Développement de l'énergie nucléaire
2010

OCDE

Le financement des centrales nucléaires

AEN
NEA

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Développement de l'énergie nucléaire

Le financement des centrales nucléaires

© OCDE 2010
AEN No. 6361

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 30 démocraties œuvrent ensemble pour relever les défis économiques, sociaux et environnementaux que pose la mondialisation. L'OCDE est aussi à l'avant-garde des efforts entrepris pour comprendre les évolutions du monde actuel et les préoccupations qu'elles font naître. Elle aide les gouvernements à faire face à des situations nouvelles en examinant des thèmes tels que le gouvernement d'entreprise, l'économie de l'information et les défis posés par le vieillissement de la population. L'Organisation offre aux gouvernements un cadre leur permettant de comparer leurs expériences en matière de politiques, de chercher des réponses à des problèmes communs, d'identifier les bonnes pratiques et de travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

Les pays membres de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE.

Les Éditions OCDE assurent une large diffusion aux travaux de l'Organisation. Ces derniers comprennent les résultats de l'activité de collecte de statistiques, les travaux de recherche menés sur des questions économiques, sociales et environnementales, ainsi que les conventions, les principes directeurs et les modèles développés par les pays membres.

Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE. Les opinions et les interprétations exprimées ne reflètent pas nécessairement les vues de l'OCDE ou des gouvernements de ses pays membres.

L'AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1er février 1958 sous le nom d'Agence européenne pour l'énergie nucléaire de l'OECE. Elle a pris sa dénomination actuelle le 20 avril 1972, lorsque le Japon est devenu son premier pays membre de plein exercice non européen. L'Agence compte actuellement 28 pays membres de l'OCDE : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, la République de Corée, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission des Communautés européennes participe également à ses travaux.

La mission de l'AEN est :

- d'aider ses pays membres à maintenir et à approfondir, par l'intermédiaire de la coopération internationale, les bases scientifiques, technologiques et juridiques indispensables à une utilisation sûre, respectueuse de l'environnement et économique de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques ; et
- de fournir des évaluations faisant autorité et de dégager des convergences de vues sur des questions importantes qui serviront aux gouvernements à définir leur politique nucléaire, et contribueront aux analyses plus générales des politiques réalisées par l'OCDE concernant des aspects tels que l'énergie et le développement durable.

Les domaines de compétence de l'AEN comprennent la sûreté nucléaire et le régime des autorisations, la gestion des déchets radioactifs, la radioprotection, les sciences nucléaires, les aspects économiques et technologiques du cycle du combustible, le droit et la responsabilité nucléaires et l'information du public. La Banque de données de l'AEN procure aux pays participants des services scientifiques concernant les données nucléaires et les programmes de calcul.

Pour ces activités, ainsi que pour d'autres travaux connexes, l'AEN collabore étroitement avec l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne, avec laquelle un Accord de coopération est en vigueur, ainsi qu'avec d'autres organisations internationales opérant dans le domaine de l'énergie nucléaire.

Publié en anglais sous le titre :
The Financing of Nuclear Power Plants

Les corrigenda des publications de l'OCDE sont disponibles sur : *www.oecd.org/editions/corrigenda*.

© OCDE 2010

Vous êtes autorisés à copier, télécharger ou imprimer du contenu OCDE pour votre utilisation personnelle. Vous pouvez inclure des extraits des publications, des bases de données et produits multimédia de l'OCDE dans vos documents, présentations, blogs, sites Internet et matériel d'enseignement, sous réserve de faire mention de la source OCDE et du copyright. Les demandes pour usage public ou commercial ou de traduction devront être adressées à *rights@oecd.org*. Les demandes d'autorisation de photocopier une partie de ce contenu à des fins publiques ou commerciales peuvent être obtenues auprès du Copyright Clearance Center (CCC) *info@copyright.com* ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) *contact@cfcopies.com*.

Photos de couverture : Centrale nucléaire de Tomari, Japon et Chooz B1/B2, France/J-F. Le Cocguen (photo).

AVANT-PROPOS

Il est de plus en plus admis dans de nombreux pays de l'OCDE qu'un recours accru à l'énergie nucléaire pourrait utilement contribuer à réduire les émissions de dioxyde de carbone. Cependant, seul un petit nombre de nouvelles centrales ont été construites dans les pays de l'OCDE ces dernières années, et les plans actuels d'expansion restent, pour la plupart, incertains. Une des explications est que les centrales nucléaires exigent des investissements plus substantiels que d'autres types de centrales de grande capacité. Lorsque les centrales nucléaires sont opérationnelles, leurs coûts d'investissement plus élevés sont compensés par des coûts de combustible plus faibles et plus stables, mais la nécessité de financer des coûts de construction élevés et en amont constitue souvent un véritable défi.

Durant la période d'essor majeur de l'industrie nucléaire, dans les années 1970 et 1980, de nombreux projets de construction de centrales ont été retardés pour des raisons différentes, mais qui ont toutes abouti à un accroissement important des coûts. En outre, depuis lors les marchés de l'électricité de gros et de détail ont été libéralisés dans de nombreux pays de l'OCDE. Ces facteurs, et d'autres encore, ont renforcé les risques financiers perçus par les investisseurs potentiels.

Cette étude examine les différents risques financiers qu'implique la construction d'une nouvelle centrale nucléaire et les moyens d'y faire face pour les promoteurs de ces projets, en prenant des mesures pour les atténuer et en structurant les projets de telle sorte que les risques soient pris par les parties les mieux à même de les maîtriser et de les gérer. Reconnaissant que l'expansion des programmes nucléaires exigera des aides substantielles et durables des pouvoirs publics, l'étude met l'accent sur le rôle que peuvent jouer les États pour faciliter et encourager les investissements dans de nouvelles capacités de production nucléaire, dans la mesure où leurs stratégies énergétiques nationales y sont favorables.

TABLE DES MATIÈRES

Avant-propos 3

Résumé 7

1. Introduction 15

2. Perspective historique et retour d'expérience 21

3. Principaux enjeux du financement des centrales nucléaires 27
   - 3.1. Soutien politique et stratégique 29
   - 3.2. Procédures d'autorisation et autres procédures réglementaires en matière nucléaire 34
   - 3.3. Assurance et responsabilité civile en matière nucléaire 38
   - 3.4. Risques associés à la construction et à la chaîne logistique 39
   - 3.5. Conditions et réglementation régissant le marché de l'électricité 41
   - 3.6. Performances d'exploitation 43
   - 3.7. Approvisionnement en combustible nucléaire 44
   - 3.8. Gestion des combustibles usés et des déchets et démantèlement des installations nucléaires 46

4. Montage et financement des projets nucléaires 49
   - 4.1. Mesures de réduction des risques 49
   - 4.2. Montage financier d'un projet nucléaire 50
   - 4.3. Sources de financement 56

5. Rôle des gouvernements et autres pouvoirs publics 61
   - 5.1. Définition de la politique et mise en place du cadre juridique 61
   - 5.2. Soutien direct au financement 63

6. Conclusions et recommandations 67

Annexe 1. Financement des centrales nucléaires dans différents pays 73
   - Bulgarie 73
   - États-Unis 74
   - France 78
   - Mexique 81
   - République slovaque 82
   - Royaume-Uni 84
   - Ukraine 87

Annexe 2. Membres du groupe d'experts 89

RÉSUMÉ

L'énergie nucléaire contribue grandement à assurer un approvisionnement en électricité sûr et économique dans beaucoup de pays de l'OCDE et il est de plus en plus reconnu que le développement de cette filière pourrait jouer un rôle utile dans la lutte contre les émissions de dioxyde de carbone. Cependant, les programmes nucléaires tardent souvent à se concrétiser.

Une des raisons majeures tient aux enjeux du financement de la construction des centrales nucléaires. Le Comité de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC) a créé le groupe d'experts *ad hoc* sur le financement des centrales nucléaires pour réaliser la présente étude sur les enjeux du financement des nouvelles centrales nucléaires et, en particulier, sur les mesures que les pouvoirs publics pourraient prendre pour faciliter ce financement.

Le rapport examine les facteurs de risque associés aux projets nucléaires et étudie comment les promoteurs de centrales nucléaires peuvent les gérer en atténuant certains risques et en structurant leurs projets de façon que les risques résiduels soient supportés par les acteurs les mieux à même de les maîtriser et de les gérer. Étant donné que tout développement de la filière nucléaire nécessitera un soutien fort et continu des gouvernements, l'étude s'intéresse plus particulièrement au rôle que les pouvoirs publics peuvent jouer pour encourager et faciliter les investissements dans de nouvelles centrales nucléaires, dès lors que le développement de cette filière s'inscrit dans la stratégie énergétique du pays.

Spécificités du financement des centrales nucléaires

S'il y a beaucoup de points communs entre la construction de centrales nucléaires et celle d'autres types de grandes infrastructures, les projets nucléaires présentent néanmoins maintes caractéristiques et conditions spécifiques qui particularisent leur financement sur plusieurs points importants. Ce sont ces

particularités, énumérées ci-dessous, qui peuvent faire du financement des centrales nucléaires un véritable défi.

- Coût d'investissement élevé et grande complexité technique des centrales nucléaires, ce qui engendre des risques relativement importants pendant les phases de construction (retards et dépassements de coûts) et d'exploitation (défaillance de matériels et arrêts non programmés).
- Temps de retour sur investissement ou de remboursement des emprunts relativement long, ce qui accroît les risques liés aux incertitudes du marché de l'électricité.
- Contestation fréquente des projets nucléaires, ce qui accroît les risques de nature politique ou réglementaire.
- Besoin de solutions et de mécanismes de financement clairs pour la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement des centrales que seuls les pouvoirs publics peuvent élaborer.
- Besoin d'exploitation des centrales nucléaires avec des facteurs de charge élevés, de préférence en base.

En raison du coût d'investissement élevé des centrales nucléaires, l'économie générale des projets nucléaires est davantage tributaire du coût du capital (taux d'actualisation) qui s'applique à l'investissement de construction. Comme pour tout investissement, le retour sur investissement est fonction du risque. Autrement dit, le coût du capital dépendra de l'évaluation des risques par les candidats investisseurs. Cette évaluation diffèrera selon la nature des investisseurs, le cadre juridique et réglementaire en vigueur, la politique énergétique et le contexte politique du pays d'implantation de la centrale. Lors de la précédente période de fort développement des programmes nucléaires dans les années 70 et 80, beaucoup de projets ont subi des retards et des dépassements de coût considérables. Les raisons étaient multiples, depuis des problèmes juridiques ou d'obtention des autorisations jusqu'à des difficultés techniques. En outre, en l'absence d'expérience récente de construction de centrales nucléaires dans la plupart des pays, le souvenir des problèmes rencontrés à cette époque a pour effet d'accentuer la perception du risque par les investisseurs. Enfin, bien que l'énergie nucléaire soit mieux acceptée par la population dans un certain nombre de pays, elle reste un sujet de controverse et tout projet de construction de centrale nucléaire risque de se heurter à une opposition déterminée. Dès lors, les investisseurs peuvent craindre que le projet ne soit retardé, voire bloqué par cette opposition, ou que leur réputation en pâtisse auprès d'une partie de leur clientèle.

Depuis la construction de la plupart des centrales nucléaires actuellement en exploitation, beaucoup de pays de l'OCDE ont restructuré leur marché de l'électricité pour l'ouvrir à la concurrence. Alors que les entreprises d'électricité qui ont développé un parc nucléaire dans le passé étaient à peu près certaines de pouvoir répercuter les coûts sur les consommateurs, les marchés concurrentiels n'offrent aucune garantie que les prix de l'électricité seront suffisamment élevés pour assurer un retour sur investissement satisfaisant. Toutefois, dans un certain nombre de pays ou de régions du monde, on trouve encore de solides entreprises d'électricité intégrées verticalement ou des tarifs électriques réglementés. Le financement des centrales nucléaires peut y être plus aisé.

Incidence de la crise financière actuelle

À l'heure où ce rapport était en cours d'élaboration, le système financier mondial était en grande difficulté. Il est clair que cette crise aura une incidence majeure à court terme sur la capacité à lever des capitaux pour tout type de projet industriel, notamment pour les grandes infrastructures. Les finances publiques sont elles aussi mises à rude épreuve dans beaucoup de pays de l'OCDE parce que les gouvernements n'ont d'autre choix que d'aider leurs banques et leur industrie. Dans le même temps, le ralentissement économique va réduire la demande d'énergie et d'électricité et rendre moins intéressants les investissements dans de nouveaux moyens de production. Les cours du pétrole et du gaz ayant aussi chuté, les investisseurs sont moins incités à investir à court terme dans des sources d'énergie non fossiles, nucléaire y compris.

D'un autre côté, les pressions à la hausse des coûts de l'industrie nucléaire engendrées par la pénurie de personnel qualifié et le manque d'infrastructures peuvent s'atténuer. Dans certains pays de l'OCDE, on a pu aussi noter une évolution du consensus politique en faveur d'un plus grand interventionnisme de l'État dans les industries stratégiques, dont l'industrie nucléaire et la production d'électricité. Il n'est pas facile d'évaluer avec précision l'effet de cette évolution sur les investissements nucléaires à court et moyen termes parce que la plupart des projets nucléaires actuels n'en sont pas encore au stade d'engagements fermes et que les calendriers de construction restent soumis à d'autres aléas.

À plus long terme, les arguments en faveur d'investissements dans de nouvelles centrales nucléaires et les obstacles à ces investissements resteront fondamentalement les mêmes. Ce qui est préoccupant, en revanche, c'est que des décisions d'investissement importantes seront reportées. Compte tenu des longs délais de réalisation des projets nucléaires, ces reports pourraient signifier qu'il faudra choisir des options de court terme lorsque la croissance économique et la demande d'énergie repartiront.

Enjeux et constats principaux

Un soutien fort et continu des pouvoirs publics est essentiel pour lancer ou renforcer un programme nucléaire dans le cadre d'une stratégie énergétique nationale à long terme. Comme le délai qui s'écoule entre le lancement de la construction d'une centrale nucléaire et la fin de sa durée de vie utile est longue, il est préférable de disposer d'un large consensus politique. Dans le cas contraire, en effet, les investisseurs courent le risque de revirements politiques brutaux en cas de changement de gouvernement, ce qui est susceptible de porter préjudice à leurs investissements.

Beaucoup de risques dus aux facteurs décrits précédemment peuvent être réduits grâce à des mesures appropriées de la part des pouvoirs publics, mesures qui devront être mises en œuvre avant que tout projet de construction de centrale nucléaire puisse se concrétiser. D'autres risques, notamment ceux inhérents à tout projet de grande ampleur, peuvent être transférés à des tiers ou partagés avec eux en structurant le projet de façon idoine afin de limiter les risques pour les investisseurs.

Plus particulièrement, il faut que les pouvoirs publics mettent en place un cadre réglementaire efficace qui donne au public une possibilité satisfaisante de participer à la procédure, mais qui permette aussi de prendre des décisions claires et fermes dans un délai raisonnable. Un cadre juridique qui traite les questions de responsabilité, la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement des installations nucléaires est également requis. Les pouvoirs publics ont aussi un grand rôle à jouer pour établir le consensus politique nécessaire en veillant à informer le public et à animer le débat national sur le rôle de l'énergie nucléaire.

Les risques liés aux marchés de l'électricité peuvent être limités en passant des contrats d'achat de long terme avec de gros consommateurs ou distributeurs d'électricité. Lorsque c'est possible, il peut être intéressant d'inviter directement ces consommateurs au tour de table du projet. Les gouvernements ont un rôle à jouer à ce niveau dans la mesure où ce sont eux qui définissent les règles qui régissent les marchés de l'électricité, règles qui sont susceptibles de favoriser indûment les investissements à court terme si elles sont mal conçues.

Le coût des émissions de dioxyde de carbone (CO_2), qui devrait améliorer la compétitivité du nucléaire en pesant sur les filières à énergie fossile, est un autre paramètre important qui influe sur les marchés de l'électricité. Cependant, les interrogations sur un engagement politique de long terme dans ce domaine et

l'incertitude quant au prix de la tonne de carbone risquent de limiter les avantages dont les investisseurs nucléaires pourraient bénéficier. Là encore, les gouvernements doivent pouvoir prendre des mesures de nature à diminuer ces incertitudes s'ils souhaitent encourager les investissements dans la filière nucléaire. La reconnaissance pleine et entière du rôle potentiel de l'énergie nucléaire dans un nouvel accord de limitation des émissions de CO_2 pris au sein des Nations Unies pourrait constituer une mesure importante à cet égard.

C'est l'étape de construction de la centrale nucléaire que les investisseurs considèrent généralement comme la plus risquée, tout particulièrement lorsqu'il s'agit de « têtes de série » ou de nouveaux programmes nucléaires. Il faut investir des montants considérables dès le départ alors que le retour sur investissement n'interviendra que plusieurs années plus tard, après la mise en service de la centrale. Dans le passé, les risques de construction étaient répercutés sur les consommateurs d'électricité par le biais des tarifs réglementés, mais ce n'est plus possible sur des marchés libéralisés. Ils peuvent être partagés en partie avec les fournisseurs nucléaires et d'autres prestataires intervenant dans la construction de la centrale, soit au moyen de contrats « clé en main » à prix fixe, soit au moyen de clauses contractuelles de bonne fin, mais dans la pratique, la capacité de prise de risque des entreprises contractantes est limitée. Les investisseurs par emprunt n'accepteront pas de tels risques normalement et les garanties d'emprunt ne couvriront généralement pas les surcoûts dus aux retards ou à d'autres causes.

Ainsi, dans la plupart des cas, les risques de retards et de dépassements de coût retomberont principalement sur les investisseurs de capitaux propres. Ils ne peuvent réduire ces risques qu'en optant pour des réacteurs nucléaires de conception standard, dont il existe déjà des exemplaires en exploitation sur d'autres sites et dont la construction sera confiée à des entreprises expérimentées et bien gérées. Pour les pouvoirs publics, une politique d'aide ciblée peut consister à ramener le risque couru par les investisseurs à des niveaux acceptables, tout au moins pour un nombre limité d'unités, afin de lancer ou relancer un programme nucléaire.

Le modèle du financement sur bilan (*corporate financing*) est, selon toute vraisemblance, celui qui peut être appliqué de façon générale à la construction de centrales nucléaires. Ce sont les grandes entreprises d'électricité solides financièrement qui seront le mieux à même de financer les nouveaux projets, surtout si elles sont intégrées verticalement. Elles pourront obtenir les prêts nécessaires en gageant leurs actifs à titre de garantie. Le besoin d'une aide publique directe pour partager les risques de la construction sera probablement d'autant plus grand dans les pays où il n'existe pas d'entreprises d'électricité puissantes.

Dans un avenir prévisible, il est très peu probable que de nouvelles centrales nucléaires puissent être financées sans recours ou sur projet (*project financing*), c'est-à-dire en n'apportant que le projet lui-même comme garantie. Même dans les montages qui prévoient une part élevée de fonds propres, il est peu probable que les prêteurs acceptent d'avancer des fonds importants pour la construction d'une centrale nucléaire sans que l'emprunt ne soit gagé sur le bilan d'une entreprise d'électricité solide à la signature reconnue.

Il est important de noter que le financement d'une centrale nucléaire ne reste pas nécessairement statique sur toute la durée de vie de l'installation et, en particulier, qu'un refinancement doit être possible une fois que la centrale a été mise en service avec succès. En effet, lorsque les risques de construction ont disparu et que la phase d'exploitation laisse espérer des revenus continus sur plusieurs décennies, une centrale nucléaire peut être une bonne opportunité d'investissement pour des investisseurs de long terme.

Moyens d'action des pouvoirs publics pour aider au financement des centrales nucléaires

Les principaux moyens d'action à envisager par les gouvernements désireux d'encourager les investissements dans la construction de centrales nucléaires sont les suivants :

- Apporter un soutien politique clair et durable au développement de l'énergie nucléaire en promouvant une stratégie énergétique nationale à long terme qui fasse une place à cette filière dans le bouquet énergétique. Il incombe aux responsables politiques d'amener le public à reconnaître le rôle que l'énergie nucléaire peut jouer pour protéger l'environnement tout en assurant un approvisionnement en énergie sûr et bon marché.
- Agir avec les entreprises d'électricité, les sociétés d'investissement ou autres candidats investisseurs et l'industrie nucléaire à un stade précoce pour lever les inquiétudes susceptibles d'empêcher les investissements nucléaires et pour éviter les erreurs dans la définition des paramètres des nouvelles centrales nucléaires. Les gouvernements devront prendre une part active pour faciliter les projets nucléaires, même lorsque le financement est assuré par des entités commerciales.
- Mettre en place une réglementation efficace et efficiente qui donne suffisamment de possibilités aux pouvoirs publics d'intervenir dans le processus décisionnel tout en donnant aux candidats investisseurs les certitudes dont ils ont besoin pour planifier des investissements d'une telle ampleur. Une procédure d'autorisation unique avec homologation *ex ante* de concepts standard offre des avantages manifestes à cet égard.

- Mettre en place des arrangements pour la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé en poursuivant l'objectif d'une solution de stockage définitif des déchets. Pour les investisseurs nucléaires, il importe que les mécanismes financiers destinés à leur faire payer une juste part des coûts de cette gestion soient clairement définis. Un cadre efficace régissant l'assurance et les responsabilités en matière nucléaire s'impose également.
- Veiller à ce que la régulation du marché de l'électricité ne défavorise pas les centrales nucléaires. Des arrangements de long terme, reflétant la longue durée de vie des projets nucléaires, peuvent se révéler nécessaires pour donner des assurances aux investisseurs nucléaires. De même, lorsque la réduction des émissions de CO_2 est de nature à stimuler les investissements nucléaires, les pouvoirs publics seraient bien avisés de donner l'assurance qu'ils prendront des mesures pour maintenir les prix du carbone à des niveaux suffisamment élevés.

Dans les pays dans lesquels il existe de grandes entreprises d'électricité suffisamment solides financièrement pour investir directement dans la construction de centrales nucléaires ou qui accueillent des entreprises d'électricité étrangères richement dotées et désireuses d'investir dans cette filière, un financement entièrement privé est possible. Dans les autres cas, cependant, le lancement de projets nucléaires risque d'être impossible si le secteur public n'apporte pas son concours financier direct ou indirect afin de ramener les risques d'investissement à des niveaux acceptables.

Ce concours peut consister à aider des entreprises publiques à investir dans la filière nucléaire, à aider des entreprises privées au moyen de garanties d'emprunt, de crédits d'impôt ou d'autres instruments, ou à constituer des partenariats public-privé. Toutefois, il convient de reconnaître que les pouvoirs publics ne consentiront pas à réduire exagérément le risque supporté par les investisseurs privés, que les investisseurs doivent payer le coût intégral de toute aide financière dont ils bénéficieront et que les ratios risque/rémunération doivent être adéquats pour tous les investisseurs.

1. INTRODUCTION

Les centrales nucléaires contribuent grandement à assurer un approvisionnement en électricité sûr, économique et à bas carbone dans beaucoup de pays de l'OCDE. Il est de plus en plus reconnu que le développement de cette filière pourrait jouer un rôle utile dans la lutte contre les futures émissions de dioxyde de carbone. Force est toutefois de constater que seules quelques nouvelles centrales nucléaires ont été construites ces dernières années dans un nombre restreint de pays de l'OCDE et que les programmes nucléaires tardent souvent à se concrétiser.

