

Financement du nouveau nucléaire et gestion des risques dans des économies sous contrainte carbone

Par Jan Horst KEPLER

Conseiller économique sénior à l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE (AEN)

L'énergie nucléaire, seule technologie de production électrique à faibles émissions de carbone pouvant être dimensionnée à volonté, est appelée à jouer un rôle important pour atteindre les objectifs de zéro émission nette auxquels un nombre croissant de pays de l'OCDE se sont engagés. Toutefois, pour parvenir au niveau de puissance nucléaire installée nécessaire au cours des prochaines années et décennies, il faudra pouvoir mobiliser des quantités considérables de capitaux à des taux concurrentiels.

À cette fin, l'AEN présente un nouveau cadre d'analyse des risques financiers liés à la construction de nouvelles centrales nucléaires. La minimisation du coût du capital dépend de l'optimisation de la gestion des risques financiers. Le cadre proposé ici permet de tirer deux conclusions clés. D'abord, dans un monde contraint par les émissions de carbone, les coûts en capital réels de l'énergie nucléaire et d'autres sources de production à faibles émissions de carbone sont inférieurs à ce qui est généralement supposé en raison de leur capacité à compenser le risque financier systémique. L'incorporation d'investissements dans la production d'énergie à faibles émissions de carbone peut donc réduire les risques globaux du portefeuille. Ensuite, il existe des politiques et des mesures efficaces pour réduire de manière radicale les coûts économiques et financiers d'autres composantes du risque, tels que les risques liés à la construction, les risques liés aux prix et les risques politiques.

Ces conclusions s'appliquent de la même manière aux investissements privés et publics. Cependant, les gouvernements ont eux aussi un rôle important à jouer. Tout d'abord, ils doivent garantir des engagements crédibles et efficaces en faveur de l'objectif de zéro émission nette de carbone d'ici 2050. Ils doivent également mettre en œuvre les mesures nécessaires pour éliminer ou réduire les coûts économiques liés aux risques de construction, aux risques de prix et aux risques politiques. Enfin, les gouvernements peuvent intervenir en tant que promoteurs directs de projets en cas de défaillance du marché lorsque les acteurs privés ne reconnaissent pas la vraie valeur économique d'un projet nucléaire. Au-delà de la réduction des risques financiers, les gouvernements ont alors un rôle à jouer dans la mise en place de structures de gestion de projet efficaces pour les projets complexes et de grande envergure tels que la construction de nouvelles centrales nucléaires, ainsi que dans la stabilité macroéconomique.

Si les mesures indiquées ci-dessous sont pleinement mises en œuvre et que les projets de nouvelles centrales nucléaires sont entièrement sans risques, les investisseurs privés et publics rivaliseront pour bénéficier des avantages d'une électricité pilotable à faibles émissions de carbone, en réduisant le rendement exigé sur le capital à des taux nettement inférieurs à ceux d'aujourd'hui.

Cet article est une synthèse en langue française du rapport de l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE (AEN) "Financing new nuclear power plants: minimising the cost of capital by optimising risk management", AEN, 2022. Les travaux pour ce rapport furent entrepris dans le cadre de l'Initiative sur le financement du nucléaire portée par l'AEN et l'International Framework for Nuclear Energy Cooperation (IFNEC), en collaboration avec le gouvernement de la Pologne.

Introduction

Atteindre l'objectif de zéro émission nette de carbone d'ici 2050 nécessitera le financement et le développement d'une capacité significative de production d'énergie nucléaire au cours des prochaines années et décennies. Pour encourager ce processus, l'Agence

de l'énergie nucléaire de l'OCDE (AEN) et le Cadre international pour la coopération en matière d'énergie nucléaire (IFNEC), en collaboration avec le gouvernement de la Pologne, ont décidé à la fin de l'année 2020 de lancer l'Initiative AEN-IFNEC sur le financement du nucléaire. Cette initiative a réuni des experts du monde universitaire, de l'industrie et de la politique énergétique

À quel besoin répond un programme de nouveau nucléaire ?

