

Coûts prévisionnels de production de l'électricité

Édition 2010



International
Energy Agency



AEN

Agence pour l'énergie nucléaire

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

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) est un organe autonome institué en novembre 1974 avec un double mandat : œuvrer pour la sécurité énergétique entre ses pays membres par une réponse collective aux perturbations des approvisionnements pétroliers, et engager les pays membres dans une politique énergétique rationnelle.

L'AIE applique un programme général de coopération dans le domaine de l'énergie entre 28 pays aux économies avancées, dont chacun a l'obligation de détenir des stocks de pétrole équivalant à 90 jours de ses importations nettes.

Les objectifs de l'Agence sont les suivants :

- Sécuriser l'accès des pays membres à des approvisionnements fiables et suffisants pour toutes les formes d'énergie, en maintenant en particulier des capacités de réponse d'urgence efficaces en cas de perturbation des approvisionnements pétroliers.
- Encourager des politiques énergétiques durables qui stimulent la croissance économique et la protection de l'environnement dans un contexte mondial – en particulier en terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre qui contribuent au changement climatique.
- Améliorer la transparence des marchés internationaux par la collecte et l'analyse de données sur l'énergie.
- Soutenir la collaboration sur les technologies énergétiques au niveau mondial pour sécuriser les futurs approvisionnements et atténuer leur impact environnemental, notamment par une amélioration de l'efficacité énergétique et le développement et le déploiement de technologies à faible intensité de carbone.
- Trouver des solutions aux problèmes énergétiques dans un contexte mondial par un engagement et un dialogue avec les pays non membres, l'industrie, les organisations internationales et les autres parties prenantes.

L'AIE regroupe les pays suivants : Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Corée, Danemark, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République Slovaque, République Tchèque, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie. La Commission européenne participe également aux travaux de l'AIE.

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1^{er} 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 membre de plein exercice non européen. L'Agence compte aujourd'hui 28 pays membres de l'OCDE : Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Corée, Danemark, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Japon, Luxembourg, Mexique, Norvège, Pays-Bas, Portugal, République Slovaque, République Tchèque, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie. La Commission européenne participe également à ses travaux.

La mission de l'AEN consiste à :

- aider ses pays membres à maintenir et à approfondir, par la coopération internationale, les bases scientifiques, technologiques et juridiques indispensables pour une utilisation sûre, respectueuse de l'environnement et économique de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques, et
- fournir des évaluations faisant autorité et dégager des convergences de vues sur les questions essentielles pour permettre aux gouvernements de définir leur politique nucléaire, et élargir les analyses réalisées par l'OCDE sur les politiques énergétiques et de développement durable.

Les domaines de compétence spécifiques de l'AEN concernent la sûreté nucléaire et la réglementation des activités nucléaires, la gestion des déchets radioactifs, la radioprotection, les sciences nucléaires, l'analyse des aspects économiques et techniques 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 concernant les données nucléaires et les programmes de calcul. Pour ses activités, ainsi que pour d'autres travaux connexes, l'AEN collabore étroitement avec l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne, avec laquelle elle a signé un Accord de coopération, ainsi qu'avec d'autres organisations internationales dans le domaine de l'énergie nucléaire.

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 31 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, comme la gouvernance des entreprises, l'économie de l'information et les défis du vieillissement de la population, et aider les gouvernements à y faire face. L'Organisation offre à ces derniers un cadre leur permettant de comparer leurs expériences dans leurs diverses politiques, chercher des réponses à des problèmes communs, identifier les bonnes pratiques, et travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

L'OCDE regroupe les pays membres suivants : Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Chili, Corée, Danemark, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Japon, Luxembourg, Mexique, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République Slovaque, République Tchèque, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie. La Commission européenne participe aux travaux de l'OCDE.

Les Éditions de l'OCDE assurent une large diffusion aux travaux de l'Organisation, qui regroupent les résultats de l'activité de collecte de statistiques, les travaux de recherche menés sur les questions économiques, sociales et environnementales, ainsi que les conventions, les principes directeurs et les normes approuvés par ses membres.

Également disponible en anglais sous le titre :

Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition

Les errata des publications de l'OCDE peuvent se trouver en ligne, à l'adresse :
www.oecd.org/publishing/corrigenda.

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

Avant-propos

Ce rapport conjoint de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) est la septième d'une série d'études réalisées depuis 1983 sur les coûts prévisionnels de la production d'électricité. En dépit des préoccupations accrues quant à la confidentialité des données de coûts commercialement sensibles, l'édition 2010, grâce à la coopération de pays membres, de pays non membres, d'industriels et d'universitaires, couvre encore plus de technologies et de pays que les précédentes versions.

L'étude contient des données sur les coûts de production de l'électricité pour près de 200 centrales situées dans 17 pays membres de l'OCDE et 4 pays non membres de l'Organisation. Elle a été supervisée par le Groupe d'experts ad hoc sur les coûts de production de l'électricité, composé de représentants des pays membres participants et d'experts de l'industrie, du monde universitaire, de la Commission européenne et de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). Des experts du Brésil, de l'Inde et de la Russie y ont également participé.

Dans la Partie I, l'étude présente les coûts prévisionnels de production de l'électricité calculés selon des règles méthodologiques communes, sur la base des données fournies par les pays et les organisations participants. Les données collectées concernent de nombreux combustibles et technologies, notamment le charbon, le gaz, le nucléaire, l'hydro-électrique, l'éolien (à terre et en mer), la biomasse, le solaire, l'énergie des vagues et l'énergie marémotrice. Des estimations de coûts ont également été fournies pour des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité, ainsi que pour des centrales à charbon incluant la capture du carbone. Comme dans les précédentes études de la série, tous les coûts et bénéfices ont été actualisés ou capitalisés à la date de mise en service afin de permettre le calcul des coûts moyens actualisés de l'électricité (LCOE) par MWh, sur la durée de vie des centrales.

Le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) indiqué dans la Partie I dépend, bien sûr, largement des hypothèses sous-jacentes. Bien qu'elles soient raisonnables et aient été contrôlées par des experts, ces hypothèses ne peuvent jamais couvrir tous les cas de figure. La Partie II propose par conséquent un certain nombre d'analyses de sensibilité qui montrent l'impact relatif sur le coût moyen actualisé de l'électricité des variations des principaux paramètres directeurs, tels les taux d'actualisation, les coûts du combustible, du carbone ou de construction, voire même les facteurs de charge et les durées de vie des centrales. Le lecteur disposera ainsi d'une vision plus large des différents cas de figure.

La Partie II aborde également des « questions périphériques » qui ne sont pas forcément prises en compte dans le calcul du coût moyen actualisé de l'électricité, mais qui ont un impact sur la prise de décision dans le secteur de l'électricité. Cela inclut les facteurs qui influent sur le coût du capital, les perspectives relatives à la capture et au stockage du carbone, le fonctionnement des marchés de l'électricité et les effets systémiques des énergies renouvelables intermittentes. Un chapitre de conclusions fournit des informations sur les autres études consacrées aux coûts de production de l'électricité. Deux annexes contiennent des informations sur les données relatives aux pays non membres et une liste des abréviations et acronymes. Les auteurs espèrent que cette publication constituera un outil précieux pour les décideurs, les acteurs des marchés et les chercheurs intéressés par les politiques en matière d'énergie et de changement climatique.

Cette étude est publiée sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE et du Directeur général de l'AIE. Elle reflète les vues collectives des experts participants, qui ne coïncident pas forcément avec celles des organisations ou des gouvernements auxquels ils sont rattachés.

Remerciements

La rédaction et la coordination de cette étude ont été dirigées par Mme María Sicilia Salvadores, spécialiste sénior des marchés de l'électricité à l'AIE, et le Professeur Jan Horst Keppler, économiste principal au sein de l'AEN. Tous deux souhaiteraient saluer la contribution essentielle apportée par le Groupe d'experts EGC, qui a participé à la collecte des données, fourni des conseils sur les problèmes méthodologiques et relu les versions successives de l'étude. Le groupe a été présidé de façon experte par le Professeur William D'haeseleer (Belgique). M. Koji Nagano (Japon), M. John Paffenbarger (États-Unis) et le Professeur Alfred Voss (Allemagne) ont assumé de façon assidue leurs fonctions de Vice-présidents et de membres du Bureau. M. Ian Cronshaw (AIE), M. Thierry Dujardin (AEN) et M. Didier Houssin (AIE) ont assuré la supervision de l'étude. L'étude a largement bénéficié du travail de Mlle Alena Pukhova, consultant auprès de l'AEN.

M. Hugo Chandler, AIE (« Intégration au réseau des sources d'énergie renouvelables variables »), M. François Nguyen, AIE (« Coûts moyens actualisés et mécanismes des marchés de l'électricité réels ») et M. Uwe Remme, AIE (« Captage et stockage du carbone ») ont dirigé la rédaction de plusieurs chapitres dans la Partie II de cette étude. La partie « Synthèse d'autres études sur le coût moyen actualisé de l'électricité » a été réalisée par M. Claudio Marcantonini et le Professeur John E. Parsons, tous deux du *Massachusetts Institute of Technology* (MIT). M. Alex Zhang, membre de l'AIE, a participé aux recherches de données sur les coûts en Chine. M. Mari Vie Maeland (AIE), M. Wouter van der Goot (AIE) et Mlle Esther Ha (AEN) ont tous trois apporté leur contribution à une tâche déterminante : la gestion d'énormes quantités de données. Mlle Hélène Déry (AEN) a fourni un soutien administratif conséquent et complet.

Liste des membres du Groupe d'experts

Les données utilisées dans cette étude ont été fournies par le Groupe d'experts, à l'exception des données concernant la Chine, pays pour lequel le Secrétariat a collecté des données publiques auprès de diverses sources chinoises. Le Secrétariat conjoint transmettra avec plaisir toute demande d'information sur des données aux experts concernés. Veuillez contacter à cet effet María Sicilia Salvadores (maria.sicilia@iea.org) ou Jan Horst Keppler (jan-horst.keppler@oecd.org).

Représentants de pays

Christian Schönbauer	Energy-Control GmbH (Autriche)
William D'haeseleer (Président)	Institut de l'énergie de l'Université de Louvain, UC Louvain (Belgique)
Erik Delarue	Institut de l'énergie de l'Université de Louvain, UC Louvain (Belgique)
Lubor Žežula	Institut de recherche nucléaire Řež (République tchèque)
Nicolas Barber	Direction générale de l'énergie et du climat (France)
Frédéric Legée	Commissariat à l'énergie atomique (CEA) Saclay (France)
Alfred Voß (Vice-président)	Université de Stuttgart, IER (Allemagne)
Johannes Kerner	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Ministère fédéral de l'économie et de la technologie) (Allemagne)
Michael Pflugradt	Délégation allemande à l'OCDE (Allemagne)
Marc Ringel	Délégation allemande à l'OCDE (Allemagne)
György Wolf	Centrale nucléaire de Paks (Hongrie)
Fortunato Vettraino	Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) (Agence nationale pour les nouvelles technologies, l'énergie et le développe- ment durable) (Italie)
Koji Nagano (Vice-président)	Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) (Japon)

Kee-Hwan Moon	Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI) (Corée)
Mankin Lee	Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI) (Corée)
Seung Hyuk Han	Korea Hydro & Nuclear Power Co. (Corée)
Hun Baek	Korea Hydro & Nuclear Power Co. (Corée)
Eun Hwan Kim	Korea Power Exchange (Corée)
Bongsoo Kim	Délégation de la Corée près de l'OCDE
Gert van Uiter	Ministère des affaires économiques (Pays-Bas)
Ad Seebregts	Energy research Centre of the Netherlands (ECN) (Pays-Bas)
Roger J. Lundmark	Swissnuclear (Suisse)
Nedim Arici	Ministère de l'énergie et des ressources naturelles (Turquie)
Matthew P. Crozat	Department of Energy (États-Unis)
John Stamos	Department of Energy (États-Unis)
Henry Shennan	Department of Energy and Climate Change (Royaume-Uni)
Gilberto Hollauer	Ministère des mines et de l'énergie (Brésil)
Sandro N. Damásio	Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS (Brésil)
Sangeeta Verma	Ministère de l'énergie (Inde)
Fedor Veselov	Institut de recherche sur l'énergie de l'Académie des sciences russe (Russie)

Représentants de l'industrie

Elizabeth Majeau	Association canadienne de l'électricité
John Paffenbarger (Vice-président)	Constellation Energy
Thomas Krogh	DONG Energy
Jean-Michel Trochet	Électricité de France (EDF)
Revis W. James	Electric Power Research Institute (EPRI)
Gopalachary Ramachandran	Electric Power Research Institute (EPRI)
Franz Bauer	Eurelectric/VGB Powertech

Christian Stolzenberger	Eurelectric/VGB Powertech
Jacqueline Boucher	Gaz de France (GDF) Suez
Carlos Gascó	Iberdrola Renovables
John E. Parsons	Massachusetts Institute of Technology
Mats Nilsson	Vattenfall

Représentants d'organisations internationales

Christian Kirchsteiger	Commission européenne (CE)
Zsolt Pataki	Euratom, Commission européenne (CE)
Nadira Barkatullah	Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)
Ian Cronshaw	Agence internationale de l'énergie (AIE)
María Sicilia Salvadores	Agence internationale de l'énergie (AIE)
Maria Argiri	Agence internationale de l'énergie (AIE)
Hugo Chandler	Agence internationale de l'énergie (AIE)
Alex Zhang	Agence internationale de l'énergie (AIE)
Jan Horst Keppler	Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN)
Alena Pukhova	Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN)

Autres contributeurs

D'autres personnalités ont contribué à cette étude, en fournissant des données, des conseils ou de l'aide sur des questions de méthodologie :

Stella Lam	Énergie atomique du Canada limitée (Canada)
Lilian Tarnawsky	Énergie atomique du Canada limitée (Canada)
Isaac Jimenez Lerma	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
Alena Zakova	Ministère de l'économie (République slovaque)
Maria Husarova	Ministère de l'économie (République slovaque)
Magnus Reinsjö	Vattenfall (Suède)
Michel Delannay	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken (Suisse)
Jim Hewlett	Department of Energy (États-Unis)

Paul Bailey	Department of Energy and Climate Change (Royaume-Uni)
Altino Ventura Filho	Ministère des mines et de l'énergie (Brésil)
Paulo Altaur Pereira Costa	Ministère des mines et de l'énergie (Brésil)
Srabani Guha	Ministère de l'énergie (Inde)
Gina Downes	Eskom Holdings (Afrique du Sud)
Luyanda Qwemesha	Eskom Holdings (Afrique du Sud)
Steve Lennon	Eskom Holdings (Afrique du Sud)
Clare Savage	Energy Supply Association of Australia
Estathios Peteves	Commission européenne, Centre commun de recherche, Petten (Pays-Bas)
Peter Fraser	Commission de l'énergie de l'Ontario (Canada)
Claudio Marcantonini	Massachusetts Institute of Technology (États-Unis)
Uwe Remme	Agence internationale de l'énergie (AIE)
François Nguyen	Agence internationale de l'énergie (AIE)
Anne-Sophie Corbeau	Agence internationale de l'énergie (AIE)
Mari Vie Maeland	Agence internationale de l'énergie (AIE)
Brian Ricketts	Agence internationale de l'énergie (AIE)
Wouter van der Goot	Agence internationale de l'énergie (AIE)
Hélène Déry	Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN)
Esther Ha	Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN)

Table des matières

Avant-propos	5
Remerciements	6
Liste des membres du Groupe d'experts	7
Table des matières	11
Liste des tableaux	13
Liste des figures	14
Synthèse	19
PARTIE I MÉTHODOLOGIE ET DONNÉES SUR LES COÛTS MOYENS ACTUALISÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	
Chapitre 1 Introduction et contexte	31
Chapitre 2 Méthodologie, conventions et hypothèses essentielles.....	35
2.1 Notion de coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE).....	35
2.2 Tableur adopté pour le calcul du LCOE	39
2.3 Conventions méthodologiques et hypothèses essentielles pour calculer le LCOE avec tableur	43
Conclusions	47
Chapitre 3 Panorama des technologies.....	49
3.1 Présentation des différentes technologies de production d'électricité ...	49
3.2 Données sur les coûts de production de l'électricité technologie par technologie	62
Chapitre 4 Données pays par pays sur les coûts de production de l'électricité suivant les différentes technologies	67
4.1 Données sur les coûts de production de l'électricité pays par pays (diagrammes)	67
4.2 Données sur les coûts de production de l'électricité pays par pays (tableaux)	91

PARTIE II ANALYSES DE SENSIBILITÉ ET QUESTIONS CONNEXES

Chapitre 5	Cas médian	103
Chapitre 6	Analyses de sensibilité	107
	6.1 Analyse de sensibilité multidimensionnelle	108
	6.2 Résumé des analyses de sensibilité aux différents paramètres	114
	6.3 Discussion qualitative sur les différentes variables affectant le LCOE ...	126
Chapitre 7	Intégration au réseau des sources d'énergie renouvelables variables	145
	7.1 Introduction	145
	7.2 Variabilité	146
	7.3 Flexibilité	149
	7.4 Coût de l'intégration des sources d'énergie renouvelables variables	151
	7.5 Adéquation du réseau électrique	154
Chapitre 8	Questions relatives au financement	157
	8.1 Coût social des ressources et coût de l'investissement privé : la différence est l'incertitude	157
	8.2 Rôle de l'impôt sur les sociétés et cohérence des politiques fiscale et énergétique	161
	8.3 Impact de la crise financière et économique	165
	8.4 Options pour améliorer les conditions d'investissement dans le secteur électrique	168
Chapitre 9	Coûts moyens actualisés et fonctionnement réel des marchés de l'électricité	171
	9.1 Utilisations et limites du LCOE	172
	9.2 Mécanismes des marchés de l'énergie et tarification de l'électricité sur les marchés concurrentiels	177
	9.3 Évaluation qualitative des risques principaux associés aux technologies de production	181
	9.4 Considérations politiques	183
Chapitre 10	Captage et stockage du carbone	187
	10.1 Introduction	187
	10.2 Rôle du CSC dans la réduction des émissions de CO ₂	188
	10.3 Captage et stockage du CO ₂ dans le secteur de l'électricité	191
	10.4 Démonstration et déploiement du CSC	198
Chapitre 11	Synthèse d'autres études sur le coût moyen actualisé de l'électricité	201
	11.1 Introduction	201
	11.2 Enseignements généraux	208

ANNEXES

Annexe 1	Problèmes liés aux données émanant de pays non membres de l'OCDE et hypothèses pour le calcul des coûts de production de l'électricité	215
	Afrique du Sud	216
	Brésil	218
	Chine	220
	Russie	224
Annexe 2	Liste des abréviations et acronymes	227

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1	Résumé des réponses.....	32
Tableau 2.1	Unité monétaire nationale (UMN) par USD (moyenne 2008).....	40
Tableau 3.1a	Coûts de construction de base des technologies de production d'électricité (USD/kWe) – Principales technologies.....	50
Tableau 3.1b	Coûts de construction de base des technologies de production d'électricité (USD/kWe) – Autres technologies.....	51
Tableau 3.2	Centrales nucléaires.....	52
Tableau 3.3a	Technologies de centrales au charbon	55
Tableau 3.3b	Technologies de centrales au charbon avec CC(S).....	56
Tableau 3.4	Technologies de centrales au gaz	57
Tableau 3.5	Sources d'énergie renouvelables	60
Tableau 3.6	Centrales de cogénération (CHP)	61
Tableau 3.7a	Centrales nucléaires : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh.....	62
Tableau 3.7b	Centrales au charbon : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh.....	63
Tableau 3.7c	Centrales au gaz : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh.....	64
Tableau 3.7d	Centrales à énergie renouvelable : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh.....	65
Tableau 3.7e	CHP : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh.....	66
Tableau 3.7f	Fioul : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh.....	66
Tableau 3.7g	Piles à combustible : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh.....	66
Tableau 4.1a	Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des principales technologies (à un taux d'actualisation de 5 %).....	92
Tableau 4.1b	Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des principales technologies (à un taux d'actualisation de 10 %).....	94
Tableau 4.2a	Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des autres technologies (à un taux d'actualisation de 5 %).....	96
Tableau 4.2b	Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des autres technologies (à un taux d'actualisation de 10 %).....	98
Tableau 5.1	Vue d'ensemble des données pour chaque technologie de production importante.....	104
Tableau 5.2	Résumé des caractéristiques du cas médian.....	105

Tableau 6.1	Cas médian	107
Tableau 6.2	Structure du coût total de production d'électricité	114
Tableau 6.3	Hypothèses sur les prix des combustibles fossiles du WEO 2009 dans le scénario de référence (2008 USD par unité)	116
Tableau 6.4	Hypothèses sur les prix des combustibles fossiles du WEO 2009 dans le scénario 450 (2008 USD par unité)	117
Tableau 7.1	Pénétration de l'énergie éolienne dans la production d'électricité	146
Tableau 9.1	Principaux facteurs de risque pour les investisseurs dans la production d'électricité	174
Tableau 9.2	Évaluation qualitative des risques associés aux technologies de production	181
Tableau 10.1	Portefeuille de production d'électricité en 2050 dans le scénario BASE et différentes variantes du scénario BLUE	190
Tableau 10.2	Caractéristiques techniques et économiques des centrales avec captage du carbone	197
Tableau 11.1a	LCOE des centrales nucléaires, au charbon pulvérisé, CCGI, au gaz et à biomasse	202
Tableau 11.1b	LCOE des centrales nucléaires, au charbon pulvérisé, CCGI, au gaz et à biomasse	203
Tableau 11.2	LCOE des centrales éoliennes, hydroélectriques, solaires PV et solaires thermiques	204
Tableau 11.3	Hypothèses financières des différentes études	207
Tableau A.1	Limites d'émission de certains polluants atmosphériques	219
Tableau A.2	Coûts de construction de base des centrales chinoises	221
Tableau A.3	Prix du charbon domestique à Qinhuangdao	221
Tableau A.4	Gaz de pipeline Ouest-Est (projet WEPP) (2008)	222

LISTE DES FIGURES

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 %)	20
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 %)	21
Figure 4.1a	Allemagne – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	68
Figure 4.1b	Allemagne – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	68
Figure 4.2a	Autriche – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	69
Figure 4.2b	Autriche – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	69
Figure 4.3a	Belgique – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	70
Figure 4.3b	Belgique – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	70
Figure 4.4a	Canada – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	71
Figure 4.4b	Canada – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	71