Les études de l'OCDE[1] comparant les coûts de la production d'électricité à partir de différentes sources d'énergie montrent que l'énergie nucléaire est concurrentielle en termes de coût moyen actualisé par kWh (en particulier lorsqu'on prend en considération les coûts des émissions de dioxyde de carbone). La volatilité récente observée sur les cours des combustibles fossiles a également accru l'attrait du nucléaire dont les coûts de production sont plus stables. Les centrales nucléaires restent toutefois plus capitalistiques que les autres moyens de production en base parce qu'elles sont plus complexes et plus longues à construire. S'il est vrai qu'une fois en service, leur coût d'investissement est compensé par la plus grande stabilité et la moindre cherté du coût du combustible, il faut toutefois commencer par financer les importants coûts de construction, ce qui constitue un défi de taille pour les investisseurs nucléaires, en particulier dans les régions où les marchés de l'électricité sont ouverts à la concurrence. Le tableau 1 donne la répartition approximative des coûts moyens actualisés de production d'électricité pour les centrales nucléaires, au charbon et au gaz naturel.

---

1. *Coûts prévisionnels de production de l'électricité, Mise à jour 2005*, OCDE (AEN/AIE), Paris, 2005.

Conscient que les questions de financement peuvent constituer un obstacle majeur au développement de la filière nucléaire, le Comité de l'AEN chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC) a décidé de faire procéder à une étude sur les enjeux du financement des centrales nucléaires et, en particulier, sur les mesures que les pouvoirs publics pourraient prendre pour faciliter ce financement. Le Groupe d'experts *ad hoc* sur le financement des centrales nucléaires a été créé pour réaliser cette étude. Le présent rapport est le fruit des délibérations de ce groupe. Il est principalement destiné aux pays de l'OCDE qui souhaitent encourager le secteur privé à investir dans de nouvelles centrales nucléaires pour contribuer à l'approvisionnement énergétique national.

En raison des coûts d'investissement élevés des centrales nucléaires, leur économie générale dépend principalement du coût du capital (taux d'actualisation) qui s'applique à l'investissement de construction. Comme il y a toujours un lien entre le risque et le retour sur investissement, le coût du capital dépend de l'évaluation des facteurs de risque par les candidats investisseurs.

Cette évaluation diffèrera selon le type d'investisseurs, le cadre juridique et réglementaire en vigueur, la politique énergétique, mais aussi le contexte politique du pays d'implantation de la centrale.

Depuis que la plupart des centrales nucléaires en service ont été construites, de nombreux pays de l'OCDE ont restructuré leur marché de l'électricité afin de l'ouvrir à la concurrence, tant sur les marchés de gros que de détail. Si les entreprises d'électricité qui ont développé un parc nucléaire étaient dans le passé à peu près certaines de pouvoir répercuter les coûts sur les consommateurs, les marchés totalement ouverts à la concurrence ne leur offrent aujourd'hui aucune garantie que les prix de l'électricité seront suffisamment élevés pour leur assurer un retour sur investissement satisfaisant. Cette évolution accroît les risques pour les investisseurs.

Lors de la précédente période de fort développement des programmes nucléaires dans les années 70 et 80, beaucoup de projets ont subi des retards, souvent considérables. Les raisons étaient multiples, depuis les problèmes juridiques ou les difficultés d'obtention des autorisations jusqu'aux difficultés techniques, mais tous ces obstacles se sont traduits par un accroissement des coûts important. En l'absence d'expérience récente de construction de centrales nucléaires dans la plupart des pays, le souvenir de ces problèmes de retards et de dépassements de coût accentue la perception des risques par les investisseurs potentiels.

Tableau 1. Répartition approximative des coûts moyens actualisés de production d'électricité pour les centrales nucléaires, au charbon et au gaz naturel avec des taux d'actualisation de 5 % et de 10 %

Taux d'actualisation de 5 % (%)

	Nucléaire	Charbon	Gaz naturel
Coûts d'investissement	50	35	14
Coûts E&M	30	20	9
Coûts du combustible	20	45	77

Taux d'actualisation de 10 %

	Nucléaire	Charbon	Gaz naturel
Coûts d'investissement	70	50	20
Coûts E&M	20	15	7
Coûts du combustible	10	35	73

Source : *Coûts prévisionnels de production de l'électricité, Mise à jour 2005*, OCDE, Paris, 2005.

Note : Valeurs caractéristiques des centrales implantées dans les pays de l'OCDE. La répartition exacte des coûts varie sensiblement selon les pays et les centrales et elle reste soumise aux variations du coût du combustible. E&M = exploitation et maintenance.

Bien souvent, les projets nucléaires suscitent une forte opposition pour des raisons qui vont au-delà de simples considérations de politique énergétique. En effet, bien que l'énergie nucléaire soit mieux acceptée par la population dans beaucoup de pays, elle reste un sujet de controverse et tout projet de construction de centrale nucléaire risque fort de se heurter à une opposition déterminée. Dès lors, les investisseurs peuvent craindre que leur projet soit retardé, voire bloqué par cette opposition, ou que leur engagement en faveur de la filière nucléaire nuise à leur réputation auprès d'une partie de leur clientèle.

Dans les pays qui se sont dotés d'une réglementation efficace et qui bénéficient d'un climat politique favorable, une grande entreprise publique intégrée verticalement et agissant comme chef de file pourra assez facilement lever les capitaux nécessaires en gageant ses actifs à titre de garantie. Cependant,

dans les pays dont la réglementation est moins stable et qui ne bénéficient pas d'un large soutien politique en faveur du nucléaire, les obstacles au financement de projets nucléaires de même nature pourront être considérables pour des entreprises d'électricité du secteur privé plus petites qui exercent leurs activités sur des marchés de gros plus concurrentiels.

Le présent rapport examine les facteurs de risque associés aux projets nucléaires et la façon dont les promoteurs de centrales nucléaires peuvent parvenir, en atténuant certains risques et en structurant leurs projets, à faire en sorte que les risques résiduels soient supportés par les acteurs les mieux à même de les maîtriser et de les gérer (soit directement, soit en les transférant à des tiers, tels que des entreprises contractantes spécialisées). Étant donné que tout développement de la filière nucléaire nécessitera un soutien fort et continu des pouvoirs publics dans plusieurs domaines, le rapport s'intéresse plus particulièrement au rôle que les pouvoirs publics peuvent jouer pour encourager et faciliter les investissements dans de nouvelles centrales nucléaires, dès lors que le développement de cette filière s'inscrit dans la stratégie énergétique nationale. Il examine ce rôle selon deux axes principaux : la mise en place d'une politique, d'une législation et d'une réglementation propices à la filière nucléaire et une aide plus directe au financement des projets nucléaires.

À l'heure où ce rapport était en cours d'élaboration, le système financier mondial était en grande difficulté. Plusieurs banques et institutions financières de premier plan, aux États-Unis et en Europe, avaient fait faillite ou sollicité un soutien financier massif de l'État. Il est clair que cette crise aura une incidence majeure à court terme sur la capacité à lever des capitaux pour tout type de projet industriel, notamment pour les grandes infrastructures. En dépit de la chute record des taux d'intérêt dans beaucoup de grandes économies de l'OCDE, le crédit reste rare, car les banques cherchent à consolider leur situation financière après les pertes qu'elles ont subies du fait de créances douteuses.

Dans le secteur public, beaucoup de gouvernements n'ont d'autre choix que d'aider massivement les banques, mais également l'industrie manufacturière (en particulier le secteur automobile) confrontée à la chute de la demande. Ces mesures ont pour effet d'accroître rapidement l'endettement public. Lorsque l'économie repartira et que les taux d'intérêt retrouveront des niveaux plus conformes, le poids de cette dette s'accentuera, ouvrant la voie à de futures réductions de l'investissement public (et également à de futures hausses d'impôt).

En outre, le fort ralentissement économique planétaire que nous connaissons va peser sur la demande d'énergie et d'électricité et rendre les investissements dans de nouveaux moyens de production moins intéressants dans le futur immédiat. Les cours du pétrole et du gaz naturel, après avoir atteint des records mi-2008, sont retombés à des niveaux encore plus bas qu'auparavant (même s'ils se sont quelque peu redressés à la mi-2009). Cette situation a contribué à freiner les investissements à court terme dans les sources d'énergie non fossiles, y compris dans le nucléaire.

Il est trop tôt pour dire combien de temps ces difficultés persisteront, mais elles auront certainement une incidence sur les possibilités de financement de nouvelles centrales nucléaires, tout au moins à court et à moyen termes. Si l'investissement dans l'une ou l'autre des quelques centrales nucléaires en cours de construction ne semble pas avoir été menacé, les projets en phase préliminaire de construction ou en cours de planification et d'autorisation risquent d'être affectés bien davantage.

Bien souvent, il est difficile d'évaluer avec précision l'impact sur les projets nucléaires en cours parce que la plupart d'entre eux n'en sont pas encore au stade d'un engagement ferme de la part de leurs promoteurs. Nombre de projets prévoyant un début d'exploitation aux alentours de 2015 n'auront probablement pas échappé à des difficultés pour tenir ce délai. Toutefois, en Afrique du Sud, l'entreprise d'électricité Eskom a imputé les retards de son projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire à la crise financière (après l'abaissement de sa notation financière). Cette crise est peut-être aussi à l'origine des difficultés de financement de la centrale de Belene, en Bulgarie, dont la construction devait commencer en 2009.

D'un autre côté, le fort ralentissement de l'activité industrielle et d'autres secteurs liés à l'énergie, comme l'extraction pétrolière et gazière, aura peut-être servi à réduire les tensions sur les coûts que la pénurie de personnel qualifié et d'infrastructures faisait peser sur l'industrie nucléaire. Si l'offre de crédit se desserrait, les faibles taux d'intérêt contribueraient certainement à réduire le coût des constructions nucléaires. Plus généralement, le consensus politique a peut-être évolué en faveur d'un plus grand interventionnisme de l'État dans les industries stratégiques, dont le nucléaire et la production d'électricité, dans un certain nombre de pays de l'OCDE. Ce nouveau climat pourrait permettre aux pouvoirs publics de soutenir plus facilement les investissements dans la filière nucléaire grâce aux moyens d'action examinés dans cette étude.

2. PERSPECTIVE HISTORIQUE ET RETOUR D'EXPÉRIENCE

Dans les années 70 et 80, les entreprises d'électricité ne manquaient pas de capitaux pour financer un développement rapide et à grande échelle du parc nucléaire, même s'il s'agissait d'une nouvelle technologie qui n'offrait guère de recul. Aujourd'hui, il peut être très difficile de financer une expansion même modeste de cette filière bien que la demande d'électricité augmente et/ou qu'il faille remplacer les moyens de production déclassés. Les investisseurs rencontrent ces difficultés alors même que les concepts de réacteurs disponibles à l'heure actuelle bénéficient d'un très grand nombre d'années d'expérience d'exploitation et de progrès technologiques dans de nombreux domaines (comme les technologies de l'information).

Il y a aujourd'hui, à l'évidence, de nouveaux facteurs qui contribuent à accroître les risques réels ou perçus auxquels les candidats investisseurs sont confrontés lorsqu'ils étudient le financement d'une nouvelle installation nucléaire. Certains de ces facteurs sont dus au changement du contexte servant de toile de fond aux investissements nucléaires, mais d'autres trouvent leur origine dans les enseignements tirés des programmes nucléaires passés. Un investisseur examinera toujours les antécédents de tout secteur industriel demandeur d'investissement. Il est donc instructif de s'intéresser à la précédente vague de développement du nucléaire.

C'est dans les années 60 que les centrales nucléaires ont commencé à contribuer à la production d'électricité. Les premières unités étaient essentiellement financées sur les fonds publics dans le cadre d'une stratégie visant à développer et à démontrer cette nouvelle filière énergétique dont une partie de la technologie était une retombée des programmes nucléaires militaires. C'est ainsi que le réacteur à eau sous pression, pilier du parc nucléaire actuel, a été mis au point à partir d'un modèle de réacteur de sous-marin à propulsion nucléaire conçu pour les forces navales des États-Unis.

C'est dans les années 70, quand cette technologie est arrivée à maturité, que la filière nucléaire a pris sa place dans la production industrielle d'électricité. La puissance nucléaire installée s'est mise à croître fortement grâce aux

investissements des entreprises d'électricité dans cette nouvelle filière dans un certain nombre de pays. Ces investissements visaient à ce que le nucléaire assure une part importante de la production d'électricité dans la plupart des pays de l'OCDE et dans plusieurs autres. Plusieurs centaines de centrales ont ainsi été commandées et construites dans les années 70 et 80. Pour diverses raisons qui seront examinées plus loin, beaucoup d'autres centrales ont été commandées, mais par la suite annulées, souvent même après le démarrage des travaux.

À cette époque, les entreprises d'électricité de la plupart des pays étaient des entreprises à capitaux publics dans la mesure où la production d'électricité (comme la fourniture d'autres services publics) était considérée du ressort de l'État. Dans quelques pays, les entreprises d'électricité étaient privées, mais les marchés de l'électricité étaient soumis à un contrôle strict des autorités publiques et la concurrence était très limitée. La production d'électricité était généralement considérée comme un monopole naturel. Ainsi, dans la plupart des cas, les entreprises d'électricité avaient la garantie que le produit de la vente d'électricité leur permettrait de couvrir leurs coûts et d'assurer un retour sur investissement réglementé aux investisseurs privés. Les pouvoirs publics étaient très souvent directement associés aux décisions portant sur le type d'installation à construire et le montage financier à mettre sur pied.

La situation est aujourd'hui bien différente dans la plupart des pays de l'OCDE. Autrefois, un fournisseur d'électricité en position de monopole était généralement en mesure de récupérer le coût de ses investissements, même lorsque ceux-ci étaient supérieurs aux prévisions. Ce schéma demeurait vrai, même si la demande d'électricité était inférieure aux prévisions parce que le prix de l'électricité pouvait être fixé de façon à couvrir l'intégralité des coûts. Si l'entreprise d'électricité était une entreprise publique ou aidée par l'État, son investissement pouvait être financé directement sur le budget public ou bénéficier d'une garantie implicite de l'État. Dans les pays où les entreprises d'électricité étaient privées, l'État réglementait le marché de manière à leur allouer un retour sur investissement raisonnable (bien que les coûts qui étaient réputés avoir été imprudemment engagés pouvaient ne pas être pris en compte dans la fixation des prix de l'électricité). C'est dans ce contexte que de nombreuses entreprises d'électricité ont investi dans la construction de centrales nucléaires dans les années 70 et 80. Si cette situation demeure la même aujourd'hui sur certains marchés de l'électricité, elle a profondément changé dans la plupart des cas.

Si les premières expériences de construction de centrales nucléaires dans les années 70 ont été globalement positives, les retards de chantier et les dépassements de coût ont été nombreux dans les années 80. Parfois, ils ont été considérables, avec des coûts plusieurs fois supérieurs aux estimations initiales

et des délais de construction dépassant les prévisions de plusieurs années. C'est ainsi qu'aux États-Unis, les coûts de construction courants d'une centrale nucléaire sont passés d'environ 200-300 USD par kW dans les années 70 à environ 1000-2000 USD par kW dans les années 80. Bien que la plupart de ces centrales aient été finalement achevées et soient aujourd'hui exploitées avec succès, ces expériences mettent en évidence les aléas des investissements nucléaires et incitent aujourd'hui encore les investisseurs potentiels à la prudence.

Comme il a été dit plus haut, beaucoup de centrales commandées au cours de cette période ont été annulées, parfois même alors que leur construction était bien avancée et que des sommes considérables avaient été déjà dépensées. Ces annulations étaient dues notamment à l'accident de la centrale nucléaire de Three Mile Island (TMI) aux États-Unis en 1979, événement qui a cristallisé l'opposition du public et de la classe politique aux centrales nucléaires et mis en lumière les risques technologiques pour les investisseurs. C'est notamment pour cette raison qu'aucune nouvelle commande de centrale nucléaire n'a été enregistrée aux États-Unis après 1979, même si certaines des centrales commandées antérieurement ont été réalisées.

Le surcroît d'inquiétude pour la sécurité provoqué par l'accident de TMI a conduit à renforcer la réglementation et, en particulier, à imposer des mesures coûteuses de mise en conformité des centrales en service ou en construction qui ont dû adopter des systèmes de sécurité perfectionnés et souvent plus complexes. Ces mesures ont provoqué des retards de chantier et des dépassements de coût, et souvent diminué les performances d'exploitation des centrales déjà en service.

Dans l'intervalle, les opposants au nucléaire étaient devenus plus actifs et mieux organisés dans de nombreux pays de l'OCDE, exploitant toutes les possibilités offertes par les procédures d'autorisation et la réglementation pour se faire entendre dans les auditions publiques et pour intenter des actions juridiques visant à retarder la construction des centrales. L'accident de Tchernobyl de 1986, bien qu'impliquant un type de réacteur exploité uniquement dans l'ex-Union soviétique, a servi de catalyseur pour attiser la controverse à l'égard de la filière nucléaire dans le monde et a encore accru les obstacles politiques aux investissements nucléaires.

Il faut reconnaître également que, outre les retards dus aux anti-nucléaires et aux problèmes liés aux procédures d'autorisation et à la réglementation, beaucoup de retards ont été provoqués par des difficultés techniques rencontrées pendant la construction. Les centrales construites dans les années 70 étaient en effet des versions à grande échelle de modèles de démonstration construits dans les années 60 et elles étaient parfois encore en phase de conception lorsqu'elles

ont été construites. Bien que la grande majorité d'entre elles aient été équipées de réacteurs à eau sous pression (REP) ou à eau bouillante (REB), leur conception différait souvent dans les détails parce qu'ingénieurs et concepteurs cherchaient à apporter des améliorations incrémentielles à chaque nouvelle unité. C'est fort de cette expérience que l'on privilégie aujourd'hui les concepts standard afin de réduire au strict minimum les différences d'une centrale à l'autre.

Plusieurs autres raisons importantes expliquent le recul des commandes nucléaires à la fin des années 70. Les chocs pétroliers des années 70 ont incité les pouvoirs publics à rechercher d'autres sources d'énergie, ce qui les a conduits à promouvoir la filière nucléaire. Les cours du pétrole ont toutefois reculé dans les années 80, et plus particulièrement après 1986, ce qui justifiait beaucoup moins d'encourager l'essor du nucléaire. Des cours du pétrole relativement modérés se sont maintenus tout au long de la période suivante, jusqu'après 2000. De surcroît, dans de nombreux pays de l'OCDE, la croissance de la demande d'électricité s'est ralentie en raison d'un changement de modèle économique qui a consacré le passage d'une industrie manufacturière à forte consommation d'énergie à une économie plus orientée vers les services. Les taux d'intérêt élevés du débit des années 80 ont également découragé les investissements capitalistiques. Dans quelques pays, le développement de turbines à cycle combiné a contribué à accroître sensiblement l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité. Parallèlement, l'efficacité énergétique a continué de progresser. Toutes ces évolutions ont entraîné une surcapacité de production d'électricité dans quelques pays et régions.

En 2008, les cours du pétrole ont été très volatils, atteignant des records de plus de 130 USD le baril au milieu de l'année avant de chuter brutalement à environ 50 USD le baril vers la fin de l'année. Les cours du gaz naturel se sont montrés tout aussi volatils sur plusieurs marchés. Les interrogations sur les cours futurs des combustibles fossiles, associées aux pressions pour en réduire la consommation afin de contenir les émissions de dioxyde de carbone, ont ravivé l'intérêt des pouvoirs publics pour la filière nucléaire. De plus, les perturbations des approvisionnements de gaz naturel de la Russie vers l'Ukraine et leurs répercussions sur des pays tiers ont suscité l'inquiétude de certaines régions de l'OCDE (notamment en Europe) pour leur sécurité d'approvisionnement énergétique.

Les performances bien meilleures du parc nucléaire actuel constituent un autre facteur essentiel du nouveau regard posé sur la filière nucléaire. Grâce au progrès technologique et à l'amélioration des pratiques de gestion au fil du temps, les facteurs de charge moyens ont sensiblement augmenté au cours des années 90. La sûreté des centrales a continué de progresser parallèlement aux

performances. Ces améliorations se sont poursuivies ces dernières années et la plupart des centrales nucléaires en service sont devenues aujourd'hui des actifs très rentables. À titre d'exemple, le facteur de charge moyen aux États-Unis, pays qui possède le plus grand parc nucléaire, plafonnait autour de 60 % au cours des années 80 alors qu'il est de l'ordre de 90 % depuis 2000.

De fait, des investissements très importants ont été et continuent d'être réalisés dans les unités en service pour augmenter leur puissance nominale et les préparer à une prolongation de leur durée de vie utile. Alors que la plupart des centrales étaient conçues à l'origine pour une durée d'exploitation de 40 ans maximum, on considère désormais qu'il est techniquement et économiquement possible de porter cette durée à 60 ans (voire davantage) pour la majorité des centrales.

Par ailleurs, le petit nombre de constructions réalisées ces dernières années, principalement en Chine, au Japon et en Corée, a permis de démontrer les avantages des nouveaux concepts et approches. Un pourcentage élevé de centrales nucléaires ont été construites dans ces pays en limitant la durée des travaux à cinq ans ou moins (de la première coulée de béton à la mise en service industrielle) et en respectant l'enveloppe de coûts, et leurs performances d'exploitation sont bonnes. Il s'agit des deux réacteurs REB de Hamaoka et Shika au Japon, des quatre REP de Ulchin et Yonggwang en Corée, ainsi que des deux REP de Lingao et des deux RELP de Qinshan en Chine.

Il n'en reste pas moins que le souvenir d'expériences peu satisfaisantes liées à la construction et au début de l'exploitation de la première génération de centrales nucléaires demeure un frein à l'investissement dans une nouvelle génération de réacteurs nucléaires. En dépit des nombreuses leçons tirées du passé, qui ont permis d'améliorer les concepts de réacteur et les pratiques de construction et d'exploitation des nouvelles centrales nucléaires, beaucoup de candidats investisseurs souhaiteront avoir un bilan de la construction et la preuve de l'exploitation performante (jusqu'au premier rechargement) de chacun de ces nouveaux concepts de réacteurs dans un plus grand nombre de pays. C'est sur ces bases qu'ils apprécieront si le risque d'un investissement nucléaire est acceptable pour eux en l'absence d'aide au financement substantielle de la part des pouvoirs publics. Ce sera particulièrement le cas dans les pays qui n'ont pas encore de parc nucléaire et qui ne disposent donc d'aucun exploitant nucléaire expérimenté.

3. PRINCIPAUX ENJEUX DU FINANCEMENT DES CENTRALES NUCLÉAIRES

Les candidats investisseurs doivent évaluer plusieurs risques financiers importants avant de décider d'investir dans la construction d'une centrale nucléaire. Chacun de ces risques peut constituer un défi majeur susceptible de remettre en cause la viabilité du projet. Ils peuvent être classés en deux grandes catégories : ceux qui peuvent retarder la construction ou accroître les coûts d'investissement de la centrale avant sa mise en service et ceux qui peuvent influer sur la centrale en exploitation et, donc, sur sa capacité à générer un retour sur l'investissement.

