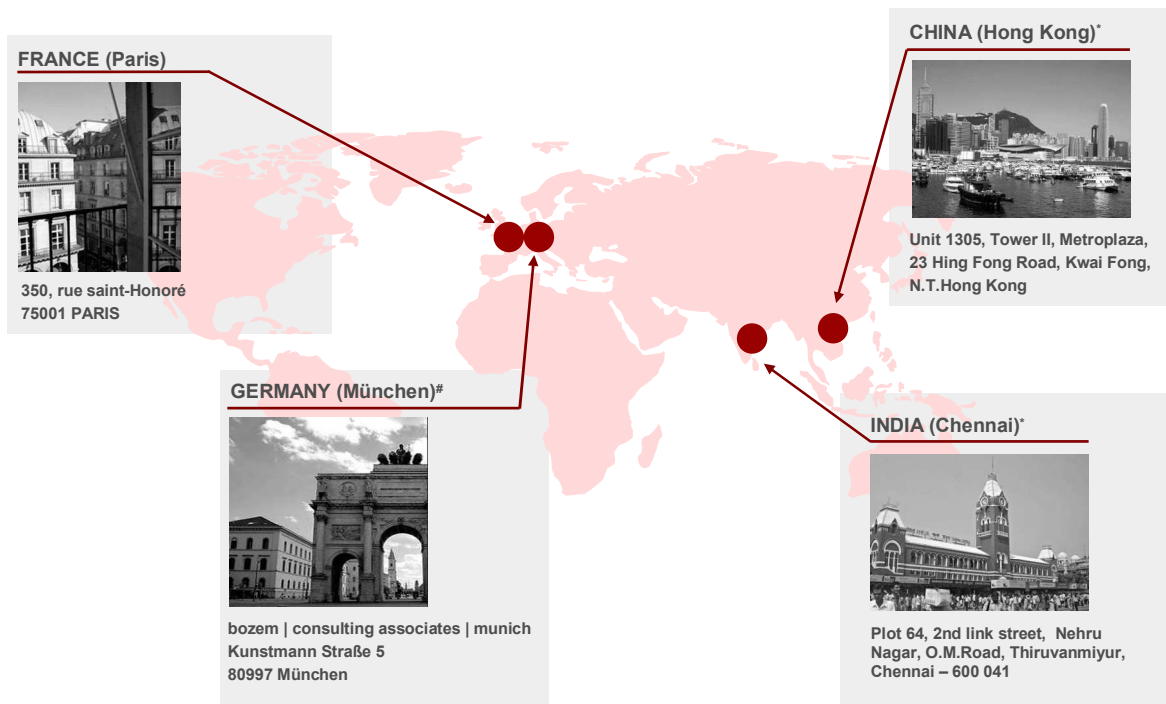
E-CUBE Strategy Consultants est un cabinet de conseil de Direction Générale exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec le plus haut niveau d'excellence et d'expérience d'une équipe internationale

Nos trois domaines d'expertise :

- **Energie** : accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, compagnies pétrolières, acteurs des filières Energies Renouvelables) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique
- **Eco-stratégie** : accompagner les acteurs privés et publics dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une "nouvelle donne" environnementale
- **Eco-entreprises** : accompagner à chaque étape de leur développement les entreprises qui élaborent les technologies, les produits et les services contribuant à un monde plus respectueux de l'environnement

E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de ses bureaux à Paris (Siège) et Munich, et de ses bureaux de représentation à Chennai et Hong Kong.

Pour plus d'informations, veuillez visiter www.e-cube.com



: partenaires locaux

* : bureaux de représentation

Evaluation de différents scénarios de transition énergétique

Une approche par l'analyse des options réelles

Résumé

D'ici à 2026, les 24 tranches nucléaires CP0 et CP1¹ auront atteint l'âge de 40 ans. Sous réserve de l'accord de l'ASN, leur exploitation pourrait se poursuivre pendant encore 10 ans. Si les gouvernements concernés décident de ne pas augmenter leur durée d'exploitation, ces capacités devront être remplacées par des actifs de production thermiques et/ou renouvelables, ce qui entraînera une augmentation des coûts de production en France.

Le renouvellement de la durée de vie d'une tranche nucléaire peut être décidé au plus tard 5 à 7 ans avant ses 40 ans². Pour les plus récentes des 24 tranches concernées, cela signifie que la décision pourrait être prise au plus tard en 2021. Or, d'ici là, l'environnement politique, économique et social peut avoir changé profondément : une décision irrévocable prise initialement en 2012 pourrait, à cette date, ne plus remporter l'adhésion populaire, ou se révéler plus coûteuse que prévue en raison de l'évolution défavorable des prix des énergies fossiles, par exemple.

Cette étude est une tentative d'application de la Méthode des Options Réelles³ à la question des scénarios de transition énergétique. Cette technique, dérivée des méthodes de modélisation de cours de bourses utilisées en finance pour le calcul de prix de produits dérivés, permet d'évaluer des opportunités d'investissement lorsque les calculs de VAN classiques ne sont pas satisfaisants (cas de décisions d'investissement futures conditionnelles). Cette méthode a été adaptée pour simuler dans le temps l'évolution des paramètres décidant du remplacement des tranches CP0 et CP1, sur une période comprise entre 2012 et 2030.

Elle a permis de calculer le coût de scénarios dynamiques où les tranches seraient renouvelées au cas par cas, 5 ans avant l'expiration de leur durée de vie (40 ans), en fonction de l'évolution des paramètres économiques, et de l'opinion publique à l'égard du nucléaire (toutes deux étant supposées être les critères déterminant l'action politique en matière énergétique).