Figure 4.5a	Corée – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	72
Figure 4.5b	Corée – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	72
Figure 4.6a	États-Unis – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	73
Figure 4.6b	États-Unis – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	73
Figure 4.7a	France – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	74
Figure 4.7b	France – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	74
Figure 4.8a	Hongrie – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	75
Figure 4.8b	Hongrie – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	75
Figure 4.9a	Italie – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	76
Figure 4.9b	Italie – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	76
Figure 4.10a	Japon – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	77
Figure 4.10b	Japon – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	77
Figure 4.11a	Mexique – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	78
Figure 4.11b	Mexique – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	78
Figure 4.12a	Pays-Bas – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	79
Figure 4.12b	Pays-Bas – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	79
Figure 4.13a	République slovaque – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	80
Figure 4.13b	République slovaque – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	80
Figure 4.14a	République tchèque – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	81
Figure 4.14b	République tchèque – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	81
Figure 4.15a	Suède – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	82
Figure 4.15b	Suède – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	82
Figure 4.16a	Suisse – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	83
Figure 4.16b	Suisse – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	83
Figure 4.17a	Afrique du Sud – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	84

Figure 4.17b	Afrique du Sud – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	84
Figure 4.18a	Brésil – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	85
Figure 4.18b	Brésil – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	85
Figure 4.19a	Chine – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	86
Figure 4.19b	Chine – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	86
Figure 4.20a	Russie – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	87
Figure 4.20b	Russie – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	87
Figure 4.21a	EPRI (États-Unis) – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	88
Figure 4.21b	EPRI (États-Unis) – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	88
Figure 4.22a	ESAA – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	89
Figure 4.22b	ESAA – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	89
Figure 4.23a	Eurelectric/VGB – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 5 %)	90
Figure 4.23b	Eurelectric/VGB – coûts moyens actualisés de l'électricité (à un taux d'actualisation de 10 %)	90
Figure 6.1	Graphique Tornado 1 – Nucléaire	108
Figure 6.2	Graphique Tornado 2 – Gaz	109
Figure 6.3	Graphique Tornado 3 – Charbon	110
Figure 6.4	Graphique Tornado 4 - Charbon avec CC(S)	111
Figure 6.5	Graphique Tornado 5 – Éolien terrestre	112
Figure 6.6	Graphique Tornado 6 – Solaire photovoltaïque	112
Figure 6.7	LCOE en fonction du taux d'actualisation	114
Figure 6.8	Ratio coûts d'investissement/coût total en fonction du taux d'actualisation	115
Figure 6.9	LCOE en fonction du coût du combustible (à un taux d'actualisation de 5 %)	117
Figure 6.10	LCOE en fonction du coût du combustible (à un taux d'actualisation de 10 %)	117
Figure 6.11	Part du coût du combustible dans le LCOE total (à un taux d'actualisation de 5 %)	118
Figure 6.12	Part du coût du combustible dans le LCOE total (à un taux d'actualisation de 10 %)	118
Figure 6.13	LCOE en fonction du coût du carbone (à un taux d'actualisation de 5 %)	120
Figure 6.14	LCOE en fonction du coût du carbone (à un taux d'actualisation de 10 %)	120
Figure 6.15	Part du coût du CO ₂ dans le LCOE total (à un taux d'actualisation de 5 %)	121

Figure 6.16	Part du coût du CO ₂ dans le LCOE total (à un taux d'actualisation de 10 %)	121
Figure 6.17	Variation du LCOE pour une augmentation de 30 % des coûts de construction (à un taux d'actualisation de 5 %)	122
Figure 6.18	Variation du LCOE pour une augmentation de 30 % des coûts de construction (à un taux d'actualisation de 10 %)	122
Figure 6.19	LCOE en fonction des délais de construction (à un taux d'actualisation de 5 %)	123
Figure 6.20	LCOE en fonction des délais de construction (à un taux d'actualisation de 10 %)	123
Figure 6.21	LCOE en fonction du facteur de charge (à un taux d'actualisation de 5 %)	124
Figure 6.22	LCOE en fonction du facteur de charge (à un taux d'actualisation de 10 %)	124
Figure 6.23	LCOE en fonction de la durée de vie (à un taux d'actualisation de 5 %)	125
Figure 6.24	LCOE en fonction de la durée de vie (à un taux d'actualisation de 10 %)	125
Figure 6.25	Variations de la production d'électricité dans la zone OCDE	129
Figure 6.26	Prix mensuels du gaz sur des principaux marchés régionaux de la zone OCDE	131
Figure 6.27	Prix à l'importation trimestriels et cours au comptant mensuels du charbon-vapeur	132
Figure 6.28	Prix moyens constatés dans l'UE pour l'uranium naturel vendu dans le cadre de contrats au comptant ou pluriannuels, 1980-2008 en EUR/kg(U) et USD/livre(U ₃ O ₈)	134
Figure 6.29	Cours au comptant mensuels de l'uranium naturel, en USD/livre(U ₃ O ₈)	135
Figure 6.30	Évolutions de la capacité installée dans la zone OCDE (GW)	137
Figure 6.31	Évolutions de la capacité installée dans la région OCDE Amérique du Nord (GW)	138
Figure 6.32	Évolutions de la capacité installée dans la région OCDE Asie-Pacifique (GW)	138
Figure 6.33	Évolutions de la capacité installée dans la région OCDE Europe (GW)	139
Figure 6.34	Indice du coût du capital du secteur de l'électricité (PCCI) du cabinet IHS CERA	141
Figure 6.35	Indice des prix à la production de l'électricité	142
Figure 7.1	Effet de lissage de la dissémination géographique sur la production d'électricité éolienne en Allemagne (2-12 février 2005)	147
Figure 7.2	Facteurs de capacité mensuels de l'éolien et du solaire PV, Allemagne, 2005	148
Figure 7.3	Échanges d'électricité entre l'ouest du Danemark et la Norvège et la Suède : électricité éolienne contre hydroélectricité	150
Figure 7.4	Estimation de l'augmentation des coûts de compensation	152
Figure 8.1	Impact de l'impôt sur les sociétés à un taux d'actualisation de 5 % et un financement par capitaux propres de 50 %	164
Figure 8.2	Impact de l'impôt sur les sociétés à un taux d'actualisation de 10 % et un financement par capitaux propres de 50 %	165
Figure 9.1	Équilibre illustratif de l'offre et de la demande sur un marché de l'électricité basé sur les coûts marginaux	179

Figure 10.1	Réduction des émissions de CO ₂ en 2050 par rapport au scénario de base dans le secteur de l'électricité, dans les scénarios ACT et BLUE, par technologie	189
Figure 10.2	Procédés de captage du CO ₂	191
Figure 10.3	Composantes du coût du captage pour une centrale au charbon et au gaz naturel.....	196
Figure 10.4	Coût de la réduction des émissions de CO ₂ pour différentes centrales au charbon et au gaz entre 2010 et 2030.....	198
Figure 11.1	LCOE des centrales nucléaires.....	209
Figure 11.2	LCOE des centrales au charbon pulvérisé.....	210
Figure 11.3	LCOE des centrales CCGI.....	210
Figure 11.4	LCOE des centrales au gaz.....	211

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.

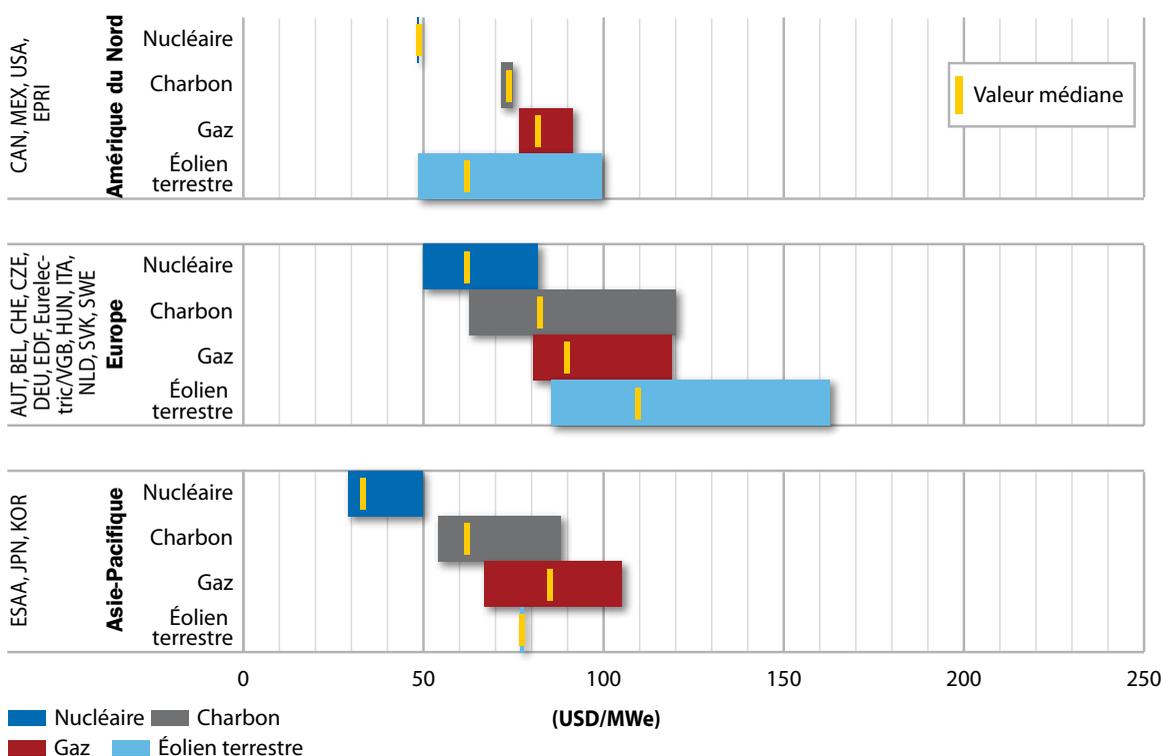
L'étude a bénéficié des directives et du soutien d'un Groupe ad hoc constitué d'experts officiels des différents pays, d'experts de l'industrie et d'universitaires. Les données sur les coûts fournies par ces experts ont été rassemblées et utilisées par le secrétariat commun AIE/AEN afin de calculer les 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 CO₂¹.

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.

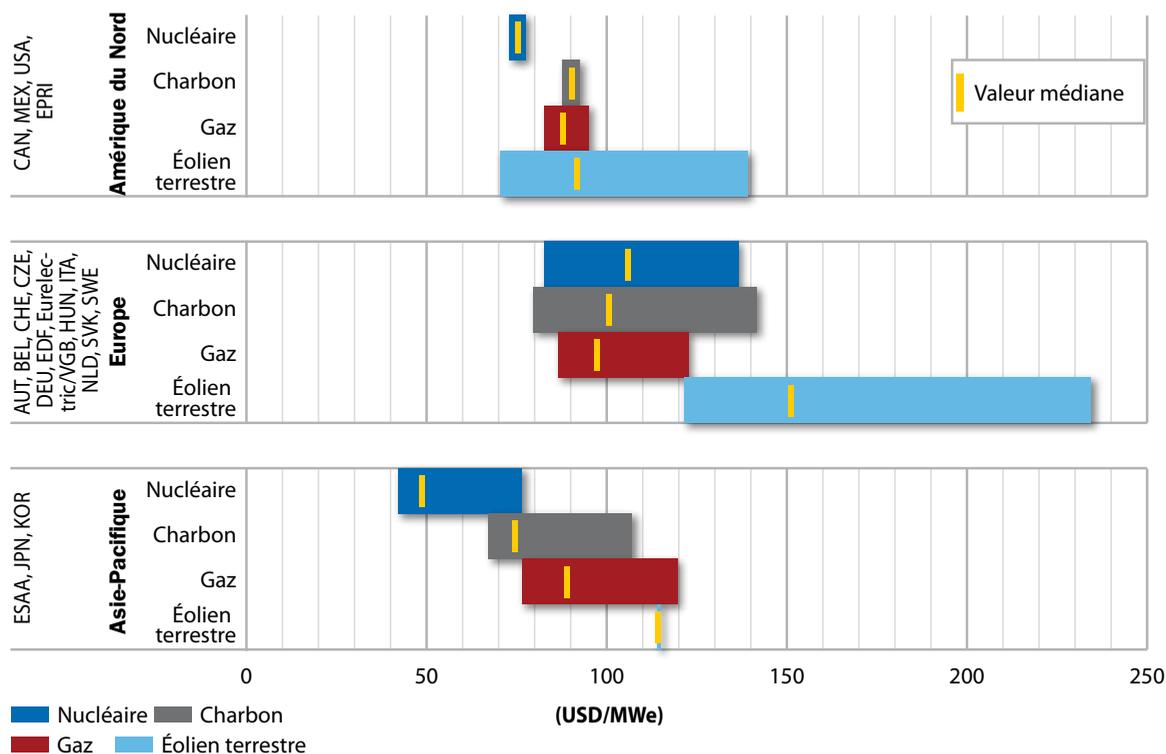
Deux conclusions importantes ressortent de cette étude (voir les figures ES.1 et ES.2 ci-après). Premièrement, dans le cas d'un faible taux d'actualisation, les technologies nécessitant beaucoup de capital et à faible intensité carbone telles que l'énergie nucléaire constituent la solution la plus compétitive 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 fin².

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 hydro-électriques et éoliennes, constituent désormais des technologies relativement concurrentielles pour la production d'électricité de base³. 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 fossiles⁴.

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 carbone⁵. 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.

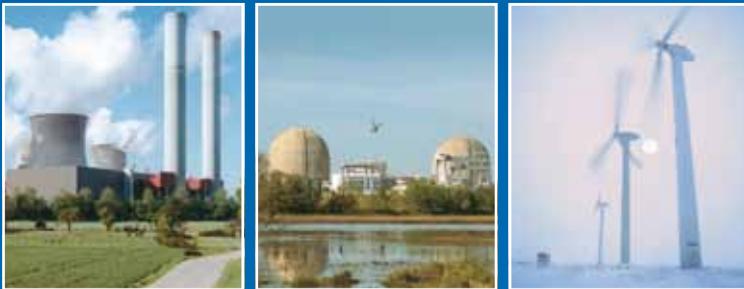
Les politiques environnementales seront également de plus en plus déterminantes, ce qui va probablement influencer de manière forte l'évolution des coûts des énergies fossiles dans le futur et la compétitivité relative des diverses technologies de production. En outre, les marchés du gaz naturel subissent 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).

Partie 1

**Méthodologie et données
sur les coûts moyens actualisés
de production d'électricité**



Introduction et contexte

La publication conjointe de l'AIE et de l'AEN sur les *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* est le fruit d'un travail régulier renouvelé à peu près tous les cinq ans. Un important et actif Groupe d'experts a accompagné ce projet à travers toutes ses phases, depuis le recueil des données jusqu'au format et au contenu du document final, en passant par le traitement méthodologique des données.

Le résultat obtenu est une étude exhaustive du coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE), étude qui bénéficie d'une couverture élargie des technologies et des pays (voir le tableau 1.1). Pour la plupart des pays membres de l'OCDE et des pays non membres, les données ont été directement recueillies auprès des gouvernements concernés, ou fournies par des experts officiels membres du Groupe d'experts ad hoc¹. D'autres contributions sont venues d'entreprises industrielles ou d'associations professionnelles, et sont présentées séparément. La présente étude tente de rendre sa méthodologie transparente sur chaque aspect du cycle de vie d'une centrale, mais aussi de mettre ses résultats en perspective par des analyses de sensibilité approfondies et une comparaison avec d'autres études. Elle intègre des données complètes sur les coûts de production dans quatre grands pays non membres de l'OCDE (Afrique du Sud, Brésil, Chine et Russie), reflétant ainsi les nouvelles réalités d'une économie mondiale en pleine évolution et la réussite de la stratégie de recherche de contacts avec les pays non membres de l'AIE et de l'AEN. L'édition 2010 des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* a été conçue comme un outil qui, on l'espère, se révélera précieux pour les décideurs en matière de politique énergétique et le public intéressé, en éclairant les choix de production dans le contexte des politiques énergétiques et économiques actuelles.

Et pourtant, aucune des éditions précédentes n'a eu à faire face au degré d'incertitude actuel. Les incertitudes entourant les estimations présentées ici se traduisent notamment par leur étalement important, même parmi les pays de l'OCDE d'une même région. On peut citer au moins cinq raisons pour lesquelles ce degré d'incertitude est aujourd'hui plus élevé que par le passé.

Premièrement, 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. Les acteurs privés se retranchent derrière la confidentialité et les problèmes de compétitivité pour ne pas divulguer leurs données sur les coûts de production.

Deuxièmement, rarement les facteurs politiques ont généré plus d'incertitudes sur le coût des différentes technologies de production d'électricité qu'aujourd'hui. L'impératif de réduction des émissions de gaz à effet de serre se traduit par de nouveaux objectifs politiques qui ont un impact sur les choix de production par une tarification explicite ou implicite du carbone. Les *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* ont tenu compte de cet état de fait en retenant un prix du carbone de 30 USD par tonne de CO₂. C'est une question de jugement. Jusqu'ici, seule l'Union

1. L'une des exceptions est la Chine, pour laquelle les données ont été recueillies auprès de diverses sources publiques. Consulter l'annexe I pour de plus amples détails.

européenne a établi un système formel de tarification du carbone, le Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE). Dans plusieurs autres pays, de tels projets de tarification sont néanmoins activement débattus, et affectent implicitement les choix de production.

Tableau 1.1. Résumé des réponses

Pays	Nucléaire	Charbon	Charbon avec CC(S)	Gaz	Éolien terrestre	Éolien en mer	Hydro	Solaire PV	CHP	Autres	TOTAL
Allemagne	1	2	2	2	1	1		2	2		13
Autriche							1		1		2
Belgique	1	2		4	2	1					10
Canada					1	1		4			6
Corée	2	2		2							6
États-Unis	1	2	1	3	1	1		1	1	5	16
France					1	1		1		1	4
Hongrie	1										1
Italie				1	1			1	1		4
Japon	1	1		1			1				4
Mexique		1		1						1	3
Pays-Bas	1	1		1	1	1		2	2	2	11
Rép. slovaque	1	1							1		3
Rép. tchèque	1	4	4	2	1		2	1	3	1	19
Suède							1			1	2
Suisse	2			1	1		1		2		7
NON MEMBRES DE L'OCDE											
Afrique du Sud		1								1	2
Brésil	1	1		1			3			1	7
Chine	3	3		2	4		3	4	1		20
Russie	1	2	1	1	1				5		11
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE											
EDF	1										1
EPRI	1	1		1	1				1	1	6
ESAA		8	5	3	1					3	20
Eurelectric-VGB	1	2	1	1	1	2	2	1		1	12
TOTAL	20	34	14	27	18	8	14	17	20	18	190

Il va également de soi que les 30 USD par tonne de CO₂ se situent probablement bien en dessous du prix nécessaire pour atteindre les objectifs ambitieux que certains pays de l'OCDE se sont fixés en terme de réduction du carbone. Des questions comme celles-ci soulignent l'importance des analyses de sensibilité (voir la partie II) qui permettront aux lecteurs intéressés de comparer les résultats de cette première partie aux estimations basées sur leurs propres hypothèses.

L'incertitude a également augmenté en raison de la libéralisation. L'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie a nécessité une nouvelle réglementation bien plus détaillée et une conception minutieuse des règles de marché. Quand autrefois un ensemble de commissaires décidait simplement des prix de détail et laissait un monopole verticalement intégré s'en débrouiller, aujourd'hui, un enchevêtrement complexe de développements juridiques, institutionnels et technologiques détermine les caractéristiques du marché d'une manière fréquemment imprévisible.

Par-dessus tout, les problèmes de sécurité des approvisionnements en gaz naturel, les hésitations technologiques et réglementaires pesant sur le captage et le stockage du carbone, la tarification incitative limitée dans le temps des énergies renouvelables et la situation toujours mouvante de l'énergie nucléaire ne font qu'accroître les incertitudes, pèsent sur les choix technologiques et contribuent à élargir le champ des incertitudes auxquelles les décideurs doivent faire face. Tous ces facteurs affectent le coût des technologies, parfois de façon décisive, et en tout cas bien au-delà de ce que peut appréhender une simple publication.

Le troisième facteur amplifiant l'incertitude qui entoure les chiffres présentés concerne l'évolution des technologies de production. Après deux décennies de stabilité relative, le secteur de l'énergie regorge de nouvelles avancées technologiques. Une nouvelle génération de centrales nucléaires aux performances économiques et de sûreté accrues commence à être déployée, des centrales au charbon plus performantes sont désormais disponibles, promettant jusqu'à 50 % de puissance en plus pour la même quantité de charbon par rapport aux centrales qu'elles sont

amenées à remplacer, les énergies renouvelables (et en particulier l'éolien) attirent d'énormes capitaux dans de nombreux pays. Cependant, un changement potentiellement important va probablement survenir, non pas dans la production, mais dans le fonctionnement des réseaux, principalement au niveau de la distribution. L'utilisation de « compteurs intelligents » (en anglais « smart metering ») et la tarification en temps réel peuvent potentiellement accroître l'élasticité de la demande, et aplaniront les courbes de charge. Les « réseaux intelligents » seront capables de relier des sites de consommation et de production de plus en plus séparés. Au cours de la durée de vie de la plupart des centrales qui seront mises en service en 2015 (celles considérées pour cette étude), les propriétaires de véhicules électriques pourront constituer une part appréciable de la clientèle. Mais au jour d'aujourd'hui, personne ne sait comment ces facteurs affecteront les coûts de réseau des différentes technologies.

Une quatrième source d'incertitude résulte de l'absence d'expérience récente de l'OCDE en matière de construction, à la fois pour les technologies existantes et nouvelles, puisque les constructions de nouvelles centrales ont été limitées, et techniquement non diversifiées. Au cours de la dernière décennie, la majorité des centrales nouvellement construites dans les pays de l'OCDE ont été des centrales au gaz (en particulier des centrales de cogénération) ou basées sur de nouvelles énergies renouvelables, en particulier sur l'éolien terrestre. Par conséquent, il n'y a eu au sein de l'OCDE que très peu d'expériences de construction de nouvelles centrales nucléaires à l'exception de la région Asie, et notamment de la Corée, et relativement peu de nouvelles centrales au charbon en dehors des États-Unis et d'un petit groupe de pays européens. Ces circonstances créent de l'incertitude quant à ce que seront les véritables coûts de construction et d'exploitation, en particulier pour les nouvelles technologies. Il est largement admis que les coûts diminueront quand le nombre d'unités construites augmentera et l'expérience d'exploitation s'accumulera ; en outre, les progrès technologiques dans des domaines tels que le solaire et l'éolien terrestre vont probablement être considérables. Aucune de ces évolutions ne peut pourtant être prédite avec certitude.