Pour tout investissement en capital réalisé au cours d'une période donnée, le coût de la mise à disposition de ce capital s'ajoute au capital effectivement dépensé. Ainsi, si l'investisseur emprunte des fonds pour financer son projet, il devra payer des intérêts intercalaires au prêteur selon un échéancier convenu. Comme la centrale en construction ne produit pas encore de revenus, ces intérêts intercalaires sont généralement capitalisés, c'est-à-dire qu'ils s'ajoutent au coût d'investissement total du projet. De la même façon, si les exploitants (investisseurs de capitaux propres) investissent leurs fonds propres, ils appliquent un taux de rendement sur cet investissement.

La plupart des projets de centrales nucléaires feront probablement appel à un financement mixte reposant à la fois sur l'emprunt et sur les fonds propres, le financement sur fonds propres étant normalement plus onéreux que l'endettement. Dans les deux cas, le financement tient compte de la valeur-temps de l'investissement sur la période s'écoulant entre la mise à disposition des capitaux et le début de la production de revenus par la centrale.

La construction d'une centrale nucléaire est plus complexe que celle des autres grands moyens de production d'électricité. Elle implique donc des dépenses d'investissement supérieures (de l'ordre de 5 à 6 milliards USD) et s'étale sur des périodes plus longues. Généralement, la construction d'une unité puissante prend de cinq à sept ans (sans compter le temps nécessaire à la planification et à l'obtention des autorisations), ce qui est plus long que la

période à laquelle la plupart des banques et d'autres investisseurs sont habitués. En comparaison, la construction des grandes centrales au charbon prend environ deux fois moins de temps tandis que celle d'une centrale au gaz naturel dure moins de deux ans. Cela signifie que l'économie d'une centrale nucléaire est particulièrement sensible aux retards de mise en service, les intérêts intercalaires représentant une grande part du coût de l'investissement total.

Plusieurs facteurs de nature différente peuvent entraîner des retards de mise en service. Il peut s'agir de risques liés à la construction et à la chaîne d'approvisionnement (qui incluent la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée et de personnel technique), mais aussi d'obstacles juridiques, de problèmes de réglementation ou d'autorisation et de risques d'ordre politique ou stratégique. Ces aspects seront examinés plus en détail par la suite.

Dans la période d'exploitation, les principaux facteurs de risque sont les prix des combustibles, les prix sur les marchés de l'électricité, la fiabilité et les performances de la centrale, ainsi que les risques de nature politique ou stratégique. La plupart des projets de production d'électricité sont exposés à ces risques, mais dans des proportions différentes.

Pour les centrales nucléaires, les risques inhérents au prix du combustible sont généralement bien moindres que pour les centrales à combustibles fossiles parce que l'uranium et les services du cycle du combustible peuvent être achetés dans le cadre de contrats de long terme, le coût de l'uranium ne représentant que 20 % à 25 % du coût total du combustible (4 % à 5 % des coûts de production totaux). Cependant, les coûts d'un arrêt non programmé peuvent être plus élevés pour une centrale nucléaire que pour d'autres types de centrales. Même si les centrales nucléaires ont des coûts marginaux de production relativement bas et peuvent donc générer des revenus avec des tarifs électriques peu élevés, le maintien durable de prix bas pourrait se traduire par des revenus insuffisants pour rembourser les emprunts ayant servi à financer leur construction ou procurer un retour sur investissement satisfaisant aux investisseurs de capitaux propres.

Le tableau 2 dresse la liste des principaux types de risques associés aux investissements nucléaires, ainsi que des moyens envisageables pour les réduire. Les risques les plus importants sont examinés dans les sections qui suivent, à peu près dans l'ordre où ils apparaissent. Le chapitre 4 examine les méthodes adoptées pour réduire ces risques et la manière dont les projets peuvent être structurés pour répartir les risques résiduels entre les diverses parties prenantes. Dans la plupart des cas, il incombera aux autorités publiques de définir une stratégie et un cadre juridique permettant de contrôler et de minimiser ces risques. Ces questions seront traitées au chapitre 5.

3.1 Soutien politique et stratégique

Le soutien politique des pouvoirs publics est un préalable essentiel pour tout grand projet d'infrastructure. Pour qu'un projet nucléaire réussisse, il est en effet essentiel qu'il bénéficie d'une politique claire en faveur d'un programme nucléaire. Il va de soi qu'aucun investisseur ne se lancera dans la construction d'une centrale nucléaire s'il doit faire face à l'opposition des pouvoirs publics, même si celle-ci n'est pas explicitement exprimée. Il est également peu probable qu'un investissement nucléaire se concrétise si les pouvoirs publics adoptent une position neutre ou indécise.

Les investisseurs rechercheront l'appui du gouvernement et son soutien politique, même si la décision de construction incombe au secteur privé. À tout le moins, comme on le verra plus loin, le gouvernement devra veiller au bon fonctionnement du système d'autorisation et de réglementation, à la mise en place d'accords sur l'aval du cycle du combustible, et à l'existence, sur le marché de l'électricité, d'arrangements compatibles avec une contribution de la filière nucléaire à l'approvisionnement énergétique.

Dans de nombreux pays, le nucléaire reste controversé et il fait donc souvent l'objet de débats politiques, en particulier lorsqu'il n'y a pas de consensus sur le sujet entre les principaux partis politiques. Les investisseurs courent alors le risque qu'un changement de gouvernement engendre un revirement dans le soutien des pouvoirs publics aux projets nucléaires. Étant donné qu'il y aura probablement au moins une élection pendant la période de construction d'une centrale nucléaire et un grand nombre pendant sa durée de vie utile, les investisseurs apprécieront qu'il y ait un large consensus entre les grands partis politiques en faveur d'un programme nucléaire afin que le risque d'un revirement politique soudain soit minimal. Ce consensus permettra de mettre en place le cadre législatif et les moyens d'action nécessaires à long terme, ce qui rassurera les investisseurs.

Les candidats investisseurs verront peut-être un lien entre le risque politique et les procédures d'autorisation et de réglementation (y compris le traitement réservé au nucléaire dans la réglementation du marché de l'électricité, la politique de gestion du changement climatique, etc.). En effet, si le gouvernement n'est pas favorable au nucléaire, des considérations politiques sont susceptibles d'influencer les décisions technocratiques et d'accroître le risque de modifications législatives et réglementaires défavorables.

Tableau 2. Principaux types de risques associés au financement d'une nouvelle centrale nucléaire

Type de risque	Description des risques principaux	Principaux preneur(s) de risques et possibilités de réduction de ces risques
Risques associés à la conception	Mauvaise spécification de la conception ou conception ne respectant pas les spécifications, pouvant nécessiter une redéfinition en cours de construction, des modifications d'autorisations, des travaux supplémentaires ou des changements d'équipements.	Exploitants et/ou fournisseurs, selon les responsabilités. Éviter les risques associés à une « tête de série » en ayant recours à des concepts éprouvés et à des gestionnaires de projet expérimentés.
Risques associés à la construction et à la chaîne logistique	Retards inhérents aux entreprises contractantes ou aux sous-traitants dans la réalisation des travaux sur le chantier ou dans la fourniture de matériel ; travaux ou équipements non standard à refaire ou remplacer ; coût des travaux ou des équipements supérieurs aux prévisions ; retards dans la mise en service de la centrale, etc.	Fournisseurs et/ou autres entreprises contractantes, ainsi qu'exploitants. Passer des accords contractuels appropriés avec des entreprises contractantes solides et utiliser un concept éprouvé.
Risques associés à la réglementation et à la procédure d'autorisation	Retards imprévus dans la délivrance des permis de construire ou des licences d'exploitation par les services nationaux ou locaux compétents ; défaillances ou retards excessifs dans le renouvellement des licences d'exploitation et autres autorisations pendant la durée de vie utile de la centrale.	Exploitants et pouvoirs publics. Nécessité de mettre en place un système réglementaire efficace et prévisible ; les risques seront plus faibles lorsque le système aura été entièrement démontré.
Risques politiques	Changement de gouvernement et/ou changement de politique à l'égard du nucléaire, ce qui peut compromettre les accords fiscaux, financiers ou contractuels , ajouter des contraintes réglementaires, contraindre à l'abandon de la construction ou à la fermeture prématurée d'une centrale en exploitation.	Exploitants et pouvoirs publics. Instaurer un large consensus politique sur le rôle de l'énergie nucléaire, assorti d'une couverture juridique et contractuelle claire par rapport aux risques politiques.
Risques financiers	Modification des taux d'intérêt et de la fiscalité ; impossibilité de refinancement des emprunts à des conditions favorables ; risques de change ; coûts et disponibilité d'une assurance responsabilité civile nucléaire et autres types d'assurances.	Exploitants. Réduction des risques par le biais d'instruments financiers ; nécessité de mise en place, par les pouvoirs publics, d'un cadre juridique pour l'assurance responsabilité civile nucléaire.

Catastrophes naturelles, *force majeure*	Séismes et autres risques majeurs (selon la région considérée) pouvant entraîner des dommages aux installations et des arrêts forcés ; risques pour la sécurité et menaces terroristes pouvant majorer les coûts.	Exploitants. Contraintes de conception et exigences de la procédure d'autorisation pour la sismicité, etc. ; assurances ; éviter les régions politiquement instables ; mesures en faveur de la sécurité.
Risques associés à l'exploitation	Défaillances de matériels ou incidents d'exploitation pouvant entraîner une moindre production d'électricité, des arrêts non programmés, des réparations et des opérations de maintenance supplémentaires, etc. ; retards et incidents au cours des opérations de maintenance programmées et des opérations du rechargement du combustible.	Exploitants, mais aussi fournisseurs et/ou autres entreprises contractantes (y compris les assurances de base). Travailler avec des entreprises contractantes expérimentées, des opérateurs qualifiés et utiliser des matériels de conception éprouvée.
Risques associés à l'approvision-nement en combustible	Retards de livraison des assemblages combustibles pouvant entraîner une moindre production d'électricité, voire l'arrêt de la centrale ; problèmes de qualité du combustible entraînant des difficultés de manipulation ; augmentation importante et inattendue des coûts associés au cycle du combustible.	Exploitants. Contrats du cycle du combustible à long terme ; mettre les fournisseurs en concurrence ; il peut se révéler nécessaire que les autorités publiques passent des accords nucléaires avec les pays fournisseurs.
Risques associés au marché de l'électricité et aux échanges de carbone	Défaillance de la répartition par l'opérateur du réseau ; prix de l'électricité plus bas que prévu sur le marché ; défaillance de la clientèle dans l'achat d'électricité ou dans le cadre de contrats de long terme « off-take » ; changements défavorables de la réglementation du marché de l'électricité ou du régime des échanges de carbone.	Exploitants. Marché de l'électricité avec dispositions adaptées aux contrats à long terme, à la fixation des prix, à la répartition, etc. ; système stable pour les échanges ou la tarification du carbone.
Risques associés à la gestion des déchets et au démantèlement	Impossibilité de mise en place d'une capacité nationale dans les délais prévus, d'où une incapacité à évacuer les combustibles usés et les déchets ; coûts supérieurs aux prévisions à cause des incertitudes politiques et des retards ; exigences accrues pour les provisions liées aux coûts de démantèlement.	Exploitants et/ou pouvoirs publics. Besoin d'une politique claire et cohérente de la part des pouvoirs publics et de mesures adéquates pour la mettre en œuvre.

La réduction des émissions de gaz à effet de serre est devenue de plus en plus importante au cours des dernières années, au point qu'elle est aujourd'hui un axe majeur des politiques énergétiques et environnementales de nombreux pays de l'OCDE. C'est certainement un des facteurs essentiels qui sous-tendent la réévaluation généralisée du rôle de la filière nucléaire dans l'approvisionnement énergique de demain. Cependant, dès lors que les gouvernements s'en remettent aux mécanismes de marché pour décider du bouquet énergétique futur, il faut qu'ils adressent les bons signaux financiers aux investisseurs. En d'autres termes, des mécanismes doivent inciter financièrement à investir dans des sources d'énergie à bas carbone (dont le nucléaire, lorsque la stratégie énergétique nationale y est favorable).

Les centrales nucléaires n'émettent pas de CO_2 directement et les émissions indirectes du cycle nucléaire complet, c'est-à-dire incluant la construction de la centrale et toutes les activités du cycle du combustible, sont très faibles. Les centrales nucléaires pourraient donc bénéficier des mécanismes adoptés ou envisagés dans un certain nombre de pays pour inciter à réduire les émissions de CO_2, généralement en tarifant ces émissions. Ces mesures ne procureront généralement pas de bénéfice direct aux exploitants de centrales nucléaires, mais elles contribueront à accroître les coûts de la plupart des moyens de production compétitifs et augmenteront ainsi le prix de l'électricité sur le marché. Les centrales nucléaires devraient être en bonne position pour profiter de ce renchérissement du prix de l'électricité puisque la tarification du carbone n'accroît pas leur coût.

Ces mécanismes pourraient inclure des échanges et des taxes sur le carbone, ainsi que des dispositions juridiques obligeant les distributeurs d'électricité à privilégier les producteurs « bas carbone », c'est-à-dire en fait à leur payer des prix supérieurs au prix du marché. À ce jour, ces obligations ne s'appliquent qu'aux énergies renouvelables, mais elles pourraient en principe être étendues à la production électronucléaire.

Le principal exemple d'un système d'échange ou de « plafonnement et échange » de carbone actuellement en vigueur est le système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre. Ce système fixe, dans chaque pays membre de l'UE, le plafond des émissions des principaux secteurs industriels (dont la production d'électricité), ces plafonds étant appelés à être progressivement baissés au fil du temps. Chaque pays peut, dans la limite du plafond qui lui est attribué, répartir les droits d'émission entre les grands émetteurs industriels de chaque secteur concerné. Les entreprises qui n'arrivent pas à respecter leur quota d'émissions doivent acheter des crédits d'émission aux entreprises qui n'ont pas utilisé tout leur quota.

Ce système a donné naissance à un « marché du carbone » conçu pour encourager les entreprises à investir dans la réduction de leurs émissions afin de tirer des revenus de la vente de leurs crédits carbone. Malgré quelques problèmes initiaux pour parvenir à une allocation équilibrée des droits d'émission, en partie à cause de la nature politique du processus, ce mécanisme va être prolongé au-delà de la période de négociation actuelle qui se termine en 2012.

D'autres pays ont étudié le système européen et envisagent l'introduction de mécanismes similaires. Aux États-Unis, l'adoption d'un système de plafonnement et d'échange ou d'un mécanisme d'échange de droits d'émissions de même nature est examinée attentivement, aussi bien au niveau fédéral qu'entre des groupes d'États. Le Congrès des États-Unis étudierait plus particulièrement une loi visant à introduire un système de plafonnement et d'échange fédéral, même si l'issue de cette initiative restait indécise à l'heure de la rédaction de ce rapport.

La tarification des émissions de carbone par ce mécanisme devrait avoir pour effet d'accroître les coûts de l'électricité produite à partir des combustibles fossiles, que ce soit en raison de la nécessité d'acheter des permis d'émission ou en raison des coûts d'investissement et d'exploitation supplémentaires qu'imposera le captage et le stockage du carbone (CSC). Les technologies de CSC sont en cours de développement et elles devraient être installées dans quelques centrales au charbon déjà en service et dans beaucoup de nouvelles centrales de ce type. On ne connaît pas encore les coûts exacts de ces processus, mais ils devraient être substantiels. En principe, les investissements dans des énergies alternatives à bas carbone, dont le nucléaire, devraient devenir plus attractifs.

Toutefois, les mécanismes d'échange de carbone n'en sont qu'à leurs débuts et donc susceptibles d'être sensiblement modifiés au cours des prochaines années. Cette incertitude est synonyme de risque pour les investisseurs. Il se peut que les avantages financiers que les faibles émissions de CO_2 procurent aux centrales nucléaires soient réduits, voire remis en cause dans l'avenir, soit parce que les pouvoirs publics adopteraient une politique antinucléaire, soit parce qu'ils souhaiteraient limiter l'effet de ce mécanisme sur les centrales thermiques classiques en prenant des mesures de nature à atténuer les coûts de ces moyens de production pour les exploitants.

Pour supprimer cette incertitude, les mécanismes d'échange de carbone devraient être technologiquement neutres, ce qui permettrait de réduire les émissions de carbone avec l'efficacité maximale. Il existe aussi un risque de fortes variations des cours sur le marché du carbone si la disponibilité des

permis ou les règles de leur attribution venaient à changer inopinément. Si les pouvoirs publics souhaitent encourager les investissements dans les technologies à bas carbone, comme le nucléaire, ils doivent veiller à doter les mécanismes d'échange de carbone d'objectifs clairs à long terme afin d'instaurer un marché du carbone stable.

Au niveau international, le Protocole de Kyoto, instrument de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) adopté en 1997, engage la plupart des pays de l'OCDE à réduire leurs émissions de CO_2 d'ici 2012 par rapport aux niveaux de 1990. Alors que chaque pays aurait pu profiter de l'énergie nucléaire pour atteindre ses propres objectifs d'émissions, cette source d'énergie a été exclue des mécanismes de ce protocole qui autorisent le transfert de crédits carbone entre pays.

Au moment de rédiger ce rapport, une suite au Protocole de Kyoto était en cours de négociation. Son objectif était de parvenir avant la fin de 2009 à un nouvel accord assorti d'engagements juridiquement contraignants pour réduire les émissions de carbone au-delà de la période de 2012 qui marquera la fin du Protocole de Kyoto. Il n'est pas certain qu'un accord puisse être conclu dans ce délai et, si tel était le cas, on ne sait pas trop quel pourrait en être le contenu.

Il est évident qu'un large accord international sur la réduction des émissions de carbone qui reconnaîtrait sans réserve le rôle potentiel de l'énergie nucléaire, favoriserait le financement de nouvelles centrales nucléaires. Ainsi, si les divers mécanismes de transfert de crédits carbone entre pays, susceptibles d'être inclus dans tout nouveau protocole, faisaient une place aux projets nucléaires, les centrales nucléaires deviendraient plus attrayantes aux yeux des investisseurs.

3.2 Procédures d'autorisation et autres procédures réglementaires en matière nucléaire

Dans certains pays, la procédure d'autorisation de création de centrales nucléaires a été jalonnée d'obstacles qui ont retardé leur mise en service. Ces retards ont contribué à accroître sensiblement les coûts et à nourrir de la méfiance envers les projets nucléaires chez les candidats investisseurs. Le cas le plus connu est celui d'une centrale nucléaire implantée aux États-Unis (à Shoreham sur Long Island, New York) qui, bien que complètement achevée, n'a pu entrer en service parce que les autorités compétentes ont refusé de délivrer la licence d'exploitation. La construction de la centrale, qui a coûté quelque 6 milliards USD, a provoqué la faillite de son propriétaire, la Long Island Lighting Company (qui a dû être reprise par l'État de New York).

La plupart des pays n'ont pas connu des difficultés aussi extrêmes pour la délivrance des autorisations aux centrales nucléaires, mais des retards et des difficultés juridiques ont été enregistrés dans certains d'entre eux, en particulier en Allemagne. En outre, dans beaucoup de pays, aucune autorisation n'a été délivrée depuis de nombreuses années, ce qui ne permet pas de préjuger du bon déroulement de la procédure dans le contexte actuel. Or, le niveau de risque dépend autant de la nature de la procédure d'autorisation que d'une expérience récente de son bon déroulement dans la pratique. Il va de soi que l'absence d'expérience récente accroît la perception du risque.

Le risque qu'une centrale achevée ne puisse pas entrer en service rapidement (voire pas du tout) doit, à l'évidence, être minimisé. Des problèmes de ce type ont pu se produire dans le passé à cause d'une procédure d'autorisation à deux étapes : le permis de construire était délivré en premier, et la licence d'exploitation l'était uniquement lorsque la construction était achevée. Dans certains pays, la licence d'exploitation est soumise à des renouvellements périodiques. Cette situation multiplie les possibilités de revoir la décision originelle de mise en service et elle offre aux opposants maintes occasions de bloquer ou de retarder la procédure d'autorisation par le biais d'auditions publiques ou de remises en question juridiques.

S'il importe que la procédure d'autorisation soit rigoureuse et équitable pour toutes les parties concernées et qu'elle offre à la population de bonnes possibilités d'y être associée, elle doit également déboucher sur une décision ferme d'autorisation ou de refus. Si des investisseurs estiment qu'il existe un risque sérieux qu'un feu vert donné à une centrale nucléaire soit remis en question ou qu'une installation connaisse des retards de mise en service, alors que toutes les conditions d'obtention de l'autorisation ont été remplies, il est peu probable qu'ils s'engagent dans le projet.

D'une manière générale, il est permis de penser que la délivrance de l'autorisation sera quelque peu facilitée si la centrale nucléaire en projet est implantée sur un site nucléaire existant ou à proximité. Beaucoup de sites nucléaires existants disposent en effet d'un espace suffisant pour accueillir des tranches supplémentaires, ce qui signifie que les surfaces requises sont déjà sous le contrôle d'une entreprise électronucléaire. Les caractéristiques de ces sites sont donc déjà bien connues et adaptées à la construction d'installations nucléaires, sans oublier que certaines infrastructures sont peut-être déjà aménagées (comme les corridors de transport d'électricité). La plupart du temps, les pouvoirs publics seront plus favorables à la construction d'une centrale nucléaire que la population dans son ensemble. Tous ces facteurs peuvent faciliter l'obtention des autorisations.

Plusieurs pays ont réformé leur procédure d'autorisation, en particulier les États-Unis. Dans ce pays, une licence combinée de construction et d'exploitation a remplacé la procédure précédente à deux étapes. Les concepts de réacteurs nucléaires standard et les sites candidats peuvent faire l'objet d'une certification préalable, avant même le dépôt de la demande de licence combinée, ce qui permet d'accélérer la procédure, en particulier pour les installations qui suivront. En principe, cette nouvelle procédure apporte une amélioration sensible, mais les investisseurs pourraient juger qu'étant nouvelle et non éprouvée, elle présente un certain risque. Les premières demandes au titre de cette procédure, peu nombreuses, ont été déposées fin 2007. En mai 2009, la Commission de réglementation nucléaire (NRC) avait enregistré un total de 18 demandes portant sur 28 nouvelles unités. Les risques financiers associés à la procédure d'autorisation pourraient être jugés beaucoup plus faibles dès lors que le bon déroulement de cette nouvelle procédure aura été constaté.

Le Royaume-Uni a également réformé sa procédure d'autorisation. L'organisme de réglementation britannique procède actuellement à la précertification (GDA, Generic Design Assessments) de deux concepts de réacteurs nucléaires. En d'autres termes, le demandeur d'une licence de construction d'un de ces deux modèles de réacteur pourra faire référence à la GDA et n'aura pas à démontrer que le concept choisi répond aux exigences réglementaires. Les pouvoirs publics ont également mis en place une procédure d'évaluation des sites stratégiques (Strategic Siting Assessment) qui permettra aux autorités de décréter que certains projets (dont les centrales nucléaires) revêtent une importance stratégique pour le pays, de sorte que les demandes locales de permis se limiteront à des enjeux locaux concernant le site d'implantation.

