

Rencontre annuelle de l'Association des Economistes de l'Energie

15 juin 2005

Investissements de long terme dans un
"environnement incertain de contrats incomplets" :
quelques remarques à partir du secteur électrique

Jean-Michel Trochet

économiste senior à la délégation à la stratégie industrielle de la Branche production-ingénierie,
EDF

Partir

- des travaux de C.Gollier sur l'intégration du risque dans le calcul économique
- des enjeux majeurs d'investissements du secteur électrique dans les décennies à venir d'autre part


pour proposer un regard complémentaire sur l'appréhension des incertitudes dans l'évaluation des choix d'investissement

qui puisse être pertinente à la fois

- pour l'orientation des débats publics et le choix des politiques publiques en matière énergétique
- pour les énergéticiens, acteurs effectifs des décisions d'investissements

remarque préalable

- **la place des questions de méthodologie dans les choix d'investissement : une préoccupation classique à EDF**
 - dans la nature même du système électrique : enjeux majeurs de la gestion prévisionnelle du parc électrique et des investissements dans un système aléatoire et incertain à court, moyen, long et très long termes
 - incertitude sur la croissance économique et la croissance de la demande élec.
 - risques de délestages à évaluer : une fois tous les N années... ? ampleur ?
 - quel critère pour ajuster le parc à la pointe ? (risques d'impacts asymétriques)
 - confrontation de critères en espérance ou intégrant des formes d'aversion au risque (ex : Min Max de regret)
 - question de la diversification des moyens en base face à des aléas génériques potentiels ou à l'incertitude sur les prix des combustibles
 - options réelles : modèles de gestion et d'investissement en "hasard-décision" vs "décision hasard" dans le langage de la recherche opérationnelle des années 70 ?
 - choix et "paris industriels" pour maîtriser à long terme le coût des filières et de l'ensemble du système (charbon vs hydraulique dans les années 50, choix de filière nucléaire à la fin des années 60)

 **l'ouverture à la concurrence et l'évolution des politiques environnementales impliquent la prise en compte de nouveaux risques et incertitudes mais ne doivent pas faire passer au second plan les questions ci-dessus**

regard inspiré des recommandations du rapport du CGP

"Révision du taux d'actualisation des investissements publics" (2005)

- **plaidoyer en faveur de l'utilisation du calcul économique**
- **distinguer clairement dans les calculs et les débats publics :**
 - (le taux d'actualisation ne doit pas être un fourre-tout opaque "cache misère")
 - le taux d'actualisation à long terme d'investissements publics sans risques, qui représente une valorisation des perspectives de croissance économique à long terme et leur effet sur le bien-être des générations futures ;
 - l'appréciation des contraintes environnementales présentes et futures, qui doivent s'exprimer dans l'évolution des prix relatifs des biens environnementaux ;
 - l'appréciation des risques des projets, qui susciteront une prime de risque dans la rentabilité exigée ;
 - le coût d'opportunité des fonds publics (lié aux distorsions économiques suscitées par la fiscalité), qui doit être utilisé au regard des modes de financement des projets retenus (privés/publics...) ;
 - le coût de rareté des fonds publics (contrainte budgétaire des administrations), qui s'exprime par le fait que tous les projets « rentables » (au vu des critères ci-dessus) ne pourront pas être réalisés, et qu'il faut donc ajouter un critère de sélection supplémentaire des projets à réaliser (le rapport préconise un classement par taux décroissants de rentabilité interne de l'Euro public investi)

↳ **des arguments pertinents aussi (à transposer) pour les entreprises du secteur électrique engagées dans des investissements de long terme, dont une part gérée de façon décentralisée (exemples en production & distribution)**

Appréciation des risques : quelques remarques, sur la base des travaux de C.Gollier

"Economics of Risk and Time" (MIT Press 2001), contributions au Plan, AEE

• formulations de l'aversion aux risques et interprétation : 2 exemples

- la distinction aversion au risque/élasticité de substitution intertemporelle
 - ↳ Quelle signification ? Intérêt éventuel dans les modèles énergétiques de très long terme avec avenir incertain ?
- degré d'aversion à la marge d'une stratégie de diversification plus ou moins forte des risques
 - ↳ le MEDAF : une démarche très criticable/critiquée...qui reste utile/incontournable... à condition de prendre le temps d'ouvrir la "boîte noire"
 - actualité : cf articles de Fama-French et Perold dans le JEP été 2004
 - prudence sur les modèles alternatifs : hypothèses à expliciter et critiquer
 - ex : modèle de rentabilité d'une centrale placée dans une structure projet et vendant sa production sur des marchés de court terme ("merchant plant")

• enjeux de la représentation dynamique des aléas et incertitudes

- ex : impact de l'incertitude de la croissance à LT sur l'actualisation : incertitude \neq processus de diffusion d'un bruit blanc exogène (interprétation de la "mean-reversion" ?)
- options réelles : réactivité des décisions aux risques exogènes de prix
- impact des décisions sur la réduction des risques (endogénéisés) : enjeu majeur

Revenir sur la nature des incertitudes

- **Les formules de calcul de valeurs actualisée nettes** (en espérance avec aversion au risque) **ne peuvent être utilisées qu'après un travail d'élaboration/constitution de données prix/coûts**