La différence entre le coût d'un scénario dynamique et celui d'un scénario où leur non-renouvellement serait décidé dès à présent correspond à la valeur de l'option consistant à pouvoir moduler les décisions de renouvellement dans le temps. Cette valeur d'option est comprise entre 19 et 21 milliards d'euros en termes de coûts de production cumulés entre 2012 et 2030, et entre 25 et 28 milliards d'euros en termes d'investissements⁴, montrant qu'il est possible de capter une valeur importante en suivant un scénario dynamique. De plus, ce calcul est un minorant de la valeur d'option totale, car cette option conditionne plusieurs autres options (possibilité de repousser la durée de vie des centrales à 60, voire 70 ans comme aux Etats-Unis).

L'objectif de cette étude est avant tout d'illustrer la mise en œuvre de cette méthode à la question de la transition énergétique. Malgré le caractère théorique des résultats (lié à l'incertitude concernant certaines hypothèses structurantes tels que les scénarios forward de prix, ou les limites de certains parti-pris de modélisation) cette approche apporte un éclairage nouveau au débat, sans toutefois prétendre offrir un critère d'arbitrage décisif.

1. Correspondant aux premiers paliers mis en services, et arrivant à la fin de leur durée de vie initiale avant 2030
2. Les opérations de jouvence d'une tranche nucléaire en vue d'augmenter sa durée de vie nécessitent principalement le renouvellement des générateurs de vapeurs (qui compte pour près de 40% du coût total des opérations). Ceux-ci doivent être commandés aux équipementiers 5 ans avant leur mise en service, à l'issue d'un appel d'offres.
3. Désignée indifféremment dans cette étude comme la Méthode des Options Réelles (MOR) ou l'Analyse par les Options Réelles (AOR)
4. Cumul des investissements décidés entre 2012 et 2026 ; des mesures de sensibilité ont été effectuées par ailleurs afin de mesurer la pertinence du modèle

La question du coût de la prolongation ou non de la durée de vie des centrales CP0 et CP1 ne peut être résolue par une approche classique. L'analyse par les Options Réelles offre, une fois adaptée, une alternative innovante.

La méthode des Options Réelles permet d'évaluer des opportunités de gain dans des contextes incertains. Elle a été conceptualisée dans les années 1980, afin de répondre aux limites des calculs de VAN traditionnels. En effet, il existe de nombreux cas où l'approche par la VAN ne permet pas d'évaluer une opportunité d'investissement de façon satisfaisante.

Prenons le cas de la réalisation d'un projet A, pouvant générer l'opportunité d'investir plus tard dans un projet B, possiblement très rentable. La décision d'investir dans B ne se faisant pas au même moment que la décision d'investir dans A, et les conditions économiques assurant la rentabilité du projet B étant susceptibles d'avoir changées entre temps, un simple calcul de VAN ne peut prendre en compte la rentabilité espérée de B (qui peut n'avoir aucune valeur à l'heure actuelle), et risque d'aboutir à un abandon du projet A.

C'est sur ce constat que s'est construite la méthode des options réelles. Celle-ci est une adaptation des théories de mathématiques financières, développées par Fisher Black et Myron Scholes dans les années 1970, et qui ont permis le développement des outils de couverture financière, et plus largement des produits dérivés. Par analogies, certains économistes, notamment l'américain Stewart Myers, ont identifié les incertitudes économiques entourant certaines décisions

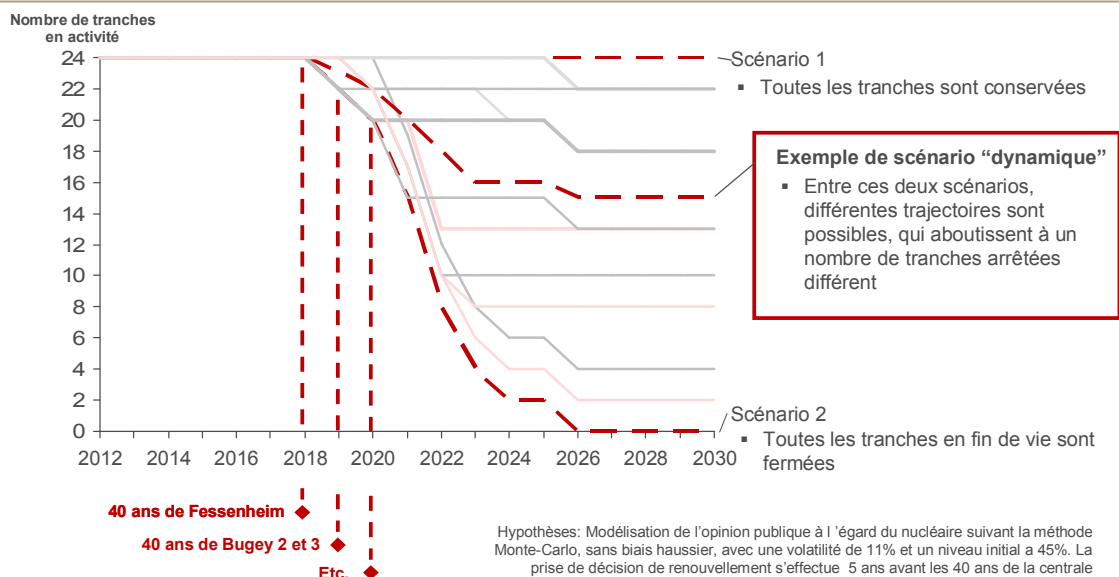
d'investissement à des actifs financiers, et ont ainsi pu, avec les mêmes outils servant à déterminer le retour sur investissement d'une option d'achat ou de vente, évaluer des opportunités d'investissements dans des projets industriels.

