

Coûts prévisionnels de production de l'électricité

Édition 2010

Coûts prévisionnels de production de l'électricité

Édition 2010

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

Copyright © 2010

Organisation de coopération et de développement économiques/Agence internationale de l'énergie
9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France

et

Organisation de coopération et de développement économiques/Agence pour l'énergie nucléaire
Le Seine Saint-Germain, 12, boulevard des Îles, F-92130 Issy-les-Moulineaux, France

Aucune reproduction, diffusion ou traduction de cette publication n'est possible
sans autorisation écrite préalable. Toute demande doit être adressée à : rights@iea.org

Synthèse

L'édition 2010 des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* (*Projected Costs of Generating Electricity*, édition française à paraître) présente les principaux résultats du travail réalisé au cours de l'année 2009 pour calculer les coûts de production de l'électricité permettant d'assurer la charge de base par les centrales nucléaires et les centrales thermiques, ainsi que les coûts de production d'électricité d'un large éventail de technologies renouvelables, dont certaines assurent une production variable, voire intermittente. Toutes les technologies étudiées devraient être en service d'ici à 2015. Cette étude repose essentiellement sur les données relatives aux coûts de production d'électricité, par pays. Mais elle comporte aussi, et pour la première fois, des analyses de sensibilité approfondies des paramètres de coût essentiels, puisque l'un des objectifs est de fournir des informations fiables sur les facteurs clés affectant l'économie de la production d'électricité par tout un éventail de technologies. Ce nouveau rapport de la série reprend la présentation désormais classique des coûts de production en base afin de comparer les différents types de centrales dans chacun des pays représentés, mais aussi d'offrir une base de comparaison des coûts de production entre les différents pays pour des types de centrales similaires. Il peut constituer un outil précieux pour les décideurs, les chercheurs et les professionnels de l'industrie désireux de mieux appréhender les coûts de production des différentes technologies.

Cette étude se concentre sur les coûts prévus « aux bornes des centrales » pour la production d'électricité en base, ceci pour celles qui pourraient être mises en service d'ici à 2015. Elle présente également les coûts de production d'une palette élargie de sources d'énergie renouvelables, dont certaines ont une production variable. Ce rapport analyse en outre les coûts prévisionnels des centrales avancées aux conceptions innovantes, plus précisément des centrales commerciales avec captage du carbone, qui pourraient être mises en service pour une production commerciale d'ici à 2020.

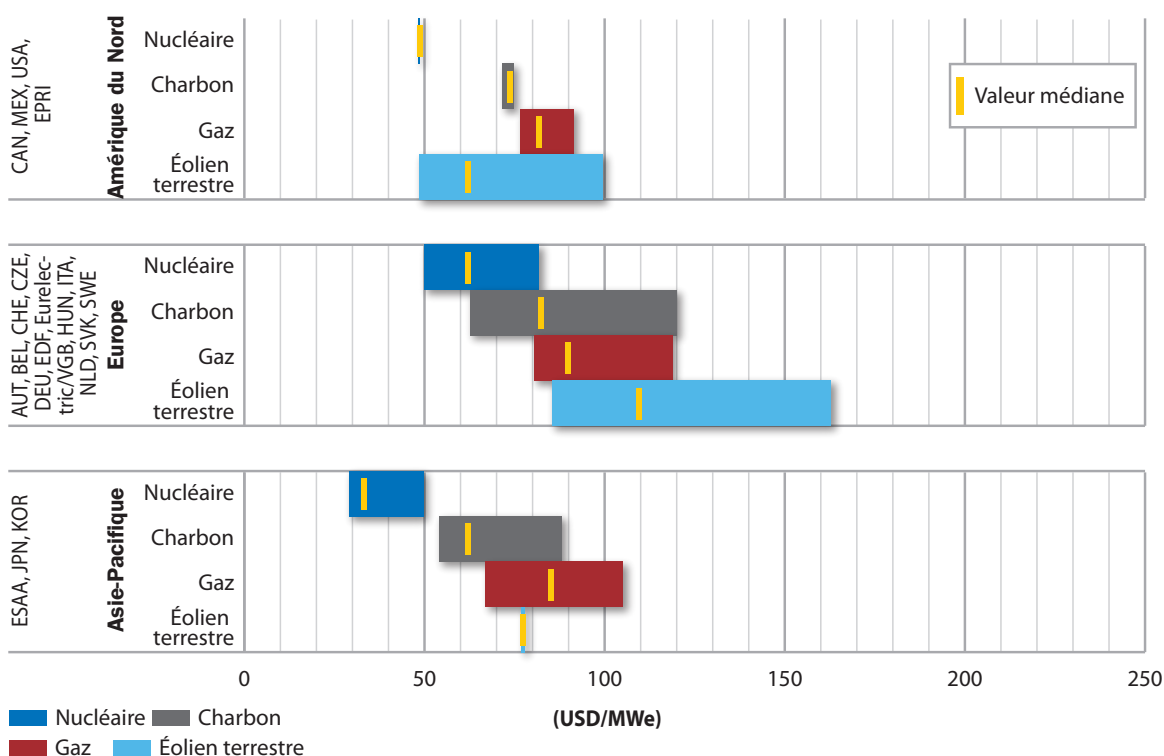
L'étude a bénéficié des directives et du soutien d'un Groupe ad hoc constitué d'experts officiels des différents pays, d'experts de l'industrie et d'universitaires. Les données sur les coûts fournies par ces experts ont été rassemblées et utilisées par le secrétariat commun AIE/AEN afin de calculer les coûts moyens actualisés de l'électricité (LCOE, *levelised costs of electricity*), pour la production d'électricité de base.