Une des difficultés à laquelle se heurtent les concepteurs de centrales nucléaires est la divergence des exigences réglementaires propres à chaque pays, ce qui les oblige souvent à modifier sensiblement la conception en fonction des pays. Ces modifications majorent les coûts et accroissent les risques pendant la construction car il n'est pas toujours possible de reproduire à l'identique un concept standard. Il va de soi que chaque pays reste responsable de la sûreté des installations implantées sur son territoire et il se doit de maintenir son propre système de réglementation sous l'égide d'un organisme indépendant. Néanmoins, des efforts sont entrepris pour harmoniser autant que possible les exigences réglementaires, en particulier au moyen du programme multinational d'évaluation des conceptions (MDEP) qui réunit les différents organismes de réglementation de différents pays nucléaires dans le but d'étendre leur coopération et d'étudier des normes communes.

Cette harmonisation devrait également aider à supprimer un inconvénient potentiel de la procédure de précertification des concepts. Les coûts exposés par les fournisseurs nucléaires pour obtenir l'autorisation de leurs concepts peuvent être très élevés, ce qui peut conduire des fournisseurs à renoncer à un marché s'ils estiment qu'il offre peu d'opportunités de commandes. Ces renoncements pourraient restreindre la concurrence et la gamme des concepts disponibles, en particulier sur les petits marchés. Les conséquences seront encore plus grandes si le pays en question a des exigences de conception très différentes de celles d'autres pays où la conception a déjà été approuvée parce que ces exigences entraîneront probablement une hausse des coûts pour les fournisseurs.

Dans le passé, des exploitants de centrales nucléaires ont dû supporter des coûts supplémentaires en raison des modifications réglementaires intervenues après la mise en service des installations. Ces nouvelles réglementations ont souvent imposé de longs arrêts et d'importants travaux de mise en conformité. La plupart de ces modifications réglementaires ont été introduites en réponse aux incidents d'exploitation signalés et, en particulier, aux accidents de Three Mile Island en 1979 et de Tchernobyl en 1986. La conception des nouvelles centrales nucléaires en cours de construction aujourd'hui bénéficie toutefois de l'expérience de construction et d'exploitation des centrales actuellement en service et elles incorporent d'ores et déjà des systèmes et des technologies améliorés. Il n'en reste pas moins que pour les investisseurs, toute modification réglementaire comportera toujours un risque.

Dans beaucoup de pays, d'autres exigences réglementaires et d'aménagement viennent s'ajouter à celles de l'autorité de réglementation des activités nucléaires. Elles concernent principalement le site d'implantation de la centrale nucléaire. Ces exigences peuvent faire intervenir d'autres organismes publics et des autorités régionales ou locales. Il peut aussi se révéler nécessaire de consulter des organismes similaires dans les pays voisins dès lors que des effets transfrontières sont possibles. Ces consultations portent en règle générale sur l'impact environnemental dans la zone située autour du site nucléaire (utilisation des eaux, faune et flore sauvages, nouvelles routes, etc.). Ces procédures s'appliquent normalement à tout projet d'importance et elles ne sont pas spécifiques aux centrales nucléaires. La construction d'une nouvelle tranche sur un site nucléaire préexistant ou à proximité peut contribuer à diminuer les difficultés soulevées par ces procédures.

Comme pour les procédures d'autorisation et pour la réglementation nucléaires, la prévisibilité et la stabilité des procédures mentionnées au paragraphe précédent sont essentielles pour réduire au minimum les risques financiers. S'il convient d'étudier avec soin les aspects conduisant à une décision équilibrée, il convient aussi de ne pas multiplier les possibilités

d'annuler les décisions déjà prises. Par ailleurs, le champ d'application de ces procédures de réglementation et d'aménagement supplémentaires ne devrait pas s'étendre aux questions qui peuvent être traitées de façon plus appropriée dans le cadre de la procédure d'autorisation nucléaire.

Il faudra probablement demander aussi une autorisation pour les nouvelles lignes de transport desservant le site nucléaire (sauf s'il s'agit d'un site pour lequel les capacités des corridors existants sont suffisantes). Là encore, il faut mettre en place des procédures efficaces et efficientes afin de minimiser les risques de retards inutiles.

3.3 Assurance et responsabilité civile en matière nucléaire

Les centrales nucléaires font l'objet d'accords juridiques spéciaux destinés à couvrir la responsabilité civile pour les dommages causés par un accident nucléaire. Bien que les États couvrent une partie de cette responsabilité, le législateur impose souvent aux propriétaires d'installations de souscrire une assurance spécialisée pour couvrir aussi leur part de responsabilité. Les exigences croissantes à l'égard de ces assurances font craindre que la couverture ne soit pas suffisante ou que l'assurance devienne prohibitive. Il y a donc un risque potentiel pour les investisseurs nucléaires.

La plupart des pays qui disposent d'un parc nucléaire sont signataires de l'une des deux principales conventions internationales sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, à savoir la Convention de Paris et la Convention de Vienne. Les pays signataires s'engagent à garantir un certain montant d'assurance responsabilité et exigent des propriétaires d'installations nucléaires qu'ils souscrivent des assurances couvrant la part résiduelle. Les États-Unis font figure d'exception. Non signataires de ces conventions, ils ont mis en place leur propre instrument juridique (*Price-Anderson Act*) pour couvrir la responsabilité civile nucléaire.

La Convention de Paris a récemment renforcé les exigences en matière d'assurance. Pour autant, il se peut que les dispositions actuelles ne permettent pas de garantir une couverture suffisante. Les assurances qui protègent contre le risque nucléaire sont devenues plus difficiles à contracter ces dernières années et leur coût a augmenté. Les exploitants de centrales nucléaires pourraient se trouver pris entre l'obligation juridique de contracter une assurance, d'une part, et la difficulté croissante de trouver un assureur ou l'augmentation des primes d'assurance, d'autre part.

De plus, certains risques peuvent ne pas être couverts par les régimes actuels de responsabilité civile nucléaire. À titre d'exemple, les pays non signataires des conventions de Paris ou de Vienne pourraient ne pas être

couverts pour les dommages nucléaires causés par une installation située dans un pays voisin. La responsabilité des propriétaires d'installations ne serait pas couverte dans ce cas, ce qui pourrait avoir un effet dissuasif sur d'éventuels investisseurs.

Comme pour d'autres grands projets d'infrastructure, des assurances complémentaires sont requises pour les projets nucléaires. Les investisseurs exigent généralement une garantie pour protéger leur investissement. Dans la plupart des cas, seuls les propriétaires peuvent souscrire ces assurances qui viennent augmenter leurs coûts. L'exigence d'une assurance de ce type et le coût de cette assurance dépendront du montage financier adopté.

En général, les investisseurs nucléaires peuvent obtenir une garantie d'assurance pour couvrir les risques politiques, réglementaires et de construction, transférant ainsi ces risques aux marchés de l'assurance. Le coût de l'assurance est toutefois tributaire du niveau de risque évalué par les assureurs dans chacun de ces domaines. Il pourrait devenir prohibitif si les risques sont jugés trop élevés, ce qui pourrait affecter la viabilité financière du projet.

3.4 Risques associés à la construction et à la chaîne logistique

Auparavant, les risques associés à la construction et à la chaîne logistique étaient les plus importants pour un investissement nucléaire, comme pour la plupart des autres grands projets d'infrastructure. Si l'on peut attribuer certains retards de construction des centrales nucléaires actuellement en service et, donc, une partie des surcoûts à des problèmes d'autorisation et de réglementation ou à des obstacles politiques, ce sont en fait souvent des problèmes techniques liés à la conception et à la construction qui ont été à l'origine des retards. Il n'était pas rare, en effet, que les concepts évoluent encore et fassent l'objet de modifications alors que la centrale était en construction, si bien que beaucoup d'installations présentent des caractéristiques de conception uniques ou inhabituelles. Nombre de centrales nucléaires ont ainsi pris plusieurs années de retard par rapport au calendrier prévu, ce qui a engendré des dépassements de coûts importants.

Aujourd'hui, le démarche souvent adoptée pour les projets nucléaires consiste à mettre en œuvre un concept éprouvé et à le modifier le moins possible pour l'adapter au site d'implantation. Les risques de construction sont ainsi concentrés sur la tête de série, ce qui les réduit pour les unités suivantes (dès lors que la tête de série a été réalisée sans problèmes majeurs). La question du financement de la tête de série demeure néanmoins.

Il convient de noter que cette démarche ne présente pas que des avantages. Elle peut conduire à se priver des avantages potentiels (mais aussi des risques, il est vrai) des derniers développements technologiques et des améliorations de conception reposant sur les enseignements de l'expérience récente. Elle peut aussi décourager l'innovation dès lors qu'un nouveau concept offre peu d'espoir de décrocher des commandes. En outre, opter pour un concept standard signifie travailler avec un seul fournisseur nucléaire chef de file (le détenteur de la technologie) et avec ses partenaires, ce qui réduit la concurrence entre fournisseurs une fois le choix initial effectué.

La construction d'une centrale nucléaire fait appel à une vaste palette de compétences spécialisées et de moyens de fabrication. Elle nécessite donc la mise en place de chaînes logistiques complexes qui s'étendent souvent à plusieurs pays. Retards et surcoûts peuvent donc résulter non seulement de problèmes de conception, mais aussi des risques liés à la chaîne logistique, autrement dit des difficultés à satisfaire les besoins de main-d'œuvre qualifiée et à se procurer les matériaux de construction, les équipements et les matériels nécessaires. Des retards sont également possibles au stade de la mise en service industrielle et du démarrage de la centrale, c'est-à-dire après l'achèvement des travaux et la remise de l'installation à l'exploitant.

Après une longue période sans aucune commande de nouvelles centrales nucléaires dans la plupart des pays de l'OCDE, beaucoup de sociétés et d'installations qui faisaient partie de la chaîne logistique ont disparu. On perçoit néanmoins des signes de reprise des investissements dans la chaîne logistique nucléaire parce que l'industrie nucléaire et des sociétés d'ingénierie anticipent la relance prévue des programmes nucléaires, mais il faudra plusieurs années pour que les chaînes logistiques retrouvent une capacité permettant de répondre à la demande si les commandes de centrales nucléaires augmentent fortement.

C'est dans le domaine de la fabrication des pièces en acier forgé de très grandes dimensions, auxquelles font appel les derniers concepts de centrales nucléaires, que les délais de remise à niveau devraient être les plus longs. Outre que les capacités actuelles sont très limitées, les projets nucléaires pourraient aussi entrer en concurrence avec d'autres projets industriels (en particulier dans le secteur pétrolier) pour ces capacités. Plusieurs pays avec d'importants programmes nucléaires (comme la Chine, la France, la Corée et la Fédération de Russie) ont d'ores et déjà prévu d'accroître leur capacité de forgeage.

La construction est manifestement un secteur dans lequel les risques financiers devront, en règle générale, être supportés par les parties prenantes impliquées dans les contrats commerciaux de construction. Ces risques seront partagés entre le propriétaire de la centrale, d'autres investisseurs et les

fournisseurs et autres sous-traitants participant à la construction. La répartition exacte des risques sera définie au cas par cas par les dispositions des contrats passés entre les parties avant le début de la construction. Nous y reviendrons plus en détail au chapitre 4.

Dans le cas des centrales nucléaires, toutefois, les investisseurs peuvent estimer que ces risques sont trop importants pour un financement reposant sur des bases strictement commerciales. Dans les pays dont la stratégie énergétique nationale encourage le développement de la filière nucléaire, il pourrait se révéler judicieux que les pouvoirs publics suppriment ou atténuent certains risques pesant sur les investisseurs privés, surtout pour les têtes de série. Cela pourrait consister, par exemple, à accorder des garanties d'emprunt, comme les États-Unis l'ont fait pour un nombre limité de centrales nucléaires. Dans d'autres cas, les centrales peuvent être construites par des entreprises d'électricité à capitaux entièrement ou partiellement publics, ce qui leur assure un soutien implicite des pouvoirs publics.

3.5 Conditions et réglementation régissant le marché de l'électricité

La capacité à vendre l'électricité à un prix procurant un retour sur investissement satisfaisant sur toute la durée de vie d'une centrale électrique est un critère déterminant pour investir dans ce type d'installation. Comme le marché de l'électricité est aujourd'hui entièrement ou partiellement ouvert à la concurrence dans beaucoup de pays de l'OCDE, les producteurs n'ont bien souvent aucune garantie de trouver un marché accessible à un prix intéressant.

De ce fait, la manière dont un marché de l'électricité est conçu et réglementé influera grandement sur le risque financier supporté par les investisseurs nucléaires. Si les exploitants de centrales nucléaires sont eux-mêmes des entreprises d'électricité intégrées verticalement, c'est-à-dire qui interviennent directement dans la distribution d'électricité, ils peuvent espérer des débouchés plus ou moins garantis pour écouler leur production. Toutefois, sur certains marchés, ce modèle d'intégration verticale est limité, voire interdit. Les exploitants de centrales nucléaires peuvent alors passer des accords de long terme avec un distributeur ou passer un contrat d'achat de long terme (contrat off-take) avec un tiers qui leur garantira l'achat d'une certaine quantité d'énergie. Toutefois, ce type d'arrangements peut être soumis à des restrictions sur certains marchés, car considérés comme anticoncurrentiels.

En raison de leurs caractéristiques techniques, les centrales nucléaires fonctionnent généralement le mieux en base, c'est-à-dire à puissance maximale constante, plutôt qu'en faisant varier leur puissance en fonction de la demande, c'est-à-dire en « suivi de charge ». De ce fait, elles sont normalement

considérées comme des moyens de production à « fonctionnement impératif » et leur propriétaire doit accepter que le prix d'équilibre du marché prévale à tout instant, ce prix dépendant essentiellement du coût marginal de la tranche de production la plus onéreuse à exploiter pour répondre à la demande à un moment donné (sur de nombreux marchés, il s'agira des tranches au gaz naturel aux heures de pointe).

Étant donné que les centrales nucléaires ont de faibles coûts marginaux (seuls l'éolien et quelques autres énergies renouvelables ont des coûts marginaux inférieurs), elles devront presque toujours pouvoir fonctionner avec au moins une marge de profit minimale. Pour les investisseurs, le risque est que les profits soient insuffisants pour assurer un taux de rendement satisfaisant.

Comme la demande est appelée à croître dans la plupart des pays et que nombre d'anciennes centrales thermiques classiques ou nucléaires devraient être fermées dans les prochaines années, les fournisseurs d'électricité en base exempte de CO_2 devraient en principe pouvoir écouler leur production à bon prix sans difficulté. À cet égard, on notera que les mécanismes d'échange de carbone augmenteront les coûts marginaux des centrales à combustibles fossiles, ce qui devrait entraîner les prix à la hausse sur le marché de l'électricité. D'autres moyens de production non fossiles peuvent toutefois engendrer des surcapacités de production à certains moments de la journée (grande capacité d'énergie éolienne disponible pendant les heures creuses, par exemple) ou encore à certains moments de l'année (forte hydraulicité saisonnière, par exemple), lesquelles peuvent faire chuter les prix à de très bas niveaux de temps à autre.

Au-delà des risques que la structure du marché fait peser sur les prix, il y a le risque que des changements défavorables soient apportés au schéma et aux mécanismes de réglementation des marchés de l'électricité. Le Royaume-Uni en fournit un bon exemple. Après la privatisation de 1996, l'opérateur nucléaire *British Energy* pouvait vendre toute sa production au « pool » du marché de l'électricité, au prix d'équilibre du marché (c'est-à-dire au prix d'achat de l'électricité offerte par le producteur le plus onéreux). Les réformes introduites en 2001 (connues sous le nom de *New Electricity Trading Arrangements*) ont permis de vendre une grande partie de l'électricité hors de ce « pool » par le biais de contrats bilatéraux, le « pool » fonctionnant alors essentiellement comme un mécanisme d'équilibre du marché. Ces réformes, cumulées à d'autres facteurs influant sur les marchés de l'énergie, ont entraîné une chute brutale des prix de gros de l'électricité. Elles ont contribué pour une grande partie aux difficultés financières de *British Energy* qui ont débuté en 2002, puis à sa faillite et à sa renationalisation effective en 2004.

Quelques-uns des derniers modèles de centrales nucléaires commercialisés offrent des capacités de suivi de charge améliorées par rapport aux unités en service. Néanmoins, ces nouvelles centrales continueront de répondre aux fluctuations de la demande plus lentement que d'autres types de moyens de production. En raison de leurs coûts d'exploitation et de combustible relativement bas et de la nécessité de dégager des recettes suffisantes pour financer les coûts d'investissement, les centrales nucléaires continueront de donner les meilleures performances en base.

3.6 Performances d'exploitation

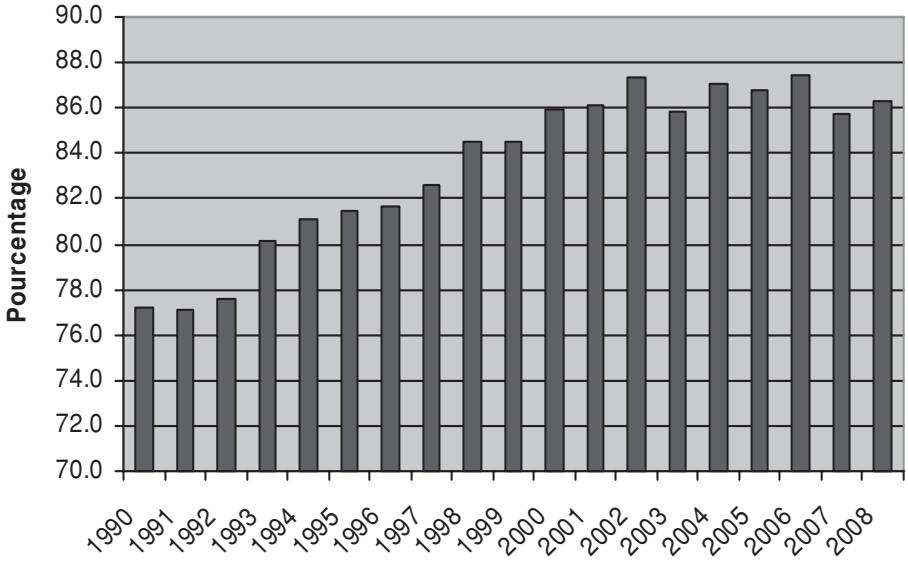
Une fois la centrale construite et livrée à l'exploitant, il incombe clairement à ce dernier de faire en sorte qu'elle fonctionne le plus sûrement et efficacement possible. Les arrêts non programmés résultant d'une défaillance technique ont un coût élevé en termes de perte de recettes et de coûts d'entretien supplémentaires.

Dans les années 70 et 80 en particulier, beaucoup de centrales nucléaires avaient des performances d'exploitation médiocres. Dans les années 90 et 2000, les performances d'ensemble du parc nucléaire se sont cependant améliorées à un point tel que la plupart des centrales actuellement en service sont considérées aujourd'hui comme des actifs très rentables (voir figure 1).

D'une manière générale, les grandes entreprises d'électricité qui exploitent plusieurs centrales nucléaires enregistrent les meilleurs résultats parce qu'elles disposent des ressources et des compétences nécessaires pour optimiser les performances d'exploitation. Aux États-Unis, un grand nombre de centrales nucléaires détenues par de petites entreprises d'électricité ont été rachetées par de grands exploitants. Cette consolidation du marché s'est traduite par des gains de performance parce que certaines entreprises d'électricité se sont spécialisées dans l'activité nucléaire et ont pu accumuler davantage d'expérience, ce qui leur a permis d'accroître encore leurs performances, aussi bien dans leurs anciennes centrales que dans les nouvelles. Le prix de vente des centrales nucléaires en service a augmenté fortement en raison de la prise de conscience de la véritable valeur de ces installations.

La présence de personnel disposant d'une longue expérience d'exploitation de centrales nucléaires constitue à l'évidence un atout de taille pour toute nouvelle centrale nucléaire, en particulier lors de la phase cruciale de la mise en service industrielle et du début d'exploitation. Idéalement, cette expérience devrait se diffuser dans toute la structure de gestion de l'entreprise de façon à faire prospérer une culture de sûreté et de performance. Les risques liés à l'exploitation seront donc réduits si le promoteur principal du projet nucléaire est une entreprise d'électricité solide.

Figure 1. Taux de disponibilité en énergie (aptitude du parc de réacteurs à alimenter le réseau, exprimée en pourcentage) de 1990 à 2008



Source : Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires.

Les investisseurs ont besoin d'évaluer la fiabilité du concept qu'ils se proposent de mettre en œuvre, mais aussi d'analyser l'expérience acquise en matière de construction et d'exploitation. Les nouveaux concepts, même s'ils reposent sur des technologies et des systèmes éprouvés, engendrent des risques nouveaux par rapport aux installations antérieures. Tout comme les risques liés à la construction, les risques de tête de série peuvent dissuader les investisseurs de choisir des concepts nouveaux, même s'ils sont susceptibles de procurer des gains substantiels de rendement et de performance par rapport à des concepts plus classiques.

3.7 Approvisionnement en combustible nucléaire

En raison des coûts d'investissement élevés des centrales nucléaires et des longs temps de retour qui en résultent, il importe pour les investisseurs de disposer du combustible nucléaire à un prix raisonnable (qui comprend principalement l'uranium lui-même, son enrichissement et la fabrication du combustible). C'est d'autant plus important que les durées d'exploitation de la plupart des centrales nucléaires sont longues par rapport aux autres filières de production d'électricité (les nouvelles centrales nucléaires sont conçues pour être exploitées pendant au moins 60 ans). Tout développement important de la

filière nucléaire devra donc s'accompagner d'une augmentation de la production d'uranium et de la construction de nouvelles installations du cycle du combustible.

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) et l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) publient conjointement un rapport biennal sur les ressources, la production et la demande d'uranium, rapport qui contient une évaluation à long terme de la disponibilité des ressources connues. L'édition 2007 conclut que la quantité de ressources classiques déjà identifiées est suffisante pour assurer une croissance forte de la puissance nucléaire installée à long terme et que ces ressources peuvent être extraites à un coût raisonnable.

Le rapport indique toutefois que le marché de l'uranium doit donner des signaux de prix appropriés pour encourager les investissements nécessaires dans la production d'uranium. Il souligne également l'existence d'importantes ressources non classiques et les vastes possibilités qu'offre le recyclage du combustible nucléaire usé à plus long terme (en particulier grâce à l'introduction de technologies nucléaires avancées qui sont en cours de développement).

D'une manière générale, la demande croissante de matières et de services nucléaires aura pour conséquence de stimuler l'offre sur les marchés internationaux. L'accroissement de l'offre pourrait cependant prendre du temps et, bien souvent, elle ne concernera qu'un nombre limité de pays. En effet, un certain nombre de pays qui envisagent de construire des centrales nucléaires ne disposent pas de ressources en uranium et n'ont pas la capacité ou le besoin de développer leur propre industrie du cycle du combustible nucléaire. Pour l'enrichissement de l'uranium en particulier, dont la technologie est sensible au regard du risque de prolifération, le nombre de fournisseurs restera nécessairement limité.