Un niveau élevé d'incertitude entoure également le captage et le stockage du carbone (CSC). Pour la première fois, cette édition intègre le coût des technologies de captage du carbone appliquées aux centrales au charbon (les coûts de transport et de stockage du carbone n'ont pas été considérés). Il n'existe pas d'expérience d'exploitation pour cette technologie, car elle doit toujours être démontrée à l'échelle commerciale dans les centrales de production d'électricité. Seules quelques centrales de démonstration fonctionneront probablement dans les prochaines années. Des estimations de coûts de captage du carbone sont néanmoins fournies à titre de référence, car cette technologie de décarbonation va devenir essentielle, mais l'incertitude pesant sur ces estimations doit être soulignée.

Une cinquième source d'incertitude concerne les évolutions rapides des coûts de toutes les centrales observées au cours des cinq dernières années. La période s'étendant de 2004 à 2008 a vu un niveau sans précédent d'inflation des coûts des centrales, qui a affecté tous les matériaux de construction, mais plus particulièrement les principaux composants mécaniques, le matériel et le câblage électriques, et les autres équipements mécaniques. Au cours de cette période, des augmentations de coût d'au moins 50 % ont été observées en de nombreux endroits. Cette inflation a eu un impact à des degrés divers sur les différentes technologies, mais aucune n'a été épargnée. Depuis la mi-2008, la crise mondiale a atténué ces pressions inflationnistes, même si les prix de nombreux composants ont été lents à baisser. Selon le moment où des estimations précises de coûts ont été effectuées, les résultats peuvent varier assez largement, même pour la même technologie dans la même région.

Les Coûts prévisionnels de production de l'électricité constituent une estimation du coût moyen de la production continue d'électricité de base actualisé sur la durée de vie d'une centrale individuelle. Ils ne tiennent pas compte des coûts de transport, de distribution et d'impact sur le réseau d'électricité dans son ensemble. Et pourtant, les différentes technologies ont une influence très variable sur ces coûts. Par exemple, on sait bien que les énergies renouvelables non « dispatchables » (intermittentes) telles que l'éolien et le solaire nécessitent une capacité de réserve, dont le niveau dépend du type de réseau et de sa flexibilité. Cet aspect est étudié dans de plus

amples détails dans le chapitre consacré aux effets sur les réseaux de la production d'énergie renouvelable, dans la deuxième partie de ce rapport. Une autre question est la façon dont les technologies de base classiques telles que les centrales nucléaires et au charbon feront face aux pics de demande quotidiens et saisonniers toujours plus importants et qui nécessiteront des réseaux d'électricité plus flexibles. Seront-elles pénalisées pour leur incapacité à réagir rapidement à l'évolution des conditions de l'offre et de la demande, ou bénéficieront-elles de courbes de charge lissées ? La réponse dépendra probablement de la présence relative des différentes technologies et des conditions locales de variation de l'offre et de la demande. Fournir une estimation unique, même en se donnant la possibilité d'effectuer une analyse de sensibilité, revêt une pertinence limitée.

Néanmoins, malgré les incertitudes, la méthodologie LCOE constitue une référence de base très utile. Sans adopter une attitude défensive, les auteurs souhaitent affirmer avec vigueur que la validité relativement limitée des résultats n'est pas due à une faiblesse de la méthodologie (à laquelle il n'y a simplement aucune alternative) ni à une insuffisance de l'étude, mais reflète la complexité croissante du monde de l'électricité. Les responsables politiques, les universitaires et les journalistes ont besoin de points de repère pour lancer le débat. Ils doivent aussi être conscients des limites des données, et éviter toute interprétation erronée.

Méthodologie, conventions et hypothèses essentielles

Ce chapitre présente le modèle de calcul des coûts de production de l'électricité (CPE) retenu pour calculer les coûts moyens actualisés sur la durée de vie, ainsi que les conventions méthodologiques et les hypothèses essentielles adoptées pour assurer la cohérence entre les estimations de coûts des différents pays.

La philosophie et la méthodologie sur lesquelles repose le calcul de ces coûts moyens actualisés sont présentées ci-dessous, la question de l'actualisation étant tout particulièrement débattue. Il paraît évident que seul un nombre limité de paramètres peut être intégré dans un modèle général quel qu'il soit, et qu'un certain nombre de facteurs qui n'ont pas été pris en compte peuvent avoir et ont effectivement une influence sur les coûts. D'autres points de méthodologie spécifiques qui portent sur des aspects n'ayant pas une influence directe sur les calculs du modèle retenu pour estimer les LCOE dans cette édition des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* (tels que le traitement de l'impôt sur les sociétés ou du risque) sont abordés dans le chapitre 8, qui revient sur les différents aspects financiers.

2.1 Notion de coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE)

La notion de coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) constitue un outil pratique pour comparer les coûts unitaires des différentes technologies sur leur durée de vie économique. Le LCOE correspondrait au coût supporté par un investisseur en partant des hypothèses de certitude des coûts de production et de stabilité des prix de l'électricité. En d'autres termes, le taux d'actualisation retenu dans les calculs de LCOE reflète la rentabilité de l'investissement *en l'absence* de risques spécifiques des marchés et de risques technologiques. Comme la plupart du temps ces risques existent bel et bien, un écart est généralement constaté entre les LCOE et les véritables coûts financiers supportés par un investisseur sur les marchés réels de l'électricité avec leurs incertitudes spécifiques. Pour la même raison, les LCOE sont également plus proches des coûts réels d'investissement dans la production d'électricité sur les marchés monopolistiques réglementés avec garantie des prêts et prix réglementés que des coûts réels d'investissement sur les marchés concurrentiels à prix variables¹.

La question de l'actualisation

Malgré ces insuffisances, le LCOE demeure la mesure consensuelle la plus transparente des coûts de production, et reste un outil largement utilisé pour comparer les coûts des différentes techno-

1. En raison d'un certain nombre de déterminants techniques et structurels tels que le caractère non stockable de l'électricité, la variabilité de la demande énergétique quotidienne et les variations saisonnières de l'offre et de la demande, les prix de l'électricité, et en particulier les prix au comptant peuvent être très volatils quand ils sont autorisés à fluctuer.

logies de production dans les débats sur les modélisations et les politiques. Le calcul du LCOE est basé sur l'équivalence entre la valeur présente de la somme des revenus actualisés et la valeur présente de la somme des coûts actualisés. En fait, le LCOE est égal à la valeur présente de la somme des coûts actualisés divisée par la production totale ajustée à sa valeur-temps économique. Une autre façon de considérer le LCOE est de dire qu'il est égal au prix de la production (dans notre cas de l'électricité) qui serait en péréquation avec la valeur actualisée des flux de trésorerie. En d'autres termes, si le prix de l'électricité était égal aux coûts moyens actualisés sur la durée de vie, un investisseur atteindrait précisément le seuil de rentabilité du projet. L'équivalence entre prix de l'électricité et LCOE est basée sur deux hypothèses importantes :

- a) Le taux d'intérêt « r » utilisé pour actualiser les coûts et les bénéfices est stable et ne varie pas sur la durée de vie du projet considéré. À l'instar de ses devancières, cette édition des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* a travaillé avec des taux d'actualisation de 5 % et 10 %.
- b) Le prix de l'électricité « $P_{\text{électricité}}$ » est stable et ne varie pas sur la durée de vie du projet. Toute la production est immédiatement vendue à ce prix.

Les équations ci-dessous devraient clarifier ces relations. Dans l'hypothèse d'une actualisation annuelle, le calcul du LCOE commence avec l'équation (1) qui exprime l'égalité entre la valeur présente de la somme des revenus actualisés et la valeur présente de la somme des coûts actualisés. L'indice « t » désigne l'année de la vente de la production ou de la dépense. Toutes les variables sont réelles, et donc nettes d'inflation. Sur la gauche apparaît la somme actualisée de tous les bénéfices, et sur la droite la somme actualisée de tous les coûts. Les différentes variables désignent :

Électricité _t :	quantité d'électricité produite pendant l'année « t » ;
$P_{\text{électricité}}$:	prix constant de l'électricité ;
$(1+r)^{-t}$:	facteur d'actualisation pour l'année « t » ;
Investissement _t :	coûts d'investissement pendant l'année « t » ;
$E\&M_t$:	coûts d'exploitation et de maintenance pendant l'année « t » ;
Combustible _t :	coûts du combustible pendant l'année « t » ;
Carbone _t :	coûts du carbone pendant l'année « t » ;
Démantèlement _t :	coûts de démantèlement pendant l'année « t ».

$$\sum_t (\text{Électricité}_t * P_{\text{électricité}} * (1+r)^{-t}) = \sum_t ((\text{Investissement}_t + E\&M_t + \text{Combustible}_t + \text{Carbone}_t + \text{Démantèlement}_t) * (1+r)^{-t}) \quad (1).$$

D'après l'équation (1), il s'ensuit que

$$P_{\text{électricité}} = \frac{\sum_t ((\text{Investissement}_t + E\&M_t + \text{Combustible}_t + \text{Carbone}_t + \text{Démantèlement}_t) * (1+r)^{-t})}{(\sum_t (\text{Électricité}_t * (1+r)^{-t}))} \quad (2),$$

ce qui est bien entendu équivalent à

$$\text{LCOE} = P_{\text{électricité}} = \frac{\sum_t ((\text{Investissement}_t + E\&M_t + \text{Combustible}_t + \text{Carbone}_t + \text{Démantèlement}_t) * (1+r)^{-t})}{(\sum_t (\text{Électricité}_t * (1+r)^{-t}))} \quad (2)'.$$

La formule (2)' est en fait la formule retenue dans cette étude pour calculer les coûts moyens actualisés sur la durée de vie à partir des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance, du combustible, des émissions de dioxyde de carbone et de démantèlement indiqués par les pays membres de l'OCDE et les pays non membres sélectionnés, ainsi que les organisations professionnelles². C'est également cette formule qui apparaît dans les précédentes éditions de la série de l'AIE/AEN sur les coûts de production de l'électricité, ainsi que dans la plupart des autres études sur le sujet.

2. Pour les centrales de cogénération (CHP), un crédit chaleur est soustrait du total des coûts unitaires pour établir un équivalent des coûts moyens actualisés de la seule production d'électricité.

Le Groupe d'experts ad hoc de l'AIE/AEN qui a supervisé cette étude sur les coûts de production de l'électricité a néanmoins eu certaines discussions sur la pertinence de diviser la production de chaque année apparaissant au dénominateur (*Électricité*) par le facteur d'actualisation $(1+r)^t$ correspondant à une année donnée. La raison est facile à entrevoir. L'équation (2)' semble actualiser la valeur physique de production de chaque année mesurée en MWh par le facteur de préférence temporelle à croissance exponentielle $(1+r)^t$. Cependant, il semble ne pas y avoir de sens intuitif au fait d'actualiser des valeurs physiques, puisque les unités physiques ne changent pas de valeur avec le temps, et ne payent pas non plus d'intérêts. Cette intuition doit pourtant être nuancée. Même s'il est vrai qu'un MWh d'électricité ne paye pas d'intérêts, sa seule fonction économique est de générer un flux de revenus qui lui en paye³. Si l'on se place au jour d'aujourd'hui, un MWh produit cette année n'a donc pas la même valeur économique qu'un MWh produit l'année prochaine. C'est la valeur de la production qui est actualisée, autrement dit la production physique multipliée par son prix, $P_{\text{électricité}}$ dans la formule ci-dessus, et non la production elle-même. C'est seulement après transformation mathématique qu'il apparaît *comme si* la production physique avait été actualisée.

Le Groupe d'experts est donc rapidement arrivé à la conclusion – universellement acceptée – que l'opération qui *semble* actualiser la production physique est le résultat de l'actualisation nécessaire de la valeur monétaire de cette production, c'est-à-dire de son prix. Ce remplacement de la valeur économique (prix) par la production physique est possible parce que le prix nominal, non actualisé reste constant pendant toute la durée de vie de la centrale. La valeur temporelle correcte du flux de revenus annuels est alors obtenue en ajustant la production plutôt que le prix par le bon facteur d'actualisation. En fait, ce n'est pas la production *elle-même* qui est actualisée, mais sa valeur économique, ce qui revient bien entendu à suivre la procédure classique d'actualisation des coûts et des bénéfices.

Calcul des coûts de production de l'électricité

Avant de présenter les différentes conventions méthodologiques et les hypothèses par défaut retenues pour harmoniser les données recueillies auprès des différents pays, un principe majeur doit être rappelé : l'étude sur les *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* s'intéresse au coût moyen actualisé de production d'électricité de base aux bornes de la centrale. Bien que ce principe apparaisse somme toute assez simple, il a des implications qui sont moins souvent évidentes pour le lecteur non spécialiste, mais dont il faut tenir compte.

Premièrement, cela signifie que les hypothèses sur les facteurs de charge se situeront systématiquement à la limite supérieure de ce qui est techniquement possible. Pour les centrales nucléaires, au charbon et au gaz, un facteur de charge standard de 85 % a ainsi été retenu. Ce chiffre est supérieur aux facteurs de charge moyens observés dans la pratique, en particulier pour les centrales au gaz naturel. En effet, les exploitants peuvent choisir d'arrêter ces centrales pendant les périodes de base, quand les prix sont bas, en raison de leurs coûts marginaux supérieurs. Cependant, de telles considérations d'optimisation du portefeuille n'ont pas leur place dans la méthodologie de cette étude.

3. L'argument selon lequel un MWh d'électricité sert à alimenter la production et la consommation ne change bien entendu rien, mais ne fait que transposer le problème sur un plan différent. Une fois utilisé en production, c'est le flux de revenus généré par cette production, ou alternativement le flux de rentrées utilisé en consommation, qui est soumis à l'optimisation intertemporelle, et donc à l'actualisation. Voir Babusiaux (1990) pour un exposé succinct de cet aspect.

Deuxièmement, la notion même de coûts aux bornes de la centrale signifie que cette étude ne tient pas compte des coûts de réseau, c'est-à-dire de l'impact d'une centrale sur le réseau d'électricité dans son ensemble. Cet aspect concerne toutes les technologies, par exemple en termes de localisation et de raccordement au réseau. La question des coûts externes de réseau constitue néanmoins un aspect majeur pour les énergies renouvelables variables (non dispatchables) telles que l'éolien et le solaire. Comme l'électricité ne peut pas être stockée, l'offre et la demande doivent être équilibrées littéralement chaque seconde⁴.

La disponibilité intermittente de l'électricité produite par les éoliennes ou les panneaux solaires fait donc peser des contraintes supplémentaires sur la capacité à équilibrer le réseau. Bien que les améliorations de la répartition géographique et des prévisions des vents puissent aider, elles ne résolvent pas le problème de la variabilité. Même les insuffisances annoncées à l'avance doivent être compensées par d'autres sources de production qui peuvent être mobilisées au dernier moment, à savoir les réserves hydroélectriques ou les turbines à gaz de pointe, qui autrement restent au repos. Une partie du coût de ces réserves devrait donc en principe être ajoutée au LCOE des énergies renouvelables intermittentes pour les comparer à ceux des autres sources de production d'électricité de base⁵.

Les experts sont tous d'accord pour dire que ces coûts de réseau existent pour les énergies renouvelables non dispatchables. Par contre, il existe des divergences (et en fait très peu d'informations) quant à leur montant précis, qui varie selon la structure, l'interconnexion du réseau d'électricité et la part des énergies renouvelables intermittentes. Le chapitre 8 de la partie II de cette étude, consacré aux effets sur les réseaux de la production d'énergie renouvelable, donne un aperçu des résultats disponibles sur le sujet, sans toutefois apporter d'estimations définitives.

Troisièmement, les données aux bornes de la centrale font également intervenir le captage et le stockage du carbone (CSC), une technologie pleine de promesses, mais qui n'a pas encore fait ses preuves sur le plan technique et financier dans des centrales de taille commerciale. Les *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* ne considèrent que les *coûts de captage et de compression du dioxyde de carbone*. Ils ne tiennent pas compte des coûts de transport et de stockage du carbone séquestré dans des dépôts définitifs. Les centrales concernées ont donc été identifiées par le vocable CC(S), qui indique que la centrale est supposée avoir considéré le stockage, mais que les coûts de celui-ci n'ont pas été intégrés. On estime que le captage et la compression compteront pour beaucoup dans le coût CSC total. En outre, les coûts de transport et de stockage varient énormément avec le volume, la distance et le type de puits. Les meilleures estimations actuelles situent le coût supplémentaire lié au transport et au stockage du CO₂ entre 10 et 14 USD par MWh. Encore une fois, l'étude se concentre exclusivement sur les coûts aux bornes de la centrale, et les lecteurs devront faire appel à leur propre jugement en matière de transport et de stockage du CO₂, en tenant compte des problèmes géographiques et environnementaux.

Enfin, comme il en a déjà été fait mention dans l'introduction, cette étude considère les coûts *nets* de toutes les formes d'intervention des gouvernements, dans la mesure où des pays de l'OCDE sont concernés. Cela signifie que les coûts calculés sont les *coûts sociaux des ressources*, c'est-à-dire le coût pour la société de la construction et de l'exploitation d'une centrale donnée, indépendamment de toutes taxes, subventions et transferts. Il est évident que ces derniers, disons sous la forme d'un crédit d'impôt ou d'un calendrier d'amortissement plus rapide, peuvent avoir un impact majeur sur la rentabilité d'un projet donné. Ils affectent ainsi la compétitivité de certaines technologies au-delà du coût social de leurs ressources. Cependant, cette étude ne considère que les coûts d'investissement *nets* de toute intervention des gouvernements.

4. À moyen terme, le recours aux compteurs et réseaux « intelligents » et les progrès de la technologie de stockage pourraient contribuer à atténuer ces contraintes.

5. Notre discussion concerne uniquement les coûts techniques de réseau. Cependant, les coûts pécuniaires peuvent également s'avérer considérables. À certains moments, les prix de l'électricité de base en Europe ont été très bas, voire négatifs sur de courtes périodes, en raison d'une situation existante de surcapacité sur le réseau signalée par le marché.

En gardant à l'esprit ces *prises en garde* concernant la nature de l'analyse réalisée dans les *Coûts prévisionnels de production de l'électricité*, nous pouvons maintenant présenter une vue d'ensemble des procédures méthodologiques plus détaillées ayant servi à calculer le LCOE pour un grand nombre de technologies diverses dans différents pays. Il va sans dire qu'il faut pour cela arbitrer entre d'un côté l'appréhension des spécificités de chaque cas individuel, et de l'autre l'harmonisation des données indispensable à toute comparaison.

2.2 Tableur adopté pour le calcul du LCOE

Les calculs du LCOE pour les pays membres de l'OCDE et non membres ont été réalisés à l'aide d'un modèle simple reposant sur un ensemble d'hypothèses de base communes (voir ci-dessous). Le but essentiel était d'obtenir des données sur les LCOE d'une façon transparente et facilement reproductible. Le modèle de l'AIE/AEN a été voulu comme une structure flexible et transparente pouvant accueillir un grand nombre d'hypothèses différentes sans perdre la cohérence sous-jacente de l'exercice de comparaison des chiffres nationaux des coûts de production d'électricité des différentes technologies.

Il va sans dire que seul un nombre limité de paramètres peut être intégré dans un modèle, quel qu'il soit, qui couvre près de deux 200 centrales dont les chiffres proviennent de 24 sources différentes (16 pays membres de l'OCDE, 4 pays non membres, et 4 entreprises industrielles ou organisations professionnelles, EDF, Energy Supply Association of Australia, EPRI aux États-Unis, et Eurelectric-VGB). Dans la pratique, un certain nombre de paramètres *non* retenus dans le modèle peuvent avoir une influence non négligeable sur les coûts réels de production d'électricité. En premier lieu, les politiques gouvernementales, qui vont de la détermination des règles du marché et des règles de la concurrence jusqu'aux garanties de prêts et aux subventions et taxes implicites ou explicites, n'ont pas été prises en compte dans les calculs des coûts. On peut considérer qu'il s'agit là d'une insuffisance de l'étude. En réalité, toute intégration de paramètres au-delà des coûts techniques bruts aurait rendu une telle étude comparative impliquant de nombreux pays dénuée de sens. Cela ne signifie pas que des recherches plus poussées basées sur un ensemble plus large de facteurs ayant une influence sur les coûts de production dans des cas individuels ne pourraient pas donner des résultats utiles et intéressants.

Le modèle de calcul des coûts de production de l'électricité est contenu dans un certain nombre de feuilles de calcul Excel. Il est basé sur un modèle similaire, légèrement plus simple, utilisé dans les versions précédentes des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* depuis 1983. Ses principales améliorations ont porté sur la lisibilité et sur la transparence complète de toutes les opérations, ainsi que sur l'addition de modules dédiés pour les prix des combustibles, les prix du carbone et les crédits chaleur de la cogénération (CHP). Les différents éléments du modèle et son fonctionnement vont maintenant être brièvement présentés. Pour les hypothèses quantitatives, nous renvoyons à la section 3 ci-dessous, « Conventions méthodologiques et hypothèses essentielles pour calculer le LCOE avec le tableur ».

Partie I

La partie I du modèle de calcul de l'AIE/AEN contient cinq modules de base (identification, hypothèses de base, informations des questionnaires, coûts de production et coûts de production sur la durée de vie) qui fournissent toutes les informations nécessaires aux lecteurs uniquement intéressés par les données de départ et les résultats, mais pas par le fonctionnement proprement dit du modèle ni par ses hypothèses sous-jacentes.

(1) Identification

Le module 1 donne des informations qui permettent d'associer un ensemble particulier de données à un pays, une catégorie de combustible, une technologie et un type (le cas échéant) spécifiques. Il précise également l'unité monétaire nationale (UMN) dans laquelle sont fournies les données.

(2) Hypothèses de base

Les hypothèses de base précisent la capacité, le facteur de charge et la durée de vie de la centrale, ainsi que le taux d'actualisation. La capacité dépend de chaque centrale individuelle. Les durées de vie sont harmonisées pour toutes les centrales d'une même technologie, la durée de vie générique pour chaque technologie donnée ci-dessous dans la section « Conventions méthodologiques ». Le facteur de charge est fixé soit par l'hypothèse générale de 85 % (pour le nucléaire, le charbon et le gaz), soit par des hypothèses nationales (pour les énergies renouvelables). Tous les calculs sont effectués pour deux taux d'actualisation, 5 % et 10 %.

Le module 2 indique également le prix du combustible pour la technologie concernée, ainsi que le prix du carbone. La date de mise en service (31/12/2015) et le taux de change (UMN/USD) (unité monétaire nationale par dollar américain, taux de change moyen de 2008) sont également reportés (voir le tableau 2.1 ci-dessous).