Les calculs reposent sur une approche simple de coût moyen actualisé sur la durée de vie de la centrale à l'instar des précédentes études, et utilisent la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie (DCF, *discounted cash flow*). Ces calculs reposent sur les hypothèses de base retenues par le Groupe d'experts ad hoc en ce qui concerne les principaux paramètres techniques et économiques. Les variables les plus significatives sont les taux d'actualisation réels, 5 % et 10 %, comme précédemment les prix des énergies fossiles et, pour la première fois, un prix du carbone fixé à 30 USD par tonne de CO₂.¹

1. Il conviendra de se référer au chapitre 2, « Méthodologie, conventions et hypothèses essentielles », pour de plus amples détails sur les questions de méthodologie, et au chapitre 7, « Problèmes de financement », pour une discussion sur les taux d'actualisation. Il faut garder à l'esprit que la méthodologie LCOE traite uniquement des coûts financiers, et ne tient pas compte des coûts externes ou sociaux de la production d'électricité.

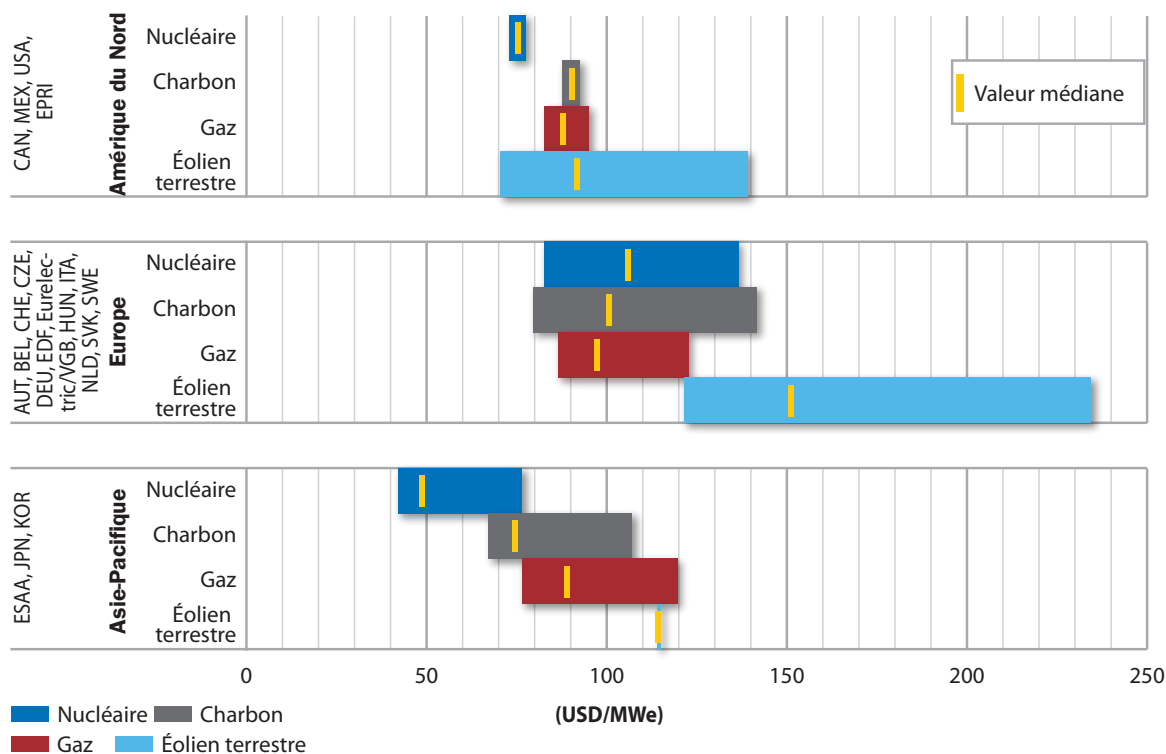
Deux conclusions importantes ressortent de cette étude (voir les figures ES.1 et ES.2 ci-après). Premièrement, dans le cas d'un faible taux d'actualisation, les technologies nécessitant beaucoup de capital et à faible intensité carbone telles que l'énergie nucléaire constituent la solution la plus compétitive pour la production en base, en comparaison des centrales à charbon sans captage du carbone et des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel. D'après les données disponibles pour cette étude, là où le charbon est bon marché (comme en Australie et dans certaines régions des États-Unis), les centrales à charbon avec et sans « captage du carbone » [sans transport ni stockage, ci-après CC(S)] sont aussi globalement compétitives dans le cas du faible taux d'actualisation. On notera que ces résultats intègrent un prix du carbone de 30 USD par tonne de CO₂, et que de fortes incertitudes pèsent sur le coût de ce captage, qui n'a pas encore été utilisé à une échelle industrielle.