L'approvisionnement en combustible nucléaire peut donc être exposé à des risques politiques et réglementaires, ainsi qu'à de possibles barrières tarifaires et non tarifaires dans le cadre des échanges internationaux. C'est pour prévenir certains de ces risques que l'AIEA et d'autres institutions ont engagé des discussions sur les mécanismes susceptibles de garantir l'approvisionnement en combustible aux pays qui ne disposent pas de leurs propres installations du cycle du combustible, comme la création d'une banque internationale du combustible, par exemple. Un objectif important de ce type d'initiative est d'éviter la prolifération de technologies sensibles telles que l'enrichissement et le retraitement du combustible usé. Ces discussions n'en sont toutefois qu'à leurs débuts et elles se heurtent à d'importantes difficultés.

Néanmoins, plusieurs fournisseurs implantés dans différents pays proposent de l'uranium et des services du cycle du combustible dans le cadre de contrats commerciaux. Ces matières et ces services sont généralement proposés de manière non discriminatoire à une clientèle située dans des pays qui présentent de bonnes références en matière de non-prolifération. Pour la plupart des pays, le risque de rupture ou de prix prohibitif de l'approvisionnement en combustible nucléaire pendant la durée d'exploitation des centrales nucléaires devrait donc être suffisamment faible.

Les exploitants de centrales nucléaires peuvent diminuer encore ce risque en passant des contrats de long terme avec leurs fournisseurs. Ces accords peuvent également apporter aux entreprises exploitant des mines d'uranium ou des usines du cycle du combustible nucléaire le soutien nécessaire pour investir dans de nouvelles installations de plus grande capacité. Il arrive aussi que des exploitants de centrales nucléaires décident de prendre des participations dans des sociétés de production d'uranium.

3.8 Gestion des combustibles usés et des déchets et démantèlement des installations nucléaires

Ce secteur est un domaine dans lequel le soutien des pouvoirs publics à la filière nucléaire est particulièrement important parce qu'il est nécessaire de disposer d'un cadre national pour gérer les combustibles usés et les déchets radioactifs et d'une procédure pour décider de leur traitement final à long terme. Ce cadre doit prévoir un mécanisme financier acceptable pour financer les coûts de la gestion des combustibles usés et des déchets à partir des recettes au fur et à mesure de leur accumulation. Le risque financier d'un engagement à long terme d'un montant inconnu pour couvrir ces coûts sera probablement inacceptable pour les candidats investisseurs.

Certains investisseurs potentiels, comme les banques d'investissement qui mènent aussi des activités de banque de détail, courent également le risque d'entacher leur réputation en raison de la forte inquiétude que l'élimination des déchets radioactifs suscite parmi la population. La seule parade consiste à ce que les pouvoirs publics réussissent à obtenir une large adhésion politique à leur stratégie de gestion de déchets radioactifs et la mettent en œuvre.

Il est généralement admis que si les pouvoirs publics doivent assumer la responsabilité de la mise en place des organisations et infrastructures nationales pour la gestion et l'évacuation des déchets radioactifs et des combustibles usés ou, à tout le moins, de la réglementation et de la supervision du processus pour s'assurer de son bon fonctionnement, les coûts devraient être intégrés aux coûts de l'électricité d'origine nucléaire. Si l'on veut réduire au minimum le risque

pour les investisseurs, il faut mettre en place un cadre juridique et institutionnel clair qui permettra aux investisseurs nucléaires d'évaluer avec une certaine sécurité les coûts futurs de la gestion et de l'évacuation des déchets.

Les mécanismes de financement du démantèlement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile peuvent également présenter quelques risques pour les investisseurs. En règle générale, les coûts du démantèlement doivent être couverts par des fonds prélevés sur le produit de la vente d'électricité pendant l'exploitation de la centrale. Les mécanismes prévus peuvent varier, notamment pour ce qui concerne les possibilités de gestion de ces fonds avant leur consommation (qui est habilité à les détenir et de quelle manière peuvent-ils être investis, par exemple).

La gestion et la réglementation de ces fonds pendant la durée d'exploitation de la centrale sont importantes pour s'assurer qu'ils seront suffisants au moment du démantèlement (un certain nombre d'années après que l'installation aura cessé de générer des revenus). Parfois, cela pourra consister à « cantonner » les fonds pour s'assurer qu'ils ne sont pas utilisés à d'autres fins, même si les propriétaires de la centrale font faillite ou la cèdent à des tiers. En outre, comme les coûts exacts du démantèlement ne sont pas connus à l'avance, les montants à mettre en réserve sont calculés à partir d'estimations qui peuvent fluctuer au fil du temps.

En général, les investisseurs nucléaires voudront s'assurer que leurs obligations à long terme seront limitées aux estimations de coût de démantèlement jugées raisonnables et que des mécanismes adéquats sont en place pour collecter les fonds et les investir.

4. MONTAGE ET FINANCEMENT DES PROJETS NUCLÉAIRES

Les modes et les sources de financement dont peuvent bénéficier les projets nucléaires sont en principe les mêmes que pour d'autres grands projets de production d'électricité ou d'infrastructure. La première étape qui s'impose à tous ceux qui souhaitent promouvoir un projet nucléaire consiste à réduire autant que possible les risques financiers liés à la construction et à l'exploitation d'une centrale nucléaire dans un pays donné. Ce sont alors les risques financiers résiduels et le montage envisagé pour répartir ces risques entre les différents acteurs qui détermineront la viabilité financière du projet.

4.1 Mesures de réduction des risques

Dès les premières étapes de la planification d'un projet de construction d'une centrale nucléaire, les futurs propriétaires s'efforceront de réduire autant que possible, voire d'éliminer les risques financiers. Ils s'emploieront plus particulièrement à réduire au minimum les risques provenant de sources extérieures qui échappent à leur contrôle direct.

Toutefois, les coûts du financement du projet dépendront aussi de la qualité des promoteurs eux-mêmes. Ainsi, si le projet est porté par une ou plusieurs grandes entreprises d'électricité financièrement solides qui jouissent d'une bonne signature et qui exploitent déjà des centrales nucléaires, il sera plus facile (et moins coûteux) de lever des fonds que si le projet est porté par une seule entreprise moins réputée.

Les promoteurs du projet seront également amenés à effectuer de nombreux choix qui influeront directement ou indirectement sur certains risques. Le choix le plus crucial porte sur le concept de réacteur ainsi que sur le fournisseur et les autres entreprises contractantes. Le choix d'un concept standard et éprouvé (dont plusieurs exemplaires sont déjà en exploitation ou en construction) réduira indubitablement le risque de problèmes techniques pendant la construction et la phase initiale d'exploitation. Pareillement, le promoteur réduira le risque s'il fait appel à une équipe d'entreprises expérimentées qui a déjà construit le même type de centrale ailleurs.

On notera, cependant, que cet avantage doit être mis en balance avec le coût d'opportunité de la construction d'une installation qui n'est pas à la pointe de la technologie, qui ne pourra donc probablement pas atteindre les mêmes performances que les modèles de dernière génération et qui ne disposera peut-être pas de certains dispositifs de sécurité passive. Dans la pratique, le choix d'un concept de réacteur revient à arbitrer entre ces deux facteurs. En outre, il n'est pas rare que même des concepts éprouvés doivent être quelque peu modifiés pour répondre aux exigences de la réglementation du pays concerné ou aux caractéristiques du site d'implantation, ce qui peut faire perdre une partie des avantages d'une option standard.

Le choix du site d'implantation peut également avoir des répercussions sur certains risques. Bien entendu, tout site doit respecter la réglementation concernant, par exemple la sismicité, l'hydrologie ou la proximité de zones habitées, pouvoir être facilement raccordé au réseau et être proche de grands centres de consommation d'électricité. De plus, étant donné la controverse que les projets nucléaires suscitent dans certains pays, le choix du site peut augmenter le risque de retards dus à l'opposition de la population ou des élus. On admet généralement qu'il est avantageux de construire une nouvelle centrale nucléaire sur un site adjacent à celui d'une autre centrale nucléaire ou proche pour différentes raisons, notamment parce que l'adhésion de la population et des élus locaux sera probablement plus grande dans les régions qui accueillent déjà une installation nucléaire.

Il y a aussi des risques de change pour les grands projets dont une part importante du contenu est importée. Quels sont les acteurs qui supporteront ces risques et dans quelles proportions ? Cela dépendra de la monnaie dans laquelle seront libellés les contrats et de la monnaie ou des monnaies dans lesquelles les coûts des fournisseurs seront exposés. À vrai dire, ces risques ne sont pas spécifiques au nucléaire et ils peuvent être réduits ou éliminés par une couverture du risque de change.

4.2 Montage financier d'un projet nucléaire

Si les montages financiers peuvent être très différents, il n'y a que deux méthodes de financement principales : par emprunt et sur fonds propres. La plupart des projets d'infrastructure combinent ces deux types de financement dans des proportions différentes. Comme on le verra plus loin, on peut aussi distinguer le financement qui est gagé sur les actifs des entreprises emprunteuses et celui qui est garanti par le projet lui-même (on parlera de financement de projet ou à recours limité). La méthode par financement de projet n'a pas été utilisée jusqu'ici pour les projets nucléaires et cela ne devrait pas changer dans un avenir prévisible pour les raisons indiquées ci-après.

Dans le financement par emprunt, une banque ou un autre organisme prêteur consent un prêt aux promoteurs du projet à hauteur d'un certain pourcentage du coût estimé du projet, moyennant certaines garanties ou biens affectés en garantie (normalement, le prêt est gagé sur une partie ou la totalité des actifs des emprunteurs). Le prêt doit être remboursé, avec intérêts, conformément aux clauses du contrat. Le financement par emprunt est susceptible, en principe, de transférer une partie du risque sur le prêteur, mais le taux d'intérêt et l'échéancier de remboursement du prêt sont pour l'essentiel convenus à l'avance et ils ne dépendent pas des performances de l'installation, ce qui limite le risque pour le prêteur. Le coût de l'emprunt dépendra de la solvabilité du ou des emprunteurs, c'est-à-dire de critères tels que leurs actifs, leur rentabilité ou leur endettement.

Dans le financement sur fonds propres, un investisseur apporte des capitaux en échange d'une part de la propriété de l'installation prévue. Il se rémunérera par le revenu qu'il tirera de la vente de l'électricité après l'entrée en service de l'installation. Le financement sur fonds propres est donc plus risqué (et, par conséquent, plus cher) puisque l'investisseur supporte tous les risques, sans garantie ni recours si le scénario tourne mal, d'autant qu'il a un rang inférieur par rapport aux investisseurs par emprunt. En revanche, les investisseurs sur fonds propres peuvent naturellement bénéficier pleinement du succès du projet. Normalement, les promoteurs du projet (dont le futur exploitant) prennent eux-mêmes une participation importante au capital du projet.

Parfois, la distinction entre financement par emprunt et sur fonds propres est assez floue parce que les capitaux utilisés pour investir sur fonds propres peuvent avoir été empruntés, par exemple en tirant sur une ligne de crédit sans affectation spécifique accordée par des banques à une grande entreprise d'électricité. Dans ce cas, les banques ont consenti les prêts sur la base de la surface financière de l'entreprise d'électricité et elles bénéficieront d'un recours sur l'ensemble de ses actifs. Les sociétés peuvent également lever des fonds en émettant des obligations, des actions préférentielles ou des dettes de second rang qui autoriseront différents niveaux de recours sur les actifs de la société au cas où elle ferait faillite.

Un projet nucléaire sera en général mené par une grande entreprise d'électricité, le plus souvent ayant l'expérience de la gestion des centrales nucléaires, accompagnée éventuellement par d'autres partenaires. Il pourra s'agir d'autres entreprises d'électricité, qui auront alors le droit de vendre une partie de l'électricité produite, de purs investisseurs dont le seul rôle sera d'apporter des capitaux ou de gros consommateurs d'électricité qui conserveront une partie de la production pour leurs propres besoins. Dans tous

les cas, le projet fera intervenir d'autres acteurs, dont au moins les entreprises contractantes du secteur nucléaire appelées à construire la centrale. Les promoteurs du projet nucléaire attendent de ces acteurs qu'ils assument une partie du risque, même s'ils ne participent pas directement au financement de la centrale.

L'entreprise d'électricité chef de file (conjointement avec des partenaires éventuels) peut financer le projet sur ses propres ressources, c'est-à-dire avec sa trésorerie, ses recettes et des prêts gagés sur ses actifs. La possibilité d'un tel financement et son coût dépendront de la solidité du ou des bilans du ou des participants au projet. L'entreprise d'électricité, et ses partenaires éventuels, posséderont directement la centrale nucléaire qui constituera un actif, l'exploiteront et tireront des revenus de sa production d'électricité. Si le financement est assuré par des banques ou d'autres institutions financières, les prêts seront gagés sur les actifs de l'entreprise d'électricité et de tous ses partenaires et non sur le projet nucléaire lui-même. Il est possible de ne gager les prêts que sur une partie des actifs en en cantonnant certains, mais plus le nantissement sera limité, plus le prêt sera onéreux. En outre, si la garantie est jugée insuffisante, le prêt ne sera pas accordé.

Tableau 3. Capitalisation boursière des principales entreprises d'électricité aux États-Unis

Entreprises d'électricité	**Capitalisation boursière** (en milliards USD)
Exelon Corporation	30
FPL Group	22
Southern Company	22
Dominion Resources	18
Duke Energy Corporation	17
Public Service Enterprise Group	16
Entergy Corporation	14
PG&E Corporation	13
American Electric Power	12
PPL Corporation	12
Firstenergy Corporation	11

Source : Yahoo Finance (en mai 2009).

Tableau 4. Capitalisation boursière de quelques grandes entreprises d'électricité européennes

Entreprises d'électricité	**Capitalisation boursière** (en milliards USD)
Électricité de France (France)	88
GDF-Suez (France)	82
E.ON (Allemagne)	65
RWE (Allemagne)	42
ENEL (Italie)	35

Source : Sites Internet des entreprises (en mai 2009).
Taux de change : 1 EUR = 1.37 USD.

Ces montages financiers ont pour inconvénient de faire peser directement un risque sur les actifs de l'entreprise d'électricité et sur ceux de ses partenaires en cas de problème. Un investissement dans une centrale nucléaire s'élève à plusieurs milliards USD et, à moins que l'entreprise d'électricité ne soit extrêmement puissante, il peut avoir un effet négatif sur la notation de l'entreprise, avec pour conséquence d'augmenter le coût de l'accès au crédit. L'échec d'un projet nucléaire risque à l'évidence de mettre la société en situation de faillite.

Le tableau 3 indique la capitalisation boursière des principales entreprises d'électricité des États-Unis en mai 2009. Il apparaît que l'investissement requis pour construire une centrale nucléaire de deux tranches (entre 10 et 12 milliards USD) représente un pourcentage très élevé de leur capitalisation boursière, même pour les plus grandes. Par comparaison, les grandes compagnies pétrolières des États-Unis ont une capitalisation boursière environ dix fois supérieure. Mais, comme le montre le tableau 4, il existe plusieurs grandes entreprises d'électricité européennes qui ont l'assise financière suffisante pour investir dans la construction de centrales nucléaires.

Un autre montage financier couramment utilisé pour ce type d'infrastructure est le financement de projet qui consiste à créer une société *ad hoc* qui possédera la centrale, et dont les actions seront réparties entre les entreprises participant au projet. Cette société pourra solliciter des prêts en son nom propre pour financer une partie des coûts de construction, les seuls biens apportés en garantie étant les actions de la société. Pour les actionnaires, ce montage présente l'avantage de soustraire tous leurs autres actifs au risque, mais il est beaucoup plus risqué pour les prêteurs, qui n'ont pour seule garantie que les

actifs de la société spécialement créée pour porter le projet. Il sera donc normalement beaucoup plus difficile et onéreux d'obtenir des prêts de banques et d'autres investisseurs avec ce type de structure.

Dans un projet de construction de centrale nucléaire, le seul actif d'importance d'une telle société est la centrale nucléaire elle-même. Dès lors, les prêteurs n'auront que peu de recours en cas de retard dans le remboursement des prêts. Certaines garanties contractuelles pourraient être prévues, comme le bénéfice d'une partie du produit des ventes d'électricité futures, mais elles n'auront guère de valeur si la centrale ne peut pas être exploitée pour une raison quelconque. Dans la pratique, en raison des difficultés rencontrées dans la répartition et la gestion des risques, les montages en financement de projet ou à recours limité n'ont pas été utilisés jusqu'à présent pour construire des centrales nucléaires. Pour ces mêmes raisons, il est peu probable qu'ils le deviennent dans l'avenir, tout au moins jusqu'à ce qu'un bilan positif de la construction et de l'exploitation de plusieurs centrales nucléaires reposant sur un concept standard soit clairement établi.

L'objectif premier du montage financier d'un projet nucléaire est de répartir les risques entre les acteurs capables de les maîtriser directement, ou les mieux à même de les réduire ou de les gérer. Le coût de financement total du projet en sera diminué. Par exemple, les entreprises du secteur nucléaire qui sont les principales entreprises contractantes pour la phase de construction sont normalement les mieux placées pour gérer au moins une partie des risques de construction, dans la mesure où ces risques sont directement placés sous leur contrôle. De la même manière, les risques liés à l'exploitation de la centrale seront mieux gérés par une entreprise d'électricité nucléaire expérimentée, de même que les risques liés au marché de l'électricité seront mieux contrôlés par les distributeurs qui vendent directement l'électricité au consommateur final.

Différents modèles de contrats et de remboursement peuvent être utilisés pour les projets nucléaires. Les caractéristiques du modèle retenu auront une incidence sur la répartition des risques entre les différents acteurs, ce qui pourra influer sur les options financières et les coûts.

Plusieurs types de contrats sont envisageables pour les projets nucléaires. Parfois, le contrat principal d'ingénierie-approvisionnement-construction (contrat EPC) est directement attribué au fournisseur nucléaire qui fait appel à son tour à des sous-traitants en fonction des besoins (souvent en consultation avec le propriétaire-exploitant). Parfois, le propriétaire-exploitant choisit une entreprise spécialisée (également appelée contractant EPC ou architecte-ensemblier) pour gérer tout le projet (ou une partie déterminée). Cette entreprise gère alors les sous-traitants sélectionnés pour réaliser les différentes parties du

projet et elle est responsable de la livraison de la centrale aux propriétaires. Parfois encore, mais plus rarement, l'entreprise d'électricité elle-même assure la fonction d'architecte-ensemblier et elle engage directement les sous-traitants.

Les options possibles vont de contrats « clé en main » à prix forfaitaire, aux termes desquels un fournisseur et ses partenaires s'engagent à construire une installation pour un prix fixe, à toute une gamme de modèles de remboursement des coûts, qui consistent à rembourser les entreprises contractantes sur la base des coûts réels du projet et à leur verser des honoraires en rémunération de leurs prestations (seuls les honoraires, soumis à des critères de bonne fin, supportent un risque). Dans bon nombre de projets, ces risques seront partagés entre les différents acteurs en associant des éléments empruntés à ces deux principaux modèles.

Les risques liés à la construction peuvent en principe être transférés intégralement ou en grande partie au fournisseur et aux autres entreprises contractantes par le biais d'un contrat clé en main. Toutefois, ce type de contrat à prix forfaitaire coûtera plus cher qu'un contrat à remboursement de coûts dans la mesure où les entreprises contractantes intégreront une marge pour imprévus dans leur prix et souhaiteront être rémunérées pour les risques supplémentaires encourus. De plus, les entreprises contractantes doivent rentabiliser leur investissement pendant la phase de construction, alors que les exploitants disposeront de toute la durée d'exploitation de la centrale pour rentabiliser le leur.

Il se peut aussi que les risques de construction soient trop grands pour être supportés entièrement par les entreprises contractantes, car la plupart n'ont pas la solidité financière suffisante. Une option plus courante consiste à partager ces risques en assortissant les contrats de construction de clauses de bonne fin et de pénalités pour retards. Ainsi, le propriétaire-exploitant conserve au moins une part du risque (généralement importante) pendant la phase de la construction.

Il existe de nombreuses formules de partenariats public-privé pour les investissements dans de grands projets d'infrastructure, y compris dans le secteur de l'énergie (non nucléaire). Ces partenariats consistent essentiellement, pour une collectivité publique, à confier à un investisseur privé (le plus souvent sélectionné par voie d'appel d'offres) la mission de construire un équipement donné et de se rémunérer en l'exploitant conformément à un contrat préétabli. Ces partenariats sont abordés plus en détail à la section 5.2.

4.3 Sources de financement

Les entreprises qui investissent traditionnellement dans des centrales électriques, quelles qu'elles soient, sont bien entendu les entreprises d'électricité. Leur cœur de métier est la production et la vente d'électricité et elles doivent maintenir et, si possible, développer leur puissance installée afin de pérenniser leur activité. D'autres types d'investisseurs peuvent cependant envisager d'investir dans la construction d'une centrale nucléaire. Les sociétés du secteur de l'industrie nucléaire, qui conçoivent et construisent des centrales nucléaires, sont des candidats potentiels bien que cette activité ne fasse pas partie de leur métier normal et que nombre d'entre elles n'aient pas suffisamment de ressources financières pour devenir de gros investisseurs. Dès lors, on ne peut pas s'attendre à ce que ces sociétés deviennent des sources de financement habituelles. Toutefois, même sans être des investisseurs directs, elles sont susceptibles de partager certains risques de construction en vertu des clauses de leur contrat.

Les banques et autres établissements financiers commerciaux accepterons de consentir des prêts sur des bases commerciales pour financer des projets nucléaires dès lors que les garanties proposées seront suffisantes. Comme on l'a vu plus haut, il sera probablement très difficile et coûteux d'obtenir des prêts s'ils ne sont gagés que sur la centrale nucléaire elle-même, tout au moins jusqu'à ce qu'elle soit achevée et en exploitation. Normalement, les propriétaires seront appelés à apporter d'autres biens en garantie ou à solliciter des prêts gagés sur le bilan, c'est-à-dire sur tous les actifs de l'entreprise.

Les investisseurs de capitaux, qui recherchent simplement des placements offrant un juste équilibre entre risque et rémunération, constituent une autre source de financement. En principe, les investissements dans la filière nucléaire, qui sont par nature des investissements de long terme, devraient bien convenir à certains types d'investisseurs à horizon lointain, comme les fonds de pension et les compagnies d'assurance. Toutefois, ces investissements peuvent être jugés très risqués par ces investisseurs qui rechercheront donc un rendement en proportion, ce qui rend ce financement peu intéressant. Il se peut que cette perception du nucléaire change au fil du temps si les investissements nucléaires donnent de bons résultats.

La technique du regroupement d'actifs (*asset pooling*) qui consiste, pour un groupe d'investisseurs, à créer un véhicule commun qui investit dans différents actifs, est une variante qui réduit l'exposition d'un investisseur individuel à un actif et qui peut donc favoriser les investissements dans la filière nucléaire.