Grâce à cette méthode, il a été possible de modéliser les mouvements de nombreuses variables, et ainsi de calculer les **coûts de production** et les **investissements bruts** pour différents scénarios d'évolution du parc des 24 tranches nucléaire CP0 et CP1 entre 2012 et 2030, à commencer par les deux scénarios de « référence » :

- **Scénario 1** : à l'âge de 40 ans, une tranche nucléaire est systématiquement remise à niveau, et continue de produire pendant les 10 années qui suivent. Les investissements sont engagés 5 ans avant les 40 ans de la centrale, ce qui correspond à la durée nécessaire au renouvellement des principaux composants.
- **Scénario 2** : une tranche en fin de vie est systématiquement arrêtée, et remplacée par une capacité équivalente en turbines à gaz (CCGT) et énergies renouvelables.

Deux scénarios « dynamiques » (scénarios 3 et 4) dans lesquels les facteurs économiques et sociaux, cinq ans avant la fin de la durée de vie de la centrale, décident de l'arrêt ou du renouvellement de celle-ci, ont également été étudiés.

Illustration 1 : Nombres de tranches CP0 et CP1 en activité, suivant plusieurs scénarios



L'étude de l'acceptabilité du nucléaire, variable décisive et peu prévisible, permet d'établir deux méthodologies aboutissant à des résultats complémentaires

Bien que la décision d'arrêt d'une centrale nucléaire puisse être influencée par des jeux politiques (alliances électorales), nous faisons l'hypothèse dans cette étude qu'elle reflète toujours l'avis de la population. Les exemples Allemands ou Japonais ont montré que les décisions de fermeture de centrales sont liées à un fort pourcentage de rejet du nucléaire⁵ : elles déterminent, par le jeu démocratique, ou pour le moins, elles conditionnent les décisions politiques. Ainsi, dans les scénarios étudiés, chaque décision de fermeture n'est prise qu'en fonction du niveau d'acceptabilité du nucléaire 5 ans avant le renouvellement. Si une majorité s'y oppose, alors la centrale est remplacée par des centrales au gaz et des énergies renouvelables. La modélisation de l'acceptabilité du nucléaire est donc centrale dans cette étude, ce qui la différencie d'une Analyse par les Options Réelles classique, où seuls les facteurs économiques rentrent en jeu. Une telle analyse n'aurait que peu d'intérêt dans le cas présent, une vision purement économique du problème aboutissant systématiquement, avec les hypothèses utilisées, à un renouvellement des tranches nucléaires.

Une première méthode permettant de modéliser l'opinion publique à l'égard du nucléaire (scénario 3) part du postulat que celle-ci est imprévisible, et, notamment, indépendante des évolutions des prix de l'énergie. On modélise alors l'opinion publique

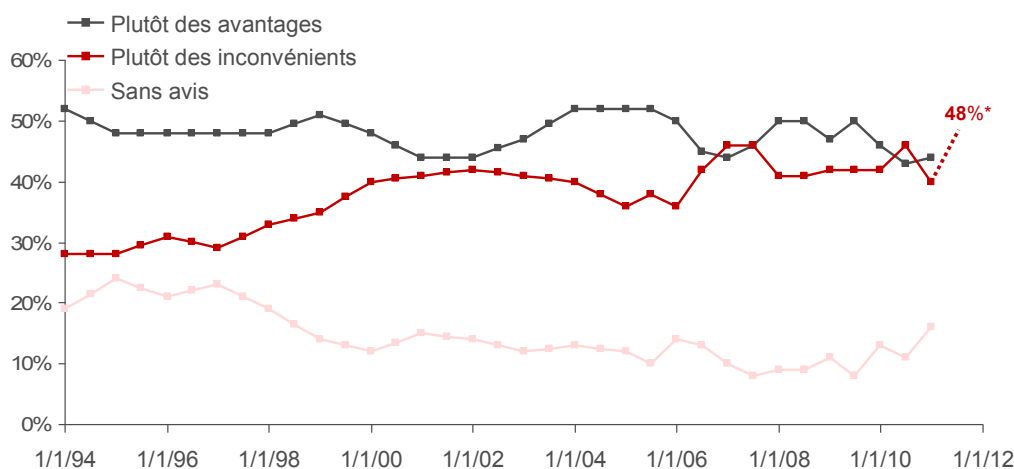
comme une variable aléatoire, ou plus précisément comme un processus stochastique ayant une valeur de départ, une volatilité, et variant entre 0% et 100%. Puis, lorsque 5 ans avant le renouvellement d'un réacteur le pourcentage d'opinions défavorables au nucléaire dépasse un seuil de **50%**, ce réacteur n'est pas renouvelé.

Cette approche a été retenue dans la mesure où il est très difficile d'établir une corrélation entre l'acceptabilité et des facteurs économiques, tels que la hausse des prix de l'énergie (voir illustration 2). Dans le cadre de cette étude, nous ne discutons pas la question des difficultés de la mesure de l'opinion publique sur la question du nucléaire (choix des questions, choix des panels interrogés etc.).