Figure ES.1 : Fourchettes régionales des LCOE pour les centrales nucléaires, à charbon et à gaz et les parcs éoliens terrestres
(à un taux d'actualisation de 5 %)



Deuxièmement, dans le cas du taux d'actualisation élevé, les centrales au charbon sans captage du carbone, suivies des centrales au charbon avec captage et des centrales à cycle combiné à gaz (CCGT, *combined cycle gas turbine*), constituent les sources d'électricité les moins chères. Avec un taux d'actualisation élevé, les centrales au charbon sans CC(S) sont toujours moins chères que les centrales au charbon avec CC(S), même dans les régions où le charbon est bon marché, à un prix du carbone de 30 USD par tonne. Ces résultats soulignent l'importance capitale des taux d'actualisation, et dans une moindre mesure des prix du carbone et des sources d'énergie, dans la comparaison entre les différentes technologies. L'étude comporte ainsi des analyses de sensibilité approfondies visant à mesurer l'impact relatif des variables de coût essentielles (tels que les taux d'actualisation, les coûts de construction, les prix des énergies et du carbone, les facteurs de charge, les durées de vie et les délais de construction) sur l'économie des différentes technologies de production étudiées individuellement.

Figure ES.2 : Fourchettes régionales des LCOE pour les centrales nucléaires, à charbon et à gaz et les parcs éoliens terrestres
(à un taux d'actualisation de 10 %)



Particularités de la méthode de calcul

Cette étude concerne 21 pays, et a rassemblé des données sur les coûts de 190 centrales. Les données ont été fournies pour 111 centrales par les participants au Groupe d'experts qui représentaient 16 pays membres de l'OCDE (Allemagne, Autriche, Belgique, Canada, Corée, États-Unis, France, Hongrie, Italie, Japon, Mexique, Pays-Bas, République slovaque, République tchèque, Suède et Suisse), pour 20 centrales par 3 pays non membres (Afrique du Sud, Brésil et Russie), et pour 39 centrales par des industriels participants [ESAA (Australie), EDF (France), Eurelectric (Union européenne) et EPRI (États-Unis)]. Le secrétariat a en outre collecté des données relatives à 20 centrales en construction en Chine en utilisant à la fois des données publiques et des sources chinoises officielles.

L'échantillon total regroupe 34 centrales à charbon sans captage du carbone, 14 centrales au charbon avec CC(S), 27 centrales à gaz, 20 centrales nucléaires, 18 parcs éoliens terrestres, 8 parcs éoliens en mer, 14 centrales hydroélectriques, 17 centrales photovoltaïques, 20 centrales de cogénération (CHP, *combined heat and power*) utilisant diverses sources d'énergie, et 18 centrales fonctionnant avec d'autres énergies ou technologies. Les données recueillies pour l'étude mettent en évidence l'intérêt croissant des pays participants pour les technologies de production d'électricité à faible intensité de carbone, et notamment pour les centrales nucléaires, éoliennes, solaires et CHP, ainsi que pour les premières centrales commerciales équipées d'un système de captage du carbone, toutes des technologies clés pour « décarboner » le secteur de l'énergie.

Les coûts de production de l'électricité sont calculés aux bornes de la centrale (électricité produite), et n'englobent pas les coûts de transport ni de distribution. L'étude ne tient pas non plus compte d'autres effets systémiques tels que les coûts induits par la construction de centrales prenant le relais des installations d'énergies renouvelables à production variable ou intermittente (lorsqu'elles sont indisponibles). Pour le calcul des coûts de production des centrales au charbon avec CC(S), seuls les coûts de captage, hors transport et stockage, ont été retenus. Enfin, les estimations ne tiennent absolument pas compte des coûts externes liés aux émissions autres que celles de CO₂ ou à l'impact sur la sécurité des approvisionnements.

Un certain nombre d'observations essentielles peuvent être faites à partir des centrales étudiées. Un premier problème concerne les très grands écarts entre données. Les résultats varient énormément d'un pays à l'autre, y compris au sein de la même zone géographique, où il existe des variations significatives de coûts pour les mêmes technologies. Même si une partie de ces différences est liée au moment où les estimations ont été faites (les coûts ont rapidement grimpé sur les quatre dernières années, avant de chuter fin 2008 et en 2009), une conclusion essentielle est que ce sont des circonstances spécifiques des pays qui déterminent les LCOE. Il est clairement impossible d'établir une quelconque généralisation sur les coûts au-delà du niveau de la zone géographique concernée ; même au sein des zones (OCDE Europe, OCDE Asie), voire à l'intérieur des grands pays (Australie, États-Unis, Chine ou Russie), il existe des différences de coûts importantes qui dépendent des conditions locales (par ex., l'accès aux énergies fossiles, la disponibilité des énergies renouvelables, les réglementations du marché différentes, etc.). Ces différences soulignent le besoin d'analyser les coûts au niveau de chaque pays, voire à un niveau encore plus fin.²