Il est important de noter que le financement et la propriété d'une centrale nucléaire ne sont pas nécessairement figés sur toute la durée de vie de la centrale, c'est-à-dire depuis le début de sa construction jusqu'à son déclassement. Plusieurs refinancements sont possibles tout au long de cette période qui s'étend sur 70 ans ou plus. Beaucoup de risques financiers initiaux auront disparu ou seront bien moindres lorsque la construction sera achevée et que la centrale entrera en service. Ce nouveau profil de risque peut alors amener de nouveaux investisseurs à prendre une participation dans la centrale ou les investisseurs en place à souscrire de nouveaux prêts à coût réduit (par exemple, en vendant des obligations de société émises à cet effet). En fait, la décision dépendra de plusieurs facteurs, notamment les performances de la centrale, les perspectives du marché de l'électricité et l'état des marchés financiers au moment du refinancement.

Dans certains pays, les pouvoirs publics peuvent être des investisseurs directs ou indirects. Ils peuvent détenir en tout ou en partie une entreprise d'électricité engagée dans la construction d'une centrale nucléaire, ou apporter d'autres formes d'aide financière ou de garantie. La participation de l'État à un projet, même si elle se fait indirectement par le biais d'une entreprise d'électricité commerciale dont l'État détient la majorité, facilite généralement beaucoup un financement par emprunt parce que les organismes de prêt sont rassurés de savoir qu'en dernier ressort le prêt est de facto garanti par l'État.

Il peut aussi arriver que les pouvoirs publics acceptent de garantir des prêts pour favoriser des arrangements commerciaux entre les prêteurs et les propriétaires de l'installation. Ces garanties ont un coût qui sera normalement supporté par les bénéficiaires de ces garanties, mais le coût total des prêts se trouve réduit parce que les pouvoirs publics ont accepté de prendre une part du risque à la place du prêteur.

À ce stade, il convient de signaler le rôle que jouent les sociétés d'assurance crédit à l'exportation (ACE). La plupart des États disposent de ce type d'organisme qui a pour mission de soutenir les grands contrats d'exportation de leur industrie nationale, dont l'industrie nucléaire. Pour l'essentiel, les assureurs crédit garantissent, pour le compte de l'État, les emprunts destinés à un investissement dans un pays étranger afin de soutenir les exportations de leur industrie. Ce faisant, ils réduisent le risque financier et, par conséquent, le coût global des prêts.

La plupart des grands organismes d'ACE sont soumis aux dispositions de l'Arrangement de l'OCDE sur les crédits à l'exportation bénéficiant d'un soutien public. Cet Arrangement vise à s'assurer que les organismes d'ACE des différents pays sont chacun en mesure d'offrir le même type de conditions pour

soutenir leur industrie nationale. Il comporte un accord sectoriel sur les centrales nucléaires qui a fait l'objet de modifications importantes entrées en vigueur en juillet 2009. Conformément aux nouvelles dispositions, le délai maximum de remboursement des prêts est porté de 15 à 18 ans, il est possible d'avoir recours à des remboursements de type crédit hypothécaire (plutôt que de rembourser le principal en versements égaux), les conditions de remboursement sont assouplies (ce qui peut diminuer le besoin d'effectuer des remboursements pendant la construction) et les marges applicables aux taux d'intérêt minimaux ont été réduites. Globalement, ces nouvelles dispositions devraient contribuer à réduire les coûts de financement des projets nucléaires bénéficiant du soutien d'une ACE.

Un mode de financement privé des centrales nucléaires, qui a été adopté pour la tranche Olkiluoto 3 en Finlande, consiste à faire entrer de gros consommateurs d'électricité dans le tour de table. Dans ce modèle « finnois », plusieurs gros consommateurs industriels ont investi conjointement dans le nouveau réacteur via leur coentreprise TVO (comme ils l'avaient fait pour les deux précédentes tranches d'Olkiluoto). Chaque actionnaire de TVO finance les coûts de construction et d'exploitation en proportion de sa participation et il bénéficie en retour d'une partie équivalente de la production d'électricité (essentiellement pour ses propres besoins, l'excédent étant vendu sur le marché de l'électricité des pays nordiques).

Le projet Olkiluoto 3 est financé sur fonds propres au moyen d'emprunts souscrits par les actionnaires, avec le soutien de la Compagnie française d'assurance pour le commerce extérieur (COFACE). Ce financement a été rendu possible par le fait que le réacteur est construit dans le cadre d'un contrat « clé en main » à prix forfaitaire passé avec le groupe français AREVA. Ce modèle pourrait être utilisé dans d'autres pays dès lors qu'il existerait une concentration suffisante d'industriels gros consommateurs d'énergie pour rendre cette option séduisante.

L'autre projet actuel de construction d'un réacteur nucléaire en Europe de l'Ouest, en l'occurrence Flamanville 3 en France, fait l'objet d'un financement plus traditionnel. Électricité de France (EDF), entreprise d'électricité française dominante dans laquelle l'État a une participation majoritaire, assure l'essentiel du financement sur ses ressources propres et sur son solide bilan (en association avec l'entreprise italienne ENEL qui participe également au projet).

EDF souhaite également réaliser des investissements nucléaires à l'étranger. Elle vient de boucler, début 2009, l'achat de *British Energy*, premier producteur électronucléaire du Royaume-Uni, et elle envisage de construire au moins quatre nouvelles centrales nucléaires dans ce pays. Par ailleurs, EDF a

passé un accord avec *Constellation Energy*, entreprise d'électricité des États-Unis, en vue d'acquérir quasiment la moitié des activités nucléaires de Constellation, accord qui devrait permettre à EDF d'investir dans de nouvelles centrales nucléaires aux États-Unis. La solidité financière d'EDF devrait faciliter le financement de ces projets. Toutefois, malgré un fort soutien gouvernemental et une participation de l'État de 85 % dans l'entreprise, la notation financière d'EDF a été abaissée en raison de l'ampleur de ces acquisitions récentes.

Une autre possibilité de financement envisageable dans certains cas (en particulier pour les pays non membres de l'OCDE) est le recours aux institutions financières multilatérales, comme la Banque mondiale ou les banques de développement régional. Ces organisations intergouvernementales financent des projets de grande envergure, principalement dans les pays en développement. Même si les prêts consentis par ces institutions ne représentent pas une part importante de l'investissement total, la participation d'une banque de développement peut encourager d'autres prêteurs à soutenir le projet, car elle montre que le projet satisfait certains critères de crédit. Elle peut également contribuer à mieux faire accepter l'installation par la population.

Toutefois, la politique actuelle de la Banque mondiale n'est pas favorable au financement de projets nucléaires et cette politique est aussi celle de la plupart des banques de développement. Les raisons invoquées sont la controverse fréquente sur les projets de développement nucléaire (auxquels certains pays membres sont opposés), mais aussi l'échelle et la nature de ces projets. En outre, la plupart de ces institutions n'ont pas, à l'heure actuelle, les compétences nécessaires pour évaluer les projets nucléaires, hormis peut-être la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) qui a financé des projets nucléaires en Europe de l'Est.

Dans l'Union européenne, la Commission européenne, agissant au nom d'Euratom (Communauté européenne de l'énergie atomique), est habilitée à consentir des prêts pour contribuer au financement des centrales nucléaires dans les États membres, dans les limites d'un plafond déterminé. Ces prêts peuvent être complétés par des prêts de la Banque européenne d'investissement (BEI), qui est un organisme indépendant au sein de l'UE. Dans les deux cas, les fonds proviennent d'établissements commerciaux et ils constituent une forme de garantie d'emprunt indirecte pour le projet. La Bulgarie a fait part de son intention de solliciter un prêt Euratom pour soutenir le projet Belene. Si la demande de prêts Euratom venait à augmenter sensiblement, le plafond d'emprunt global devrait être relevé, ce qui nécessiterait l'accord de tous les États membres de l'UE.

5. RÔLE DES GOUVERNEMENTS ET AUTRES POUVOIRS PUBLICS

5.1 Définition de la politique et mise en place du cadre juridique

Aucune entreprise d'électricité et aucun investisseur ne courra le risque de financer un projet nucléaire en l'absence d'un engagement clair et durable des pouvoirs publics en faveur de l'énergie nucléaire et de sa contribution au bouquet énergétique sur le long terme. Dans la plupart des cas, il faudra un large consensus politique ou une large adhésion à cette stratégie pour susciter la confiance dans la pérennité du soutien politique et de l'action des pouvoirs publics tout au long de la durée de vie du projet. Ce soutien de la part des pouvoirs publics donnera aux investisseurs la certitude et la sécurité dont ils ont besoin. L'adhésion de la population joue également un rôle crucial dans la réussite d'un programme nucléaire. Lorsque l'énergie nucléaire fait partie intégrante de la stratégie énergétique nationale, il incombe au gouvernement et aux responsables politiques d'animer le débat public et de contribuer à ce que le programme nucléaire recueille l'adhésion de la population.

L'expérience antérieure a montré que certains risques échappent au contrôle des investisseurs et peuvent mettre en péril la viabilité des projets nucléaires. On peut citer en particulier les risques liés à la procédure d'autorisation (il s'agit essentiellement de risques de retards consécutifs à des obstacles surgis au cours de la procédure) et ceux liés au coût de la gestion des déchets et du démantèlement. Les gouvernements qui souhaitent encourager les investissements dans la filière nucléaire devront prendre des mesures de nature à diminuer certains de ces risques sur lesquels ils ont prise. Il faudra peut-être aussi qu'ils mettent en place des mécanismes clairs et durables de tarification du carbone et d'échange de droits d'émission. Au-delà de la stratégie énergétique et du soutien politique, il leur appartiendra également de mettre en place le cadre juridique et réglementaire qui s'appliquera aux investissements nucléaires.

Naturellement, les risques financiers de la construction et de l'exploitation de toute installation industrielle doivent être normalement supportés par les investisseurs et les autres parties au projet et leurs coûts intégrés aux coûts

globaux du projet. La plupart de ces risques sont directement maîtrisés par les investisseurs ou par les entreprises contractantes, ou bien ils sont inhérents à la nature de l'activité concernée. La construction de centrales nucléaires est à l'évidence viable économiquement lorsque les circonstances sont favorables et les investisseurs pourront solliciter un financement auprès d'établissements commerciaux s'ils jugent que le projet offre un juste équilibre entre le risque et la rémunération.

Cependant, l'ampleur et la nature des investissements nucléaires sont telles que les risques peuvent être parfois trop importants pour être entièrement supportés par des entités commerciales. L'horizon temporel des projets nucléaires, avec leur temps de retour inhabituellement long, présente des risques spécifiques. Un soutien public ciblé peut donc se révéler nécessaire pour qu'un projet nucléaire puisse voir le jour, mais ce peut être un défi pour les gouvernements qui souhaitent maintenir ou accroître la part du nucléaire dans la production nationale d'électricité. Comment peuvent-ils encourager l'investissement dans de nouvelles tranches nucléaires dans le cadre des marchés de l'électricité qui se sont libéralisés au cours des dernières années ?

À cet effet, toute une palette de mesures sont actuellement envisagées ou mises en œuvre dans plusieurs pays de l'OCDE. Ces initiatives sont examinées de façon plus détaillée au chapitre 3 et dans l'annexe. Pour l'essentiel, il s'agit des mesures suivantes :

- Réformer les procédures d'autorisation et de planification pour réduire les risques de retards (et de coûts supplémentaires) pendant la phase précédant le démarrage des travaux, pendant la période de construction elle-même et dans la période intermédiaire entre la construction et l'exploitation.
- Clarifier la stratégie en matière de gestion des déchets radioactifs et de démantèlement (en précisant notamment les mécanismes financiers mis en place) et lancer sa mise en œuvre.
- Réexaminer la réglementation du marché de l'électricité pour s'assurer qu'il offre des règles du jeu équitables pour les investissements à long terme tels que ceux réalisés dans la filière nucléaire qui contribue à la diversité et à la sécurité énergétiques.
- Formuler une politique sur le changement climatique visant à réduire les émissions de CO_2 de manière à encourager les investissements dans l'énergie nucléaire, ainsi que dans les énergies renouvelables et dans l'efficacité énergétique.

On notera que dans un grand nombre de pays (et de régions à l'intérieur de grands pays, en particulier aux États-Unis), les marchés de l'électricité restent réglementés en dépit de la tendance de ces dernières années à la libéralisation des marchés de l'électricité dans beaucoup de pays de l'OCDE. Dans ces pays et régions, le financement des projets nucléaires sera peut-être plus facile que dans les pays qui ont des marchés de l'électricité plus compétitifs.

Sur les marchés réglementés, les prix de l'électricité sont fixés ou approuvés par le régulateur afin d'octroyer aux entreprises d'électricité un juste retour sur leurs investissements. Pour autant qu'une entreprise d'électricité aura investi avec la prudence requise dans une nouvelle centrale nucléaire, elle sera en mesure de récupérer son investissement auprès des consommateurs. Les risques auxquels s'expose une entreprise d'électricité dans ce contexte sont donc essentiellement limités à la phase de construction, les risques en cours d'exploitation étant en pratique transférés aux consommateurs.

Un problème auquel les entreprises d'électricité se heurtent dans ces circonstances est que le recouvrement des coûts n'intervient souvent qu'après la mise en service de la centrale alors qu'elles doivent payer des intérêts intercalaires dans l'intervalle. Pour y remédier, certains États des États-Unis envisagent d'autoriser les entreprises d'électricité à commencer à récupérer une partie des coûts de construction avant la fin des travaux. Cette possibilité aurait pour effet de transférer une part du risque de construction de l'entreprise d'électricité aux consommateurs et de réduire les coûts de financement.

5.2 Soutien direct au financement

Même lorsqu'il existe un consensus politique et un cadre juridique et réglementaire favorable, comme on l'a vu plus haut, cet environnement peut ne pas être suffisant pour vaincre les appréhensions des investisseurs quant aux risques liés à la construction de centrales nucléaires. Ce sera tout particulièrement le cas pour les investissements dans des têtes de série, dans les premières centrales nucléaires implantées dans des pays qui s'ouvrent à cette filière, ou dans les pays dans lesquels aucune centrale nucléaire n'a été construite depuis de nombreuses années. À l'heure actuelle, cette situation est celle de la plupart des pays dans lesquels la construction de centrales nucléaires est à l'étude.

Dans ces circonstances, les gouvernements qui souhaitent encourager ou accélérer les projets de construction de centrales nucléaires faisant appel à des investissements privés peuvent envisager d'autres formes de soutien aux candidats investisseurs, notamment une aide financière directe ou indirecte. Les mesures adoptées aux États-Unis pour encourager les investisseurs à se lancer

dans la construction des premiers exemplaires des nouvelles centrales nucléaires en sont la meilleure illustration à ce jour. La panoplie des mesures comprend des garanties d'emprunt pouvant représenter jusqu'à 80 % du coût du projet, une assurance contre les risques de retards de construction imputables à la procédure d'autorisation ou à des litiges et des crédits d'impôt sur la production d'électricité au cours des premières années d'exploitation.

Le Congrès des États-Unis a ainsi approuvé 18 milliards USD de garanties d'emprunt au profit de nouvelles centrales nucléaires, mais le ministère de l'énergie (DOE), qui gère ce mécanisme, a reçu des demandes de garanties pour un montant de plus de 118 milliards USD. La question du mode de fonctionnement de ce mécanisme dans la pratique demeure. En particulier, il peut se révéler difficile de lever des fonds pour la part du financement non garantie. Par ailleurs, on ne sait pas très bien encore à qui incombera la responsabilité de combler les dépassements de coût éventuels, ni si ces surcoûts seront garantis dans les mêmes proportions.

Les organismes d'assurance-crédit à l'exportation (ACE) des principaux pays exportateurs nucléaires (parmi lesquels la France, le Japon et les États-Unis) pourraient jouer un rôle important en facilitant le financement des nouvelles centrales nucléaires là où leur industrie nationale décroche d'importants contrats. Plusieurs projets en ont déjà bénéficié et d'autres dossiers sont à l'étude. Le rôle de ces organismes a été abordé plus en détail à la section 4.3.

Dans certains pays, des contrats de partenariat public-privé (PPP) pourraient être envisagés pour construire de nouvelles centrales nucléaires. Cette formule est déjà utilisée pour beaucoup d'autres types d'investissements comme, par exemple, la distribution d'eau et d'énergie, les projets environnementaux, les routes et ouvrages d'art, les hôpitaux, les prisons et les établissements scolaires. Elle permet à une collectivité publique de confier à une entreprise privée soumissionnaire la mission de construire et d'exploiter un équipement donné (pour une durée indéfinie ou déterminée). Selon le type d'installation, la rémunération de l'entreprise privée peut prendre la forme d'un paiement effectué par la personne publique et étalé dans le temps ou d'un droit à percevoir un péage ou à vendre sa production à un prix contractuel convenu d'avance.

Dans le cas des centrales nucléaires, on pourrait envisager un PPP qui autorise contractuellement les investisseurs à vendre leur production d'électricité à un prix déterminé ou à un prix minimum convenu d'avance, ce qui leur éviterait les risques de marché. Les investisseurs continueraient de supporter les risques de construction et d'exploitation qui sont probablement les

plus importants dans un projet nucléaire. Dans cette formule, les pouvoirs publics apporteraient leur garantie si les prix du marché étaient insuffisants pour procurer un retour sur investissement satisfaisant.

D'autres formes de participation du secteur privé (similaires aux PPP) peuvent également être envisagées pour les investissements étrangers dans les pays en développement. On parle alors habituellement de contrats BOO (*build-own-operate*) ou BOOT (*build-own-operate-transfer*). Ces instruments ont déjà été utilisés pour des investissements dans différents types d'infrastructures, y compris dans le secteur de l'énergie (non nucléaire). Dans ce type de contrat passé entre un gouvernement et un investisseur étranger, ce dernier construit l'installation prévue dans le pays concerné, l'exploite et vend sa production conformément aux dispositions d'un contrat préétabli, soit pour une durée indéfinie (contrat BOO), soit pour une durée déterminée à l'issue de laquelle l'installation est transférée aux pouvoirs publics locaux (contrat BOOT).

À ce jour, cette formule n'a jamais été utilisée pour des projets nucléaires. Comme on l'a dit précédemment, les investisseurs continueraient de supporter les risques de construction et d'exploitation. Il faut y ajouter les risques politiques dans les pays en développement, risques accentués par les longs temps de retour et par la controverse fréquemment engendrée par les projets nucléaires. Un engagement aussi important sur une aussi longue durée risque de dissuader les investisseurs, surtout s'il existe d'autres projets qui présentent un rapport risque-rémunération plus intéressant.

Il convient de noter que le gouvernement du Royaume-Uni a déclaré qu'il ne souhaitait pas apporter un soutien financier direct aux investisseurs nucléaires. Après avoir mis en place des mesures de soutien et le cadre juridique nécessaires, il entend laisser les décisions d'investissement aux investisseurs privés qui devront assumer les coûts totaux des projets sur des bases commerciales. Le gouvernement du Royaume-Uni joue néanmoins un rôle important en tant que facilitateur, notamment en encourageant clairement les investissements nucléaires.

6. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Il y a beaucoup de points communs entre les projets de construction de centrales nucléaires et les autres grands projets d'infrastructure, aussi bien dans le secteur de la production d'énergie que dans les autres secteurs. L'énergie nucléaire présente toutefois maintes caractéristiques et conditions spécifiques qui rendent l'investissement dans les projets nucléaires différent sur plusieurs points importants de l'investissement dans d'autres types de grands projets. Ce sont ces particularités, énumérées ci-dessous, qui peuvent faire du financement des centrales nucléaires un véritable défi :

- Coût d'investissement élevé et grande complexité technique des centrales nucléaires, ce qui engendre des risques relativement importants pendant les phases de construction (retards et dépassements de coût) et d'exploitation (défaillance de matériels et arrêts non programmés).
- Temps de retour sur investissement ou de remboursement des emprunts relativement long, ce qui accroît les risques liés aux incertitudes du marché de l'électricité.
- Contestation fréquente des projets nucléaires, ce qui accroît les risques de nature politique ou réglementaire.
- Besoin de solutions et de mécanismes de financement clairs pour la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement des centrales que seuls les pouvoirs publics peuvent élaborer.
- Besoin d'exploitation des centrales nucléaires avec des facteurs de charge élevés, de préférence en base.

Beaucoup de risques dus aux facteurs ci-dessus peuvent être réduits grâce à des mesures appropriées de la part des pouvoirs publics, mesures qui devront être mises en œuvre avant que tout projet de construction de centrale nucléaire puisse se concrétiser. D'autres risques, notamment ceux inhérents à tout projet de grande ampleur, peuvent être transférés à des tiers ou partagés avec eux en structurant le projet de façon idoine afin de limiter les risques pour les investisseurs.

Un soutien fort et continu des pouvoirs publics est essentiel pour lancer ou pour renforcer un programme nucléaire. En raison des longs délais des projets nucléaires, il est préférable qu'il y ait un large consensus politique sur la contribution de la filière nucléaire à l'approvisionnement énergétique dans le cadre d'une stratégie énergétique nationale à long terme.

Lorsque l'énergie nucléaire fait partie intégrante de cette stratégie, il faut que les pouvoirs publics mettent en place un cadre réglementaire efficace qui donne au public une possibilité satisfaisante de participer à la procédure, mais qui permette aussi de prendre des décisions claires et fermes dans un délai raisonnable. Un cadre juridique qui traite les questions de responsabilité, la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement des installations nucléaires est également requis. Les pouvoirs publics ont aussi un grand rôle à jouer pour établir le consensus politique nécessaire en veillant à informer le public et à animer le débat national sur le rôle de l'énergie nucléaire.

On peut limiter les risques liés aux marchés de l'électricité en passant des contrats d'achat de long terme avec de gros consommateurs ou distributeurs d'électricité. Lorsque c'est possible, il peut être intéressant d'inviter directement ces consommateurs au tour de table du projet. Les gouvernements ont un rôle à jouer à ce niveau dans la mesure où ce sont eux qui définissent les règles qui régissent les marchés de l'électricité, règles qui sont susceptibles de favoriser indûment les investissements à court terme si elles sont mal conçues.

Un autre paramètre important qui influe sur les marchés de l'électricité est le coût des émissions de dioxyde de carbone tel qu'il résulte des mécanismes d'échange introduits dans de nombreux pays de l'OCDE. Il devrait améliorer la compétitivité du nucléaire en augmentant le coût des filières à énergie fossile. Cependant, les interrogations sur un engagement politique de long terme dans ce domaine et l'incertitude quant au prix de la tonne de carbone risquent de limiter les avantages dont les investisseurs nucléaires pourraient bénéficier. Là encore, les gouvernements doivent pouvoir prendre des mesures de nature à diminuer ces incertitudes s'ils souhaitent encourager les investissements dans la filière nucléaire.

C'est toutefois l'étape de construction de la centrale nucléaire que les investisseurs estiment généralement la plus risquée, tout particulièrement lorsqu'il s'agit de « têtes de série » ou de nouveaux programmes nucléaires. Il faut investir des montants considérables dès le départ alors que le retour sur investissement n'interviendra que plusieurs années plus tard, après la mise en service de la centrale. Dans le passé, les risques de construction étaient répercutés sur les consommateurs d'électricité par le biais des tarifs réglementés, mais ce n'est plus possible sur des marchés libéralisés. Pour les

pouvoirs publics, une politique d'aide ciblée peut consister à ramener le risque couru par les investisseurs à des niveaux acceptables, tout au moins pour un nombre limité d'unités, afin de lancer ou relancer un programme nucléaire.