Avec cette approche, la moyenne des tranches arrêtées s'établit à 12 sur 24, ce qui correspond à un gain, ou plus précisément à une valeur d'option de **21 milliards** en termes de coûts de production, par rapport au scénario de remplacement systématique des 24 tranches. Cette méthode aboutit par ailleurs à une valeur de **28 milliards** d'investissements bruts économisés pour la construction de nouveaux actifs. Si le seuil de la majorité a été retenu dans notre étude, il est important de noter la grande sensibilité de ces résultats à la valeur de ce seuil ; faire passer celui-ci à 60% augmenterait d'environ 10 milliards la valeur d'option.

Une deuxième approche suppose qu'il

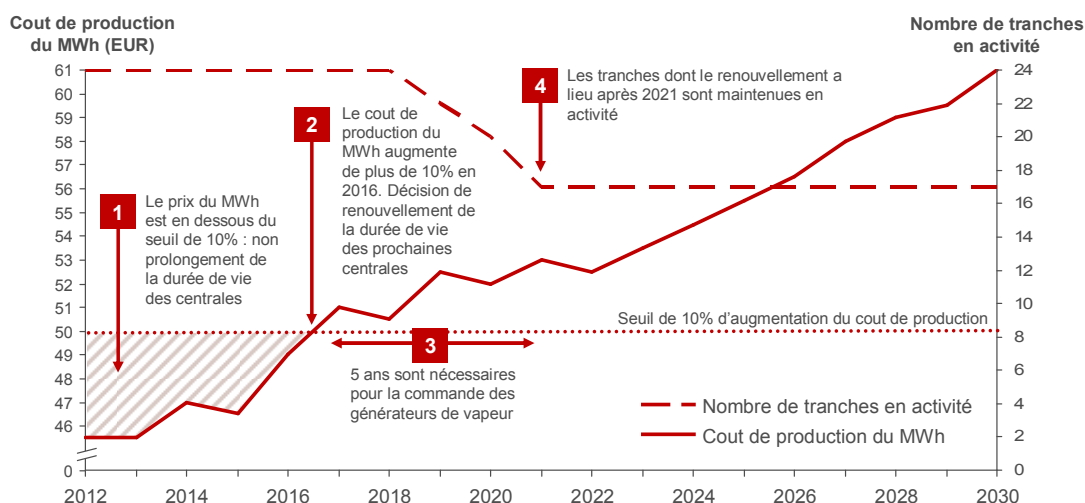
Illustration 2 : Résultat du sondage CREDOC « Le choix du nucléaire pour produire les trois quarts de l'électricité en France présente-t-il, selon vous, plutôt des avantages ou des inconvénients ? » (en %)



* D'après des prévisions E-CUBE réalisées à partir du baromètre IRSN de 2012

5. Allemagne : 72% d'opinion en faveur d'une « sortie du nucléaire en 5 ans » (Sondage Forsa, mai 2011) ; Japon : 57% d'opinion opposées au redémarrage des centrales (Sondage Asahi Shimbun, mars 2012)

Illustration 3 : Nombre de tranches en activité et coût de production du MWh en fonction du temps, suivant le scénario 4



existe tout de même une corrélation entre l'opinion des français à l'égard du nucléaire et le prix du MWh. En effet, le peu de sensibilité observé dans le passé peut s'expliquer par le niveau de toutes façons bas du prix de l'électricité ; les prix étant appelés à augmenter significativement, la sensibilité au prix devrait augmenter et, conjointement, l'association entre prolongation de la durée de vie des actifs nucléaires et prix de l'électricité. Dans cette hypothèse, les premières tranches nucléaires arrivant en fin de vie ne sont pas renouvelées, et leur remplacement par des actifs gaz et ENR renchérit le prix du MWh. Passé un certain seuil d'augmentation des prix de l'électricité, les français refusent de nouveaux arrêts de centrale : les tranches nucléaires arrivant en fin de vie cinq ans après cette date⁶ sont donc renouvelées.

Cette approche est cohérente à la lumière d'un récent sondage⁷ affirmant que seuls 30% des français sont prêts à accepter une augmentation de plus de 5% de leur facture d'électricité. Ces 5% correspondent à une augmentation d'environ 10% du coût de production⁸ du MWh. Ainsi, au delà de 10% d'augmentation du coût de production, une large majorité des français refuserait la poursuite des arrêts de tranches.

Avec cette approche, la moyenne des tranches arrêtées s'établit à 14, ce qui correspond à un gain de 19 milliards en coûts de fonctionnement par rapport au scénario de

remplacement systématique des 24 tranches. Cette méthode aboutit par ailleurs à une valeur de 25 milliards d'investissements économisés pour la construction de nouveaux actifs. Il est intéressant de noter que ces valeurs ne sont pas très éloignées de celles trouvées avec la première méthode (de respectivement 22 et 30 milliards). Ceci confirme l'existence d'une valeur d'option non négligeable.

La valeur de l'option est très sensible au niveau du seuil d'augmentation du coût de production du MWh. Si le seuil d'acceptabilité est relevé, l'option perd immédiatement beaucoup de sa valeur : avec une plus grande tolérance à la hausse des prix de l'énergie, les Français seraient prêts à arrêter plus de tranches nucléaires (voir Illustration 4).

Un récent sondage en Allemagne⁹ indique que 60% de la population allemande accepterait de payer 10 € de plus par mois pour accélérer la sortie du nucléaire, soit une augmentation de 12%¹⁰ de leur facture annuelle d'électricité. Ceci correspondrait à une hausse de près de 25% du coût de production du MWh. A ce niveau, l'option n'aurait plus qu'une valeur de 1,5 milliards d'euros. Sans faire de rapprochement hâtif entre les opinions françaises et allemandes, il est donc important de souligner qu'un changement de mentalité pourrait avoir des conséquences importantes sur les scénarios de transition énergétiques.