Le second problème concerne la qualité même des données. La privatisation généralisée de la production de l'électricité et la libéralisation des marchés de l'énergie dans la plupart des pays de l'OCDE ont réduit l'accès aux données sur les coûts de production, souvent sensibles sur le plan commercial. Les données utilisées dans cette étude proviennent de résultats actuels, d'études publiées et d'enquêtes à l'échelle de l'industrie. Les chiffres définitifs souffrent d'une certaine incertitude due aux éléments suivants :

- Le prix à venir des énergies et du CO₂ : il est important de noter que pour la première fois, un prix du carbone fixé pour tous les pays de l'OCDE est pris en compte et intégré aux calculs du LCOE. Les politiques visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre ont atteint un tel niveau de maturité que les membres du Groupe d'experts ont décidé qu'un prix du carbone de 30 USD par tonne de CO₂ constituait désormais l'hypothèse la plus réaliste pour les centrales mises en service en 2015. Cependant, le groupe tient à souligner les incertitudes liées à cette hypothèse.
- Les coûts de financement actuels et futurs.
- Les coûts de la construction.
- Les coûts de démantèlement et de stockage, qui affectent en particulier l'énergie nucléaire, restent toujours vagues en raison du peu d'expérience en la matière, mais on remarquera que la méthodologie DCF employée dans cette étude fait que les coûts de démantèlement deviennent négligeables pour les centrales nucléaires, et ceci, quel que soit le taux d'actualisation (pourvu qu'il demeure réaliste).
- De manière indirecte, les résultats de l'étude dépendent aussi des prix de vente de l'électricité à venir, puisque la méthodologie LCOE présuppose des prix stables qui compensent entièrement les coûts sur la durée de vie d'une centrale. Une hypothèse différente sur les prix de l'électricité aboutirait à d'autres résultats.

2. En particulier, les coûts des énergies renouvelables présentent d'importantes variations d'un pays à l'autre, et au sein de chaque pays, d'un endroit à l'autre. De plus, certains des plus grands marchés actuels pour les énergies renouvelables ne sont pas représentés dans l'étude.

Cette nouvelle édition des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* a été préparée dans une période d'incertitudes sans précédent au regard du contexte économique et politique actuel, se caractérisant d'une part par une importante croissance des politiques de lutte contre le changement climatique et aussi l'incertitude sur le délai d'impact des mesures prises, d'autre part, par des changements spectaculaires des conditions économiques influençant l'offre et la demande énergétiques.

En plus des incertitudes décrites ci-dessus, d'autres facteurs ne peuvent pas non plus être intégrés de manière appropriée dans une analyse comparative entre pays, mais ils doivent être abordés, et ils sont donc traités dans l'étude de façon qualitative, dans des chapitres dédiés :

- l'intégration d'énergies renouvelables variables et intermittentes dans la plupart des réseaux d'électricité existants ;
- le coût actuel d'accès au capital pour les futurs projets énergétiques, et les différences de modalités d'imposition ;
- les problèmes liés au comportement des marchés de l'énergie (risques de variation de la demande et des prix) ;
- les coûts du CC(S), une technologie qui peut s'avérer déterminante pour la décarbonation du secteur de l'énergie, mais qui est toujours en phase de développement.

Des incertitudes accrues impactent les coûts à la hausse par des exigences supérieures en matière de rentabilité des investissements/taux d'actualisation, et ce schéma s'applique à toutes les technologies de production d'électricité. Cependant, des taux d'actualisation supérieurs pénalisent les technologies qui réclament plus de capital et à faible intensité en carbone telles que le nucléaire, les énergies renouvelables et le charbon avec CC(S), en raison de leurs coûts d'investissement de départ élevés ; ils favorisent comparativement les technologies basées sur des énergies fossiles avec des charges d'exploitation supérieures, mais des coûts d'investissement relativement moindres, en particulier les centrales CCGT. Concernant les énergies renouvelables, des facteurs de charge spécifiques propres à chaque site peuvent également s'avérer décisifs. Globalement, l'accès au financement et la stabilité des politiques environnementales qui devront être développées dans les années à venir seront cependant cruciaux pour déterminer l'issue de la décarbonation du secteur de l'énergie.