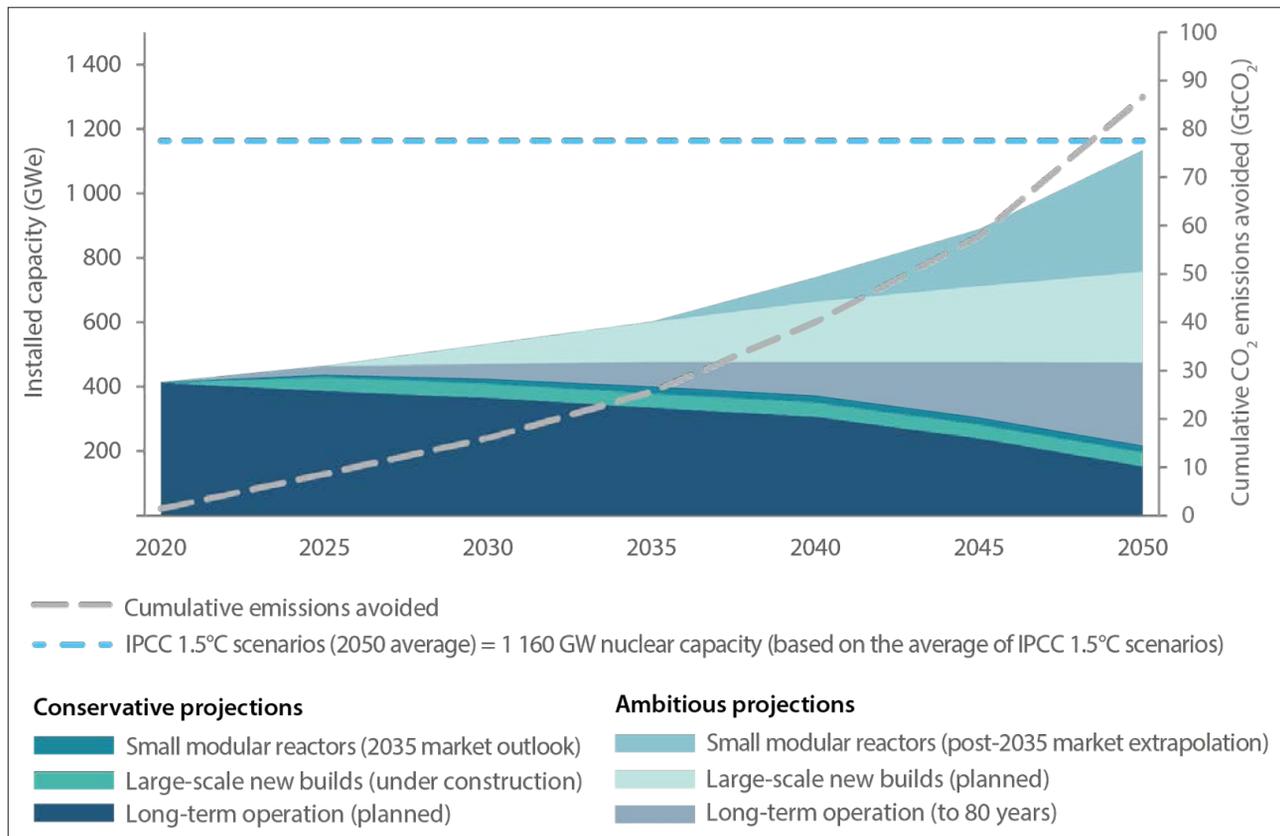


Figure 1 : La contribution potentielle du nouveau nucléaire et de l'exploitation à long terme à la réduction des émissions carbone jusqu'en 2050 (Source : AIE/AEN, 2021).

pour identifier les principaux défis du financement de la construction de nouvelles centrales nucléaires et les moyens prometteurs de les surmonter.

En s'appuyant sur ces travaux, l'AEN a rédigé un rapport¹ étudiant un nouveau cadre basé sur le modèle d'équilibre des actifs financiers (MEDAF) (capital asset pricing model [CAPM]) pour analyser le risque financier lié à la construction de nouvelles centrales nucléaires. Ces analyses permettent de définir des moyens de minimiser le coût du capital et donc les coûts totaux de l'investissement lors de la construction de nouvelles centrales nucléaires. Ce cadre a conduit à deux conclusions clés. D'abord, dans un monde contraint par les émissions de carbone, les coûts en capital réels de l'énergie nucléaire et d'autres sources de production à faibles émissions de carbone sont inférieurs aux attentes en raison de leur capacité à compenser le risque financier systémique. Ensuite, il existe des politiques et des mesures efficaces pour réduire de manière radicale les coûts économiques et financiers d'autres composantes de risque, tels que les risques liés à la construction, les risques liés aux prix et les risques politiques. Les conclusions de ce rapport s'appliquent aux investissements privés comme publics. Elles suggèrent que les gouvernements ont un rôle à jouer pour mettre en œuvre les mesures nécessaires à la réduction des

coûts économiques liés aux risques et pour intervenir en cas de défaillance avérée du marché.