6. Puisque les investissements de jeunesse doivent être engagés 5 ans avant le renouvellement, et qu'il est donc « trop tard » pour les centrales ayant plus de 35 ans à cette date
 7. Baromètre ADEME 2010
 8. Auquel il faut ajouter coût de transport, coût de distribution et taxes pour obtenir le coût complet facturé au particulier. En moyenne les coûts de production représentent 55% de la facture totale.
 9. Sondage Forsa pour le magazine Stern, avril 2011
 10. Hypothèses : 39,5 millions de foyers en Allemagne, 139 TWh de consommation résidentielle annuelle, prix moyen de l'électricité pour les particuliers : 277 €/MWh

Éclairage sur quelques unes des hypothèses retenues dans la modélisation de la filière nucléaire, analyse de sensibilité et limites d'interprétation des résultats de l'étude

Les investissements liés à la construction d'une centrale nucléaire, très importants, sont amortis sur l'ensemble de la durée de vie initiale de la centrale, soit sur 40 ans.

Une fois ces 40 ans atteints, les coûts du capital ne sont donc plus pris en compte dans le calcul des coûts de production, ce qui rend cet actif encore plus compétitif. Le coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC en anglais) joue un rôle important dans la détermination des coûts de capital. En effet plus celui-ci est élevé, plus les intérêts seront importants, ce qui augmente le coût de production. Or il existe de nombreuses incertitudes autour du CMPC, liées aux incertitudes sur le financement futur des grands énergéticiens français. Nous avons retenu un CMPC de 8%, mais l'impact d'une variation du CMPC sur la valeur de l'option en termes de coûts de production est très significatif : ainsi, faire passer le CMPC de 8% à 6% augmente de 6 milliards celle-ci ; inversement, le passage à un CMPC de 10 % fait diminuer cette valeur d'autant.

Les dernières estimations d'EDF font part d'un coût des opérations de jouvence de 650 millions par tranche, soit environ 700 000 euros par MW de puissance installée.

Cependant il n'a pas été possible d'évaluer un facteur important : les effets d'échelle et de gamme. En effet, les chiffres donnés par EDF supposent un renouvellement complet du parc, qui entraînerait des appels d'offres auprès des équipementiers portant simultanément sur plusieurs unités par commande : il est attendu de ces commandes « groupées » un effet d'échelle qui permettrait de réduire les coûts unitaires de ces opérations de jouvence. Or, dans de nombreux scénarios, seules quelques tranches sont renouvelées. Dans ces scénarios, le coût unitaire des opérations de jouvence pourrait donc être plus élevé que les 650 millions d'euros annoncés. Nous n'avons pas pris en compte cet effet dans ces travaux. Nous n'avons pas non plus différencié les coûts de jouvence suivant l'obsolescence attendue de chaque tranche (fonction d'une modulation plus importantes par exemple)..

Dans le cadre de cette étude, nous avons également souhaité modéliser l'impact du prix de l'uranium sur les coûts de production du MWh nucléaire. Le prix de l'uranium est, pour une très large part, méconnu, les seules données publiques étant les historiques de spots constatés sur le

marché. Or, la filière uranium est très souvent intégrée dans la filière de production d'électricité nucléaire, ou bien les prix pratiqués relèvent de contrats long terme confidentiels : une grande partie de l'uranium produit n'est donc pas vendu sur le marché, et son prix reste inconnu et des données telles que la volatilité ou le *forward* constatés sur le marché peuvent ne refléter que partiellement l'évolution du prix réel. Nous avons donc réalisé une série de mesures de sensibilité du prix de l'option à des variations importantes des cours de l'uranium. Cependant, l'influence sur la valeur de l'option des cours de l'uranium, qui ne représentent qu'une faible partie des coûts de production de la filière nucléaire, demeure très faible : un doublement du *forward* de l'uranium n'occasionne ainsi qu'une hausse de quelques pourcents de la valeur de l'option.

L'impact d'un accident nucléaire majeur sur les coûts totaux des scénarios a également été évalué. L'étude a pris en compte deux types d'effets sur les coûts. D'une part, un accident en France entraînerait des coûts considérables de réparation et d'indemnisation : ils ont été évalués à environ 200 milliards d'euros pour l'accident de Tchernobyl¹¹, et à près de 100 milliards d'euros pour l'accident de Fukushima¹². D'autre part, un nouvel accident, en France ou à l'étranger, aurait pour conséquence une hausse des mesures de sécurité, et donc du coût de remise à niveau des réacteurs. Evalué par l'ASN à environ 10 milliards d'euros, le prix des nouvelles mesures de sécurité prises au lendemain de la catastrophe japonaise correspond ainsi à un coût par réacteur d'environ 170 millions d'euros. Dans la modélisation, des tirages aléatoires ont été réalisés chaque année pour déterminer si un accident nucléaire avait lieu, en France ou à l'étranger. Les probabilités d'occurrence ont été déterminées en fonction du nombre de réacteur encore en fonction et du quotient :

$$\frac{\text{accidents majeurs constatés}}{\sum_i \text{réacteur}_i * \text{années de fonctionnement}}$$

La prise en compte de l'aléa d'un accident nucléaire a pour effet de diminuer la valeur d'option de quelques **2 milliards d'euros** (tous scénarios confondus).