Principaux résultats

Malgré toutes ces mises quant à la méthodologie de calcul des coûts de production de l'électricité, le présent rapport permet d'identifier un certain nombre de tendances qui façonneront le secteur de l'électricité dans les années à venir. La plus importante d'entre elles est le fait que les centrales nucléaires, à charbon, à gaz, et quand les conditions locales sont favorables, les centrales hydroélectriques et éoliennes, constituent désormais des technologies relativement concurrentielles pour la production d'électricité de base.³ Leur compétitivité précise en termes de coûts dépend avant toute chose des caractéristiques locales de chaque marché particulier, et de leur coût de financement associé, mais aussi des prix du CO₂ et des combustibles fossiles.⁴

3. La nature variable de l'éolien, par opposition aux technologies conventionnelles disponibles en permanence, impose d'avoir des capacités flexibles en réserve quand la ressource n'est pas là. Ainsi, le coût de l'éolien au niveau du système global est plus élevé que celui aux bornes de la centrale, même si notre analyse d'études d'intégration (voir le chapitre 7) suggère que ce coût supplémentaire n'est pas prohibitif. Les coûts de réseau sont probablement inférieurs sur les marchés plus importants, avec une dissémination géographique des centrales, et quand l'éolien fait partie d'un portefeuille complémentaire d'autres technologies de production.

4. Les autres énergies renouvelables se situent pour l'heure en dehors de cette fourchette, bien que des réductions de coût significatives soient attendues en liaison avec leur développement, en particulier pour le solaire photovoltaïque en charge intermédiaire.

Comme mentionné précédemment, plus le coût de financement est faible, meilleures sont les performances des technologies qui requièrent beaucoup de capital et à faible intensité de carbone telles les centrales nucléaires, éoliennes et à charbon avec CC(S) ; à des taux d'actualisation supérieurs, les centrales à charbon sans CC(S) et à gaz seront plus compétitives. Aucune technologie ne dispose d'un avantage global déterminant, au niveau mondial ou même régional. Chacune de ces technologies présente des forces potentiellement décisives et des faiblesses qui ne se reflètent pas toujours dans les chiffres de LCOE présentés dans cette étude.

La force du secteur nucléaire est sa capacité à livrer de grandes quantités d'électricité de base pour une très faible intensité de carbone et à des coûts stables dans le temps ; cependant, le capital à mobiliser est important et les délais de construction d'un réacteur sont longs. Le stockage permanent des déchets radioactifs, le maintien de la sûreté, et les questions renouvelées concernant la sécurité nucléaire et la prolifération restent des problèmes qui doivent être résolus pour l'énergie nucléaire.

La force du charbon est sa compétitivité économique en l'absence de tarification du carbone et des autres coûts environnementaux. C'est particulièrement vrai là où le charbon est bon marché et peut être utilisé pour produire de l'électricité au voisinage de la mine, comme dans l'ouest des États-Unis, en Australie, en Afrique du Sud, en Inde et en Chine. Cependant, cet avantage est fortement réduit quand d'importants coûts de transport ou de transaction s'appliquent, ou quand le prix du carbone est pris en compte. La probabilité élevée d'une tarification du carbone de plus en plus généralisée et de normes environnementales locales plus contraignantes réduit ainsi de façon radicale l'avantage concurrentiel initial.

Le captage du carbone [CC(S)] n'a pas encore été démontré à une échelle commerciale pour les centrales thermiques. Les coûts indiqués dans l'étude renvoient au captage du carbone aux bornes de la centrale [CC(S)] ; une règle générale non vérifiée énonce que le transport et le stockage pourraient ajouter 10-15 USD supplémentaires par MWh. Tant qu'un nombre suffisant de centrales types n'aura pas été exploité sur une durée pertinente, les coûts totaux du CC(S) resteront incertains.

Le grand avantage de la production d'électricité au gaz est sa flexibilité, le fait que son prix fasse référence sur les marchés de l'électricité concurrentiels, un risque financier limité pour ses exploitants, et ses émissions de CO₂ relativement faibles ; par contre, utilisée pour la production d'électricité de base, elle présente des coûts comparativement élevés – compte tenu de la variable – que constitue le prix du gaz (sauf en cas de taux d'actualisation élevés), et elle dépend de la sécurité des approvisionnements dans certaines zones géographiques. Les progrès de l'extraction du gaz de schiste, moins onéreux, ont permis d'équilibrer plus facilement l'offre et la demande, et de ce fait de redresser les perspectives du gaz naturel en termes de compétitivité en Amérique du Nord, où les prix sont à peu près moitié moindre que ceux basés sur une indexation sur les prix du pétrole, telle que pratiqués en Europe continentale ou dans la région Asie-Pacifique de l'OCDE.

Pour la première fois, l'éolien terrestre fait partie des sources de production d'électricité potentiellement compétitives dans cette édition des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité*. Sur la vague de la dynamique générée par le soutien fort des gouvernements, l'éolien terrestre rattrape actuellement son retard concurrentiel, toujours existant, mais en baisse. Sa faiblesse est son caractère variable et imprévisible, qui peut rendre les coûts de réseau supérieurs à ceux d'une centrale, même si ceux-ci peuvent être réduits par une diversité d'implantation géographique et une combinaison appropriée avec d'autres technologies. Selon les données disponibles pour cette étude, l'éolien en mer n'est actuellement pas compétitif par rapport aux centrales thermiques classiques ou nucléaires. Cependant, de nombreuses technologies renouvelables ne sont pas encore opérationnelles, et l'on peut penser que leurs coûts baisseront lors de la prochaine décennie. Les énergies renouvelables, tout comme l'énergie nucléaire, bénéficient également, une fois construites, de charges variables stables.