Ces risques de construction peuvent être partagés en partie avec les fournisseurs nucléaires et d'autres prestataires intervenant dans la construction de la centrale, soit au moyen de contrats « clé en main » à prix fixe, soit au moyen de clauses contractuelles de bonne fin, mais, dans la pratique, la capacité de prise de risque des fournisseurs est limitée. Les investisseurs par emprunt n'accepteront généralement pas de courir de tels risques et les garanties d'emprunt ne couvriront pas les coûts supplémentaires dus aux retards ou à d'autres causes. Ainsi, dans la plupart des cas, les risques de retards et de dépassements de coût seront supportés principalement par les investisseurs de capitaux propres. Ces derniers peuvent réduire ces risques en optant pour des réacteurs nucléaires de conception standard, dont il existe déjà des exemplaires en exploitation sur d'autres sites et dont la construction sera confiée à des entreprises expérimentées et bien gérées.

Le modèle du financement sur bilan (*corporate financing*) est, selon toute vraisemblance, celui qui peut être appliqué de façon générale aux projets nucléaires. Ce sont les grandes entreprises d'électricité solides financièrement qui seront le mieux à même de financer les nouvelles centrales nucléaires, surtout si elles sont intégrées verticalement (c'est-à-dire si elles ont directement accès aux consommateurs d'électricité). Elles pourront obtenir les prêts nécessaires en gageant leurs actifs (le bilan) à titre de garantie. C'est le modèle qui a été adopté en France et qui devrait être utilisé au Royaume-Uni, ainsi que dans d'autres pays d'Europe. La nécessité d'une aide publique directe pour partager les risques de la construction sera d'autant plus grande dans les pays où il n'existe que peu ou pas d'entreprises d'électricité puissantes, comme c'est le cas aux États-Unis.

Outre les modes de financement classiques sur fonds propres ou sur emprunt, il existe d'autres montages financiers innovants qui peuvent être mis en œuvre dans certains cas (comme on l'a vu à la section 4.3 pour le réacteur Olkiluoto 3 construit en Finlande). Bien que ces montages soient généralement conçus sur mesure pour répondre à des spécificités locales, certaines de leurs particularités peuvent avoir un champ d'application plus large (par exemple, la participation de gros consommateurs au tour de table pourrait être pratiquée pour d'autres projets nucléaires ailleurs). Certaines formes de partenariats public-privé pourraient également être envisagées lorsque les pouvoirs publics eux-mêmes souhaitent garantir les investissements nucléaires tout en associant le secteur privé au projet. Les termes de ces contrats devront naturellement être négociés en détail et il faudra probablement les adapter aux spécificités locales.

Au stade actuel de développement de la technologie nucléaire et de l'industrie de la construction nucléaire, il semble très peu probable qu'un projet nucléaire puisse bénéficier d'un financement sans recours (une structure *ad hoc* portant le projet lève les capitaux dont elle a besoin pour construire la centrale et n'apporte que la centrale nucléaire elle-même comme garantie). Même dans les montages hybrides qui prévoient une part élevée de fonds propres, il est peu probable qu'à l'heure actuelle les prêteurs acceptent d'avancer des fonds importants pour la construction d'une centrale nucléaire sans que l'emprunt ne soit gagé sur les actifs (le bilan) d'une entreprise d'électricité solide à la signature reconnue.

Il est important de noter que le financement d'une centrale nucléaire ne reste pas statique sur toute la durée de vie de l'installation et, en particulier, qu'un refinancement doit être possible une fois que la centrale a été mise en service avec succès. À titre d'exemple, une société qui possède une centrale nucléaire en exploitation peut très bien émettre des obligations et en utiliser le produit pour rembourser les prêts qui ont servi à financer l'installation et réduire ainsi le coût total de l'emprunt. En effet, lorsque les risques de construction ont disparu et que la phase d'exploitation laisse espérer des revenus continus sur plusieurs décennies, une centrale nucléaire peut être une bonne opportunité d'investissement pour des investisseurs de long terme, tels que les fonds de pension. Les investissements dans le secteur nucléaire peuvent être tout particulièrement intéressants lorsque ces investisseurs ont recours à la technique du regroupement d'actifs (*asset pooling*) pour réaliser des investissements de long terme.

Les principaux moyens d'action à envisager par les gouvernements désireux d'encourager les investissements dans la construction de centrales nucléaires sont les suivants :

- Apporter un soutien politique clair et durable au développement de l'énergie nucléaire en favorisant une stratégie énergétique nationale à long terme qui fasse une place à cette filière dans le bouquet énergétique. Il incombe aux responsables politiques d'amener le public à reconnaître le rôle que l'énergie nucléaire peut jouer pour protéger l'environnement tout en assurant un approvisionnement en énergie sûr et bon marché.

- Agir avec les entreprises d'électricité, les sociétés d'investissement ou autres candidats investisseurs et l'industrie nucléaire à un stade précoce pour lever les inquiétudes susceptibles d'empêcher les investissements nucléaires et pour éviter les erreurs dans la définition

des paramètres des nouvelles centrales nucléaires. Les gouvernements devront prendre une part active pour faciliter les projets nucléaires, même lorsque le financement est assuré par des entités commerciales.

- Mettre en place une réglementation efficace et efficiente qui donne suffisamment de possibilités aux pouvoirs publics d'intervenir dans le processus décisionnel tout en donnant aux candidats investisseurs les certitudes dont ils ont besoin pour planifier des investissements d'une telle ampleur. Une procédure d'autorisation unique avec homologation *ex ante* de concepts standard offre des avantages manifestes à cet égard.

- Mettre en place des arrangements pour la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé en poursuivant l'objectif d'une solution de stockage définitif des déchets. Pour les investisseurs nucléaires, il importe que les mécanismes financiers destinés à leur faire payer une juste part des coûts de cette gestion soient clairement définis. Un cadre efficace régissant l'assurance et les responsabilités en matière nucléaire s'impose également.

- Veiller à ce que la régulation du marché de l'électricité ne défavorise pas les centrales nucléaires. Des arrangements de long terme, reflétant la longue durée de vie des projets nucléaires, peuvent se révéler nécessaires pour donner des assurances aux investisseurs nucléaires. De même, lorsque la réduction des émissions de CO_2 doit servir à stimuler les investissements nucléaires, les pouvoirs publics seraient bien avisés de donner l'assurance qu'ils prendront des mesures pour maintenir les prix du carbone à des niveaux suffisamment élevés. Permettre à des projets nucléaires de produire des crédits carbone peut aussi avoir un effet incitatif, pour autant que cette mesure s'inscrive suffisamment dans le long terme.

Dans les pays dans lesquels il existe une ou plusieurs grandes entreprises d'électricité suffisamment solides financièrement pour investir directement dans la construction de centrales nucléaires ou qui accueillent des entreprises d'électricité étrangères richement dotées et désireuses d'investir dans cette filière, un financement entièrement privé est possible. Dans les pays dans lesquels il n'existe pas d'entreprises d'électricité suffisamment puissantes ou dans lesquels les pouvoirs publics souhaitent le lancement rapide de projets reposant sur des concepts de réacteur qui n'ont jamais été construits auparavant, un soutien financier public sous une forme directe ou indirecte sera probablement nécessaire pour que les projets aboutissent.

Ce soutien peut consister à aider des entreprises publiques à investir dans la filière nucléaire, à aider des entreprises privées au moyen de garanties d'emprunt, de crédits d'impôt ou d'autres instruments, ou à constituer des partenariats public-privé. Toutefois, il convient de reconnaître que les pouvoirs publics ne consentiront pas à réduire exagérément le risque supporté par les investisseurs privés, que les investisseurs doivent payer le coût intégral de toute aide financière dont ils bénéficieront et que les ratios risque/rémunération doivent être adéquats pour tous les investisseurs.

Annexe 1

FINANCEMENT DES CENTRALES NUCLÉAIRES DANS DIFFÉRENTS PAYS

Bulgarie

Le contrat portant sur la conception, la construction et l'installation des tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Belene a été signé en janvier 2008 entre la compagnie bulgare *Nationalna Elektriceska Kompania* (NEK) et la société russe *Atomstroyexport*. Ce contrat fait suite au feu vert donné par le gouvernement à ce projet en avril 2005 et à une procédure d'appel d'offres ultérieure conduite par NEK. La construction a officiellement démarré en septembre 2008 après les travaux d'aménagement du site.

Le premier projet de centrale de Belene avait commencé en 1981 avec l'aménagement du site suivi en 1987 de la construction de deux réacteurs VVER-1000. Ces travaux ont été interrompus en 1991, alors que 40 % d'une tranche avait été construits et environ 70 % du matériel livrés. Depuis cette date, les installations existantes sont surveillées et entretenues. Aux termes du nouveau contrat, *Atomstroyexport* peut racheter les matériels qui ont été fournis dans les années 80 et qui sont devenus inutiles.

La décision de réactiver le projet de Belene était en accord avec la stratégie énergétique nationale adoptée en 2002 qui prévoyait notamment de maintenir la part du nucléaire dans la production d'électricité pour atteindre les objectifs des politiques environnementale et de garantie de la sécurité d'approvisionnement. Une nouvelle loi sur l'énergie nucléaire a été adoptée en 2002, et une autorité de sûreté nucléaire mise en place pour remplacer l'ancienne. En 2004, la réglementation a été mise en conformité avec les exigences internationales et une stratégie nationale en matière de combustibles usés et de déchets radioactifs a été adoptée.

Le projet actuel comporte deux réacteurs VVER-1000 de conception modernisée (dénommés AES-92/V466) ; le consortium AREVA/Siemens fournit le système de contrôle-commande. Les coûts de construction contractuels avoisinent 4 milliards EUR, l'investissement total devrait se situer entre 6 et 7 milliards EUR. L'entreprise publique NEK détient 51 % du capital du projet, qui sera financé par recours à l'emprunt. La Bulgarie a manifesté son intention de solliciter des prêts d'Euratom et de la Banque européenne

d'investissement à concurrence de 600 millions EUR, et, pour le reste, de se tourner vers des banques commerciales. La banque BNP Paribas a été désignée comme chef de file pour le financement.

Les 49 % restants seront financés sur fonds propres. À l'issue d'un long processus de sélection, la Bulgarie a annoncé en octobre 2008 qu'elle avait choisi comme « actionnaire stratégique » RWE (une grande entreprise d'électricité allemande) qui prendra en charge ces 49 %. C'est ainsi que l'entreprise *Belene Power Company* (détenue à 51 % par NEK et à 49 % par RWE) a été mise en place en décembre 2008. Le projet est actuellement dans la phase d'examen technique qui précède la procédure d'autorisation réglementaire finale. Toutefois, à la mi-2009, il était devenu évident qu'il serait difficile d'obtenir les prêts alors qu'on était au cœur de la crise financière qui avait débuté fin 2008. Les pouvoirs publics ont alors étudié la possibilité de restructurer le projet, en réduisant éventuellement la participation de NEK. Les travaux d'aménagement du site n'ont pas dépassé les premiers stades. La date prévue pour le démarrage de la première tranche était 2013, mais il apparaît aujourd'hui qu'elle pourrait être reportée.

La libéralisation et la privatisation du secteur électrique bulgare sont en chantier depuis 2001. C'est ainsi que les actifs de distribution de l'entreprise NEK ont été privatisés et répartis entre trois groupes régionaux principaux, tout comme la plupart de ses actifs de production. La centrale nucléaire de Kozloduy reste propriété de l'État, mais fonctionne désormais comme une entreprise de production indépendante. NEK conserve le réseau de transport ainsi que quelques centrales hydrauliques et stations de pompage. L'entreprise est toujours un acheteur capital sur le marché de gros de l'électricité où elle passe des contrats à long terme aux prix fixés par une autorité de régulation indépendante. L'électricité est également vendue sur le marché de l'ajustement ainsi que dans le cadre de contrats bilatéraux, à des prix librement négociés.

États-Unis

Les États-Unis sont le pays qui possède le plus important parc de centrales nucléaires en exploitation au monde et aussi la plus longue expérience du nucléaire civil. Bien que le gouvernement fédéral ait toujours été un acteur majeur de la recherche-développement nucléaire, ce sont les entreprises d'électricité privées qui ont réalisé la plupart des investissements dans les centrales nucléaires. Toutefois, dans les circonstances actuelles, il faudra une politique publique volontariste pour relancer cette filière, et ce, même sur un marché mature et solide.

L'État devra intervenir notamment parce que les entreprises d'électricité américaines ont une capitalisation boursière assez faible comparée au coût financier de la réalisation d'un projet nucléaire. Ces entreprises sont donc dans l'incapacité, voire peu désireuses, de financer ce type de projets sur leur bilan, ce qui laisse comme seule option viable une forme adaptée de financement de projet. D'un autre côté, les banques commerciales n'entendent pas financer de cette manière la construction de centrales nucléaires aux États-Unis, sans disposer de garanties de l'état. Sachant qu'aucun projet électronucléaire n'a jamais bénéficié d'un tel financement, les politiques mises en œuvre par le gouvernement sont perçues comme des moyens de combler l'écart entre la position des compagnies d'électricité et celle du secteur financier.

Le gouvernement des États-Unis, les autorités réglementaires fédérales et le Congrès des États-Unis ont lancé ces dernières années une série d'initiatives en faveur de la filière nucléaire. Au niveau stratégique, le programme « Nuclear Power 2010 », lancé par le ministère de l'Énergie (DOE) en 2002 est un partenariat entre l'État et l'industrie destinée à lever les obstacles sur lesquels butent les projets nucléaires, au nombre desquels on peut citer le choix des sites, la conception et l'autorisation de nouveaux concepts de réacteurs ainsi que l'analyse de la rentabilité de tels projets. Ce programme instaure un dialogue permanent entre le DOE et l'industrie nucléaire, l'objectif étant la mise en service des premières tranches avant août 2010.

Sur le plan réglementaire, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) a profondément revu sa procédure d'autorisation et notamment instauré la demande d'autorisation combinée de construction et d'exploitation (COL) ainsi que des procédures d'autorisation préalable d'implantation (ESP) et de certification de la conception. Il s'agissait ainsi de rationaliser les procédures d'examen et d'approbation, d'éviter d'importants retards dus à la réglementation, les interventions multiples et la nécessité de revoir la conception après le début des travaux, autant de facteurs qui ont, dans le passé, allongé les calendriers de réalisation et majoré le coût total des projets nucléaires aux États-Unis.

Pour soutenir plus directement le financement de nouvelles centrales nucléaires, le Congrès des États-Unis a pris des mesures visant à encourager les investissements nucléaires en introduisant dans l'*Energy Policy Act* de 2005 quatre éléments majeurs en faveur du secteur nucléaire :

- Des garanties de prêt destinées à favoriser les investissements dans les énergies propres, y compris les centrales nucléaires.

- Une aide conditionnelle équivalant à une assurance couvrant le coût des retards dus à la réglementation.
- Des crédits d'impôt à la production pour les premières tranches à entrer en service.
- La prorogation du régime de responsabilité civile nucléaire institué par la loi Price-Anderson (*Price-Anderson Act*).

Ces mesures sont détaillées ci-dessous.

Garanties de prêts

Les garanties de prêts accordées par l'État fédéral visent à permettre aux entreprises d'électricité de financer sur projet la construction de centrales nucléaires en leur permettant d'obtenir des financements et en réduisant leurs coûts financiers. En vertu des dispositions de l'*Energy Policy Act* 2005, le DOE a mis en place un programme de garantie de prêts. Actuellement, ce programme peut consentir 18,5 milliards USD de garantie pour des projets nucléaires et s'applique à des emprunts couvrant jusqu'à 80 % des coûts du projet. La durée de remboursement des prêts concernés par ce programme sera de 30 ans à partir du prélèvement initial.

En octobre 2008, 17 entreprises d'électricité avaient présenté au DOE 19 demandes de prêts pour la construction de 14 centrales nucléaires au titre de ce programme de garanties de prêts. Jusqu'à la mi-2009, aucune garantie n'avait été accordée. Les demandes susmentionnées s'élevaient à 122 milliards USD au total (pour une puissance installée totale de 28 800 MWe et un coût total de 188 milliards USD), ce qui dépasse de loin les 18,5 milliards USD alloués au programme.

Lorsqu'il analyse les demandes, le DOE évalue la solvabilité de chaque projet, y compris la probabilité de défaut de remboursement et la valeur de liquidation des actifs du demandeur. Il détermine ensuite la commission de garantie que devra payer chaque bénéficiaire (indépendamment du financement fourni). Le coût de subventionnement peut être assimilé à la valeur actualisée du coût/risque prévu pour l'État qui assure cette garantie.

Il convient de noter que, en l'état actuel des choses, les dispositions du Programme de garantie de prêts ne sont pas totalement conformes aux protocoles de l'OCDE qui régissent les financements par les organismes de crédit à l'exportation (ACE), tout particulièrement pour ce qui concerne l'égalité de traitement des créanciers. Certains organismes de crédit à

l'exportation sont particulièrement préoccupés par le fait que le DOE exige actuellement un droit de regard sur les actifs du projet, ce qui signifie que, malgré l'égalité de traitement des créanciers, le DOE contrôlerait l'aliénation de tous les actifs du projet.

Aide conditionnelle

Une aide conditionnelle, en l'espèce une assurance contre les retards dus à la procédure d'autorisation ou à un éventuel contentieux d'origine réglementaire est prévue pour les six premiers réacteurs. Des retards dans la délivrance des autorisations réglementaires retarderaient la mise en service industrielle de la centrale et auraient de ce fait des conséquences notables sur le calendrier de financement du projet. Cette aide permet au projet de s'acquitter plus facilement de ses obligations de service de la dette exigible avant la mise en service industrielle de la centrale. Les retards couverts par cette aide comprennent le non-respect par la NRC des calendriers prévus pour l'instruction et l'approbation des inspections ou la conduite des auditions, en plus des contentieux qui peuvent retarder l'exploitation à pleine puissance.

Les deux premières centrales à bénéficier de ce mécanisme pourront prétendre à une aide pouvant atteindre 500 millions USD, et les quatre tranches suivantes à 250 millions USD (mais avec une couverture de 50 % des coûts du retard uniquement). Les coûts couverts comprennent le principal et/ou les intérêts de la dette ainsi que la différence entre le prix équitable du marché de l'énergie de substitution et le prix contractuel de l'électricité produite par la centrale. Ne sont toutefois pas couverts tous les coûts imputables au fait que le promoteur du projet n'ait pas pris les mesures que la législation lui imposaient, ni les coûts résultant d'un événement dont le promoteur a la maîtrise.

Crédits d'impôt à la production

Les crédits d'impôt à la production visent à renforcer l'intérêt financier d'un projet parce qu'ils en majorent les recettes au cours des premières années d'exploitation commerciale. La première tranche de 6 000 MWe nucléaires pourra bénéficier de crédits d'impôt à la production d'un montant de 18 USD par MWh. Il est prévu une enveloppe pouvant atteindre 125 millions USD pour 1 000 MWe par an qui sera répartie au pro rata si les 6 000 MWe sont dépassés.

Pour bénéficier de ce dispositif, les projets doivent remplir les conditions suivantes : la demande d'autorisation combinée doit avoir été déposée auprès de la NRC avant le 31 décembre 2008 ; la construction doit avoir démarré avant le 1er janvier 2014 ; le réacteur doit avoir été mis en service industrielle avant le 1er janvier 2021. Le crédit d'impôt est limité à une période de huit ans. Le crédit

d'impôt est réduit à raison des subventions, obligations non imposables, financements énergétiques subventionnés ou d'autres crédits. La réduction ne peut toutefois pas dépasser 50 % du crédit alloué.

Prorogation de la loi Price-Anderson

Le système de responsabilité civile nucléaire des États-Unis, connu sous l'appellation de *Price-Anderson*, et qui garantit plus de 10 milliards USD de couverture au titre de la responsabilité civile nucléaire, a été prolongé jusqu'en 2025. L'existence d'un solide régime de responsabilité civile nucléaire est, pour les participants au projet, un élément de certitude économique et, pour les victimes, le moyen d'être indemnisées.

France

Comme la plupart des entreprises d'électricité publiques d'Europe, Électricité de France (EDF) était, dans la deuxième moitié du XXe siècle, une entreprise d'État verticalement intégrée détenant le quasi-monopole de la production et de la fourniture d'électricité, et opérant dans un cadre réglementé clair. Les décisions d'investissement étaient prises en fonction d'un taux de rendement économique fixé par le gouvernement et qui variait de 8 à 9 %. Les tarifs de l'électricité, pour une courbe de charge donnée, étaient définis en fonction du coût total de développement d'un ensemble optimal de groupes électriques pour assurer la charge en question, compte tenu du taux de rendement du capital prévu (tarification en cost-plus).

Avant 1980, le gouvernement français finançait directement une partie des investissements d'EDF au moyen d'augmentations du capital (le financement résiduel étant assuré par la trésorerie de l'entreprise). À partir de 1980, EDF a été autorisée à emprunter sur le marché 40 milliards EUR sans garantie d'État. L'entreprise était alors notée AAA et ses créanciers avaient la certitude d'être remboursés étant donné qu'EDF était en position de monopole. Dans la pratique, c'étaient les consommateurs d'électricité qui supportaient la plupart des risques et qui bénéficiaient des résultats de la gestion et des stratégies de cette entreprise d'électricité par le biais des tarifs payés. De son côté, l'État veillait à un partage des risques équitable entre les consommateurs et EDF.

Dans les années 90, les tarifs pratiqués par EDF étaient bien inférieurs à ceux de la plupart des pays d'Europe (et plus stables). Ayant assumé les risques financiers, les consommateurs se voyaient récompensés par des prix inférieurs. La réussite technique du programme nucléaire a largement contribué à la viabilité et à l'efficacité de ce modèle. EDF a choisi un réacteur de conception éprouvée et standard, mis en place une organisation industrielle adaptée et

conservé la maîtrise des coûts et calendriers de construction. Les pouvoirs publics l'ont soutenu par leur politique claire et stable en faveur de la production nucléaire. La structure de financement en place explique toutefois aussi en partie l'écart de prix avec les autres pays. La filière nucléaire, qui repose sur une technologie très capitalistique, convient particulièrement bien à ce système.

En novembre 2005, les actions d'EDF se sont échangées pour la première fois à la Bourse de Paris. Fin 2008, l'État français détenait environ 85 % des actions d'EDF, le personnel, 2 % et les autres investisseurs, 13 %. S'il est vrai que le gouvernement a envisagé de vendre encore une partie de ses actions, il n'existe pas le soutien politique indispensable à une nouvelle privatisation. Dans un avenir prévisible, il est donc probable que le gouvernement détienne encore une forte majorité des actions d'EDF. La législation actuelle impose une participation de l'État d'au moins 70 %.

De son côté, l'introduction progressive de la concurrence sur le marché de l'électricité français devrait également apporter des changements. Les risques ne seront plus supportés uniquement par les consommateurs, de plus en plus nombreux à pouvoir choisir leur fournisseur. Cela signifie qu'il faudra revoir les modalités de partage des risques et de financement des nouveaux projets. EDF pourrait toutefois conserver une position dominante sur le marché de l'électricité français et rester l'un des principaux acteurs du grand marché européen.