Afrique du Sud	8,20
Allemagne	0,68
Australie	1,19
Autriche	0,68
Belgique	0,68
Brésil	1,83
Canada	1,07
Chine	6,95
Corée	1 102,50
Espagne	0,68
États-Unis	1,00
France	0,68
Hongrie	0,68
Italie	0,68
Japon	1 03,36
Mexique	1,00
Pays-Bas	0,68
République slovaque	21,36
République tchèque	17,07
Russie	24,85
Suède	6,59
Suisse	1,08
Source : Statistiques de l'OCDE sur le site www.oecd.org .	

(3) Informations des questionnaires

Le module 3 a été conçu pour recevoir les principales informations issues des questionnaires envoyés par le secrétariat pour être complétés par les pays membres et les experts. Il contient des entrées pour les coûts de pré-construction, de construction, des aléas, de rénovation et de

démantèlement, mais aussi pour les coûts fixes et variables d'exploitation et de maintenance, des combustibles, du carbone et de gestion des déchets. Ces entrées couvrent une période allant du début de la pré-construction jusqu'à la fin du démantèlement des centrales nucléaires prévue en 2085, en passant par la mise en service en 2015.

(4) Coûts de production

Le module 4 contient les résultats du modèle de calcul de l'AIE/AEN, exprimés en LCOE par MWh d'électricité. Les résultats sont présentés séparément pour les éléments de coût individuels ainsi que pour le total des charges de capital, le total des coûts variables et, bien entendu, le total des coûts de production, chiffre essentiel des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité*. Ils sont obtenus en alimentant les modules combustibles, carbone et cogénération (CHP) de la partie II et les calendriers d'actualisation I (UMN) et II (USD) de la partie III avec les chiffres des modules 2 et 3.

Les résultats sont reportés une fois en UMN et deux fois en USD pour vérifier la cohérence des différents éléments. Le premier ensemble de résultats exprimés en USD est obtenu en transformant les résultats en UMN issus de calculs ascendants basés sur le calendrier d'actualisation I (UMN). Le deuxième ensemble de résultats exprimés en USD est obtenu par des calculs ascendants basés sur le calendrier d'actualisation II (USD). Si les deux séries de chiffres sont cohérentes, il est fort probable que le modèle fonctionne correctement.

(5) Coûts de production sur la durée de vie

Le module 5 présente de façon synthétique le coût total de production actualisé ainsi que le LCOE sur la durée de vie.

Partie II

La partie II contient le module combustibles fossiles (module 6), le module CO₂ ou carbone (module 7) et le module cogénération (CHP) pour calculer les crédits chaleur (module 8). En principe, ces modules fonctionnent de façon autonome sur la base des informations saisies dans le module 2 qui sont transformées en fonction d'hypothèses techniques génériques telles que la teneur en carbone ou les rendements de conversion. Lorsqu'elles existaient, les hypothèses techniques génériques ont été remplacées par des hypothèses nationales spécifiques des différents pays.

(6) Module combustibles fossiles

Le module combustibles fossiles calcule les coûts de combustible par MWh en fonction des informations disponibles sur les prix du charbon en USD par tonne et les prix du gaz naturel en USD par MMBtu. Les prix du charbon sont ainsi transformés en prix par GJ. À cette fin, quand des prix du combustible harmonisés ont été utilisés, pour la houille échangée dans des pays importateurs, il a été supposé qu'en l'absence d'indications spécifiques du pays, une tonne de houille correspondait à 25 GJ d'énergie, sur la base des dernières informations statistiques de l'AIE.

Dans le cas du lignite, dont la production et la consommation sont domestiques, et assez hétérogènes, ce sont des informations nationales en matière de prix et de contenu calorifique qui ont été retenues. Les coûts du charbon et du gaz sont ensuite ajustés par le rendement de conversion en électricité de la technologie considérée.

(7) Module CO₂

Le module CO₂ calcule le coût du carbone par MWh. Chaque fois qu'elles étaient disponibles, les données nationales sur les émissions de dioxyde de carbone par MWh ont été utilisées. Dans les autres cas, les données proviennent des directives 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux des émissions de gaz à effet de serre (2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, chapitre 2, « Stationary Combustion », p. 2.16). Typiquement, les émissions de carbone sont environ de 100 tCO₂/TJ pour le charbon et de 50 tCO₂/TJ pour le gaz naturel. Avec des facteurs de conversion en électricité standards de 40 % et 55 %, cela équivaut à une émission de 0,9 tCO₂/MWh pour l'électricité produite à partir de charbon, et de 0,33 tCO₂/MWh pour l'électricité produite à partir de gaz naturel.

L'hypothèse générique sur le prix du carbone était de 30 USD par tonne de carbone pour tous les pays de l'OCDE, et de 0 USD pour les pays non membres.

Dans le cas des centrales de cogénération, toutes les émissions de dioxyde de carbone ont été affectées à la production d'électricité. Ce choix génère au premier abord des résultats illogiques, puisque les émissions de dioxyde de carbone par MWh sont ainsi supérieures à celles des centrales produisant uniquement de l'électricité. Cependant, dans les calculs de coût réels, cet effet disparaît, puisqu'un crédit chaleur est appliqué aux coûts unitaires de la cogénération. En appliquant les émissions totales de CO₂ de la cogénération à la production d'électricité, on fait grimper non seulement les coûts du carbone, mais aussi le crédit pour la production de chaleur (puisque un coût du carbone nul s'applique alors). Le résultat final reflète donc pleinement les avantages économiques de la cogénération, et est cohérent avec la méthodologie du LCOE.

(8) Module cogénération (CHP) pour calculer le crédit chaleur

Le module CHP reprend une convention d'actualisation utilisée dans les précédentes études. Comme la cogénération produit à la fois de la chaleur et de l'électricité, on ne peut pas imputer le total des coûts de production à la seule électricité. Cependant, la répartition des coûts est très difficile, puisque chaleur et électricité constituent de véritables produits liés. La Convention adoptée consiste donc à imputer à la production d'électricité la totalité des coûts de production diminuée de la valeur de la chaleur produite.

Afin d'aboutir à un crédit chaleur de la cogénération par MWh d'électricité, on doit ainsi d'abord établir la valeur totale de la chaleur produite sur la durée de vie de la centrale en multipliant la chaleur totale produite par sa valeur unitaire. Cette valeur totale de la chaleur produite est ensuite divisée par la production d'électricité sur la durée de vie pour obtenir le crédit chaleur par MWh.

Partie III

(9) Calendrier d'actualisation I (UMN) avec sous-modèle de coûts variables

(10) Calendrier d'actualisation II (USD) avec sous-modèle de coûts variables

La partie III contient les deux calendriers d'actualisation partant de l'année du début de la construction et se terminant en 2075. Le calendrier d'actualisation I est exprimé en UMN, le calendrier d'actualisation II en USD. Tous deux ont été construits pour tendre vers une transparence maximale, à la fois au niveau des coûts intertemporels (verticalement) et des différentes composantes de coût (horizontalement). Leur structure est déterminée par les outils de modélisation en fonction des conventions méthodologiques adoptées pour calculer le LCOE avec le tableau.

2.3 Conventions méthodologiques et hypothèses essentielles pour calculer le LCOE avec tableur

L'objectif des conventions méthodologiques de calcul des coûts moyens actualisés sur la durée de vie avec le tableur est de garantir la comparabilité des données recueillies tout en préservant le contenu informationnel spécifique des différents pays. Définir ces conventions d'une manière satisfaisante signifie trouver un équilibre délicat entre trop d'homogénéisation et trop peu d'homogénéisation. Ces conventions assurent deux fonctions distinctes :

1. Les hypothèses sur certains paramètres essentiels tels que les taux d'actualisation, les durées de vie ou les prix des combustibles et du carbone nécessitent une harmonisation, car elles ont un impact décisif sur le résultat final. Des hypothèses différentes sur les prix des combustibles à l'intérieur d'une même région, par exemple l'Europe, masqueraient toutes les autres informations, mais ne révéleraient que peu de choses sur les conditions nationales à la base des coûts de production de l'électricité. Par contre, les différences entre régions ou à l'intérieur de certains grands pays ont été reconnues.
2. À la lumière des réponses parfois incomplètes ou ambiguës des pays, les conventions méthodologiques permettent de compléter et d'harmoniser les informations (cela concerne des aspects comme les hypothèses sur les provisions, la valeur résiduelle, les coûts et calendriers de démantèlement, etc.). *Chaque fois que cela était possible, des hypothèses nationales ont été retenues pour ces cas.*

Les décisions portant sur la méthodologie ont été préparées par les secrétariats de l'AIE et de l'AEN, et prises par le Groupe d'experts ad hoc. Les conventions et les hypothèses essentielles sont présentées de façon succincte ci-dessous.

Taux d'actualisation

Les coûts moyens actualisés de l'électricité ont été calculés pour toutes les technologies à des taux d'actualisation de 5 % et 10 %.

Prix des combustibles

Les hypothèses sur les prix à l'importation moyens dans les pays de l'OCDE pour le charbon (houille) et le gaz naturel ont été fournies par le Bureau de l'économiste en chef de l'AIE, et sont comparables aux hypothèses utilisées dans les perspectives énergétiques mondiales (« World Energy Outlook ») de l'AIE (2009). Les valeurs calorifiques moyennes associées à ces prix se basent sur les statistiques énergétiques de l'AIE pour les pays de l'OCDE. Concernant le contenu calorifique du charbon, des hypothèses nationales ont été retenues chaque fois qu'elles étaient disponibles, ce qui est le cas de la grande majorité des pays⁶. Les prix utilisés sont exprimés dans les unités commerciales traditionnelles pour le charbon (tonnes) et le gaz naturel (MMBtu). On retrouve entre parenthèses les prix par gigajoule (GJ, $10^9 \text{ m}^2 \cdot \text{kg} \cdot \text{s}^{-2}$), qui est la seule unité SI, c'est-à-dire reconnue par le système international d'unités. Tous les prix s'appliquent aux bornes de la centrale :

Houille (pays membres de l'OCDE) :	90 USD par tonne (3,60 USD par GJ) ;
Lignite (non échangé) :	hypothèses nationales pour le prix et le contenu calorifique ;
Gaz naturel (OCDE Europe) :	10,3 USD par MMBtu (9,76 USD par GJ) ;
Gaz naturel (OCDE Asie) :	11,7 USD par MMBtu (11,09 USD par GJ).

6. En l'absence de facteurs de conversion masse-chaleur nationaux, l'étude a retenu un facteur par défaut de 25 GJ par tonne de houille.

Pour les trois pays suivants, qui sont tous de grands producteurs de charbon et de gaz, et où les prix domestiques peuvent s'écarter des prix du marché mondial, l'étude a adopté les hypothèses nationales sur les prix et le contenu calorifique fournies par les pays en question.

<i>Australie</i>	
Houille	26,65 USD par tonne (1,25 USD par GJ) ;
Gaz	8,00 USD par MMBtu (7,58 USD par GJ).
<i>États-Unis</i>	
Houille	47,60 USD par tonne (2,12 USD par GJ) ;
Gaz	7,78 USD par MMBtu (7,4 USD par GJ).
<i>Mexique</i>	
Houille	87,50 USD par tonne (3,32 USD par GJ) ;
Gaz	7,87 USD par MMBtu (7,5 USD par GJ).

Des hypothèses nationales sur les prix des combustibles ont également été utilisées pour les pays non membres de l'OCDE :

<i>Afrique du Sud</i>	
Houille	14,63 USD par tonne (0,82 USD par GJ).
<i>Brésil</i>	
Houille	33,09 USD par tonne (1,85 USD par GJ) ;
Gaz	8,13 USD par MMBtu (7,71 USD par GJ).
<i>Chine</i>	
Houille	86,34 USD par tonne (2,95 USD par GJ) ;
Gaz	4,78 USD par MMBtu (4,53 USD par GJ).
<i>Russie</i>	
Houille ⁷	78,00 USD par tonne (2,66 USD par GJ) ;
Gaz	6,30 USD par MMBtu (5,97 USD par GJ).

Coûts du cycle du combustible nucléaire

Un certain nombre de pays ont fourni des données sur les coûts des différentes composantes du cycle du combustible. Cependant, pour pouvoir être incorporées dans le tableur, des données exprimées en USD/MWh doivent être définies sur une base harmonisée. Concernant les prix de l'uranium, une valeur indicative qui n'entre pas directement dans les calculs, égale à 50 USD par livre de U₃O₈, a été utilisée à titre de référence uniquement.

<i>Amont du cycle du combustible nucléaire</i> (exploitation et concentration de l'uranium, conversion, enrichissement et fabrication du combustible) :	7 USD par MWh (1,94 USD par GJ) ;
<i>Aval du cycle du combustible nucléaire</i> (transport du combustible usé, entreposage, retraitement et stockage définitif) :	2,33 USD par MWh (0,65 USD par GJ).

Chaque fois qu'elles étaient disponibles dans un format compatible avec le tableur, les données nationales ont été retenues.

Prix du carbone

L'étude utilise un prix du carbone harmonisé pour tous les pays de l'OCDE sur la durée de vie de toutes les technologies.

<i>Pays de l'OCDE</i>	30 USD par tonne de CO ₂ ;
<i>Pays non membres de l'OCDE</i>	pas de prix du carbone.

7. Le prix fait référence à une tonne d'équivalent charbon.

Crédit chaleur

Le crédit pour la production de chaleur dans les centrales de cogénération (CHP) a été fixé à 45 USD par MWh de chaleur pour les pays membres de l'OCDE.

Durées de vie

L'étude est basée sur des durées de vie escomptées, harmonisées pour chaque technologie et pour tous les pays de la manière suivante :

Centrales houlomotrices et marémotrices	20 ans ;
Centrales éoliennes et solaires	25 ans ;
Centrales au gaz	30 ans ;
Centrales au charbon et géothermiques	40 ans ;
Centrales nucléaires	60 ans ;
Centrales hydroélectriques	80 ans.

Démantèlement et valeur résiduelle

À la fin de la durée de vie d'une centrale, les coûts de démantèlement sont étalés sur une période de 10 ans pour toutes les technologies. S'il reste une « valeur résiduelle » positive après l'exploitation d'une centrale sur sa durée de vie (valeur de la ferraille, permis carbone restant, etc.), celle-ci peut également être enregistrée. Pour les centrales fonctionnant aux combustibles fossiles avec CC(S), la valeur résiduelle de l'équipement et des matériaux sera normalement supposée égale aux coûts de démontage et de restauration du site pour aboutir à des coûts nets de démantèlement nuls. Pour les éoliennes et les panneaux solaires, plutôt qu'un démantèlement, c'est un remplacement de l'équipement qui se produit généralement dans la pratique à la fin de la durée d'exploitation, et la valeur de rebut de l'installation est estimée à environ 20 % de l'investissement initial. Cependant, aucun pays n'a signalé une telle valeur résiduelle. Dans tous les cas, chaque fois qu'elles étaient disponibles, les valeurs nationales recueillies ont été utilisées. En l'absence de données sur les coûts de démantèlement, les valeurs par défaut suivantes ont été retenues :

Énergie nucléaire	15 % des coûts de construction ;
Toutes les autres technologies	5 % des coûts de construction.

La question du démantèlement a donné lieu à des débats au sein du Groupe d'experts, car en raison de la méthodologie du coût moyen actualisé, les coûts de démantèlement deviennent très faibles une fois actualisés sur 60 ans, la durée de vie supposée d'une centrale nucléaire⁸. Cela peut sembler en désaccord avec le fait qu'une fois les coûts de démantèlement devenus exigibles, ils représentent toujours des montants non négligeables⁹. Cependant, pour un investisseur envisageant un projet aujourd'hui, les coûts de démantèlement sont très éloignés dans le futur et ne constituent pas un critère décisif d'un point de vue financier. Dans le cadre de la méthodologie LCOE de la présente étude, le processus méthodologique est clair, et avec cette procédure, les coûts de démantèlement moyens actualisés comptabilisés à la fin de la durée de vie d'un projet deviennent en effet négligeables une fois actualisés à un taux significatif, quel qu'il soit.

8. Dans le cas médian, pour les centrales nucléaires et à un taux d'actualisation de 5 %, un coût de démantèlement représentant 15 % des coûts de construction se traduit par 0,16 USD/MWh une fois actualisé, ce qui représente 0,2 % du LCOE total. À 10 %, ce coût passe à 0,01 USD/MWh une fois actualisé, ce qui représente environ 0,015 % du LCOE total.

9. L'étude suppose un coût de démantèlement égal à 15 % des coûts de construction. Cette proportion peut être plus élevée dans des cas spécifiques. Les expériences en matière de coûts et pratiques de démantèlement dans les pays de l'OCDE sont explorées dans (AEN, 2003). L'étude rapporte des coûts moyens de démantèlement de 300-400 USD/kWe (selon le type de réacteur) avec un écart type de 70-200 USD/kWe. Pour un réacteur de 1000 MW, le coût total de démantèlement (non actualisé) s'élèverait ainsi à 300 à 400 millions USD.

Traitement des coûts fixes d'E&M

Les coûts fixes d'E&M ont été répartis sur une base annuelle.

Aléas

Les aléas, comme les augmentations de coûts résultant de difficultés techniques ou réglementaires non anticipées, sont comptabilisées dans la dernière année de construction. Les conventions suivantes ont été adoptées lorsque des données nationales n'étaient pas disponibles :

<i>Énergie nucléaire (excepté la Corée, les États-Unis, la France et le Japon), CC(S) et éolien terrestre :</i>	15 % des coûts d'investissement ;
<i>Toutes les autres technologies :</i>	5 % des coûts d'investissement.

Cette décision a été motivée par la raison que le CC(S), l'éolien terrestre, et l'énergie nucléaire dans les pays avec seulement un petit nombre de centrales constituent (au moins dans une certaine mesure) des têtes de série (désignées en anglais « first-of-a-kind » ou FOAK) qui nécessitent des taux de provisions pour aléas supérieurs. Dans les pays avec un grand nombre de centrales nucléaires, comme la Corée, les États-Unis, la France ou le Japon, les procédures techniques et réglementaires peuvent être considérées comme fonctionnant comparativement sans difficulté, de sorte que des provisions pour aléas supérieures à celles des autres technologies ne se justifient pas¹⁰.

Capacité

Chaque fois que la distinction a été faite dans les réponses aux questionnaires, c'est la capacité nette plutôt que brute qui a été utilisée dans les calculs.

Les Coûts prévisionnels de production de l'électricité concernent des centrales qui ont des tailles très différentes, en comparant par exemple les coûts de centrales à combustible fossile aux coûts d'autres technologies dont les unités de production sont généralement plus importantes, par exemple les centrales nucléaires. Cependant, la méthodologie ne tient pas compte des économies générées par des centrales de grande taille comportant plusieurs unités. On estime que les nouvelles unités construites sur un site existant peuvent être 10 à 15 % moins chères que des unités entièrement nouvelles si elles peuvent utiliser (au moins partiellement) des installations auxiliaires, des infrastructures et des bâtiments existants. Les autorisations réglementaires sont aussi vraisemblablement plus simples à obtenir. Le nombre d'unités mises en service sur le site d'une centrale entraîne aussi une réduction non linéaire des charges de capital par unité. Si une centrale de deux tranches est choisie comme base de comparaison, les coûts de la première tranche peuvent être près de 25 % supérieurs parce que certains travaux ne sont pas nécessaires pour les tranches suivantes. Pour une centrale de trois ou quatre tranches, les charges de capital peuvent être 8-12 % inférieures à celles de la centrale de deux tranches de référence, et pour une centrale de cinq ou six tranches, ce chiffre passe à 15-17 %.

Profil des coûts de construction

La répartition des coûts pendant la construction a été réalisée en suivant les indications des pays. Elle a été choisie linéaire dans les cas où aucune indication précise n'a été fournie.

10. Dans le cas des États-Unis, les données sur les taux de provisions pour aléas recueillies au niveau national ont été utilisées, et correspondent à 15 % des coûts d'investissement pour les données nationales des États-Unis, et à 11 % pour l'EPRI.

En l'absence d'indications nationales sur la durée de la construction, les hypothèses par défaut suivantes ont été retenues :

Renouvelables non hydroélectriques	1 an ;
Centrales au gaz	2 ans ;
Centrales au charbon	4 ans ;
Centrales nucléaires	7 ans.

Coûts de transport et de raccordement au réseau

Il n'a pas été tenu compte des coûts de transport et de raccordement au réseau, même si les chiffres étaient indiqués. Comme nous l'avons indiqué précédemment, cette étude compare exclusivement les coûts de production aux bornes de la centrale.

Facteurs de charge

Un facteur de charge standard de 85 % a été retenu pour toutes les centrales au gaz, au charbon et nucléaires dans l'hypothèse d'un fonctionnement en charge de base. Même s'il est clairement entendu que de nombreuses centrales au gaz sont fréquemment exploitées en charge intermédiaire, voire en pointe plutôt qu'en base, puisque les *Coûts prévisionnels de production d'électricité* s'intéressent avant tout à la production en base, les 85 % sont également utilisés comme hypothèse générique pour ces centrales.

Des facteurs de charge spécifiques des différents pays ont été utilisés pour les énergies renouvelables, car ils dépendent largement de la spécificité des sites.

Conclusions

Ceci conclut la vue d'ensemble des conventions et hypothèses essentielles adoptées pour calculer le coût moyen actualisé dans l'édition 2010 des *Coûts prévisionnels de production d'électricité*. Même si des hypothèses individuelles peuvent faire l'objet de discussions – et plusieurs d'entre elles ont été à l'origine de débats animés au sein du Groupe d'experts, on ne doit pas perdre de vue leur fonction essentielle, qui est de rendre comparables de grandes quantités de données hétérogènes. En fait, ce n'est qu'en rendant les données comparables que la spécificité de chaque donnée individuelle peut être mise en évidence et évaluée.

Les hypothèses essentielles et les conventions méthodologiques présentées ci-dessus ne doivent donc pas être prises pour une « interprétation du secrétariat » ni pour un « avis du Groupe d'experts ». Toutes les personnes impliquées sont suffisamment informées pour savoir que le futur coût de la production d'électricité est incertain. Ces hypothèses doivent encore moins être considérées comme une position officielle de l'OCDE sur les coûts de production de l'électricité. Dans leur ensemble, les hypothèses essentielles et les conventions présentées ci-dessus ont pour but de développer des références de base qui peuvent constituer le point de départ d'enquêtes plus fines.