Si l'on ne devait retenir qu'un seul enseignement de cette édition des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité*, c'est qu'il y aura vraisemblablement une concurrence saine entre ces différentes technologies dans l'avenir, concurrence qui sera décidée en fonction des préférences nationales et des avantages comparatifs locaux. Dans le même temps, les marges sont si faibles qu'aucun pays ne sera en mesure d'isoler ses choix des pressions de la concurrence émanant d'autres options technologiques. Les choix disponibles et la pression pesant sur les exploitants et les fournisseurs de technologies pour proposer des solutions attrayantes n'ont jamais été aussi grands. À moyen terme, les investissements sur les marchés de l'énergie seront lourds d'incertitudes.

Centrales au charbon

La plupart des centrales à charbon des pays de l'OCDE présentent des coûts de construction de base compris entre 900 et 2 800 USD/kWe, pour les centrales sans captage du carbone.⁵ Celles avec captage ont des coûts de construction de base allant de 3 223 à 6 268 USD/kWe. Les centrales au charbon avec captage du carbone sont appelées « centrales au charbon avec CC(S) » dans le présent rapport, afin d'indiquer que les estimations les concernant ne tiennent pas compte des coûts de stockage et de transport.

Les délais de construction sont d'environ quatre ans pour la plupart des centrales. D'après les données fournies par les répondants, les prix de la houille tout comme du lignite varient énormément d'un pays à l'autre. Exprimés dans la même monnaie en utilisant les taux de change officiels, les prix du charbon peuvent varier d'un facteur dix. L'étude a supposé un prix de la houille de 90 USD par tonne, excepté pour les grands producteurs de charbon qui sont partiellement protégés des marchés mondiaux, comme l'Australie, le Mexique et les États-Unis, pour lesquels les prix en vigueur sur leur marché national (« intérieurs ») ont été appliqués. En ce qui concerne le lignite, les prix intérieurs ont été retenus dans tous les cas.

Avec un prix du carbone de 30 USD/tonne, le vecteur de coût le plus important pour les centrales à charbon sans CC(S) est le coût du CO₂, dans l'hypothèse d'un taux d'actualisation faible. Dans le cas des centrales à charbon avec CC(S), ce sont les coûts de construction qui constituent l'inducteur le plus important au faible taux d'actualisation. Dans l'hypothèse d'un taux d'actualisation élevé, les coûts d'investissement deviennent plus importants, les variations du taux d'actualisation, étroitement suivies par les coûts de construction, constituent alors les déterminants essentiels des coûts globaux, à la fois pour les centrales au charbon avec et sans CC(S).

Au taux d'actualisation de 5 %, le coût moyen actualisé de production d'électricité dans les pays de l'OCDE se situe entre 54 USD/MWe (Australie) et 120 USD/MWe (République slovaque) pour les centrales au charbon avec et sans captage du carbone. En général, le coût d'investissement et celui du combustible comptent chacun pour 28 % du total, tandis que les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M, Operations and Maintenance) représentent quelques 9 %, et le prix du carbone environ un tiers du total.

Au taux d'actualisation de 10 %, le coût moyen actualisé de production d'électricité dans les pays de l'OCDE se situe entre 67 USD/MWe (Australie) et 142 USD/MWe (République slovaque) pour les centrales au charbon avec et sans captage du carbone. Les coûts d'investissement représentent environ 42 % du total, le prix du combustible quelques 23 %, les coûts d'O&M environ 8 %, et le prix du carbone 27 % du LCOE total.

5. Les coûts de construction de base incluent le coût indirect de construction, le coût de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la construction (IAGC) et des provisions pour risque, mais excluent les intérêts intercalaires. Les coûts d'investissement totaux incluent les intérêts intercalaires, mais excluent les coûts de rénovation ou de démantèlement.

Centrales au gaz

Pour les centrales à gaz sans captage du carbone des pays de l'OCDE retenues pour l'étude, les coûts de construction de base se situent dans la plupart des cas entre 520 et 1 800 USD/kWe. Dans tous les pays concernés, les coûts d'investissement des centrales au gaz sont inférieurs à ceux des centrales au charbon et nucléaires. Les centrales au gaz sont construites rapidement, les dépenses s'étalant le plus souvent sur deux à trois ans. Les coûts d'O&M de ces centrales sont largement inférieurs à ceux des centrales au charbon et nucléaires, dans tous les pays qui ont fourni des données pour les deux ou trois types de centrales considérés. L'étude a supposé des prix du gaz de 10,3 USD/MMBtu dans la zone Europe, et de 11,7 USD/MMBtu dans la zone Asie de l'OCDE. Des hypothèses nationales ont été retenues pour les grands producteurs de gaz comme l'Australie, le Mexique et les États-Unis.