L'énergie nucléaire, seule technologie de production électrique à faibles émissions de carbone pouvant être dimensionnée à volonté, l'énergie nucléaire est appelée à jouer un rôle important pour atteindre les objectifs de zéro émission nette auxquels un nombre croissant de pays de l'OCDE se sont engagés. Les travaux récents de l'AEN ont montré que l'énergie nucléaire pourrait éviter 87 milliards de tonnes de CO₂ à l'échelle mondiale d'ici 2050 compte tenu de sa compétitivité, en particulier lorsque l'on considère le système électrique dans son ensemble. Ces économies d'émissions seraient vraisemblablement réalisées grâce à un mélange d'exploitation à long terme de centrales existantes et de construction de capacités nucléaires sous forme de réacteurs de troisième génération et de petits réacteurs modulaires.

Le coût du capital détermine la compétitivité des nouvelles centrales nucléaires

L'énergie nucléaire peut donc contribuer de manière significative à la réduction des émissions de carbone. Cela dépend cependant de la capacité des gouvernements, des chefs de projet et des fournisseurs de réacteurs à travailler ensemble pour livrer un nombre suffisant de réacteurs nucléaires à un coût attractif. Comme d'autres technologies à faibles émissions

¹ AEN (2022), "Financing new nuclear power plants: minimising the cost of capital by optimising risk management", Éditions OCDE, Paris, www.oecd-nea.org/jcms/pl_76525

de carbone, telles que l'hydroélectricité, l'éolien ou le photovoltaïque solaire, l'énergie nucléaire est fortement capitalistique. Cette forte intensité capitalistique distingue les technologies de production à faibles émissions de carbone des technologies basées sur les énergies fossiles, telles que le charbon et le gaz, pour lesquelles les coûts du carburant et les coûts des émissions de carbone sont les principaux composants du coût. Une forte intensité capitalistique suppose en outre que le coût du capital, c'est-à-dire le taux de rendement versé aux investisseurs, constitue, avec les coûts initiaux et la gestion efficace du projet, l'un des trois principaux déterminants des coûts totaux de la construction de nouvelles centrales nucléaires et de la compétitivité de l'énergie nucléaire par rapport à d'autres technologies de production de base, telles que le gaz et le charbon.

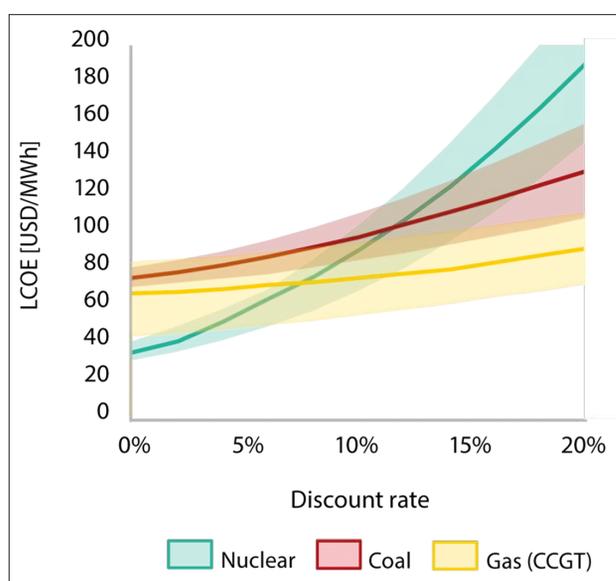


Figure 2 : Compétitivité des technologies de production de base en fonction du coût du capital (Source : AIE/AEN, 2020, p. 84).

À faibles coûts du capital (voir la Figure 2 ci-dessus et le Tableau 1 ci-dessous), l'énergie nucléaire est très compétitive, même par rapport à la production d'élec-

tricité au gaz en temps normal, avec des coûts de carburant de 8 dollars par MMBTU (27,2 dollars par MWh) pour l'Europe et des coûts de carbone de 30 dollars par tonne de CO₂. Cet avantage en termes de coûts disparaît rapidement à des coûts en capital plus élevés. Les événements récents ont considérablement augmenté les coûts du gaz et des émissions de carbone, améliorant ainsi davantage la compétitivité de l'énergie nucléaire. Cependant, atteindre zéro émission nette de carbone en 2050 et investir dans la capacité de production d'énergie sont des projets à long terme, et les hypothèses de l'édition 2020 de Projected costs of generating electricity (AIE/AEN, 2020)² demeurent pertinentes pour la prise de décision énergétique.