Cadre juridique

Le gouvernement français a mis en place un solide cadre juridique pour l'énergie nucléaire qui n'a cessé d'évoluer au fil du temps. La législation s'est ainsi récemment enrichie de la *loi de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs* de 2006, et de la *loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire* de 2006.

La loi *n°2006-686 du 13 juin 2006* relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) résout trois grands problèmes :

- la création de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), autorité administrative indépendante qui participe au contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection et à l'information du public dans ces domaines ;
- la transparence du secteur nucléaire, avec un accès étendu du public à l'information.

- la révision du cadre juridique régissant les activités nucléaires et leur contrôle, et notamment la sûreté des installations et le transport des matières nucléaires.

L'élément peut-être le plus important de cette loi concerne l'autorité de sûreté nucléaire (ASN). La loi TSN confère en effet davantage d'indépendance et de légitimité à cette autorité par rapport aux acteurs responsables de la promotion, du développement et de la conduite des activités nucléaires, si bien que l'ASN jouit désormais d'un statut comparable à celui de ses homologues d'autres nations industrialisées. Elle lui attribue également des prérogatives renforcées pour sanctionner les infractions et prendre toute mesure urgente qui s'impose. L'ASN effectue des inspections et peut imposer des sanctions, y compris suspendre l'exploitation d'une installation. Cette autorité est également chargée de la surveillance radiologique de l'environnement et du contrôle de l'exposition des travailleurs et de la population aux rayonnements ionisants.

La loi n°2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs définit la politique nationale en matière de gestion des déchets radioactifs de tous types. Elle établit un programme de recherche et énonce les principaux objectifs à atteindre au cours des 20 prochaines années. Un des grands objectifs généraux est de simplifier l'entreposage et le stockage des déchets radioactifs et pour ce faire d'en réduire la quantité et/ou la toxicité. Elle contient également des dispositions en faveur d'une transparence accrue et d'une participation plus large de la population, et règle certains aspects du financement de la gestion des déchets et du démantèlement.

La loi garantit le financement de la recherche sur les dépôts en formations géologiques profondes ainsi que sur l'entreposage par l'instauration d'une taxe que devront payer les producteurs de déchets et qui alimentera un fonds spécial créé à cet effet. Elle établit également le cadre juridique de l'évaluation et du financement des charges nucléaires à long terme. Les exploitants d'installations nucléaires doivent évaluer eux-mêmes leurs charges financières à long terme (dont les charges de démantèlement de leurs installations, les charges de gestion de leur combustible usé et de leurs déchets radioactifs et les charges de reconditionnement des déchets historiques), afin de constituer les provisions financières correspondantes, et de se doter d'un portefeuille réservé d'actifs financiers (fonds interne séparé). Les exploitants ont jusqu'à mi-2011 pour affecter les actifs nécessaires à la couverture de ces charges.

À l'issue de cette période de transition, la valeur de réalisation de ce portefeuille spécifique devra être au moins égale à la valeur actualisée des provisions. Cela signifie que les actifs nécessaires pour couvrir le coût de

démantèlement d'un nouveau réacteur doivent être affectés à ce fonds dès l'entrée en service du réacteur. Tout exploitant doit remettre tous les trois ans un rapport complet décrivant son évaluation des charges futures, les provisions qu'il a constituées, ses actifs et son dispositif de contrôle interne. Les autorités publiques qui veillent au respect de ces prescriptions (sur avis de l'ASN) pourront adresser des remarques, prescrire des vérifications ou des mesures correctives, voire sanctionner les exploitants, si nécessaire. Tous les trois ans, un rapport sur la couverture financière des charges nucléaires à long terme sera adressé au parlement. Les exploitants restent toutefois responsables de l'élaboration de leur stratégie de démantèlement et de la gestion de leurs fonds.

Flamanville 3

EDF a lancé la construction d'un réacteur nucléaire, son premier EPR, à Flamanville (un site ancien qui accueille déjà deux tranches de 1 300 MWe). Cette nouvelle centrale s'imposait pour évaluer le nouveau concept d'EPR, rajeunir le savoir-faire d'effectifs vieillissants d'ingénieurs nucléaires et préparer le remplacement du parc nucléaire actuel.

Des partenaires internationaux ont été invités à se joindre au projet, en partie pour partager les coûts de développement, mais surtout pour mobiliser le plus de monde possible en faveur du projet. Un seul contrat a toutefois été signé avec l'électricien italien ENEL, dans le cadre d'un accord plus large englobant la production nucléaire actuelle et d'autres investissements. Bien qu'il y soit prévu qu'EDF possède en totalité la nouvelle centrale, le contrat institue un véritable partenariat économique dans lequel ENEL et EDF partagent pour l'essentiel les risques et les bénéfices.

La tranche 3 de Flamanville, qui est le 59e réacteur nucléaire du parc français d'EDF, est financée sur les ressources internes de l'entreprise. Les 3,3 milliards EUR (de 2005) qui devront être investis sur plus de cinq ans, compte tenu des intérêts, des pièces de rechange, des stocks de combustible et des dépenses avant exploitation représentent un capital inférieur à 10 % de la trésorerie d'EDF. Hormis les parts que détient ENEL, Flamanville 3 est donc financé entièrement par l'entreprise. Il s'agit d'un investissement substantiel, mais qui n'aura pas d'effet remarquable sur les ratios financiers de l'entreprise.

Mexique

Le Mexique n'a pas de programme ferme de construction de construction de nouvelles centrales nucléaires bien que la Commission Fédérale d'électricité (CFE), entité publique, ait entrepris d'étudier la faisabilité technique et économique de la construction d'un réacteur supplémentaire sur le site de Laguna Verde.

D'après la législation actuelle, l'ensemble des activités liées à la filière nucléaire au Mexique est du domaine réservé de l'État. Dès lors, la CFE est seule autorisée à construire et à exploiter des centrales nucléaires. Elle a pour mission notamment de planifier des investissements dans l'infrastructure électrique ; son programme actuel prévoit l'adjonction au parc de tranches supplémentaires d'une puissance de 4 000 MWe (toutes énergies confondues) avant 2018. Dès que les plans seront approuvés par le gouvernement et par le Congrès, son financement sera inscrit au budget fédéral. Tous les emprunts souscrits par la CFE pour financer les projets sont des dettes souveraines.

Quelle que soit la centrale, le modèle de contrat habituel est un accord clé en main au titre duquel le constructeur finance la plupart des travaux de construction jusqu'à l'achèvement de l'installation. Ce dernier assume donc la plupart des risques financiers, directement ou par le biais de garanties données par un organisme de crédit à l'exportation ou une agence internationale. Le gouvernement garantit le paiement par la CFE dès la fin du projet.

La réglementation nucléaire au Mexique est calquée sur le modèle de la NRC, aux États-Unis, et il est probable que la NRC mexicaine adoptera la procédure d'autorisation révisée de la NRC pour tout nouveau projet. Il n'existe pas de marché de l'électricité ouvert à la concurrence au Mexique, la CFE fournissant tous les consommateurs à un prix fixé par les pouvoirs publics. Les producteurs d'électricité indépendants peuvent détenir et exploiter des centrales autres que nucléaires et ont obligation de vendre toute leur production à la CFE.

République slovaque

Au début de l'année 2007, *Slovenské Elektrárne* (SE) a pris la décision d'achever la construction de 2 tranches VVER-440 en partie construites à Mochovce. Cet engagement à réaliser ces tranches conditionnait la vente par l'État slovaque de 66 % de SE à l'entreprise italienne ENEL. À l'heure actuelle, la réalisation des deux tranches est prévue pour 2012 et 2013.

Le projet de Mochovce remonte à 1983, avec le début de la construction de quatre tranches sur le site. En 1992, pourtant, la construction cessa faute de financement. La construction des tranches 1 et 2 a repris en 1996, avec de nombreuses améliorations de la sûreté par rapport à la conception originale. Ces tranches sont entrées en service en 1998 et 1999. Les tranches 3 et 4, réalisées à 70 % pour la partie génie civil et à environ 30 % pour les installations techniques, sont depuis surveillées et entretenues. Les gros composants longs à fabriquer (cuve du réacteur, générateurs de vapeur et pompes) sont déjà sur le site et en partie installés.

La filière nucléaire jouit toujours d'une forte popularité chez les élus et les populations. Le pays dispose depuis longtemps d'un programme nucléaire avec un excellent bilan d'exploitation. Le pays a besoin de nouvelles centrales, et les centrales au lignite sont la principale solution de remplacement. Des réacteurs de la même filière que les tranches 3 et 4 de Mochovce (VVER-440 V-213) sont déjà en service dans le pays, et SE a l'autorisation de construire les tranches (cette autorisation a été renouvelée pendant que le projet était en suspens).

Le projet, dont le coût est estimé à 1,8 milliard EUR, sera développé dans le cadre d'un plan d'investissement à long terme de SE et non de manière autonome. L'entreprise bénéficie d'un crédit général de 800 millions EUR auprès d'un consortium réunissant neuf banques internationales et qui aurait pu être utilisé pour financer le projet Mochovce. Cependant, sous la pression des groupes antinucléaires, deux banques ont demandé que ce crédit ne soit pas utilisé pour financer le projet. Ce dernier sera donc financé et garanti par l'entreprise sur sa trésorerie actuelle et future. Le projet ne bénéficiera d'aucune mesure de soutien de l'État ni d'exonération fiscale particulière autres que celles prévues par la législation actuelle.

En général, SE assumera les risques associés au projet, même si les contrats de construction prévoient une couverture contre le risque de construction. Les risques de retards importants sont toutefois limités dans la mesure où les travaux de génie civil sont achevés à 70 % et où les gros composants sont déjà sur le site. Le projet bénéficie d'assurances couvrant notamment la responsabilité civile nucléaire et s'étendant à la construction et à la mise en service. Le coût de cette couverture est substantiel.

Le combustible nucléaire sera acheté sur le marché suivant les mêmes modalités que le combustible qui alimente les quatre tranches de conception identique actuellement en service. Il en va de même des dispositions relatives au combustible usé et aux déchets radioactifs. La gestion des déchets est intégralement assurée par une entreprise publique spécialisée. Les producteurs des déchets en assument le coût en payant une redevance qui est fonction de la puissance installée et de la quantité d'énergie produite. SE constitue, en outre, ses propres provisions pour payer les coûts de gestion de l'aval du cycle du combustible.

Une fois achevées, les nouvelles tranches de Mochovce feront partie intégrante du parc de production de SE. Cette entreprise est le principal producteur d'électricité sur le marché slovaque où elle vend sa production à de gros consommateurs, à des distributeurs ainsi qu'au marché de gros de l'électricité. De ce fait, c'est elle qui assumera les risques d'exploitation de la centrale.

Royaume-Uni

Le Royaume-Uni avait auparavant un important programme électro-nucléaire, reposant principalement sur des réacteurs graphite-gaz (RGG) de construction nationale. Cependant, la prolongation de la durée de vie de ce type de réacteur s'est révélée moins intéressante que celle des réacteurs à eau, plus répandus ailleurs, ce qui explique que la plupart des tranches sont d'ores et déjà arrêtées ou le seront dans les toutes prochaines années. La part du nucléaire dans l'offre d'électricité au Royaume-Uni a culminé en 1998, avec près de 28 % de la production, et s'est effondrée depuis avec la fermeture des centrale. En 2007, le nucléaire ne représentait plus qu'environ 16 % de toute l'électricité produite, une proportion qui devrait encore s'amenuiser avec les fermetures qui se profilent au cours des prochaines années. Tous les réacteurs graphite-gaz devraient avoir fermé avant 2023, et il ne restera plus que l'unique REP en service aujourd'hui.

Dans une étude majeure de la politique énergétique, publiée en 2006, les pouvoirs publics du Royaume-Uni ont calculé la puissance nucléaire nécessaire pour que cette filière continue de faire partie intégrante du paysage énergétique du pays, afin de préserver la diversité des sources et de limiter les émissions de carbone. Le gouvernement a clairement indiqué qu'il n'a pas l'intention d'apporter un soutien financier direct à un nouveau programme nucléaire, mais qu'il était disposé à encourager d'autre manière l'investissement dans de nouvelles tranches nucléaires. Un Livre blanc publié en 2007 détaille sa conception de politique énergétique, et le public a été consulté sur la construction de centrales nucléaires. À la suite de cette consultation, un nouveau Livre blanc sur l'énergie nucléaire a été publié en janvier 2008 qui confirme l'idée du gouvernement que le nucléaire a un rôle essentiel à jouer dans l'approvisionnement énergétique du Royaume-Uni et préconise que ce dernier prenne des mesures pour y contribuer.

La création de l'*Office for Nuclear Development* (OND), aujourd'hui intégré au *Department of Energy and Climate Change* (DECC), témoigne aussi de la résolution du gouvernement à construire des centrales nucléaires. Le gouvernement a constitué par ailleurs le *Nuclear Development Forum*, une instance consultative conjointe réunissant les industriels et les pouvoirs publics et présidée par un ministre important. Il a publié un calendrier de construction qui prévoit la mise en service des premières centrales d'ici 2018. Ainsi, si le gouvernement n'entend pas investir dans le nucléaire lui-même, il n'en joue pas moins un rôle important en soutenant et en coordonnant le processus.

Le gouvernement a ainsi manifesté un fort soutien stratégique à la construction de centrales nucléaires qu'il a confirmé par une série de mesures permettant de lever les obstacles éventuels dans des domaines tels que les autorisations, la réglementation, le choix du site, la gestion des déchets et le démantèlement ainsi que la disponibilité de main-d'œuvre qualifiée. Il a de plus fait savoir qu'il préfèrerait ne pas laisser la construction et l'exploitation de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni à un seul consortium. Les bureaux d'études britanniques devraient prendre part à ces projets nucléaires en tant que sous-traitants, car il n'existe pas de constructeur britannique de réacteurs nucléaires, ce qui laisse le marché ouvert à la concurrence entre constructeurs internationaux.

Les principales autorités de contrôle intéressées, le *Nuclear Installations Inspectorate* (NII) et l'*Environment Agency*, travaillent de concert pour rationaliser le processus réglementaire. Elles ont notamment proposé un nouveau processus de précertification (*Generic Design Assessment*, GDA) qui permet à des constructeurs de réacteurs de ne pas attendre que le site soit choisi pour soumettre leur conception à l'évaluation réglementaire. Les dossiers de quatre modèles de réacteurs ont ainsi franchi la première étape de précertification ; deux ont été ultérieurement retirés ou suspendus par le constructeur, ce qui laisse deux conceptions en lice pour la deuxième étape du processus (l'EPR d'AREVA et l'AP-1000 de Westinghouse). Entre-temps, le gouvernement a organisé un audit des ressources du NII (l'autorité de sûreté britannique a éprouvé des difficultés à recruter et à conserver suffisamment de personnel pour instruire les dossiers de précertification). Le rapport est paru au début de l'année 2009, après quoi les pouvoirs publics ont pris des mesures à court et à moyen terme pour renforcer les effectifs de l'autorité.

Le gouvernement a bien précisé que les exploitants de nouvelles centrales nucléaires devraient assumer intégralement leur part des coûts de gestion des déchets et de démantèlement. C'est dans ce but qu'il évalue des méthodes pour calculer ces coûts, de sorte que des candidats investisseurs puissent se faire une idée aussi exacte que possible les coûts auxquels ils peuvent s'attendre. Une nouvelle loi est en préparation afin de garantir que les exploitants de centrales provisionneront des sommes suffisantes pour supporter leur part de ces coûts sur toute la durée de vie de l'installation.

Il est généralement admis qu'il est plus intéressant de construire une centrale nucléaire sur un site où il y en a déjà. Ces sites sont bien situés par rapport à de grands centres de consommation et au réseau de transport, sans compter que les populations locales sont bien disposées à leur égard. La plupart de ces sites sont par ailleurs directement propriété du gouvernement par

l'intermédiaire de la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) ou appartiennent à l'électricien nucléaire *British Energy* dont le gouvernement détient environ un tiers des parts.

C'est pour faciliter l'accès de possibles investisseurs à des sites adaptés que le gouvernement a mis en vente sa participation au capital de *British Energy*, permettant à EDF Energy, filiale à 100 % d'Électricité de France (EDF), de prendre le contrôle de cette entreprise, début 2009. Un accord a également été conclu pour que *Centrica*, une importante entreprise d'énergie britannique puisse acquérir 20 % des parts de *British Energy*, laissant à EDF 80 % du capital. EDF a annoncé que *British Energy* construirait 4 EPR (d'une puissance totale de 6.4 GWe) sur deux sites. En vertu de l'accord conclu entre EDF et le gouvernement britannique, *British Energy* vendra à d'autres investisseurs quelques-uns des sites sous son contrôle, à condition d'avoir avancé suffisamment sur ses sites privilégiés.

Parallèlement, le gouvernement a demandé à la NDA de vendre aux enchères d'autres sites en sa possession. Pour certains d'entre eux, EDF Energy n'avait pas le droit de présenter une offre, afin d'encourager d'autres investisseurs potentiels à pénétrer sur le marché britannique. En avril 2009, on a appris qu'un consortium réunissant les filiales britanniques des entreprises d'électricité allemandes RWE et EON s'était vu attribuer deux de ces sites. Ce consortium a annoncé qu'il envisageait de construire des centrales nucléaires d'une puissance totale de 6 GWe sur ces deux sites à l'horizon 2020.

Par une loi, le gouvernement a institué une procédure d'évaluation des sites stratégiques destinée à faciliter l'instruction des demandes de permis de construire. Ce dispositif permet aux autorités de décréter que certains projets revêtent une importance stratégique pour le pays (y compris les centrales nucléaires), de sorte que les demandes locales de permis (pour les sites en question) ne traitent que de problèmes locaux. Auparavant, lors de l'instruction des demandes de permis de construire, on consacrait un temps et des efforts considérables à analyser l'intérêt de la nouvelle centrale pour le pays. Grâce à ce nouveau dispositif, le gouvernement pourra prendre d'avance ces décisions stratégiques.

Le gouvernement a fait observer que si tous les projets de centrales annoncés se concrétisaient, l'augmentation de la puissance totale installée, de 12.4 GWe, serait supérieure à la puissance des tranches mises hors service, et le nucléaire assurerait près de 25 % de la production d'électricité du pays un peu après l'horizon 2020.

Ukraine

L'Ukraine compte 2 réacteurs VVER-1000 sur les sites de Khmelnitsky et Rivne, dont la construction a été interrompue en 1990 alors que 80 % des travaux avaient été réalisés, mais qui sont finalement entrés en service en 2004. Les prêts ayant servi à financer l'achèvement de ce projet proviennent de la BERD et d'Euratom ainsi que de sources russes. Après des négociations prolongées, il a été convenu que le coût d'achèvement des travaux, qui s'élevait à 1,26 milliard USD, serait financé par l'État et *Energoatom*, l'entreprise électronucléaire publique (en partie par l'émission d'obligations). La BERD et Euratom sont finalement convenus d'accorder un prêt de 125 millions USD pour financer des travaux de modernisation après la mise en service des tranches, mais les fonds n'ont été débloqués qu'en 2007, le temps que soit remplie une série de conditions.

La forte dépendance du pays par rapport au gaz et au pétrole russes a conduit tous les grands partis politiques à soutenir le développement du nucléaire, et ce, malgré les bouleversements et l'instabilité politiques qu'a connus l'Ukraine ces dernières années. La stratégie énergétique du gouvernement à l'horizon 2030 prévoit un fort développement du nucléaire aussi bien pour accroître la puissance installée que pour remplacer les anciennes tranches qui seront fermées. Au nombre des priorités immédiates figurent deux tranches supplémentaires à Khmelnitsky (à terminer avant 2015-2016) ainsi que des installations d'entreposage à sec du combustible usé. *Energoatom* estime qu'il faudra environ 2 milliards USD par an pour mener à bien ce programme à partir de 2011.

Le financement de la construction d'autres centrales nucléaires reste incertain. Il est improbable que l'État finance directement une proportion importante du coût. *Energoatom* devrait pouvoir utiliser ses recettes internes et contracter des emprunts en les gageant sur son bilan. Comme *Energoatom* tient cependant à partager les risques financiers avec d'autres investisseurs, on peut penser que le secteur privé sera invité à prendre des participations.

Le marché de l'électricité en Ukraine est partiellement libéralisé, mais les prix payés à *Energoatom* pour son électricité nucléaire sont fixés en fonction du coût du service réglementé. On pourrait dans un avenir proche évoluer vers un système reposant sur des contrats passés directement avec les clients et les distributeurs. Le pays dispose aujourd'hui d'un parc électrique surcapacitaire et est un gros exportateur d'électricité, tant vers la Russie que vers les pays de l'UE. Le réseau ukrainien est toutefois synchronisé avec le réseau russe, et les exportations à destination de l'UE sont limitées par les interconnexions.

Annexe 2

MEMBRES DU GROUPE D'EXPERTS

Belgique	M. Jurgen FRYGES	Suez-Tractebel
France	M. Nicolas BARBER M. Nicolas OTT M. Bertrand ROQUES	Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire
Italie	M. Igino M. CHELLINI	ENEL Produzione SpA
Japon	M. Takeshi SAKAMOTO	Japan Bank for International Cooperation
Mexique	M. Edmundo DEL VALLE M. Javier PALACIOS	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
Suède	M. Martin REINHOLDSSON	Vattenfall AB Nordic Generation
États-Unis	M. Paul M. MURPHY **(Président)**	Bechtel Power Corporation
Commission européenne	M. Javier GARCIA LON	Direction générale des Affaires économiques et financières
	M. Christian KIRCHSTEIGER	Direction générale de l'Énergie et des Transports
AIEA	Mme Nadira BARKATULLAH M. Hans-Holger ROGNER	Section de la planification et des études économiques
AIE	M. François NGUYEN Mme Maria SICILIA	Division de la diversification énergétique
Spécialiste invitée	Mme Irina BORYSOVA	World Nuclear Association
Secrétariat	M. Martin TAYLOR	OCDE/AEN

ÉDITIONS OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16
IMPRIMÉ EN FRANCE
(66 2009 07 2 P) ISBN 978-92-64-07923-6 – n° 57024 2010

Le financement des centrales nucléaires

De nombreux pays en sont venus à reconnaître qu'un plus grand recours à l'énergie nucléaire pourrait contribuer utilement à réduire les émissions de dioxyde de carbone. Cependant, compte tenu des coûts élevés d'investissement et de la complexité des centrales nucléaires, le financement de leur construction reste souvent un défi de taille. Cela est particulièrement vrai lorsque ces financements sont laissés au secteur privé dans un contexte de concurrence des marchés de l'électricité.

Cette étude examine les risques financiers qu'implique l'investissement dans une nouvelle centrale nucléaire, les moyens de les atténuer et les façons de structurer les projets de telle sorte que les risques résiduels soient pris par ceux qui sont les plus à même de les gérer. Compte tenu du fait que l'expansion des programmes nucléaires exigera des aides substantielles et durables des pouvoirs publics, l'étude met en avant le rôle que peuvent jouer les États pour faciliter et encourager les investissements dans de nouvelles capacités de production.

(66 2009 07 2 P) € 30
ISBN 978-92-64-07923-6

www.nea.fr

www.oecd.org

9 789264 079236