Au taux d'actualisation de 5 %, le coût moyen actualisé de production d'électricité des centrales au gaz des pays de l'OCDE varie entre 67 USD/MWe (Australie) et 105 USD/MWe (Italie). En moyenne, les coûts d'investissement ne représentent que 12 % du total, alors que les coûts d'O&M s'élèvent à 6 % et ceux du carbone à 12 %. Le combustible représente à lui seul 70 % du coût moyen actualisé total. Par conséquent, les hypothèses sur les prix du gaz retenues pour l'étude constituent le facteur déterminant de l'estimation des coûts moyens actualisés de l'électricité produite au gaz.

Au taux d'actualisation de 10 %, le coût moyen actualisé des centrales au gaz des pays de l'OCDE se situe entre 76 USD/MWe (Australie) et 120 USD/MWe (Italie). La différence entre les coûts aux taux d'actualisation de 5 % et 10 % est très limitée en raison de la faiblesse des coûts de construction de base et de la rapidité de construction. Le combustible est le principal vecteur du coût, puisqu'il représente 67 % du coût actualisé moyen total. Les coûts d'investissement correspondent à 16 %, tandis que les coûts d'O&M et du carbone contribuent respectivement pour 5 % et 11 % au LCOE total.

Centrales nucléaires

Les chiffres des centrales nucléaires varient fortement, reflétant ainsi l'importance des conditions nationales et l'absence d'expérience de construction récente dans de nombreux pays de l'OCDE. Pour les centrales nucléaires étudiées, les coûts de construction de base varient entre 1 600 et 5 900 USD/kWe, avec une valeur médiane de 4 100 USD/kWe. L'étude a pris en compte différentes technologies de troisième génération, et notamment l'EPR, d'autres conceptions avancées de réacteur à eau pressurisée, ainsi que des conceptions avancées de réacteur à eau bouillante.

Au taux d'actualisation de 5 %, le coût moyen actualisé de production d'électricité des centrales nucléaires des pays de l'OCDE se situe entre 29 USD/MWe (Corée) et 82 USD/MWe (Hongrie). Les coûts d'investissement représentent de loin la part la plus importante dans le total, autour de 60 % en moyenne, tandis que les coûts d'O&M y contribuent pour 24 %, et les coûts du cycle du combustible pour 16 %. Ces chiffres englobent les coûts de rénovation, de traitement des déchets et de démantèlement après une durée de vie de 60 ans.

Au taux d'actualisation de 10 %, le coût moyen actualisé de production d'électricité nucléaire dans les pays de l'OCDE se situe dans la fourchette de 42 USD/MWe (Corée) à 137 USD/MWe (Suisse). La part des investissements dans le coût total s'élève à environ 75 %, alors que les autres postes de coûts, exploitation et maintenance et cycle du combustible, représentent respectivement 15 % et 9 %. Ces chiffres englobent les coûts de rénovation, de traitement des déchets et de démantèlement après une durée de vie de 60 ans.

Énergies renouvelables

Pour les parcs éoliens terrestres, les coûts de construction de base spécifiques vont de 1 900 à 3 700 USD/kWe. Les calendriers des investissements tels que collectés pour l'étude indiquent une durée de construction comprise entre un et deux ans dans la majorité des cas. Comme pour toutes les autres technologies, les coûts calculés et présentés dans ce rapport pour les centrales éoliennes sont des coûts aux bornes de la centrale. Ils ne tiennent donc pas compte des coûts spécifiques associés à l'intégration de l'éolien ou d'autres sources d'énergie renouvelables intermittentes dans la plupart des réseaux électriques existants, et en particulier du besoin de capacités de réserve pour compenser la variabilité et la prédictibilité limitée de leur production.

Le coût moyen actualisé de l'électricité produite par les centrales éoliennes terrestres et photovoltaïques présente une très grande sensibilité aux variations du facteur de charge, et dans une moindre mesure aux coûts de construction, quel que soit le taux d'actualisation. Par opposition aux centrales nucléaires et thermiques pour lesquelles un facteur de charge générique de 85 % a été retenu, des facteurs de charge spécifiques de chaque centrale ont été utilisés pour les sources d'énergie renouvelables. Concernant les énergies renouvelables telles que l'éolien, la disponibilité de la centrale constitue en fait un facteur déterminant pour le coût moyen actualisé de production d'électricité. Les facteurs de charge signalés pour les centrales éoliennes varient entre 21 % et 41 % pour les parcs terrestres, et entre 34 % et 43 % pour les parcs en mer, sauf dans un cas.

Au taux d'actualisation de 5 %, le coût moyen actualisé de production d'électricité des centrales éoliennes des pays de l'OCDE concerné par l'étude se situe entre 48 USD/MWe (États-Unis) et 163 USD/MWe (Suisse) pour les parcs terrestres, et entre 101 USD/MWe (États-Unis) et 188 USD/MWe (Belgique) pour les parcs en mer. La part des coûts d'investissement s'élève à 77 % pour les éoliennes terrestres, et à 73 % pour les éoliennes en mer.