Une gestion efficace des risques pour réduire les coûts du capital du nouveau nucléaire

Le coût du capital dans la construction de nouvelles centrales nucléaires, comme ailleurs, dépend de la gestion et de l'allocation des risques. Un principe important dans ce contexte est que les risques doivent toujours être alloués à la partie la mieux équipée pour minimiser les coûts économiques de ces risques. La capacité à minimiser le coût des risques est généralement liée soit à une compétence technique particulière (les électriciens gérant les centrales nucléaires devraient supporter le risque opérationnel, par exemple), soit à une capacité particulière à partager, diversifier et couvrir les risques. Ce rapport introduit une autre considération : dans les cadres politiques visant à réduire les émissions de carbone afin d'atteindre zéro émission nette d'ici à 2050, les sources de production à faibles émissions de carbone telles que l'énergie nucléaire peuvent jouer un rôle important dans la compensation des risques financiers de portefeuille.

Le coût du capital des investissements est déterminé par les coûts des risques. Plus les coûts des différents types de risques pour les investisseurs sont élevés, plus les taux de rendement qu'ils rechercheront auprès des promoteurs d'un projet seront élevés. Ce principe de l'économie financière est universel et affecte les

Country	Technology	Net capacity (MWe)	Overnight costs (USD/kWe)	Investment costs (USD/kWe)		
				3%	7%	10%
France	EPR	1,650	4,013	4,459	5,132	5,705
Japan	ALWR	1,152	3,963	4,402	5,068	5,633
Korea	ALWR	1,377	2,157	2,396	2,759	3,066
Russian Federation	VVER	1,122	2,271	2,523	2,904	3,228
Slovak Republic	Other nuclear	1,004	6,920	7,688	8,850	9,837
United States	LWR	1,100	4,250	4,721	5,435	6,041
Non-OECD countries						
China	LWR	950	2,500	2,777	3,197	3,554
India	LWR	950	2,778	3,086	3,552	3,949

Tableau 1 : Coûts d'investissement par kW à différents coûts du capital (Les coûts "overnight" correspondent à un taux d'intérêt nul) (Source : Ibid., p. 49).

² AIE/AEN (2020), "Projected costs of generating electricity", AIE/AEN, Paris, www.oecd-nea.org/jcms/pl_28612/projected-costs-of-generating-electricity

investissements dans tous les secteurs économiques. Cependant, il revêt une importance particulière pour les investissements dans des projets de production d'énergie à faibles émissions de carbone intensifs en capital, tels que la construction de nouvelles centrales nucléaires. Le capital asset pricing model (CAPM), le modèle le plus largement appliqué en économie financière pour déterminer le coût du capital, offre une approche systématique de l'analyse des risques. Il permet en particulier d'analyser les différentes dimensions du risque financier dans la construction de nouvelles centrales nucléaires une par une, offrant à la fois une vue plus complète du risque global et la capacité de mieux concevoir des mesures pour gérer, réduire et allouer les coûts économiques des risques de manière cohérente et transparente.

La première idée clé du CAPM est que les projets plus risqués doivent générer des profits plus élevés pour compenser le risque supporté par les investisseurs. La deuxième idée clé du CAPM est que le risque d'un projet est lié à sa corrélation avec le risque systémique du marché global. Le raisonnement repose sur un principe de bon sens selon lequel les risques peuvent être réduits en diversifiant les investissements sur plusieurs projets non corrélés dans différents secteurs. Cependant, si un projet est étroitement lié au risque global du marché, une telle diversification n'apporte plus aucun avantage en termes de réduction du risque.

Le risque de marché systémique peut être considéré comme le risque d'un portefeuille d'investissements parfaitement diversifié. L'élément clé du risque systémique réside dans la corrélation des rendements d'un projet nucléaire avec le risque de marché systémique. Toute corrélation positive du résultat d'un projet avec le risque de marché général nécessite d'inclure ce risque proportionnellement dans le coût du capital du projet. Cependant, si les rendements des nouvelles centrales nucléaires sont négativement corrélés, cela permet aux investisseurs d'accroître la diversification de leur portefeuille, ce qui est très souhaitable. Une forte contrainte carbone, par exemple, décorrèlerait le rendement des actifs à faibles émissions de carbone du marché général.