Les lecteurs doivent donc se faire leur propre opinion. Ils sont aidés dans cette tâche par de nombreuses analyses de sensibilité présentées dans la partie II de cette étude qui montrent l'impact de la variation de certaines hypothèses essentielles. Les *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* visent à encourager d'autres travaux et débats sur les coûts de production, plutôt qu'à se substituer à ces travaux plus détaillés.

Références

AIE (2009), *World Energy Outlook*, OCDE, Paris, France.

AEN (2003), *Decommissioning Nuclear Power Plants: Policies, Strategies and Costs*, OCDE, Paris, France.

Babusiaux, D. (1990), « *Décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise* », *Economica*, Paris, France, p. 169.

Statistiques de l'OCDE sur le site www.oecd.org.

Panorama des technologies

3.1 Présentation des différentes technologies de production d'électricité

Ce chapitre donne une vue d'ensemble des différentes technologies de production d'électricité considérées dans la présente étude. Pour un premier aperçu, les coûts de construction de base de toutes ces technologies sont indiqués dans les tableaux 3.1a et 3.1b. S'ensuit, pour chaque catégorie majeure de production d'électricité, une analyse de la couverture géographique des réponses, des spécificités des technologies employées et une vision prospective pour certaines technologies. Les principales hypothèses retenues pour calculer le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) sont brièvement débattues, et un certain nombre d'aspects qualitatifs relatifs à chaque technologie sont abordés, notamment les évolutions futures des coûts. Le paragraphe 3.2 présente un tableau d'ensemble reprenant les données détaillées sur les coûts de production de l'électricité des 190 centrales étudiées, réparties dans les principales catégories technologiques.

Tableau 3.1a. Coûts de construction de base* des technologies de production d'électricité (USD/kWe) – Principales technologies**

Pays	Nucléaire	USD/kWe	Charbon	USD/kWe	Gaz	USD/kWe	Éolien terrestre	USD/kWe
Allemagne	REP	4 102	CN CP	1 904	CCGT	1 025	1x3MWe	1 934
			CN CP avec CC(S)	3 223	Turbine gaz	520		
			CB CP	2 197				
			CB CP avec CC(S)	3 516				
Belgique	EPR-1600	5 383	CN SC	2 539	CCGT un arbre	1 249	3x2MWe	2 615
			CN SC	2 534	CCGT	1 099	1x2MWe	2 461
					CCGT	1 069		
Canada					CCGT	1 245		
							33x3MWe	2 745
Corée	OPR-1000	1 876	CN CP	895	CCGT GNL	643		
	APR-1400	1 556	CN CP	807	CCGT GNL	635		
États-Unis	Gén III+ av.	3 382	CN CP	2 108	CCGT	969	100x1,5MWe	1 973
			CN CCGI	2 433	AGT	649		
			CN CCGI avec CC(S)	3 569	CCGT avec CC(S)	1 928		
France***	EPR	3 860					15x3MWe	1 912
Hongrie	REP	5 198						
Italie					CCGT	769	25x2MWe	2 637
Japon	ABWR	3 009	CN	2 719	CCGT	1 549		
Mexique			CN CP	1 961	CCGT	982		
Pays-Bas	REP	5 105	CN USC CP	2 171	CCGT	1 025	3MWe	2 076
Rép. slovaque	VVER	4 261	CB SC CLF	2 762				
Rép. tchèque	REP	5 858	CB CP	3 485	CCGT	1 573	5x3MWe	3 280
			CB CLF	3 485	CCGT avec CC(S)	2 611		
			CB CCGI	4 671				
			CB CLF avec BioM	3 690				
			CB CP avec CC(S)	5 812				
			CB CLF avec CC(S)	6 076				
			CB CCGI avec CC(S)	6 268				
Suisse	REP	5 863			CCGT	1 622	3x2MWe	3 716
	REP	4 043						
NON MEMBRES DE L'OCDE								
Afrique du Sud			CN SC CP	2 104				
Bésil	REP Siemens/Areva	3 798	CB S-C CP	1 300	CCGT	1 419		
Chine	CPR-1000	1 763	CN USC CP	656	CCGT	538	200MWe (parc)	1 223
	CPR-1000	1 748	CN SC	602	CCGT	583	33x1,5MWe	1 541
	APR-1000	2 302	CN SC	672			41x0,85MWe	1 627
							30MWe (parc)	1 583
Russie	VVER-1150	2 933	CN USC CP	2 362	CCGT	1 237	100x1MWe	1 901
			CN USC CP avec CC(S)	4 864				
			CN SC CP	2 198				
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE								
EPRI	APWR, ABWR	2 970	CN SC CP	2 086	CCGT	727	50x2MWe	1 845
ESAA			CN SC AC	2 006	CCGT AC	1 678	50x3MWe	2 349
			CN SC WC	1 958	CCGT WC	1 594		
			CN USC AC	2 173	CCGT AC	742		
			CN USC WC	2 114				
			CN USC AC avec CC(S)	3 919				
			CN USC WC avec CC(S)	3 775				
			CN CCGI avec CC(S)	4 194				
			CB SC AC	2 206				
			CB SC WC	2 153				
			CB USC AC	2 374				
			CB USC WC	2 321				
Eurelectric/VGB	EPR-1600	4 724	CN	1 952	CCGT	1 201	100MWe (parc)	1 952
			CB	2 102				
			CN USC avec CC(S)	3 464				

* Les coûts de construction de base incluent les coûts indirects et directs (ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction) de construction et des aléas, mais excluent les intérêts intercalaires (II).

** Les abréviations et acronymes sont explicités dans l'annexe 2, « Glossaire des termes et liste des abréviations et acronymes ».

*** L'estimation de coût concerne l'EPR de Flamanville (données EDF) et est spécifique à ce site.

Tableau 3.1b. Coûts de construction de base* des technologies de production d'électricité (USD/kWe) – Autres technologies

Pays	Éolien en mer	USD/kWe	Hydro	USD/kWe	Solaire PV	USD/kWe	CHP	USD/kWe
Allemagne	60x5MWe	4 893			0,5MWe (espace ouvert)	3 267	CHP CN	2 966
					0,002MWe (toiture)	3 779	CHP gaz	1 318
Autriche			Petite-2-MWe	4 254			CHP CCGT gaz	788
Belgique	1x3,6MWe	6 083						
Canada	200x2MWe	4 498			10MWe (parc)	3 374		
					1MWe (indus)	4 358		
					0,1MWe (com)	6 335		
					0,005MWe (rés)	7 310		
États-Unis	150x2MWe	3 953			5MWe	6 182	CHP turbine gaz simple	798
France	120MWe (parc)	3 824			10MWe	5 588		
Italie					6MWe	6 592	CHP gaz	1 332
Japon			Grande-19MWe	8 394				
Pays-Bas	5MWe	5 727			0,03MWe (indus)	5 153	CHP CCGT gaz	1 348
					0,0035MWe (rés)	6 752	CHP CCGT gaz	1 855
Rép. slovaque							CHP CCGT gaz et BioM	1 112
Rép. tchèque			Grande-10MWe	19 330	1MWe	7 381	CHP turbine CB	3 690
			Petite-5MWe	11 598			CHP CCGT gaz	1 845
							CHP déchets munic.	20 502
Suède			Grande-70MWe	3 414				
Suisse			Petite-0,3MWe	4 001			CHP CCGT gaz	1 018
							CHP biogaz	9 925
NON MEMBRES DE L'OCDE								
Brésil			Grande-800MWe	1 356				
			Grande-300MWe	1 199				
			Grande-15MWe	2 408				
Chine			Grande-18134MWe	1 583	PV-20MWe	2 878	CHP CN	720
			Grande-6277MWe	757	PV-10MWe	3 742		
			Grande-4783MWe	896	PV-10MWe	2 921		
					PV-10MWe	3 598		
Russie							CHP CB CP	2 791
							CHP CCGT gaz grande	1 442
							CHP CCGT gaz petite	1 949
							CHP turbine gaz grande	1 285
						CHP turbine gaz petite	1 615	
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE								
EPRI							CHP biomasse	2 963
Eurelectric/VGB	100MWe (proche)	3 464	Rivière-1000MWe	3 603	1MWe	6 006		
	100MWe (lointain)	4 409	Pompe-1000MWe	2 703				

* Les coûts de construction de base incluent les coûts indirects et directs (ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction) de construction et des aléas, mais excluent les intérêts intercalaires (II).

Centrales nucléaires

Les 20 réacteurs à eau ordinaire pour lesquels des données ont été recueillies auprès de 12 pays membres de l'OCDE, 3 pays non membres et 3 organisations professionnelles comprennent 17 réacteurs à eau sous pression (REP), 2 réacteurs à eau bouillante (REB), et 1 réacteur à eau ordinaire avancé générique de génération III+. La capacité nette de ces réacteurs nucléaires varie de 954 MWe en République slovaque à 1650 MWe aux Pays-Bas, le site le plus important se situant en Chine, avec 4 tranches de 1000 MWe chacune. En raison des différences de conditions financières, techniques et réglementaires, spécifiques de chaque pays, les coûts d'investissement de base des nouvelles centrales nucléaires actuellement envisagées dans la zone OCDE varient largement d'un pays à l'autre, partant de 1 USD/kWe en Corée (mettant en évidence les coûts de construction généralement bas dans ce pays, ainsi que son expérience récente de construction de nouveaux réacteurs) pour atteindre 5863 USD/kWe en Suisse, avec un écart type de 1338 USD/kWe, une valeur médiane de 4102 USD/kWe et une moyenne de 4055 USD/kWe.

La plupart des estimations de coûts des centrales nucléaires indiquées dans cette étude sont basées sur des réacteurs avancés de génération III+, qui font directement ou indirectement référence aux nouveaux modèles d'Areva, General Electric et Toshiba-Westinghouse. Ces réacteurs promettent une sûreté améliorée et un meilleur rendement que ceux des nombreux réacteurs de génération II/III actuellement en service.

Tableau 3.2. Centrales nucléaires		
Pays	Technologie	Capacité nette MWe
Allemagne	Réacteur à eau sous pression (REP)	1 600
Belgique	EPR-1600	1 600
Corée	Réacteur de puissance optimisé (OPR-1000)	954
	Réacteur de puissance avancé (APR-1400)	1 343
États-Unis	Réacteur Gén. III+ avancé	1 350
Hongrie	Réacteur à eau sous pression (REP)	1 120
Japon	Réacteur à eau bouillante avancé (ABWR)	1 330
Pays-Bas	Réacteur à eau sous pression (REP)	1 650
Rép. slovaque	VVER 440/V213	954
Rép. tchèque	Réacteur à eau sous pression (REP)	1 150
Suisse	Réacteur à eau sous pression (REP)	1 600
	Réacteur à eau sous pression (REP)	1 530
NON MEMBRES DE L'OCDE		
Brésil	Réacteur à eau sous pression (REP) Siemens/Areva	1 405
Chine	REP de conception chinoise (CPR-1000) (Fujian)	1 000
	REP de conception chinoise (CPR-1000) (Liaoning)	1 000
	APR-1000	1 250
Russie	VVER-1150	1 070
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE		
EDF	EPR	1 630
EPRI	Réacteur à eau sous pression avancé (APWR) / Réacteur à eau bouillante avancé (ABWR)	1 400
Eurelectric	EPR-1600	1 600

Chaque type de réacteur se caractérise par le choix d'un modérateur de neutrons et d'un agent de refroidissement, ce qui aboutit à différentes conceptions de combustible. Le fait que toutes les données recueillies par la présente étude soient basées sur des technologies de réacteurs à eau ordinaire reflète une tendance forte dans cette industrie, puisque plus de 88 % des réacteurs commerciaux actuellement exploités dans le monde sont refroidis et modérés par de l'eau ordinaire.

Les deux principaux types de réacteurs à eau ordinaire sont les réacteurs à eau sous pression (REP), incluant le VVER de conception russe, et les réacteurs à eau bouillante (REB). Seuls 7 % environ de la capacité installée dans le monde utilisent de l'eau lourde (oxyde de deutérium) comme réfrigérant et modérateur, les autres réacteurs exploités étant basés sur d'autres concepts.

Dans les REP, l'option retenue pour 78 % des nouvelles capacités planifiées dans le monde, l'eau est maintenue sous forme liquide par une pression élevée, alors que dans les REB, choisis pour les 22 % restants de capacité planifiée, l'eau est maintenue à une pression plus faible et peut être portée à ébullition, car elle est chauffée par le réacteur. Dans l'un et l'autre type, la chaleur évacuée du cœur est finalement utilisée pour générer de la vapeur d'eau qui entraîne des turbo-alternateurs pour la production d'électricité.

Pour les réacteurs à eau ordinaire, les principales étapes en amont du cycle du combustible (avant son chargement dans le réacteur) sont les suivantes : extraction et concentration de l'uranium, conversion, enrichissement et fabrication du combustible. L'hypothèse générale adoptée pour la composante de coût associée à l'amont de ce cycle est de 7 USD par MWh produit. En aval du cycle, après le déchargement du combustible utilisé du réacteur, deux options sont envisageables : le stockage direct (cycle ouvert) ou le retraitement du combustible utilisé (cycle fermé). Dans la première option, le combustible utilisé est conditionné après une certaine durée de refroidissement sous une forme appropriée pour un stockage à long terme. Dans la deuxième option, les

matériaux recyclables (représentant environ 95 % de la masse du combustible utilisé) sont séparés des produits de fission et des actinides mineurs. En l'absence de réacteur à neutrons rapides, le procédé actuel de réutilisation du plutonium séparé passe par l'emploi de combustible à oxydes mixtes (MOX) dans les réacteurs à eau ordinaire. Les déchets de haute activité issus du retraitement sont ensuite stockés, généralement sous forme vitrifiée, sur les sites de retraitement ou dans des dépôts construits spécialement. La plupart des pays ont fourni des estimations de coûts pour des réacteurs exploités en cycle ouvert ; EDF et le Japon ont fourni des données pour un cycle fermé. L'hypothèse générale pour l'aval du cycle du combustible est de 2,33 USD par MWh produit, pour les cycles tant fermés qu'ouverts.

L'hypothèse retenue pour le facteur de charge moyen sur la durée de vie intervenant dans le calcul des coûts moyens actualisés de la production nucléaire est de 85 %. Le facteur de charge est un indicateur de performance important qui mesure le rapport entre l'énergie électrique nette produite pendant la durée de vie de la centrale et la quantité maximale possible d'électricité qui pourrait être produite en fonctionnement continu. En 2008, à l'échelle mondiale, le facteur de charge moyen pondéré rapporté était pour les REP (au total 265 réacteurs) de 82,27 %, et pour les REB (total de 94 réacteurs) de 73,83 %, les plus gros réacteurs (> 600 MWe) affichant en moyenne un facteur de charge supérieur de 2 points à celui des réacteurs plus petits. Les facteurs de charge moyens sur la durée de vie peuvent être quelque peu inférieurs en raison des périodes de démarrage et des arrêts non planifiés. Bien que légèrement supérieure aux facteurs de charge actuellement signalés pour la flotte nucléaire existante, l'hypothèse générique de 85 % retenue dans cette étude est cohérente avec les caractéristiques de performance maximale annoncées pour les réacteurs de génération III+ dont la construction est projetée.

Les coûts de démantèlement des centrales nucléaires incluses dans cette étude ont également été intégrés dans le calcul des coûts moyens actualisés. Quand aucun chiffre spécifique n'était disponible, une hypothèse générique de 15 % du coût de construction de base a été appliquée pour évaluer les dépenses couvrant l'ensemble des actions administratives et techniques associées à la cessation de l'exploitation d'une installation nucléaire et à son démantèlement conduisant à son déclassement. Déboursé durant les dix années suivant l'arrêt définitif, le coût du démantèlement est actualisé à la date de mise en service et incorporé dans le coût moyen actualisé global. Bien qu'il s'agisse d'un élément incontestablement important de l'exploitation d'une centrale nucléaire, le démantèlement représente une part relativement faible du LCOE en raison de l'effet d'actualisation. En particulier, le fait que pour les centrales nucléaires les coûts de démantèlement soient dus après 60 années d'exploitation, et actualisés à la date de mise en service tend à rendre proche de zéro la valeur présente nette de démantèlement en 2015, même en appliquant un taux d'actualisation plus bas ou en supposant des coûts de démantèlement bien plus élevés¹.

Technologies de centrales au charbon

Les données recueillies pour les centrales au charbon concernent en général des centrales commerciales actuelles de conception avancée. Une seule centrale sous-critique (S-C) apparaît dans les données recueillies, lesquelles concernent 48 centrales, dont 40 se situent dans des pays de l'OCDE, ce qui reflète l'intérêt déclinant pour cette technologie dépassée souffrant d'un faible rendement (30 à 38 %), malgré ses faibles coûts en capital. La plupart des centrales sous-critiques fonctionnent dans des conditions de vapeur inférieures à 165 bar et 565 °C. Les lois de la thermodynamique montrent que des températures et des pressions de vapeur plus élevées permettent d'obtenir des rendements supérieurs à partir d'un équipement potentiellement plus petit. Deux classes de centrales de ce type sont incluses dans l'étude : les centrales supercritiques (SC) et ultra-supercritiques (USC). Au-dessus d'une pression de fonctionnement de 221 bar (autrement dit au-dessus du point critique de l'eau), l'eau introduite dans un générateur de vapeur ne bout pas – il n'y a pas de passage

1. Dans le cas médian, à un taux d'actualisation de 5 %, un coût de démantèlement représentant 15 % des coûts de construction se traduit par 0,16 USD/MWh, ce qui représente 0,2 % du LCOE total. À 10 %, ce coût passe à 0,01 USD/MWh, ce qui représente environ 0,015 % du LCOE total.

observable de l'état liquide à l'état gazeux, et aucune exigence en matière de chaleur latente. Au contraire, l'eau supercritique ne fait qu'absorber l'énergie thermique, laquelle est convertie en énergie mécanique dans une turbine à vapeur pour entraîner un générateur électrique. Les centrales au charbon modernes utilisent des conditions de vapeur supercritique pour atteindre un rendement global élevé, typiquement compris entre 39 et 46 %, mesuré avec la valeur calorifique inférieure du combustible (valeur calorifique nette). Aujourd'hui, ces centrales utilisent de la vapeur à une pression comprise entre 240 et 300 bar et une température pouvant atteindre 620 °C, mais à l'avenir, des pressions et des températures encore plus élevées, 350 bar et 700 °C, pourraient être employées en utilisant des aciers au nickel pour atteindre des rendements approchant 50 %.

Il n'existe pas de définition universelle du seuil au-dessus duquel une centrale peut être considérée comme ultra-supercritique, même si les fabricants qualifieraient certainement comme telles des centrales fonctionnant à une pression supercritique et une température supérieure à 600 °C. La conception des centrales supercritiques est en principe plus simple que celle des centrales sous-critiques, car aucun ballon de vapeur n'est nécessaire pour séparer la vapeur de l'eau. Cependant, cette économie est compensée par le recours à des matériaux plus onéreux, une fabrication de chaudière plus complexe, et la nécessité de systèmes de contrôle plus précis. Au final, le coût supérieur des conceptions supercritiques peut se justifier par le rendement amélioré du combustible, à l'exception des situations dans lesquelles les coûts du charbon sont très bas (par exemple quand une centrale est proche de réserves de charbon facilement exploitables).

La présente étude rassemble un panel de 22 centrales SC et USC dans la zone OCDE, avec des rendements thermiques signalés allant de 37 % pour une centrale supercritique au lignite australienne à 46 % pour des centrales à houille en Allemagne et aux Pays-Bas. Dans la zone OCDE, les coûts de construction de base des centrales au charbon consommant de la houille varient de 807 USD/kWe en Corée à 2719 USD/kWe au Japon (avec un écart type de 540 USD/kWe, une valeur médiane de 2086 USD/kWe et une moyenne de 1946 USD/kWe). Les coûts de construction de base des centrales au charbon consommant du lignite, toujours dans la zone OCDE, varient de 1802 USD/kWe en Australie à 3485 USD/kWe en République tchèque (avec un écart type de 532 USD/kWe, une valeur médiane de 2383 USD/kWe et une moyenne de 2308 USD/kWe).

La grande majorité des centrales au charbon construites actuellement brûlent du charbon pulvérisé (CP) pour générer la vapeur qui entraîne les turbines ; c'est la technologie utilisée dans 29 des centrales considérées dans l'étude. Dans la zone OCDE, la capacité des centrales va de 300 MWe en République slovaque et en République tchèque à 1560 MWe aux Pays-Bas, des économies d'échelle permettant d'atteindre des coûts unitaires plus faibles avec de plus grosses unités. La construction de plusieurs unités sur le même site peut également réduire le coût des centrales au charbon². Cependant, la présente étude se limite aux coûts d'unités individuelles³.

Le contrôle de la pollution dans les centrales au charbon pulvérisé est tout à fait mature, avec un marché concurrentiel pour l'équipement de contrôle des poussières, les systèmes de désulfuration des fumées et les technologies (catalytiques et non catalytiques) de réduction des oxydes d'azote (NOx). Les émissions polluantes peuvent être extrêmement basses, certaines des centrales les plus propres étant exploitées au Japon et au Danemark.

2. Le nombre d'unités mises en service sur le site d'une centrale entraîne une réduction non linéaire des charges de capital par unité. Si une centrale de deux tranches est choisie comme base de comparaison, les coûts de la première tranche peuvent être près de 25 % supérieurs en raison des travaux supplémentaires nécessaires pour les tranches suivantes. Pour une centrale de trois à quatre tranches, les charges de capital peuvent être 8-12 % inférieures à celles de la centrale de deux tranches ; cette différence s'élève à 15-17 % pour une centrale de cinq à six tranches. Mais, même si des tranches supplémentaires ne sont pas planifiées dès le départ, les nouvelles unités construites sur un site existant peuvent être 10 à 15 % moins chères que des unités entièrement nouvelles si elles peuvent utiliser (au moins partiellement) des installations auxiliaires, des infrastructures et des bâtiments existants.