Au taux d'actualisation de 10 %, le coût moyen actualisé de production d'électricité éolienne terrestre dans les pays de l'OCDE se situe entre 70 USD/MWe (États-Unis) et plus de 234 USD/MWe (Suisse). En ce qui concerne les éoliennes en mer, les coûts varient de 146 USD/MWe (États-Unis) à 261 USD/MWe (Belgique). La part des coûts d'investissement s'élève à 87 % pour les éoliennes terrestres, et à 80 % pour les éoliennes en mer. Pour ces dernières, les difficiles conditions de l'environnement maritime impliquent une part plus importante des coûts d'exploitation et de maintenance.

Concernant les centrales photovoltaïques, les facteurs de charge signalés varient de 10 % à 25 %. Pour les facteurs de charge les plus élevés, les coûts moyens actualisés de l'électricité solaire photovoltaïque atteignent environ 215 USD/MWh au taux d'actualisation de 5 %, et 333 USD/MWh au taux d'actualisation de 10 %. Pour les facteurs de charge les plus bas, le coût moyen actualisé de l'électricité solaire photovoltaïque tourne autour de 600 USD/MWe.

Les deux centrales solaires thermiques ayant participé à l'étude présentent un facteur de charge respectif de 32 % (Eurelectric) et 24 % (Department of Energy, États-Unis). Les coûts moyens actualisés vont de 136 USD/MWh à 243 USD/MWh aux taux d'actualisation respectifs de 5 % et 10 %.

La présente étude comporte également des données limitées sur les coûts de production de l'hydroélectricité. Selon la taille de la centrale et les spécificités du site, l'hydroélectricité est compétitive dans certains pays ; cependant, les coûts varient tellement qu'aucune conclusion générale ne peut en être tirée.

Conclusions

Le coût moyen actualisé et la compétitivité relative des différentes technologies de production d'électricité dans chaque pays sont extrêmement sensibles au taux d'actualisation, et légèrement moins, quoique toujours de façon significative, à la tarification prévue du CO₂ ou prix prévisionnel du gaz naturel et du charbon. En ce qui concerne les énergies renouvelables, les facteurs de charge spécifiques aux pays et aux sites jouent également un rôle important.

Avec la libéralisation des marchés de l'électricité, certains risques sont devenus plus lisibles, de sorte que les initiateurs de projets doivent désormais supporter et gérer étroitement ces risques (dans la mesure où ils ne peuvent plus être reportés sur les consommateurs ou les contribuables). Ceci a des implications quand il s'agit de déterminer la rentabilité des investissements de production. L'accès au financement et les politiques nationales de soutien à tel ou tel type de technologie conçus pour réduire les risques financiers (tels que les tarifs d'achat, la garantie des prêts ou des prix) vont donc probablement jouer un rôle important dans la détermination des choix définitifs de production d'électricité.

Les politiques environnementales seront également de plus en plus déterminantes, ce qui va probablement influencer de manière forte l'évolution des coûts des énergies fossiles dans le futur et la compétitivité relative des diverses technologies de production. En outre, les marchés du gaz naturel subissent des changements substantiels à de nombreux niveaux qui rendent les prévisions actuelles en matière de prix encore plus incertaines qu'à l'habitude. Les marchés du charbon sont également influencés par des facteurs nouveaux. La sécurité de l'approvisionnement en énergie reste une inquiétude pour la plupart des pays de l'OCDE, il est possible qu'elle influence les politiques qui affecteront les investissements de production à l'avenir.

Cette étude donne un aperçu des coûts relatifs des technologies de production d'électricité dans les pays participants, et reflète les limites de la méthodologie et des hypothèses de base retenues. Les limitations liées à cette approche sont soulignées dans le présent rapport. En particulier, les estimations de coûts indiquées ne visent pas à représenter les coûts précis qui seraient calculés par des investisseurs potentiels pour un projet spécifique. De même que les politiques énergétiques nationales favorisant ou décourageant des technologies particulières, l'inquiétude des investisseurs sur les risques constitue l'une des raisons expliquant les différences entre les conclusions de cette étude et la préférence du marché pour les technologies au gaz naturel. Des attentes différentes en matière de prix des différentes énergies peuvent également influencer les décisions des investisseurs sur certains marchés.

Dans ce cadre et avec ses limites diverses, la présente étude suggère qu'aucune technologie de production d'électricité ne peut prétendre à être la moins chère dans toutes les situations. La technologie privilégiée dépendra d'un certain nombre de paramètres clés et des circonstances spécifiques à chaque projet. Cette nouvelle édition des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* indique que le choix des investisseurs pour un portefeuille spécifique de technologies de production d'électricité dépendra sans aucun doute des coûts de financement, des prix des énergies et du carbone, et de la politique énergétique spécifique en vigueur (sécurité des approvisionnements, réduction des émissions de CO₂, structure du marché).