Le coût du risque financier d'un projet individuel est donc déterminé par sa corrélation avec le risque de marché systémique plus la somme de ses risques idiosyncrasiques (non diversifiables), tels que le risque politique, le risque prix et le risque de construction :

$$r_n = r_f + \beta_n * r_s + \sum_i^n r_{INI} \text{ où}$$

r_n est le coût du capital d'un projet de production d'énergie nucléaire,

r_f est le taux de rendement d'un actif financier sans risque, généralement le taux de dette souveraine pour un pays jouissant d'une bonne notation financière,

β_n est la corrélation du risque d'un projet de production d'énergie nucléaire avec le risque de marché systémique, soit $\beta_n = \frac{cov(r_n, r_s)}{var(r_s)}$,

r_s est le risque systémique, c'est-à-dire le risque marché (r_m ou le risque d'un portefeuille parfaitement diversifié) moins le taux sans risque, c'est-à-dire $r_s = r_m - r_f$

$\sum_i^n r_{INI}$ est la rémunération supplémentaire demandée par les investisseurs pour compenser la somme des risques spécifiques du projet (risque politique, risque de prix du marché et risque de construction).

Comme indiqué ci-dessus, dans un projet de construction de nouvelles centrales nucléaires, les risques idiosyncrasiques incluent généralement le risque de construction, le risque prix et le risque politique. L'idée de base de ce rapport est que soit les coûts économiques de ces risques sont inférieurs aux attentes, soit il existe des mesures efficaces pour les réduire davantage.

S'il est clair que le risque de construction ou le risque politique sont propres au projet et à la technologie, l'inclusion du risque prix dans les risques idiosyncrasiques peut surprendre. Une croissance économique plus élevée ne conduirait-elle pas à une demande plus élevée, à des prix de l'électricité plus élevés et à des bénéfices plus élevés générés par une centrale nucléaire ? En principe, oui. Cependant, les particularités de la formation des prix sur les marchés de l'électricité, en particulier sur les marchés de l'électricité en cours de décarbonation, qui comprennent l'impossibilité du stockage, les interactions avec les marchés du carbone, l'autocorrélation des énergies renouvelables intermittentes, le financement hors marché et d'autres facteurs, font que la corrélation d'un nouveau projet nucléaire avec la croissance économique est radicalement limitée.

Les arguments en faveur de coûts très faibles du capital pour les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires dans chaque catégorie de risque sont les suivants :

- En termes réels, c'est-à-dire déduction faite de l'inflation, le taux sans risque auquel les pays jouissant d'une bonne notation financière peuvent emprunter à long terme demeure à des niveaux très bas malgré les hausses récentes des taux nominaux à court terme.
- Dans le cas du risque systémique, le paramètre clé est la corrélation du rendement d'un projet avec celui du reste du marché. Si cette dernière est inférieure à la moyenne, nulle ou même négative, les investisseurs peuvent réduire leur risque global en ajoutant un tel projet à leur portefeuille car il compense le risque systémique d'autres investissements. Dans un monde de zéro émission nette, cela s'applique aux producteurs à faibles émissions de carbone. À mesure que le changement climatique et les efforts pour le combattre s'intensifient, les prix du carbone implicites et explicites augmentent. Cela diminue la rentabilité de l'économie dans son ensemble, mais augmente la rentabilité des investissements à faibles émissions de carbone. Dans ce cas, l'inclusion des investissements à faibles émissions de carbone réduira le risque et améliorera le rapport risque-rendement, également appelé ratio de Sharpe, des portefeuilles financiers (voir la Figure 3 ci-après). En