3. Excepté dans le cas des énergies renouvelables, pour des raisons évidentes.

Tableau 3.3a. Technologies de centrales au charbon

Pays	Technologie	Capacité nette MWe	Rendement de conversion en électricité %
Allemagne	Houille pulvérisée	800	46 %
	Lignite pulvérisé	1 050	45 %
Belgique	Houille supercritique	750	45 %
	Houille supercritique	1 100	45 %
Corée	Houille pulvérisée	767	41 %
	Houille pulvérisée	961	42 %
États-Unis	Houille pulvérisée	600	39 %
	Houille CCGI	550	39 %
Japon	Houille	800	41 %
Mexique	Houille pulvérisée	1 312	40 %
Pays-Bas	Houille pulvérisée USC	780	46 %
Rép. slovaque	Lignite CLF supercritique	300	40 %
Rép. tchèque	Lignite pulvérisé	600	43 %
	Lignite CLF	300	42 %
	Lignite CCGI	400	45 %
	Lignite CLF avec biomasse	300	42 %
PAYS NON MEMBRES DE L'OCDE			
Afrique du Sud	Houille pulvérisée supercritique	794	39 %
Brésil	Lignite pulvérisé	446	30 %
Chine	Houille pulvérisée USC	932	46 %
	Houille supercritique	1 119	46 %
	Houille supercritique	559	46 %
Russie	Houille pulvérisée USC	627	47 %
	Houille pulvérisée supercritique	314	42 %
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE			
ESAA	Houille supercritique AC	690	39 %
	Houille supercritique WC	698	41 %
	Houille ultra-supercritique AC	555	41 %
	Houille ultra-supercritique WC	561	43 %
	Lignite supercritique AC	686	31 %
	Lignite supercritique WC	694	33 %
	Lignite ultra-supercritique AC	552	33 %
	Lignite ultra-supercritique WC	558	35 %
EPRI	Houille pulvérisée supercritique	750	41 %
Eurelectric	Houille	760	45 %
	Lignite	760	43 %

D'autres technologies basées sur le charbon sont disponibles et attrayantes pour des applications particulières. La combustion en lit fluidisé (CLF), avec un lit de charbon en combustion en suspension dans un courant ascendant d'air de combustion, peut être appliquée à une grande variété de combustibles, notamment des combustibles de qualité médiocre. Grâce au piégeage du soufre dans le lit et aux températures de combustion relativement basses qui suppriment la formation de NOx, les émissions polluantes sont limitées et l'équipement coûteux de purification post-combustion devient inutile. Le plus grand projet de lit fluidisé est la centrale supercritique de 460 MWe de Łagisza en Pologne, et les fabricants espèrent proposer des unités de plus grande taille allant jusqu'à 800 MWe.

Les centrales à cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI) sont très différentes des centrales au charbon classiques, et ont en fait plus de similitudes avec les centrales à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel (CCGT). Le gaz combustible est produit à partir de charbon dans un gazéificateur, purifié, puis introduit dans une turbine à gaz avec récupération de la chaleur pour générer de la vapeur entraînant des turbines. La gazéification avec combustion partielle du charbon se produit dans une enceinte sous pression sous-alimentée en air ou en oxygène, avec ou sans vapeur d'eau. Les faibles émissions constituent une caractéristique intrinsèque du procédé, et le potentiel de rendement élevé est comparable à celui des centrales supercritiques au charbon pulvérisé. Toutefois, leur complexité et leur coût font que les centrales CCGI n'ont pas encore atteint le stade de la commercialisation, même si un petit nombre de centrales de démonstration sont exploitées avec succès dans la plage de 250 à 300 MWe⁴.

Toutes les conceptions de centrales au charbon peuvent être adaptées pour le captage du CO₂, bien que cela n'ait été démontré nulle part au monde à une échelle commerciale. Trois technologies principales sont proposées : le captage post-combustion, l'oxycombustion et le captage pré-combustion. Ce n'est que par le développement et la démonstration que l'on pourra déterminer la solution la mieux adaptée à une application donnée. Jusque-là, les coûts et les performances resteront incertains, même s'il est vrai qu'une centrale CCGI avec captage du CO₂ utilise des composants dont la qualité a été démontrée à l'échelle commerciale dans d'autres applications, par exemple dans l'industrie du gaz naturel, faisant ainsi disparaître certaines incertitudes pesant sur cette technologie⁵.

Tableau 3.3b. Technologies de centrales au charbon avec CC(S)

Pays	Technologie	Capacité nette MWe	Rendement de conversion en électricité %
Allemagne	Combustion de houille pulvérisée avec CC(S)	740	38 %
	Combustion de lignite pulvérisé avec CC(S)	970	37 %
États-Unis	Houille CCGI avec CC(S)	380	32 %
République tchèque	Combustion de lignite pulvérisé avec CC(S)	510	38 %
	Lignite en lit fluidisé avec CC(S)	255	37 %
	Lignite CCGI avec CC(S)	360	43 %
	Lignite CLF avec biomasse et CC(S)	255	37 %
PAYS NON MEMBRES DE L'OCDE			
Russie	Houille pulvérisée USC avec CC(S)	541	37 %
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE			
ESAA	Houille ultra-supercritique AC avec 90 % CC(S)	434	31 %
	Houille ultra-supercritique WC avec 90 % CC(S)	439	33 %
	Houille CCGI avec 85 % CC(S)	523	37 %
	Lignite ultra-supercritique AC avec 90 % CC(S)	416	25 %
	Lignite ultra-supercritique WC avec 90 % CC(S)	421	27 %
Eurelectric	Houille ultra-supercritique avec 90 % CC(S)	760	39 %

Dans la zone OCDE, le rendement thermique des centrales au charbon SC et USC dotées d'un équipement de captage du carbone est en moyenne inférieur de 7 points à celui des mêmes centrales sans cet équipement, allant de 30 à 39 %. Les coûts de construction de base des 8 centrales au charbon avec captage du carbone varient de 3223 USD/kWe à 5811 USD/kWe (avec un écart type de 812 USD/kWe, une valeur médiane de 3851 USD/kWe et une moyenne de 4036 USD/kWe).

L'échantillon n'était pas suffisamment important pour pouvoir considérer les cas spécifiques des technologies du lit fluidisé et du CCGI, avec ou sans captage du CO₂. L'analyse des coûts dans le cas médian est donc basée sur des centrales au charbon pulvérisé classiques, avec des exemples de centrales à la fois SC et USC consommant de la houille et du lignite.

4. La plus grande centrale CCGI actuellement en fonctionnement, à Puertollano, a une capacité brute de 335 MWe, soit une capacité nette d'environ 300 MWe.

5. Le captage post-combustion utilisant des solvants aminés a été employé à grande échelle pendant des décennies pour capter le CO₂ à partir d'hydrogène (raffineries), de gaz naturel (extraction pour adoucir le gaz), et dans la production d'ammoniac. L'expérience suggère que les coûts peuvent être inférieurs pour une centrale CCGI avec CC(S). Voir également le chapitre 10 de cette publication, consacré au captage et au stockage du carbone.

Technologies de centrales au gaz

Au cours de la dernière décennie, les centrales au gaz ont représenté environ 80 % de la puissance additionnelle construite dans la zone OCDE, le charbon constituant l'option préférée dans les pays non membres. Les centrales à cycle combiné (CCGT) au gaz, avec de faibles coûts en capital, des délais de mise en œuvre courts, un rendement élevé, une flexibilité d'exploitation et une faible intensité de carbone, sont une technologie attractive sur les marchés concurrentiels des pays de l'OCDE, ainsi que dans certaines régions hors OCDE, comme le Moyen-Orient, faisant face à des besoins en électricité croissants ou souhaitant remplacer des centrales au fioul par des centrales au gaz. Des réponses pour 24 centrales au gaz, dont 2 avec captage du carbone, ont été recueillies auprès de 14 pays. Des données ont également été collectées pour deux centrales au gaz chinoises. Toutes les données collectées concernent des CCGT classiques à deux exceptions près.

Tableau 3.4. Technologies de centrales au gaz

Pays	Technologie	Capacité nette MWe	Rendement de conversion en électricité %
Allemagne	CCGT	800	60 %
	Turbine gaz	150	38 %
Belgique	CCGT un arbre	425	58 %
	CCGT	400	55 %
	CCGT	420	57 %
	CCGT	420	57 %
Corée	CCGT GNL	495	57 %
	CCGT GNL	692	57 %
États-Unis	CCGT	400	54 %
	AGT	230	40 %
	CCGT avec CC(S)	400	40 %
Italie	CCGT	400	55 %
Japon	CCGT	400	55 %
Mexique	CCGT	446	49 %
Pays-Bas	CCGT	435	59 %
République tchèque	CCGT	430	57 %
	CCGT avec CC(S)	387	54 %
Suisse	CCGT	395	58 %
PAYS NON MEMBRES DE L'OCDE			
Brésil	CCGT	210	48 %
Chine	CCGT (Fujian)	340	58 %
	CCGT (Shanghai)	340	58 %
Russie	CCGT	392	55 %
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE			
EPRI	CCGT	798	48 %
ESAA	CCGT AC	480	56 %
	CCGT WC	490	58 %
	CCGT AC	297	43 %
Eurelectric	CCGT	388	58 %

Comme pour les autres technologies examinées dans cette étude, les coûts de construction de base des centrales CCGT affichent une variabilité importante parmi les pays de l'OCDE, malgré le degré supérieur de normalisation des pratiques industrielles dans cette technologie. Les estimations des coûts de construction de base des centrales CCGT sans CC(S) dans la zone OCDE démarrent à 635 USD/MWh (en Corée), pour atteindre 1 747 USD/MWh (en Australie).

Bien que le captage du CO₂ post-combustion dans une centrale au gaz puisse être plus simple au regard de la nature plus homogène des gaz d'échappement, le CC(S) apparaît sans aucun doute comme jouant un rôle bien plus limité dans la production d'électricité au gaz que dans la production d'électricité au charbon. En effet, les centrales CCGT présentent une concentration de CO₂ inférieure dans les fumées, ce qui rend son extraction moins rentable économiquement, en particulier si l'on tient compte de la pénalité de rendement encourue et du coût supérieur induit par l'excès de combustible nécessaire. Néanmoins, les centrales au gaz avec CC(S) représenteront probablement une part importante de tout secteur énergétique décarboné à long terme.

En moyenne, les centrales CCGT bénéficient d'un rendement supérieur, avec un rendement thermique médian de 57 % pour les centrales prises en compte dans l'étude. Les deux centrales au gaz avec CC(S) citées précédemment présentent un rendement réduit, avec une valeur respective de 54 et 40 %.

La récente accélération de l'exploitation de ressources de gaz non conventionnelles aux États-Unis et au Canada, en particulier au cours des trois dernières années, et le développement massif de nouveaux projets de gaz naturel liquéfié (GNL) du Qatar à l'Australie ont transformé les perspectives du marché gazier. Cette multiplication de l'offre, combinée à une baisse de la demande à la suite de la crise économique, a provoqué une forte chute des prix du gaz là où ils sont déterminés par les règles de marché (plutôt qu'indexés sur une moyenne mobile des prix du pétrole, comme cela a été historiquement le cas sur les marchés gaziers européens et asiatiques). La façon dont l'offre et la demande s'équilibrent sur la durée de vie d'une centrale au gaz demeure une source tout à fait considérable d'incertitude quand il s'agit de déterminer le LCOE de telles centrales.

Sources d'énergie renouvelables

Au total, des données sur les coûts de 72 sources renouvelables de production d'électricité ont été recueillies, et notamment de 18 parcs éoliens terrestres et 8 en mer, 17 installations solaires photovoltaïques (PV) et 3 solaires thermiques, 14 unités hydroélectriques, ainsi que 3 installations géothermiques, 3 à biogaz, 3 à biomasse, 1 centrale marémotrice et 2 houlomotrices.

On notera que plusieurs pays parmi ceux disposant du plus fort potentiel en terme d'énergie renouvelable n'ont pas fourni de données pour l'étude. Par exemple, il manque des données sur l'éolien en mer dans des pays comme le Danemark, la Norvège, le Portugal ou le Royaume-Uni, et sur l'énergie solaire en Espagne, de loin le plus grand marché pour cette technologie.

Éolien terrestre : les données font de nouveau apparaître une variabilité assez grande, avec des coûts de construction de base allant de 1821 USD/kWe (France) à 3716 USD/kWe (Suisse). Les capacités rapportées vont d'une unité individuelle de 2 MW à un parc éolien fort de 200 MW. Les facteurs de charge indiqués varient de 20 à 41 %.

Les coûts devraient diminuer si les capacités augmentent. Rétrospectivement, les réductions de coûts du passé semblent traduire un taux régulier « d'apprentissage » ou « d'expérience ». Les courbes d'apprentissage ou d'expérience reflètent la réduction des coûts de l'énergie obtenue à chaque doublement de capacité – appelée ratio de progrès. En retenant un taux d'apprentissage de 7 % pour l'énergie éolienne terrestre, on peut s'attendre à ce que les coûts d'investissement diminuent de façon constante pour atteindre environ 1400 USD/kW en 2020.

Éolien en mer : la fourchette des coûts de construction de base des 8 projets de parcs éoliens en mer signalés se situe entre 2540 USD/kWe et 5554 USD/kWe. Les facteurs de charge varient de 34 à 43 %.

L'analyse suggère un taux d'apprentissage supérieur pour les coûts d'investissement en mer, atteignant 9 %, ce qui se traduirait en 2020 par une fourchette de coûts d'investissement de 2500-3000 USD/kW.

Solaire PV : les capacités varient de 0,002 MWe (toiture) à 20 MWe (espace ouvert industriel) ; les facteurs de charge se situent quant à eux entre 9,7 % (Pays-Bas) et 24,9 % (France). Les coûts de production de base peuvent descendre jusqu'à 3067 USD/kWe pour une ferme solaire photovoltaïque commerciale (Canada) et atteindre jusqu'à 7381 USD/kWe (République tchèque).

En supposant un taux d'apprentissage de 18 % comme le suggèrent les tendances historiques à long terme du développement de la technologie photovoltaïque, et en misant sur un déploiement rapide encouragé par un engagement politique fort dans la décennie à venir, les coûts d'investissement s'élevant actuellement à 4 000-6 000 USD/kW pourraient chuter de 70 % pour atteindre 1 200-1 800 USD/kW en 2030, une réduction des coûts d'au moins 40 % étant déjà envisageable en 2015 (et de 50 % en 2020).

Hydroélectricité : les données sur les coûts sont difficiles à comparer, car elles couvrent à la fois de petites unités hydroélectriques et station de pompage (0,30 MWe et plus), et des projets à grande échelle (notamment un projet de 18 GWe en Chine). Les facteurs de charge varient de 29 à 80 %. La fourchette des coûts de construction de base s'étend de 757 USD/kWe à 19 330 USD/kWe.

Géothermique : le forage des puits contribue pour beaucoup aux coûts de construction de base des unités géothermiques, représentant parfois un tiers, voire la moitié du coût total du projet. Les coûts en capital sont étroitement liés à la spécificité du site, et varient considérablement avec les caractéristiques des ressources locales et du réservoir. Pour les trois projets signalés, les coûts de construction de base varient de 1 752 USD/kWe aux États-Unis (pour un projet de 50 MWe) à 12 887 USD/kWe en République tchèque (5 MWe) ; le chiffre donné dans la réponse australienne – 4 095 USD/kWe (500 MWe) – est présenté comme se situant à la limite inférieure des coûts de construction dans le pays, qui peuvent dépasser 6 700 USD/kWe.

Tableau 3.5. Sources d'énergie renouvelables

Pays	Technologie	Capacité nette MWe	Facteur de charge %
Allemagne	Éolien terrestre	3	23 %
	Éolien en mer	300	43 %
	Solaire PV (espace ouvert)	0,5	11 %
	Solaire PV (toiture)	0,002	11 %
Autriche	Hydro (petite taille)	2	59 %
Belgique	Éolien terrestre	6	29 %
	Éolien terrestre	2	26 %
	Éolien en mer	3,6	37 %
Canada	Éolien terrestre	99	30 %
	Éolien en mer	400	37 %
	Solaire PV (parc)	10	13 %
	Solaire PV (industriel)	1	13 %
	Solaire PV (commercial)	0,1	13 %
	Solaire PV (résidentiel)	0,005	13 %
États-Unis	Éolien terrestre	150	41 %
	Éolien en mer	300	43 %
	Solaire PV	5	24 %
	Solaire thermique	100	24 %
	Biomasse solide	80	87 %
	Biogaz	30	90 %
	Géothermique	50	87 %
France	Éolien terrestre	45	27 %
	Éolien en mer	120	34 %
	Solaire PV	10	25 %
	Biogaz	0,5	80 %
Italie	Éolien terrestre	50	22 %
	Solaire PV	6	16 %
Japon	Hydro (grande taille)	19	45 %
Pays-Bas	Éolien terrestre	3	25 %
	Éolien en mer	5	41 %
	Solaire PV (industriel)	0,03	10 %
	Solaire PV (résidentiel)	0,0035	10 %
	Biomasse solide et biogaz	11	85 %
	Biomasse solide	20	85 %
	Éolien terrestre	15	25 %
République tchèque	Hydro grande	10	60 %
	Hydro petite	5	60 %
	Solaire PV	1	20 %
	Géothermique	5	70 %
	Hydro grande	70	40 %
Suède	Houlomotrice	1 000	35 %
	Éolien terrestre	6	23 %
Suisse	Hydro	0,3	50 %
	PAYS NON MEMBRES DE L'OCDE		
Bésil	Hydro (grande taille)	800	55 %
	Hydro (grande taille)	300	55 %
	Hydro (grande taille)	15	55 %
	Biomasse (copeaux)	10	85 %
Chine	Éolien terrestre	200	27 %
	Éolien terrestre	50	27 %
	Éolien terrestre	35	22 %
	Éolien terrestre	30	20 %
	Hydro (grande taille)	18 134	53 %
	Hydro (grande taille)	6 277	34 %
	Hydro (grande taille)	4 783	57 %
	Solaire PV	20	21 %
	Solaire PV	10	18 %
	Solaire PV	10	21 %
Solaire PV	10	18 %	
Russie	Éolien terrestre	100	32 %
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE			
EPRI	Éolien terrestre	100	33 %
	Solaire thermique	80	34 %
ESAA	Éolien terrestre	149	30 %
	Géothermique	500	85 %
	Houlomotrice	50	56 %
	Marémotrice	304	30 %
Eurelectric	Éolien terrestre	100	21 %
	Éolien en mer (proche)	100	37 %
	Éolien en mer (lointain)	100	43 %
	Hydro (centrale au fil de l'eau de grande taille)	1 000	80 %
	Hydro (station de pompage de grande taille)	1 000	29 %
	Solaire PV	1	23 %
Solaire thermique	1	32 %	

Centrales de cogénération

La présente étude a recueilli 20 réponses pour des centrales de cogénération (CHP), ce qui souligne l'importance de cette technologie dans les efforts mondiaux visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Toutes choses égales par ailleurs (en particulier la technologie et le combustible utilisé pour produire de l'électricité), les centrales de cogénération émettent moins de gaz à effet de serre par unité de service énergétique utile que les centrales dédiées à la seule production d'électricité, puisque la chaleur générée pendant cette production d'électricité n'est pas perdue, mais utilisée pour le chauffage (des bâtiments et de l'eau).

Tableau 3.6. Centrales de cogénération (CHP)		
Pays	Technologie	Capacité nette MWe
Allemagne	Houille - contre-pression	200
	Gaz naturel - contre-pression	200
Autriche	Gaz naturel – CCGT	405
États-Unis	Turbine à gaz simple	40
Italie	Gaz naturel	850
	Gaz naturel – CCGT	250
Pays-Bas	Gaz naturel – CCGT	60
	Gaz naturel et biogaz - CCGT	415
Rép. slovaque	Lignite - chaudière/turbine à vapeur	150
Rép. tchèque	Gaz naturel – CCGT	200
	Incinération des déchets municipaux	15
	Gaz naturel – CCGT	400
Suisse	Gaz naturel – CCGT	400
	Biogaz	0,2
NON MEMBRES DE L'OCDE		
Chine	Houille	559
Russie	Houille pulvérisée	103
	Cycle combiné gaz (grande taille)	415
	Cycle combiné gaz (grande taille)	44
	Turbine à gaz (grande taille)	101
	Turbine à gaz (petite taille)	24
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE		
EPRI	Biomasse	75

Les réponses aux questionnaires montrent que le gaz naturel constitue de loin le combustible le plus attrayant en cogénération (13 réponses), suivi du charbon (3 réponses), de la biomasse (2 réponses), du biogaz et des déchets municipaux (1 réponse chacun).

La compétitivité relative de la cogénération dépend principalement de la valeur de la chaleur générée. Cette valeur de la chaleur varie fortement en fonction du pays et de la nature du service énergétique rendu. Un crédit chaleur de 45 USD/ MWh a été appliqué dans les calculs de coûts.

Reflétant l'hétérogénéité des centrales sur lesquelles des informations ont été recueillies, les coûts de construction de base varient énormément, pouvant descendre à 788 USD/kWe (Autriche) et atteindre jusqu'à 9 925 USD/kWe (Suisse).

3.2 Données sur les coûts de production de l'électricité technologie par technologie

Les tableaux 3.7a à 3.7g donnent une vue d'ensemble des principales informations sur les coûts des 190 centrales considérées dans la présente étude. Pour chaque centrale d'une capacité installée et d'un type donnés, la colonne des coûts de construction de base constitue l'une des références classiques dans l'industrie, indiquant la somme des coûts indirects et directs de construction et des aléas, exprimée en USD par kWe de capacité électrique installée.

La colonne suivante indique les coûts d'investissement en USD par kWe, qui sont la somme des coûts de construction de base et des intérêts intercalaires (II), calculés aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les autres colonnes fournissent des informations sur les coûts de démantèlement, des combustibles⁶, du carbone, et d'exploitation et de maintenance, exprimés en USD par MWh d'électricité produite. La dernière colonne donne le coût moyen total de l'électricité actualisé sur la durée de vie de la centrale (LCOE), en USD par MWh.

Les chiffres relatifs aux coûts d'investissement, aux coûts de démantèlement et au coût moyen actualisé total sont donnés pour les taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les coûts des combustibles, du carbone et d'exploitation et de maintenance par MWh ne changent pas avec le taux d'actualisation, puisqu'il s'agit déjà de coûts moyens actualisés.