Un accident nucléaire devrait en principe s'accompagner d'une augmentation des prix des énergies fossiles (en particulier, du gaz).

11. Tchernobyl forum, 2003-2005

12. Bank of America-Merrill Lynch, estimations, 2012

En effet, l'utilisation intensive des autres moyens de production pour combler la perte de puissance occasionne une hausse de la demande des commodités. Les cours du gaz naturel liquéfié au Japon se sont ainsi envolés à la suite de l'accident de Fukushima, passant de 28,5 €/MWh en décembre 2010 à 43 €/MWh un an plus tard. **L'estimation des coûts des scénarios alternatifs devrait donc, en théorie, le prendre en compte.** Cependant, l'évolution des prix du gaz est complexe et, en pratique, nous avons abandonné cet effet. En effet, les marchés gaziers, contrairement aux marchés pétroliers, ne sont pas intégrés, et dépendent de contraintes géographiques

locales. L'augmentation des prix au Japon n'a pas été imitée par les prix européens, notamment grâce à une augmentation de l'offre aux Etats-Unis, consécutive au développement imprévu de l'exploitation des gaz de schiste. De même, nous n'avons pas pu trouver de données attestant d'un changement des prix du gaz consécutif à l'accident de Tchernobyl, puisqu'à l'époque il n'existait pas de marché spot, mais uniquement des contrats à long terme, majoritairement indexés sur le prix du baril de pétrole. Devant ce manque de données quantitatives et ce trop grand nombre d'incertitudes, nous avons préféré décorréliser les prix du gaz du risque d'accident nucléaire.

Éclairage sur quelques unes des hypothèses retenues dans la modélisation de la filière gaz et limites d'interprétation des résultats de l'étude

Le coût du combustible représente environ 60% du coût de production de la filière gaz. Combiné avec le coût de la tonne de CO₂, il pourrait atteindre plus de 75% du coût de production d'ici 2030. Il était donc primordial dans cette étude de réussir à modéliser les cours du MWh gaz et de la tonne de CO₂ le plus fidèlement possible. L'indice reflétant au mieux le prix des contrats gaz en France est le BAFA, indice qui recense les prix des contrats gaziers allemands, et est constitué pour 15% du prix Spot¹³. Nous avons choisi la volatilité annuelle de cet indice, aux alentours de 31%, comme référence dans notre modélisation. Pour le *forward* en 2030, l'UFE et la commission « Energies 2050 » font part dans leur dernier rapport d'un niveau de 34 €/MWh, chiffre retenu pour notre étude¹⁴.

Il est important de souligner les grandes incertitudes entourant les prix *forward* du gaz. En effet, une renégociation des contrats long-terme, afin qu'ils aient une plus grande indexation aux prix *spot*, est envisageable¹⁵. Cette tendance pourrait aussi avoir pour effet une hausse de la volatilité, le marché *spot* étant beaucoup plus volatil que les contrats traditionnels. Enfin, même les prix indexés

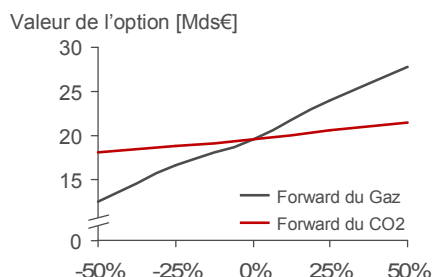
pétrole pourraient voir leur volatilité s'envoler, avec l'augmentation de l'instabilité sur le marché du brut. Nous avons donc réalisé une série de mesures de sensibilité en modifiant *forward* et volatilité du gaz afin de prendre en compte ces incertitudes

L'autre grande inconnue de la filière gaz concerne le prix de la tonne de CO₂. Aujourd'hui à moins de 7 € la tonne, ce prix devrait, selon les prévisions de l'UFE, s'envoler pour atteindre 50 € la tonne d'ici 2030. Nous avons retenu cette valeur pour nos modélisations. Cependant, depuis la crise, l'activité économique a chuté, entraînant avec elle une baisse des émissions de CO₂. Le marché s'est donc retrouvé en surcapacité, avec trop de quotas à fournir, et les prix se sont effondrés. L'arbitrage charbon-gaz n'est plus respecté, car il correspondrait à un niveau de prix de l'ordre de 14 €/t¹⁶, contre environ 6,5 €/t actuellement. Pour arriver à cet objectif de 50 €, l'UE devra sans doute réduire drastiquement le nombre de quotas alloués sous peine de voir les cours stagner en dessous de 20 €/t. L'étude a donc intégré cette incertitude sur les prix du CO₂, en effectuant un certain nombre de mesures de sensibilités (voir Illustration 4).