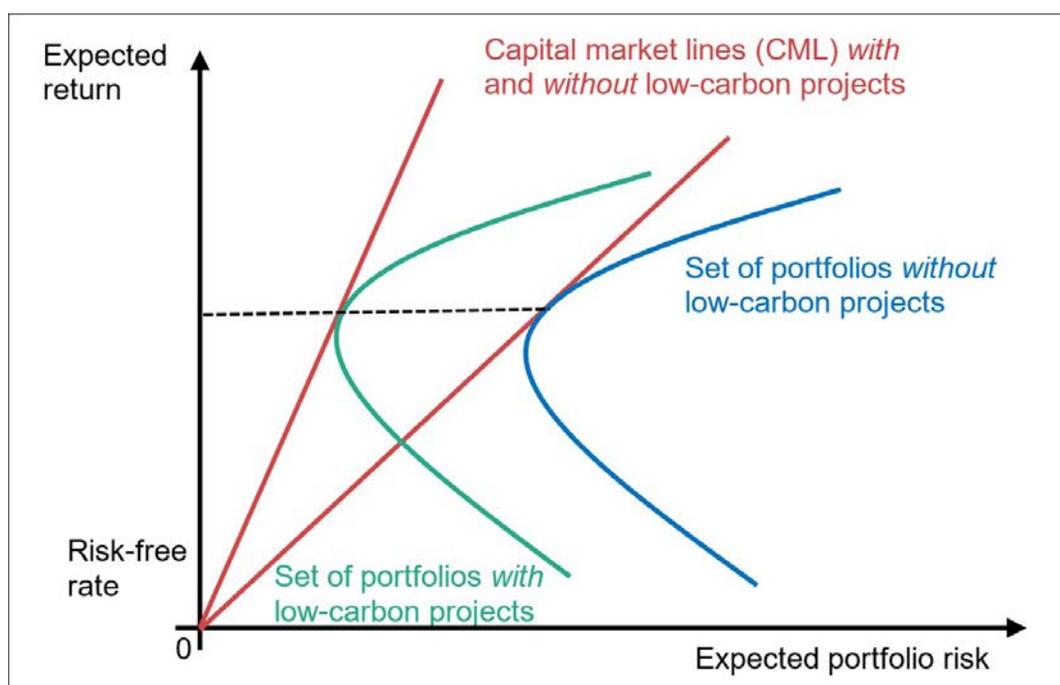


Figure 3 : Inclure des projets bas carbone améliore le ratio risque-rendement des portefeuilles
(Source : AIE/AEN, 2022, p. 33).

conséquence, les investisseurs accepteront des rendements très faibles, voire nuls, sur de tels investissements, car leur valeur réside principalement dans leur fonction de couverture plutôt que dans leur rendement absolu.

- En ce qui concerne les risques spécifiques au projet, le but n'est pas d'analyser différemment le vrai coût du capital mais de mettre en œuvre des mesures efficaces pour réduire les coûts économiques des risques sous-jacents. Pour les différents risques idiosyncrasiques, ceci s'applique de la manière suivante :
 - Pour les projets importants et complexes tels que la construction de nouvelles centrales nucléaires, le risque de construction est peut-être le risque spécifique le plus important. Si une entreprise individuelle supporte ce risque, sa survie pourrait être en jeu. En conséquence, les investisseurs exigeraient une prime de faillite importante en cas d'exposition au risque de construction. Pour pallier cet inconvénient, des mesures telles que la base d'actifs régulée (regulated asset base ou RAB) au Royaume-Uni ou le travail en cours de construction (construction work in progress ou CWP) aux États-Unis ont été proposées. De telles mesures transfèrent le coût de la construction de l'usine sur les factures d'électricité des consommateurs à partir du moment même où la construction commence, plutôt qu'à partir du moment où la production d'électricité débute. La théorie économique montre que cela implique non seulement un transfert de risque, mais aussi, tant que certaines hypothèses raisonnables sont satisfaites, une réduction des coûts économiques du risque, car les montants en jeu représentent une toute petite

partie du budget de chaque consommateur.

- Le risque prix dans les marchés de l'électricité dérégulés qui dominent les secteurs de l'électricité des pays de l'OCDE est depuis longtemps reconnu comme un facteur important du coût du capital (voir par exemple AEN, 2015). C'est pourquoi les régulateurs ont proposé, dans certains cas, des garanties de prix sous forme de tarifs de rachat garantis ou de contrats à terme régulés, notamment les contrats sur différence (contracts for difference [CFD]). Or, ce n'est que le début. Si les pays de l'OCDE continuent à opérer des marchés dérégulés également dans des systèmes électriques bas carbone, les prix seront de plus en plus souvent fixés par les coûts marginaux à court terme nuls ou très bas des énergies renouvelables et du nucléaire³. Compte tenu des contraintes budgétaires des producteurs ceux-ci devront compenser ces bas prix par des heures de rareté où les prix pourront atteindre des centaines, voire des milliers, de dollars ou d'euros par MWh. Un consensus émerge graduellement, selon lequel dans un contexte de fortes contraintes carbone, tous les fournisseurs à faibles émissions de carbone devront bénéficier de contrats à long terme généralisés avec des prix garantis au niveau des coûts moyens sur toute la durée de vie du projet (voir Keppler *et al.*, 2022).
- En ce qui concerne le risque politique, la logique qui exige d'attribuer le risque à la partie la mieux équipée pour le minimiser et l'internaliser est,