Tableau 3.7a. Centrales nucléaires : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh

Pays	Technologie	Capacité nette MWe	Coûts de construction de base ¹ USD/kWe	Coûts d'investissement ²		Coûts de démantèlement		Coûts du cycle du combustible USD/MWh	Coûts d'E&M ³ USD/MWh	LCOE	
				5 %	10 %	5 %	10 %			5 %	10 %
				USD/kWe		USD/MWh				USD/MWh	
Allemagne	REP	1 600	4 102	4 599	5 022	0,00	0,00	9,33	8,80	49,97	82,64
Belgique	EPR-1600	1 600	5 383	6 185	7 117	0,23	0,02	9,33	7,20	61,06	109,14
Corée	OPR-1000	954	1 876	2 098	2 340	0,09	0,01	7,90	10,42	32,93	48,38
	APR-1400	1 343	1 556	1 751	1 964	0,07	0,01	7,90	8,95	29,05	42,09
États-Unis	Gén. III+ av.	1 350	3 382	3 814	4 296	0,13	0,01	9,33	12,87	48,73	77,39
France*	EPR	1 630	3 860	4 483	5 219	0,05	0,005	9,33	16,00	56,42	92,38
Hongrie	REP	1 120	5 198	5 632	6 113	1,77	2,18	8,77	29,79/29,84	81,65	121,62
Japon	ABWR	1 330	3 009	3 430	3 940	0,13	0,01	9,33	16,50	49,71	76,46
Pays-Bas	REP	1 650	5 105	5 709	6 383	0,20	0,02	9,33	13,71	62,76	105,06
Rép. slovaque	VVER 440/V213	954	4 261	4 874	5 580	0,16	0,02	9,33	19,35/16,89	62,59	97,92
Rép. tchèque	REP	1 150	5 858	6 392	6 971	0,22	0,02	9,33	14,74	69,74	115,06
Suisse	REP	1 600	5 863	6 988	8 334	0,29	0,03	9,33	19,84	78,24	136,50
	REP	1 530	4 043	4 758	5 612	0,16	0,01	9,33	15,40	57,83	96,84
NON MEMBRES DE L'OCDE											
Brésil	REP	1 405	3 798	4 703	5 813	0,84	0,84	11,64	15,54	65,29	105,29
Chine	CPR-1000	1 000	1 763	1 946	2 145	0,08	0,01	9,33	7,10	29,99	44,00
	CPR-1000	1 000	1 748	1 931	2 128	0,08	0,01	9,33	7,04	29,82	43,72
	APR-1000	1 250	2 302	2 542	2 802	0,10	0,01	9,33	9,28	36,31	54,61
Russie	VVER-1150	1 070	2 933	3 238	3 574	0,00	0,00	4,00	16,74/16,94	43,49	68,15
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE											
EPRI	APWR. ABWR	1 400	2 970	3 319	3 714	0,12	0,01	9,33	15,80	48,23	72,87
Eurelectric	EPR-1600	1 600	4 724	5 575	6 592	0,19	0,02	9,33	11,80	59,93	105,84

* L'estimation de coût concerne l'EPR de Flamanville (données EDF) et est spécifique à ce site.

1. Les coûts de construction de base incluent les coûts indirects et directs (ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction) de construction et des aléas, mais excluent les intérêts intercalaires (II).
2. Les coûts d'investissement incluent les coûts de construction de base et les intérêts intercalaires (II).
3. Quand deux chiffres apparaissent dans les coûts d'E&M, ils se rattachent aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les chiffres diffèrent en raison des calendriers de répartition des coûts, spécifiques des pays.

6. Pour les centrales nucléaires, les coûts du cycle du combustible englobent les coûts amont comme pour toutes les autres technologiques de production, mais aussi les coûts aval associés à la gestion des déchets. Dans le cas du charbon, les coûts de gestion des déchets miniers et de restauration du sol sont inclus dans les coûts de combustible, dans la mesure où la législation nationale les exige, alors que la gestion des cendres est intégrée aux coûts d'E&M.

Tableau 3.7b. Centrales au charbon : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh

Pays	Technologie	Capacité nette MWe	Rend. de conversion en élect. %	Coûts de constr. de base ¹ USD/kWe	Coûts d'investissement ²		Coûts de démantèlement		Coûts du combustible USD/MWh	Coûts du carbone USD/MWh	Coûts d'E&M ³ USD/MWh	LCOE	
					5 %	10 %	5 %	10 %				5 %	10 %
					USD/kWe	USD/kWe	USD/MWh	USD/MWh				USD/MWh	USD/MWh
Allemagne	Houille pulvérisée	800	46 %	1 904	2 131	2 381	0,08	0,02	28,17	22,07	12,67	79,26	94,10
	Houille pulvérisée avec CC(S)	740	38 %	3 223	3 566	3 946	0,12	0,03	34,56	3,25	20,11	85,28	109,61
	Lignite pulvérisé	1 050	45 %	2 197	2 459	2 747	0,09	0,02	11,27	26,12	14,04	70,29	87,41
	Lignite pulvérisé avec CC(S)	970	37 %	3 516	3 890	4 304	0,13	0,03	13,70	3,81	20,70	68,06	94,60
Belgique	CN SC	750	45 %	2 539	2 761	3 000	0,10	0,02	28,80	23,59	8,73	82,32	100,43
	CN SC	1 100	45 %	2 534	2 756	2 994	0,10	0,02	28,80	23,59	8,39	81,94	100,01
Corée	Houille pulvérisée	767	41 %	895	978	1 065	0,04	0,01	31,53	24,04	4,25	68,41	74,25
	Houille pulvérisée	961	42 %	807	881	960	0,03	0,01	30,78	23,50	3,84	65,86	71,12
États-Unis	Houille pulvérisée	600	39 %	2 108	2 310	2 526	0,08	0,02	19,60	26,40	8,76	72,49	87,85
	Houille CCGI	550	39 %	2 433	2 666	2 916	0,10	0,02	19,63	26,40	8,37	74,87	92,61
	Houille CCGI avec CC(S)	380	32 %	3 569	3 905	4 263	0,14	0,03	24,15	2,61	11,31	68,04	93,92
Japon	Houille	800	41 %	2 719	2 935	3 166	0,11	0,02	31,61	23,88	10,06	88,08	107,03
Mexique	Houille pulvérisée	1 312	40 %	1 961	2 316	2 722	0,08	0,02	26,71	23,40	6,51	74,39	92,27
Pays-Bas	Houille pulvérisée USC	780	46 %	2 171	2 389	2 756	0,09	0,02	28,75	22,23	3,97	73,29	91,06
Rép. slovaque	Lignite SC CLF	300	40 %	2 762	3 092	3 462	0,11	0,02	60,16	27,27	8,86	120,01	141,64
Rép. tchèque	Lignite pulvérisé	600	43 %	3 485	3 989	4 561	0,14	0,03	18,39	25,11	8,53	84,54	114,12
	Lignite CLF	300	42 %	3 485	3 995	4 572	0,14	0,03	18,83	25,71	8,86	85,94	115,64
	Lignite CCGI	400	45 %	4 671	5 360	6 146	0,18	0,04	17,57	23,40	10,35	93,53	133,24
	Lignite CLF avec biomasse	300	42 %	3 690	4 225	4 830	0,15	0,03	27,11	23,13	9,15	93,71	125,01
	Lignite pulvérisé avec CC(S)	510	38 %	5 812	6 565	7 417	0,22	0,05	20,81	1,41	13,43	88,69	136,12
	Lignite CLF avec CC(S)	255	37 %	6 076	6 872	7 768	0,23	0,05	21,37	1,44	14,69	92,89	142,57
	Lignite CCGI avec CC(S)	360	43 %	6 268	7 148	8 148	0,23	0,05	18,52	1,17	12,26	88,29	140,64
	CB CLF avec BioM et CC(S)	255	37 %	6 076	6 872	7 768	0,23	0,05	30,78	1,44	14,98	102,59	152,27
NON MEMBRES DE L'OCDE													
Afrique du Sud	Houille pulvérisée SC	794	39 %	2 104	2 584	3 172	0,00	0,00	7,59	0,00	4,87	32,19	53,99
Bésil	Lignite pulvérisé	446	30 %	1 300	1 400	1 504	0,00	0,00	15,39	0,00	37,89/43,93	63,98	79,02
Chine	Houille pulvérisée USC	932	46 %	656	689	723	0,03	0,01	23,06	0,00	1,64	29,99	34,17
	Houille SC	1 119	46 %	602	632	663	0,03	0,01	23,06	0,00	1,51	29,42	33,26
	Houille SC	559	46 %	672	705	740	0,03	0,01	23,06	0,00	1,68	30,16	34,43
Russie	Houille pulvérisée USC	627	47 %	2 362	2 496	2 637	0,00	0,00	20,41	0,00	10,96	50,44	65,91
	Houille pulvérisée USC avec CC(S)	541	37 %	4 864	5 123	5 396	0,00	0,00	26,10	0,00	21,58	86,82	118,34
	Houille pulvérisée SC	314	42 %	2 198	2 323	2 454	0,00	0,00	22,83	0,00	10,20	50,77	65,15
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE													
EPRI	Houille pulvérisée SC	750	41 %	2 086	2 332	2 599	0,08	0,02	18,04	25,89	9,70	71,52	87,68
ESAA	Houille SC AC	690	39 %	2 006	2 151	2 305	0,06	0,01	9,75	25,17	4,78	56,20	69,90
	Houille SC WC	698	41 %	1 958	2 100	2 250	0,06	0,01	9,25	23,88	4,74	53,97	67,34
	Houille USC AC	555	41 %	2 173	2 331	2 498	0,06	0,01	9,25	23,88	5,69	56,69	71,54
	Houille USC WC	561	43 %	2 114	2 267	2 429	0,06	0,01	8,80	22,71	5,64	54,53	68,97
	Houille USC AC avec 90 % CC(S)	434	31 %	3 919	4 203	4 504	0,10	0,02	12,38	3,19	11,10	58,87	85,66
	Houille USC WC avec 90 % CC(S)	439	33 %	3 775	4 049	4 338	0,10	0,02	11,61	3,00	10,98	56,62	82,42
	Houille CCGI avec 85 % CC(S)	523	37 %	4 194	4 508	4 839	0,08	0,02	10,31	3,99	11,94	60,76	89,62
	Lignite SC AC	686	31 %	2 206	2 366	2 535	0,07	0,02	8,49	32,16	5,36	64,15	79,22
	Lignite SC WC	694	33 %	2 153	2 310	2 475	0,07	0,02	8,10	30,69	5,31	61,81	76,52
	Lignite USC AC	552	33 %	2 374	2 546	2 728	0,08	0,02	7,98	30,23	6,41	64,15	80,36
	Lignite USC WC	558	35 %	2 321	2 539	2 773	0,08	0,02	7,51	28,43	6,35	61,76	78,63
	Lignite USC AC avec 90 % CC(S)	416	25 %	4 087	4 383	4 696	0,12	0,03	10,63	4,03	13,93	62,19	90,11
	Lignite USC WC avec 90 % CC(S)	421	27 %	3 900	4 184	4 482	0,12	0,03	9,81	3,71	13,79	59,39	86,03
	Euroelectric	Houille	760	45 %	1 952	2 205	2 489	0,08	0,02	28,80	23,59	5,11	74,43
Lignite		760	43 %	2 102	2 375	2 680	0,09	0,02	13,63	25,37	5,51	62,73	79,61
Houille USC avec 90 % CC(S)		760	39 %	3 464	3 897	4 380	0,14	0,03	33,23	2,72	8,66	74,51	102,00

1. Les coûts de construction de base incluent les coûts indirects et directs (ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction) de construction et des aléas, mais excluent les intérêts intercalaires (II).

2. Les coûts d'investissement incluent les coûts de construction de base et les intérêts intercalaires (II).

3. Quand deux chiffres apparaissent dans les coûts d'E&M, ils se rattachent aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les chiffres diffèrent en raison des calendriers de répartition des coûts, spécifiques des pays.

Tableau 3.7c. Centrales au gaz : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh

Pays	Technologie	Capacité nette MWe	Rendement de conversion en électricité %	Coûts de construction de base ¹ USD/kWe	Coûts d'investissement ²		Coûts de démantèlement		Coûts du combustible USD/MWh	Coûts du carbone USD/MWh	Coûts d'E&M ³ USD/MWh	LCOE	
					5 %	10 %	5 %	10 %				5 %	10 %
					USD/kWe	USD/kWe	USD/MWh	USD/MWh				USD/MWh	USD/MWh
Allemagne	CCGT	800	60 %	1 025	1 147	1 282	0,08	0,02	58,57	10,08	6,73	85,23	92,81
	Turbine gaz	150	38 %	520	582	650	0,04	0,01	92,48	15,92	5,38	118,77	122,61
Belgique	CCGT un arbre	850	58 %	1 249	1 366	1 493	0,09	0,03	61,12	10,54	6,33	89,71	98,29
	CCGT	400	55 %	1 099	1 209	1 328	0,08	0,03	63,89	11,02	6,56	91,86	99,54
	CCGT	420	57 %	1 069	1 130	1 193	0,08	0,03	61,65	10,63	4,06	86,05	92,57
	CCGT	420	57 %	1 245	1 316	1 390	0,09	0,03	61,65	10,63	5,71	89,31	96,90
Corée	CCGT GNL	495	57 %	643	678	713	0,05	0,02	69,79	10,42	4,79	90,82	94,70
	CCGT GNL	692	57 %	635	669	704	0,05	0,02	69,54	10,38	4,12	89,80	93,63
États-Unis	CCGT	400	54 %	969	1 039	1 113	0,07	0,02	49,27	14,74	3,61	76,56	82,76
	AGT	230	40 %	649	668	687	0,05	0,02	66,52	14,74	4,48	91,48	95,08
	CCGT avec CC(S)	400	40 %	1 928	2 065	2 207	0,13	0,04	67,01	1,47	5,69	91,90	104,19
Italie	CCGT	800	55 %	769	818	872	0,06	0,02	63,89	11,25	4,67	86,85	91,44
Japon	CCGT	1 600	55 %	1 549	1 863	2 234	0,12	0,04	72,58	11,02	5,55	105,14	119,53
Mexique	CCGT	446	49 %	982	1 105	1 240	0,07	0,02	58,03	12,21	4,53/4,74	84,26	91,85
Pays-Bas	CCGT	870	59 %	1 025	1 076	1 127	0,08	0,02	59,56	10,27	1,32	80,40	86,48
Rép. tchèque	CCGT	430	57 %	1 573	1 793	2 043	0,12	0,04	61,65	10,23	3,73	91,92	104,48
	CCGT avec CC(S)	387	54 %	2 611	2 925	3 276	0,18	0,06	65,08	0,54	6,22	98,21	117,90
Suisse	CCGT	395	58 %	1 622	1 776	1 942	0,13	0,04	60,59	10,35	7,83	94,04	105,19
NON MEMBRES DE L'OCDE													
Brésil	CCGT	210	48 %	1 419	1 636	1 880	0,00	0,00	57,79	0,00	5,40	83,85	94,84
Chine	CCGT	1 358	58 %	538	565	593	0,04	0,01	28,14	0,00	2,81	35,81	39,01
	CCGT	1 358	58 %	583	612	642	0,05	0,01	28,14	0,00	3,04	36,44	39,91
Russie	CCGT	392	55 %	1 237	1 296	1 357	0,00	0,00	39,14	0,00	7,55	57,75	65,13
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE													
EPRI	CCGT	798	48 %	727	795	835	0,04	0,01	55,78	12,73	3,39	78,72	83,25
ESAA	CCGT AC	480	56 %	1 678	1 749	1 821	0,11	0,04	41,25	9,98	3,64	69,89	79,64
	CCGT WC	490	58 %	1 594	1 661	1 730	0,00	0,00	39,68	9,60	3,58	67,03	76,36
	CCGT AC	297	43 %	742	761	779	0,00	0,00	52,87	12,80	7,67	79,82	83,91
Eurelectric	CCGT	388	58 %	1 201	1 292	1 387	0,09	0,03	60,59	10,45	3,93	86,08	93,84

1. Les coûts de construction de base incluent les coûts indirects et directs (ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction) de construction et des aléas, mais excluent les intérêts intercalaires (II).
2. Les coûts d'investissement incluent les coûts de construction de base et les intérêts intercalaires (II).
3. Quand deux chiffres apparaissent dans les coûts d'E&M, ils se rattachent aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les chiffres diffèrent en raison des calendriers de répartition des coûts, spécifiques des pays.

Tableau 3.7d. Centrales à énergie renouvelable : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh

Pays	Technologie	Capacité nette	Facteur de charge	Coûts de constr. de base ¹	Coûts d'investissement ²		Coûts de démantèlement		Coûts du combustible	Coûts d'E&M ³	LCOE	
					5 %	10 %	5 %	10 %			5 %	10 %
					MWe	%	USD/kWe	USD/kWe			USD/MWh	USD/MWh
Allemagne	Éolien terrestre	3	23 %	1 934	1 977	2 019	0,74	0,29	0,00	36,62	105,81	142,96
	Éolien en mer	300	43 %	4 893	4 982	5 070	0,91	0,35	0,00	46,26	137,94	186,76
	Solaire PV (espace ouvert)	0,5	11 %	3 267	3 340	3 411	2,71	1,05	0,00	52,85	304,59	439,77
	Solaire PV (toiture)	0,002	11 %	3 779	3 864	3 947	3,14	1,21	0,00	61,05	352,31	508,71
Autriche	Hydro petite	2	59 %	4 254	4 605	4 767	0,00	0,34	0,00	4,25	48,62	92,58
Belgique	Éolien terrestre	6	29 %	2 615	2 679	2 742	0,81	0,31	0,00	20,54	95,65	136,23
	Éolien terrestre	2	26 %	2 461	2 522	2 581	0,84	0,33	0,00	26,03	104,43	146,78
	Éolien en mer	3,6	37 %	6 083	6 233	6 380	1,32	0,51	0,00	54,09	188,21	260,80
Canada	Éolien terrestre	99	30 %	2 745	2 813	2 879	0,77	0,30	0,00	24,53/23,85	99,42	139,23
	Éolien en mer	400	37 %	4 498	4 715	4 937	1,02	0,39	0,00	35,50/34,55	137,26	194,93
	Solaire PV (parc)	10	13 %	3 374	3 457	3 538	2,18	0,84	0,00	14,98/14,49	227,37	341,72
	Solaire PV (industriel)	1	13 %	4 358	4 465	4 571	2,81	1,09	0,00	13,69/13,29	288,02	435,96
	Solaire PV (commercial)	0,1	13 %	6 335	6 492	6 645	4,09	1,58	0,00	11,16/10,83	409,96	625,29
États-Unis	Solaire PV (résidentiel)	0,005	13 %	7 310	7 490	7 667	4,72	1,82	0,00	10,14/9,84	470,30	718,83
	Éolien terrestre	150	41 %	1 973	2 041	2 109	0,42	0,16	0,00	8,63	48,39	70,47
	Éolien en mer	300	43 %	3 953	4 169	4 394	0,75	0,29	0,00	23,63	101,02	146,44
	Solaire PV	5	24 %	6 182	6 365	6 545	0,11	0,04	0,00	5,71	215,45	332,78
	Solaire thermique	100	24 %	5 141	5 518	5 913	1,85	0,71	0,00	27,59	211,18	323,71
	Biomasse solide	80	87 %	3 830	4 185	4 564	0,14	0,03	6,73	15,66	53,77	80,82
	Biogaz	30	90 %	2 604	2 795	2 995	0,18	0,06	0,00	24,84	47,53	63,32
	Géothermique	50	87 %	1 752	1 892	2 041	0,15	0,06	0,00	18,21	32,48	46,76
France	Éolien terrestre	45	27 %	1 912	1 971	2 030	0,00	0,00	0,00	20,59	90,20	121,57
	Éolien en mer	120	34 %	3 824	3 940	4 055	0,00	0,00	0,00	32,35	143,69	194,74
	Solaire PV	10	25 %	5 588	5 755	5 920	1,53	0,59	0,00	80,97	286,62	388,14
	Biogaz	0,5	80 %	2 500	2 686	2 880	0,40	0,18	2,65	41,18	79,67	95,47
Italie	Éolien terrestre	50	22 %	2 637	2 766	3 349	1,02	0,39	0,00	42,78	145,50	229,97
	Solaire PV	6	16 %	6 592	6 917	7 247	3,67	1,42	0,00	53,94	410,36	615,98
Japon	Hydro grande	19	45 %	8 394	9 237	10 141	0,08	0,00	0,00	36,11	152,88	281,51
Pays-Bas	Éolien terrestre	3	25 %	2 076	2 128	2 178	0,73	0,28	0,00	17,83	85,52	122,04
	Éolien en mer	5	41 %	5 727	5 996	6 268	1,13	0,44	0,00	10,63	128,72	196,53
	Solaire PV (industriel)	0,03	10 %	5 153	5 280	5 404	4,67	1,80	0,00	35,16	469,93	704,78
	Solaire PV (résidentiel)	0,0035	10 %	6 752	6 919	7 082	6,12	2,36	0,00	57,13	626,87	934,63
	BioM solide et BioG	11	85 %	7 431	7 614	7 793	1,11	0,51	74,82	4,49	160,50	197,04
	Biomasse solide	20	85 %	5 153	5 280	5 404	0,77	0,35	69,06	4,52	129,88	155,21
Rép. tchèque	Éolien terrestre	15	25 %	3 280	3 502	3 731	1,15	0,45	0,00	21,92	145,85	219,18
	Hydro (grande taille)	10	60 %	19 330	21 302	23 448	0,13	0,01	0,00	6,39	231,63	459,32
	Hydro (petite taille)	5	60 %	11 598	12 918	14 374	0,08	0,00	0,00	6,97	156,05	299,11
	Solaire PV	1	20 %	7 381	7 958	8 558	3,25	1,25	0,00	29,95	392,88	611,26
Suède	Géothermique	5	70 %	12 887	14 176	15 590	1,27	0,55	0,00	19,02	164,78	269,93
	Hydro (grande taille)	70	40 %	3 414	3 848	4 334	0,04	0,00	0,00	15,17	74,09	139,69
	Houlomotrice	1 000	35 %	3 186	3 592	4 045	1,16	0,53	0,00	75,86	168,75	224,15
Suisse	Éolien terrestre	6	23 %	3 716	3 808	3 898	1,48	0,57	0,00	30,55	162,90	234,32
	Hydro (petite taille)	0,3	50 %	4 001	4 498	5 052	0,67	0,03	0,00	59,73	111,53	169,79
NON MEMBRES DE L'OCDE												
Russie	Éolien terrestre	100	32 %	1 901	1 939	1 977	0,00	0,00	0,00	15,43	63,39	89,60
Brésil	Hydro (grande taille)	800	55 %	1 356	1 471	1 595	0,00	0,00	0,00	2,31/2,42	18,70	34,30
	Hydro (grande taille)	300	55 %	1 199	1 361	1 538	0,00	0,00	0,00	2,31/2,42	17,41	33,13
	Hydro (grande taille)	15	55 %	2 408	2 529	2 651	0,00	0,00	0,00	5,20/5,80	38,53	61,46
	Biomasse (copeaux)	10	85 %	2 732	3 077	3 456	0,00	0,00	19,13	26,25/31,49	77,73	102,60
Chine	Éolien terrestre	200	27 %	1 223	1 253	1 283	-1,26	-0,48	0,00	15,51	50,95	72,01
	Éolien terrestre	50	27 %	1 541	1 579	1 616	-1,58	-0,61	0,00	19,54	64,18	90,70
	Éolien terrestre	35	22 %	1 627	1 667	1 707	-2,05	-0,79	0,00	25,33	83,19	117,55
	Éolien terrestre	30	20 %	1 583	1 622	1 660	-2,19	-0,85	0,00	27,11	89,02	125,80
	Hydro (grande taille)	18 134	53 %	1 583	1 792	2 027	0,014	0,005	0,00	9,85	29,09	51,50
	Hydro (grande taille)	6 277	34 %	757	857	969	0,010	0,000	0,00	2,54	16,87	33,57
	Hydro (grande taille)	4 783	57 %	896	1 014	1 147	0,007	0,0003	0,00	1,37	11,49	23,28
	Solaire PV	20	21 %	2 878	2 949	3 019	-3,80	-1,47	0,00	15,65	122,86	186,54
	Solaire PV	10	18 %	3 742	3 834	3 924	-5,76	-2,22	0,00	23,73	186,33	282,92
	Solaire PV	10	21 %	2 921	2 993	3 064	-3,85	-1,49	0,00	15,88	124,70	189,34
Solaire PV	10	18 %	3 598	3 686	3 773	-5,54	-2,14	0,00	22,82	179,16	272,04	
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE												
EPRI	Éolien terrestre	100	33 %	1 845	1 975	2 108	0,49	0,19	0,00	13,35	61,87	91,31
	Solaire thermique	80	34 %	4 347	4 653	4 967	1,11	0,43	0,00	26,86	136,16	202,45
ESAA	Éolien terrestre	149	30 %	2 349	2 452	2 557	0,86	0,33	0,00	11,41	76,89	113,95
	Géothermique	500	85 %	3 901	4 445	4 820	0,06	0,01	0,00	5,47	39,48	68,60
	Houlomotrice	50	56 %	6 354	7 079	7 867	1,44	0,66	0,00	27,87	171,91	241,87
	Marémotrice	304	30 %	2 611	2 823	3 207	1,10	0,51	0,00	185,02/187,50	286,53	347,90
Eurelectric	Éolien terrestre	100	21 %	1 952	2 000	2 047	0,86	0,33	0,00	34,91	112,71	154,71
	Éolien en mer (proche)	100	37 %	3 464	3 550	3 633	0,81	0,31	0,00	43,30	120,93	162,89
	Éolien en mer (lointain)	100	43 %	4 409	4 518	4 624	0,87	0,34	0,00	53,97	137,17	182,13
	Hydro grande (rivière)	1 000	80 %	3 603	4 174	4 834	0,02	0,00	0,00	5,02	34,74	70,89
	Hydro grande (pompe)	1 000	29 %	2 703	3 130	3 625	0,04	0,002	0,00	10,55	72,95	148,88
	Solaire PV	1	23 %	6 006	6 154	6 299	2,37	0,92	0,00	29,30	244,73	361,03
Solaire thermique	1	32 %	5 255	5 385	5 512	1,48	0,57	0,00	36,62	171,27	243,96	