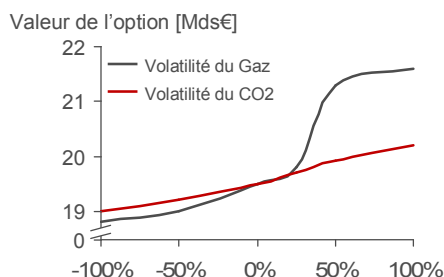
13. Il n'existe pas d'historique des contrats long terme en France, contrats qui reflètent les vrais prix facturés aux énergéticiens par les fournisseurs de gaz. Le marché spot, mis en place depuis quelques années, ne reflète que partiellement les véritables prix du gaz, et s'est même récemment décorrélé des prix des contrats : avec le reroutage des tankers de GNL vers l'Europe suite au début de l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis, les prix spot ont chuté, alors que les contrats long termes, majoritairement indexés sur des sous-jacents pétroliers, ont plutôt augmenté.
14. Il est possible de reconstituer le niveau d'indexation au prix du Brent (en utilisant les futures du Brent les plus éloignés (2018) à 92 \$ par baril) auxquels correspondrait un tel *forward* : on obtient une valeur de 14%, plutôt haute par rapport aux indexations actuelles, de l'ordre de 12%. Ainsi, le *forward* de 34 €/MWh prendrait en compte une future hausse de l'indexation au prix du Brent.
15. Voir note précédente. Deux exemples récents corroborent cette tendance : d'une part GDF Suez a récemment renégocié ses contrats de gros avec Gazprom, incluant une meilleure indexation au spot, et d'autre part le même énergéticien a annoncé que les prix facturés aux particuliers seraient également davantage indexés aux prix du marché.
16. Dans un contexte de tension « normale » sur le marché du CO₂, le prix de la tonne s'établit de façon à ce qu'il n'existe pas d'arbitrage possible entre les deux moyens de production, les CCGT récentes produisant beaucoup moins de CO₂ que les centrales à charbon (environ 400 g de CO₂ par kWh contre 850 g/kWh). Le calcul des 14€ a été effectué avec les niveaux de prix suivants : Charbon : 80 €/t ; Gaz : 24 €/MWh

Illustration 4 : Variation de la valeur de l'option en termes de coûts de production en fonction des principaux paramètres de notre étude

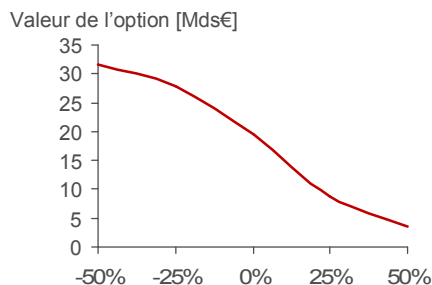
Valeur de l'option (scénario 4), fonction de la variation du forward du gaz et du CO2 par rapport à leur niveau de référence (gaz : 34 €/MWh, CO2 : 50 €/t)



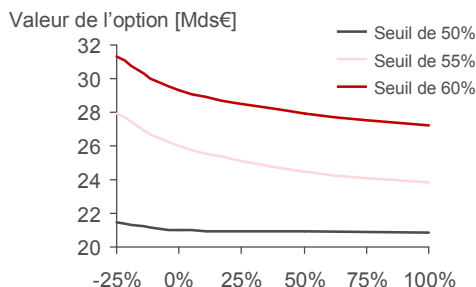
Valeur de l'option (scénario 4), fonction de la variation de la volatilité du gaz et du CO2 par rapport à leur niveau de référence (gaz : 31%, CO2 : 31%)



Valeur de l'option (scénario 4), fonction de la variation du seuil de hausse du coût de production du MWh par rapport à son niveau de référence (10%)



Valeur de l'option (scénario 3), fonction du seuil d'arrêt du nucléaire et de la de la variation de la volatilité de l'opinion publique par rapport à son niveau de référence (11%)



Éclairage sur quelques unes des hypothèses retenues dans la modélisation de la filière des énergies renouvelables et limites d'interprétation des résultats de l'étude

Afin de pouvoir modéliser les coûts de production de la filière renouvelable, les différentes technologies (solaire, éolien off-shore, éolien on-shore, etc.) ont été regroupées en une seule variable, et leur coût pondéré en fonction de leur présence dans le mix énergétique actuel. Puis la même opération a été réalisée avec les prévisions de l'UFE à 2030, afin d'obtenir un *forward* pour cet horizon. La part de l'hydraulique et son coût de production ont été considérés comme fixes. La plupart des simulations ont été réalisées à volatilité nulle, devant l'impossibilité (due au manque de données) de déterminer un niveau de volatilité qui ait un sens.

La proportion d'ENR (hors hydraulique) dans le mix énergétique comparativement à la proportion d'actifs thermiques a elle aussi été simulée¹⁷. Bien que celle-ci soit appelée à

être augmentée, les problématiques d'intermittence pourraient empêcher son développement. Comme pour les coûts de production des ENR, sa volatilité n'a toutefois pas pu être calculée.

Le coût de construction « overnight »¹⁸ moyen d'un actif ENR est de près de 2300 €/kW. Ceci amène un coût de production d'environ 120 €/MWh, dont plus de 80% est dû au remboursement du capital. Ce coût ne va pas diminuer sensiblement d'ici 2030, car même si les éoliennes *on-shore* sont de moins en moins onéreuses, le déploiement de filières plus prometteuses, mais plus coûteuses, dans le mix ENR (comme l'éolien *off-shore*) dégrade la compétitivité de celui-ci. Nous avons ainsi retenu un coût de production d'environ 115 €/MWh en 2030¹⁹.