³ Sous réserve de la prise en compte de contrats de long terme, comme mentionné dans les conclusions du conseil énergie de l'UE du 17 octobre 2023.

dans l'ensemble, déjà respectée. Les clauses d'indemnisation contractuelle assurent les opérateurs de projets et leurs investisseurs contre les changements de la politique énergétique qui limiteraient l'utilisation de l'énergie nucléaire, allouant ce risque aux gouvernements nationaux.

En résumé, le coût du capital pour les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires est soit plus bas que ce qui est généralement supposé, soit potentiellement réduit radicalement grâce à des mesures appropriées. Dans le premier cas, le taux de rendement sans risque à long terme est toujours très bas, tandis que la corrélation avec le risque de marché systémique peut être prudemment supposée nulle, tant que des objectifs de zéro émission nette sont poursuivis avec vigueur et cohérence. Dans le deuxième cas, les gouvernements et les régulateurs des marchés de l'électricité disposent de mesures efficaces pour réduire non seulement le risque effectif pour les investisseurs, mais aussi le coût économique global du risque de construction, du risque de prix de l'électricité et du risque politique.

Autrement dit, si les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires sont complètement sans risques de la manière décrite ci-dessus, les investisseurs, qu'ils soient privés ou publics, offriront du capital à des taux de rendement très bas pour acquérir le droit au bien précieux qu'est l'électricité à faibles émissions de carbone livrée de manière prévisible 24 heures sur 24 pendant des décennies.

Gestion des risques dans la construction de nouvelles centrales nucléaires en pratique et rôle des gouvernements

Compte tenu des sommes importantes en jeu et du nombre de projets menés à bien avec succès, il est évident que la gestion des risques financiers a toujours fait partie de la construction de nouvelles centrales nucléaires. Historiquement, les accords étaient souvent assez simples. Dans la grande majorité des projets de construction de nouvelles centrales nucléaires réussis, les services énergétiques étaient publics, ce qui signifie que le risque de construction était réparti autrement, sur un grand nombre de contribuables, et les tarifs étaient réglementés. L'avènement de la déréglementation des marchés de l'électricité dans les années 1990 a changé la donne. La gestion des risques financiers a dû se sophistiquer pour rester compatible avec le marché. Le rapport de l'AEN à paraître sur les enseignements tirés du financement de projets récents de construction de centrales nucléaires proposera un panorama détaillé de ces efforts (AEN, à paraître).

Il apparaît donc que la gestion des risques financiers dans les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires, dans un contexte de marchés de l'électricité déréglementés, est souvent appliquée de manière partielle et parfois désordonnée, ce qui s'explique d'ailleurs par des précédents nationaux et des considéra-

tions politiques prédominantes que par une analyse systématique. L'objectif de ce rapport est précisément de fournir aux décideurs une vue d'ensemble complète de la gestion des risques financiers pour permettre une gestion et une allocation plus cohérentes et transparentes des différents risques à différents acteurs.

En définitive, la responsabilité de la gestion des risques financiers reviendra aux gouvernements. La conclusion du rapport selon laquelle les coûts en capital des projets de construction de nouvelles centrales nucléaires peuvent être nettement inférieurs aux attentes s'applique de la même manière aux investisseurs publics et privés. Néanmoins, les gouvernements ont encore un rôle important à jouer dans ce contexte.

La première tâche des gouvernements est de garantir un engagement crédible et efficace en matière de réduction des émissions de carbone. La désynchronisation des projets à faibles émissions de carbone par rapport au risque de marché systémique ne sera pas réalisée si des engagements forts de réduction des émissions ne sont pas suivis d'actions ayant un impact réel sur l'économie.

Deuxièmement, les gouvernements doivent mettre en œuvre les stratégies présentées ci-dessus pour éliminer ou réduire les coûts économiques de trois risques idiosyncrasiques propres à chaque projet : le risque de construction, en répartissant le risque sur les consommateurs ; le risque de prix, grâce à des contrats à long terme ou à des tarifs réglementés ; et le risque politique, grâce à des accords d'indemnisation appropriés conclus avec les autorités.