- données "naturelles" probabilisables : hydraulicités, aléas de température
- données journalières/saisonnnières/annuelles de prix influencées par :
 - fondamentaux (contraintes des capacités fixes des centrales de production, des réseaux, de réservoirs de stockage de gaz...)
 - dispositions contractuelles et mécanismes institutionnels existants : marchés spots/forward pour l'élec., le gaz, le CO2..., de mécanismes de régulation
- données prospectives sur les prix et coûts dépendantes du "progrès technique" dont l'incertitude n'est pas un bruit blanc mais dépend
 - de politiques publiques énergétiques et environnementales incertaines
 - de dispositions réglementaires incomplètes/incertaines
 - d'engagements contractuels incomplets
 - d'engagements industriels dont les résultats attendus restent "à prouver"

↳ **les niveaux et fourchette de prix et coûts du calcul économique dépendent largement de la forte incomplétude des contrats, des marchés et des politiques publiques**

↳ **travailler à réduire ces incomplétudes devrait avoir un impact plus important que celui de la flexibilité des décisions face à des aléas de prix considérés comme exogènes**

fourchettes de coûts des technologies disponibles ⁷

- **Coûts de référence au cours des années 90**
 - Attractivité des CC gaz avec des prix de combustible bas (moins de 3 \$/Mbtu)
 - Nucléaire : souvenir de l'échec américain des années 80
 - Grand hydraulique : opposition
 - Absence de coût du CO2

↳ Le contexte a aujourd'hui changé horizon 2005-2015

nucléaire	30-40 €/MWh	génération 3 (EPR, AP1000, ESBWR)
charbon	35-40 €/MWh	charbon "propre" (désulfuré) hors coût CO2
cycle combiné gaz	40-50 €/MWh	selon prix du gaz naturel (fourchette 3,5-4,5 \$/Mbtu)
grand hydraulique	20-40 €/MWh	coûts variables selon les sites et l'acceptabilité

horizon 2020-2030, avec prix du CO2 à 30 €/tCO2

charbon	62-67 €/MWh	dont surcoût CO2 de 27 €/MWh (prix de 30 €/tCO2)
cycle combiné gaz	62 €/MWh	dont surcoût CO2 de 12 €/MWh (prix de 30 €/tCO2)
éolien terrestre	40-70 €/MWh	incluant 10 € de surcoût d'intermittence
	50-80 €/MWh	
éolien offshore	70-100 €/MWh	surcoût de 20-30 € par rapport au terrestre
biomasse	? €/MWh	coût pour une production dédiée

horizon 2040 : nouvelles technologies (ordres de grandeur très incertains)

charbon	70-100 ? €/MWh	avec captation-séquestration du CO2 (si acceptabilité & faisabilité du stockage géologique) : 20% restant de CO2 émis
photovoltaïque	< 100 ? €/MWh	technologies "couches minces"; compétitif en pointe été ?
nucléaire	40-50 ? €/MWh	génération 4
autres ?		

exemple des coûts complets de nouveaux réacteurs nucléaires dans 2 études américaines récentes

- Jusqu'en 2000-2002, les études américaines affichent des coûts élevés ($\approx 45-65$ \$/MWh)
 - ↳ Posture prudente, en raison des échecs des années 80s
(dérive massive des coûts overnights – jusqu'à 4000 \$/kW et des délais de construction \neq France)
- Depuis 1-2 ans, la fourchette s'élargit vers le bas (rejoint les coûts européens)
 - ↳ Traduit la prise de conscience que :
 - ↳ **Dans des conditions industrielles & réglementaires appropriées, les coûts de construction et les délais de réalisation peuvent être maîtrisés**
 - ↳ **Des schémas appropriés d'allocation et de partage des risques financiers entre les acteurs permettent de réduire le CMPC**
partenariats opérateurs industriels – clients – constructeur \neq "merchant plant"

exemple du marché intérieur de l'électricité

- **La concurrence demande des politiques publiques claires et des règles du jeu cohérentes**
 - Procédures d'autorisation de construction de centrales (+syndrome Nimby)
 - Coordination des réseaux de transport sur des zones assez vastes (plaque Allemagne-France-Bénélux-Suisse)
 - Niveaux de prix nécessaires pour couvrir en moyenne les coûts complets des nouvelles centrales
 - **Présence d'électriciens de taille industrielle**
 - ↳ stabilité du système, gestion des risques industriels et financiers; dans le cadre de marchés pertinents suffisamment larges (échelle européenne)
 - **Débats sur l'encadrement des marchés de gros pour envoyer aux acteurs les signaux de prix nécessaires pour investir**
 - « responsables d'équilibre » (France-Allemagne-Benelux-Suisse...)
 - versus - « marchés de capacité » (Pennsylvanie-New-Jersey-Maryland)
- ↳ **impact majeur de ces questions sur les choix d'investissement et donc sur les futurs coûts du système électrique européen**

travailler à réduire ces "incertitudes" est primordial pour le secteur électrique

Enjeux principaux pour le secteur électrique dans le monde à l'horizon 2030

1. Un besoin massif de nouveaux investissements : renouvellement de l'existant dans les pays développés, la croissance des PED (et la nécessité de construire des équipements industriels en associant les parties prenantes)
2. La sécurité d'approvisionnement en pétrole-gaz-électricité à nouveau une question majeure dans un contexte d'interdépendance croissante et d'épuisement progressif des combustibles fossiles
3. Le changement climatique et la nécessaire maîtrise des émissions de CO₂
4. L'électricité, comme l'eau et les transports, est considérée par les PED comme un point-clé pour assurer un développement durable (cf l'évolution récente de la politique de la Banque mondiale)
5. Absence de "technologie miracle", y.c. le gaz dont le prix a doublé par rapport à la décennie 90 et émetteur de CO₂ (moitié moins par kWh que le charbon)