17. On peut schématiser cette variable ainsi :

$$\frac{\text{Production ENR} / \text{Production totale}}{\text{Production thermique} / \text{Production totale}}$$
 soit : Production ENR / Production thermique

18. Coût de construction théorique en une nuit, ne prenant pas en compte les coûts du remboursement de la dette

19. Analyses E-CUBE, d'après : Union Française de l'Electricité, Electricité 2030, Quels choix pour la France, 2012 et Jacques Percebois, Claude Mandil, Commission Energies 2050, 2012

Conclusions et analyses

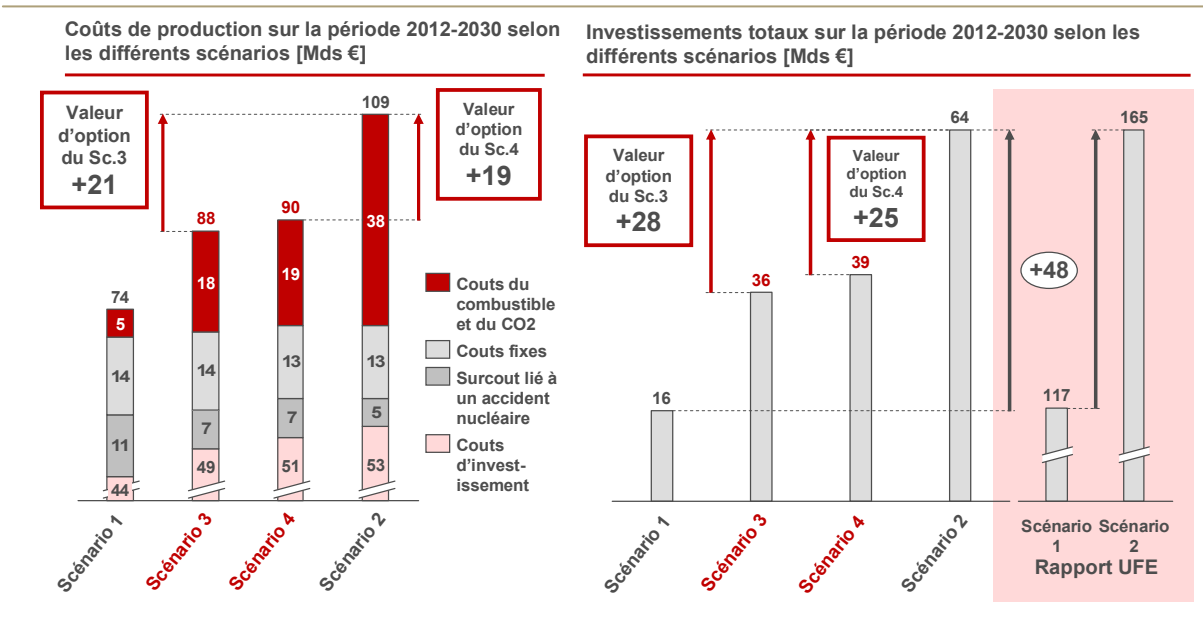
Adaptée au contexte de l'économie de la transition énergétique en France, l'Analyse par les Options Réelles a permis de quantifier la valeur d'un scénario dynamique qui consisterait à prendre en compte l'évolution des paramètres économiques et sociaux dans les décisions de fermetures de centrales nucléaires, plutôt que d'arrêter ces décisions en une fois dès 2012.

Les résultats de l'étude sont présentés en illustration 5 en termes de coûts de production cumulés totaux et d'investissements bruts totaux, pour la période 2012-2030. On retiendra que la valeur des scénarios dynamiques est supérieure de 19 à 21 milliards d'euros à celle du scénario de remplacement systématique sur la métrique « coûts de production », et de 25 à

28 milliards d'euros sur la métrique « investissements », ce qui confirme l'importante valeur d'une transition énergétique modulée dans le temps.

La différence entre les investissements totaux des scénarios 1 et 2 est de 48 milliards d'euros. Le dernier rapport de l'UFE²⁰ donne une estimation très similaire pour cette différence (de l'ordre de 48 milliards d'euros également). Les écarts en termes absolus entre les résultats de cette étude et ceux de l'UFE s'expliquent par le fait que l'UFE considère l'ensemble des investissements pour les moyens de production, alors que cette étude ne s'intéresse qu'aux investissements pour remplacer les 24 tranches CP0 et CP1.

Illustration 5 : Valeur d'option suivant les différents scénarios, en termes de coûts de production et d'investissements totaux, et comparaison avec les estimations du rapport de l'UFE



Les incertitudes sur des hypothèses structurantes (*forward* de prix) et les limites de modélisation décrites plus haut, conditionnent le caractère théorique de l'étude : l'objectif était-là principalement d'illustrer la mise en œuvre de

cette méthode à la question de la transition énergétique. Cette approche apporte néanmoins un éclairage nouveau au débat, sans toutefois prétendre offrir un critère d'arbitrage décisif.

20. Union Française de l'Electricité, Electricité 2030, Quels choix pour la France, 2012

A propos des auteurs

Samuel Bordenave (étudiant à l'Ecole des Mines ParisTech, dans le cadre de son travail d'option Machines & Energie) et **Vianney Leconte** (consultant senior) sous la supervision de **Pierre Germain**, co-fondateur et directeur associé d'E-CUBE Strategy Consultants. Pour plus d'information sur les thèses présentées dans cette étude, vous pouvez contacter les auteurs par e-mail à e3@e-cube.com

PARIS - MUNICH - CHENNAI - HONG



www.e-cube.com

350 rue Saint-Honoré,
75001 Paris
France
+33 (0)1 83 95 46 80

b | c a | m
Kunstmann Straße 5
80997 München
Germany

Plot 64, 2nd link street
Nehru Nagar, O.M. Road,
Thiruvanmiyur,
Chennai - 600 041 INDE
+91 (0) 98 4033 1364

Unit 1305, Tower II, Metroplaza,
23 Hing Fong Road, Kwai Fong,
N.T. Hong Kong, CHINE
+85 2 8127 7577 (HK)
+86 1521 8869 869 (CN)