Troisièmement, les gouvernements peuvent également intervenir en tant que promoteurs directs de projets en cas d'échec du marché lorsque les acteurs privés ne reconnaissent pas la vraie valeur économique d'un projet nucléaire, notamment grâce à leur capacité à compenser le risque d'un portefeuille financier. Inutile pour cela d'en appeler à l'intérêt général ou à des objectifs stratégiques tels que la sécurité de l'approvisionnement énergétique, le développement technologique, la cohésion régionale ou l'emploi, aussi importants soient-ils. Les seules défaillances du marché pertinentes concerneraient l'appréciation correcte des coûts et des avantages d'une électricité pilotable à faibles émissions de carbone.

Quatrièmement, les gouvernements ont un rôle à jouer pour mettre en place des structures de gestion de projet efficaces pour la construction de nouvelles centrales nucléaires. L'interaction des structures de financement, de la gestion de projet, des incitations et de l'architecture des marchés de l'électricité dans la construction de nouvelles centrales nucléaires fera l'objet d'un futur rapport de l'AEN. À ce stade, il convient de dire que les gouvernements doivent veiller à ce que tous les acteurs contribuent à l'objectif commun qui est de mener à bien les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en respectant les délais et le budget définis. Enfin, les gouvernements doivent garantir la stabilité macroéconomique pour minimiser les primes de risque pays. Les projets de production d'énergie nucléaire sont gourmands en capital et de grande envergure.

Une augmentation d'un ou deux pour cent au-dessus du taux sans risque entraîne rapidement une différence dans les coûts réels de ces projets.

Par conséquent, les gouvernements doivent continuer d'agir pour instaurer des conditions-cadres et mettre en œuvre des mesures à même de réduire les coûts économiques du risque financier. Avant tout, les engagements en faveur de zéro émission nette d'ici à 2050 doivent être concrétisés par des actions efficaces. Si ces conditions sont assurées, les coûts en capital des projets de construction de nouvelles centrales nucléaires tendront à se rapprocher du taux sans risque, plus toute prime de risque pays requise. Il ne s'agit pas uniquement d'une proposition conceptuelle. Si les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires sont totalement sans risques, les investisseurs privés et publics rivaliseront pour bénéficier des avantages d'une électricité pilotable à faibles émissions de carbone, en réduisant le rendement exigé sur le capital à des taux nettement inférieurs à ceux d'aujourd'hui. La condition, bien sûr, est que les mesures et cadres suggérés dans ce rapport soient intégralement mises en œuvre.

Références bibliographiques

AIE/AEN (2020), "Projected costs of generating electricity: 2020 edition", AIE/AEN, Paris, www.oecd-nea.org/jcms/pl_28612/projected-costs-of-generating-electricity

AIE/AEN (2022), "Financing new nuclear power plants: minimising the cost of capital by optimising risk management", Éditions OCDE, Paris, www.oecd-nea.org/jcms/pl_76525

AIE/AEN (2021), "Meeting climate change targets: the role of nuclear energy", Éditions OCDE, Paris, <https://t.co/KwhxdnntTs>

ARROW K. & LIND R. (1970), "Uncertainty and the evaluation of public investment decisions", *American Economic Review*, vol. 60, n°3, pp. 364-78, <https://doi.org/10.1080/19390459.2014.867640>

GOLLIER C. (2021), "The welfare cost of ignoring the beta", Toulouse School of Economics working paper, www.tse-fr.eu/sites/default/files/TSE/documents/doc/by/gollier/forget6.pdf

GOLLIER C. (2015), « Taux d'actualisation et rémunération du capital », *Revue française d'économie*, vol. 30, n°4, pp. 3-15.

KEPPLER J.H., S. QUEMIN & SAGUAN M. (2022), "Why the sustainable provision of low-carbon electricity needs hybrid markets", *Energy Policy*, vol. 171, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113273>.

NEWBERY D. (2021), "The cost of finance and the cost of carbon: A case study of Britain's only PWR", *Economics of Energy and Environmental Policy*, vol. 10, n°2, pp. 229-247, <https://doi.org/10.5547/2160-5890.10.2.dnew>

PELUCHON B. (2019) "Market Design and the cost of capital for generation capacity investment", Working Paper 41, Chaire European Electricity Markets, Université Paris-Dauphine, www.ceem-dauphine.org/working/en/market-design-and-the-cost-of-capital-for-generation-capacity-investment