1. Les coûts de construction de base incluent les coûts indirects et directs (ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction) de construction et des aléas, mais excluent les intérêts intercalaires (II).
2. Les coûts d'investissement incluent les coûts de construction de base et les intérêts intercalaires (II).
3. Quand deux chiffres apparaissent dans les coûts d'E&M, ils se rattachent aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les chiffres diffèrent en raison des calendriers de répartition des coûts, spécifiques des pays.

Tableau 3.7e. CHP : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh

Pays	Technologie	Capacité nette MWe	Coûts de construction de base ¹ USD/kWe	Coûts d'investissement ²		Coûts de démantèlement		Coûts du combustible USD/MWh	Coûts du carbone USD/MWh	Crédit chaleur USD/MWh	Coûts d'E&M ³ USD/MWh	LCOE	
				5 %	10 %	5 %	10 %					5 %	10 %
				USD/kWe	USD/kWe	USD/MWh	USD/MWh					USD/MWh	USD/MWh
Allemagne	Houille	200	2 966	3 319	3 708	0,12	0,03	36,00	28,20	67,50	16,19	38,37	61,48
	Gaz naturel	200	1 318	1 475	1 648	0,10	0,03	76,39	13,14	42,98	8,73	67,97	77,81
Autriche	Gaz naturel – CCGT	405	788	866	935	0,06	0,02	63,89	12,60	37,06	3,91	50,79	56,07
États-Unis	Turbine gaz simple	40	798	835	857	0,06	0,02	68,98	13,97	50,63	1,07	40,58	45,07
Italie	Gaz naturel	850	1 332	1 562	1 712	0,02	0,01	63,89	11,02	28,15	15,50/15,08	75,59	85,11
Pays-Bas	Gaz naturel – CCGT	250	1 348	1 402	1 731	0,10	0,03	81,72	14,27	22,39	8,79	94,45	105,94
	Gaz naturel – CCGT	60	1 855	1 931	2 383	0,14	0,04	85,71	14,96	29,31	15,38	103,34	119,16
Rép. slovaque	Gaz et BioM - CCGT	415	1 112	1 212	1 320	0,08	0,03	62,75	11,02	25,38	6,25	65,06	72,26
Rép. tchèque	Lignite - turbine	150	3 690	4 131	4 620	0,27	0,09	11,30	15,42	32,23	9,60	42,12	108,75
	Gaz naturel – CCGT	200	1 845	2 084	2 351	0,14	0,04	54,06	9,00	12,09	4,53	74,62	88,95
	Inciner. déchets munic.	15	20 502	22 868	25 486	1,52	0,49	0,00	28,80	44,32	49,36	247,27	399,94
Suisse	Gaz naturel – CCGT	400	1 018	1 126	1 242	0,00	0,00	57,61	10,95	2,27	6,96	82,85	90,12
	Biogaz	0,2	9 925	11 165	12 550	0,00	0,00	0,00	0,00	18,13	167,19	251,56	326,68
NON MEMBRES DE L'OCDE													
Chine	Houille	559	720	749	765	0,05	0,02	49,22	0,00	7,84	0,92	48,73	52,70
Russie	Houille pulvérisée	103	2 791	3 096	3 432	0,00	0,00	31,24	0,00	43,72	12,95	24,12	45,40
	CCGT gaz	415	1 442	1 566	1 699	0,00	0,00	46,95	0,00	21,83	8,80	47,28	57,00
	CCGT gaz	44	1 949	2 117	2 297	0,00	0,00	49,00	0,00	19,37	11,90	59,58	72,73
	Turbine gaz	101	1 285	1 347	1 410	0,00	0,00	62,02	0,00	37,87	7,85	43,49	51,16
	Turbine gaz	24	1 615	1 692	1 772	0,00	0,00	65,87	0,00	36,51	9,86	53,64	63,28
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE													
EPRI	Biomasse	75	2 963	3 247	3 452	0,21	0,07	16,00	3,09	22,50	12,09	36,57	55,64

1. Les coûts de construction de base incluent les coûts indirects et directs (ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction) de construction et des aléas, mais excluent les intérêts intercalaires (II).
2. Les coûts d'investissement incluent les coûts de construction de base et les intérêts intercalaires (II).
3. Quand deux chiffres apparaissent dans les coûts d'E&M, ils se rattachent aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les chiffres diffèrent en raison des calendriers de répartition des coûts, spécifiques des pays.

Tableau 3.7f. Fioul : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh

Pays	Technologie	Capacité nette MWe	Facteur de charge %	Coûts de construction de base ¹ USD/kWe	Coûts d'investissement ²		Coûts de démantèlement		Coûts du combustible USD/MWh	Coûts du carbone USD/MWh	Coûts d'E&M ³ USD/MWh	LCOE	
					5 %	10 %	5 %	10 %				5 %	10 %
					USD/kWe	USD/kWe	USD/MWh	USD/MWh				USD/MWh	USD/MWh
Mexique	Moteur (fioul)	83	85 %	1 817	2 045	2 295	0,14	0,04	50,37	16,79	19,91/20,66	104,63	119,03
NON MEMBRES DE L'OCDE													
Afrique du Sud	OCGT (diesel)	1 050	85 %	461	514	571	0,00	0,00	364,59	0,00	24,26	393,24	396,62

1. Les coûts de construction de base incluent les coûts indirects et directs (ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction) de construction et des aléas, mais excluent les intérêts intercalaires (II).
2. Les coûts d'investissement incluent les coûts de construction de base et les intérêts intercalaires (II).
3. Quand deux chiffres apparaissent dans les coûts d'E&M, ils se rattachent aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les chiffres diffèrent en raison des calendriers de répartition des coûts, spécifiques des pays.

Tableau 3.7g. Piles à combustible : coûts moyens actualisés de l'électricité en USD/MWh

Pays	Technologie	Capacité nette MWe	Facteur de charge %	Coûts de construction de base ¹ USD/kWe	Coûts d'investissement ²		Coûts de démantèlement		Coûts du combustible USD/MWh	Coûts du carbone USD/MWh	Coûts d'E&M ³ USD/MWh	LCOE	
					5 %	10 %	5 %	10 %				5 %	10 %
					USD/kWe	USD/kWe	USD/MWh	USD/MWh				USD/MWh	USD/MWh
États-Unis	Piles à combustible	10	85 %	5 459	5 840	6 236	0,74	0,34	54,46	14,74	49,81	181,17	213,14

1. Les coûts de construction de base incluent les coûts indirects et directs (ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction) de construction et des aléas, mais excluent les intérêts intercalaires (II).
2. Les coûts d'investissement incluent les coûts de construction de base et les intérêts intercalaires (II).
3. Quand deux chiffres apparaissent dans les coûts d'E&M, ils se rattachent aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les chiffres diffèrent en raison des calendriers de répartition des coûts, spécifiques des pays.

Données pays par pays sur les coûts de production de l'électricité suivant les différentes technologies

4.1 Données sur les coûts de production de l'électricité pays par pays (diagrammes)

Traditionnellement, les conclusions les plus attendues des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* concernent la comparaison au sein d'un même pays des coûts de production des différentes options technologiques. Les diagrammes qui suivent illustrent le coût moyen actualisé total de l'électricité (LCOE) et ses principales composantes pour chaque pays aux taux d'actualisation respectifs de 5 et 10 %.

Les composantes de coût représentées sur les graphiques sont : coûts d'investissement¹, coûts d'exploitation et de maintenance, coûts du combustible, coûts du carbone, coûts de gestion des déchets, coûts de démantèlement, et crédit chaleur pour les centrales de cogénération² (CHP) qui intervient en négatif et constitue donc un bénéfice pour l'exploitant (voir le chapitre 2, « Méthodologie, conventions et hypothèses essentielles », pour de plus amples détails). Les segments correspondant aux coûts du carbone et au crédit chaleur de la cogénération sont en dégradé de couleur pour les distinguer des autres coûts représentés en couleur. En effet, le crédit chaleur de la cogénération renvoie à une valeur déterminée en dehors des coûts de production d'électricité de cette étude. Dans le cas du carbone, il s'agit d'indiquer que les coûts associés reflètent une décision politique spécifique de tarification du carbone, qui n'a pas été prise dans tous les pays étudiés. Comme indiqué précédemment, l'une des hypothèses essentielles est que le coût du carbone est fixé sur la durée de vie de la centrale à 30 USD par tonne de CO₂.

1. Les coûts d'investissement sont légèrement différents de ceux des tableaux 3.7a à 3.7g du chapitre 3, qui comprennent uniquement les coûts de construction de base et les intérêts intercalaires. Ici, les coûts d'investissement intègrent également les coûts de rénovation et de démantèlement. Ces derniers sont trop faibles pour les représenter graphiquement comme une catégorie distincte.

2. Pour rester cohérent avec la méthodologie de calcul du LCOE, les émissions totales de CO₂ des centrales de cogénération et les coûts associés ont été affectés à la seule production d'électricité. Bien que ce choix augmente les coûts du carbone pour l'électricité, il augmente également le crédit chaleur, duquel aucun coût n'est soustrait pour le carbone. La déduction des coûts bruts de l'électricité est donc plus importante. La différence entre l'affectation des coûts du carbone à la seule électricité ou leur répartition entre électricité à chaleur devient ainsi du second ordre.

Figure 4.1a : Allemagne – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

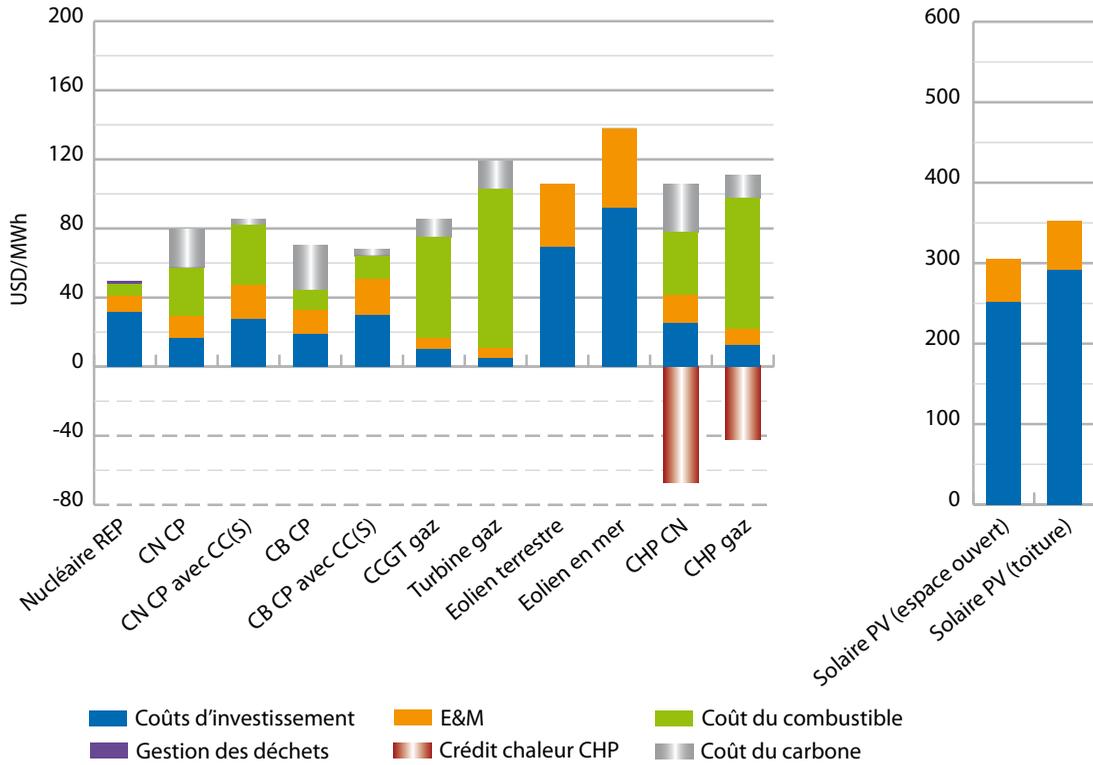


Figure 4.1b : Allemagne – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

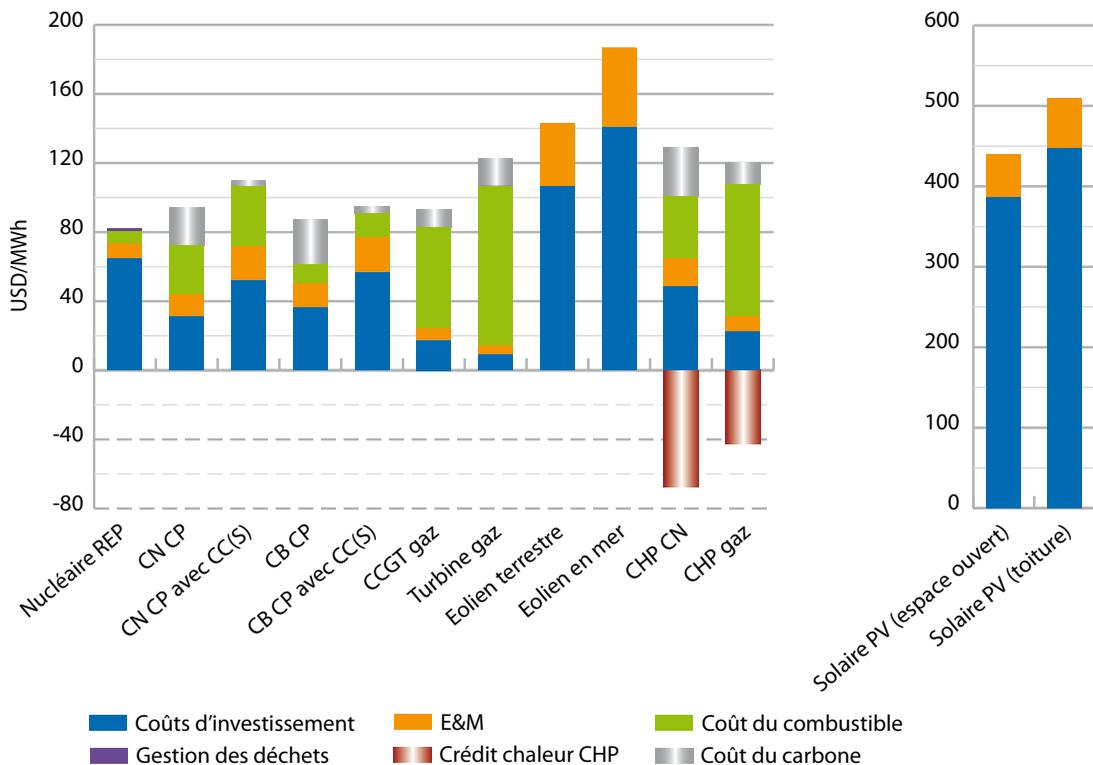


Figure 4.2a : Autriche – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

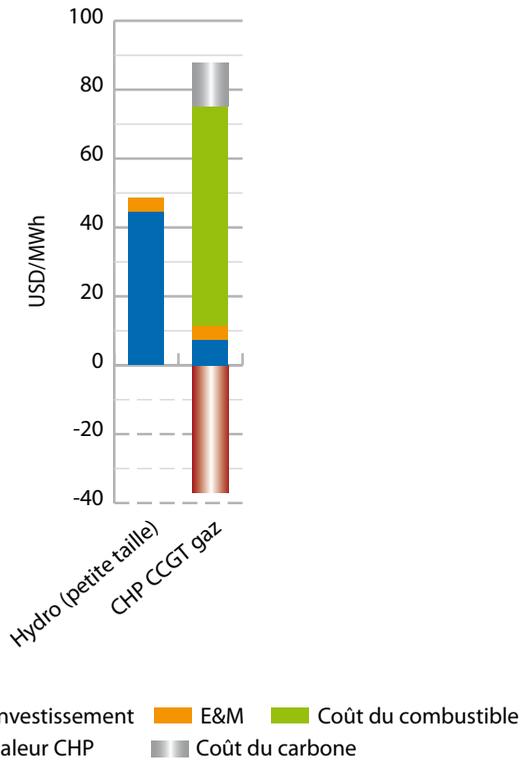


Figure 4.2b : Autriche – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

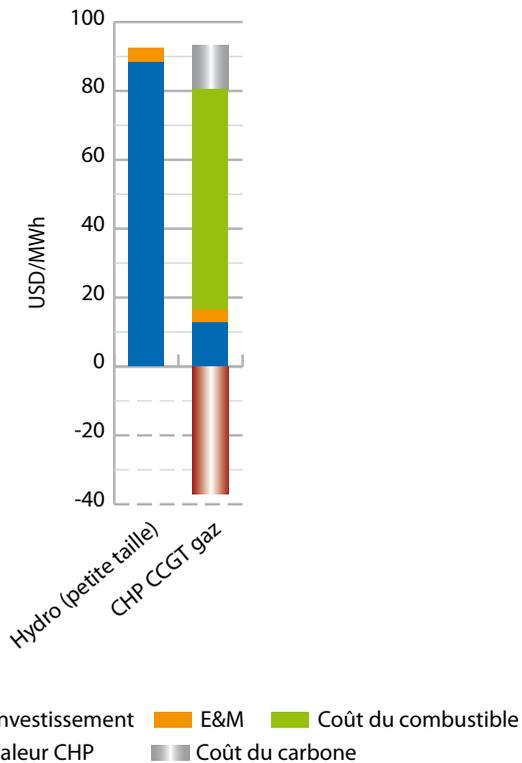


Figure 4.3a : Belgique – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

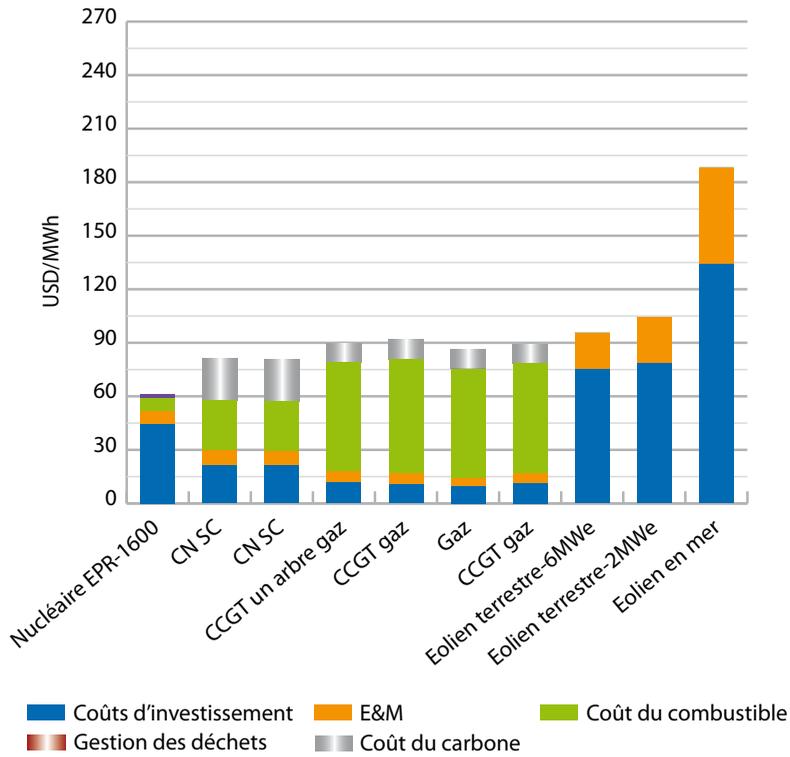


Figure 4.3b : Belgique – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

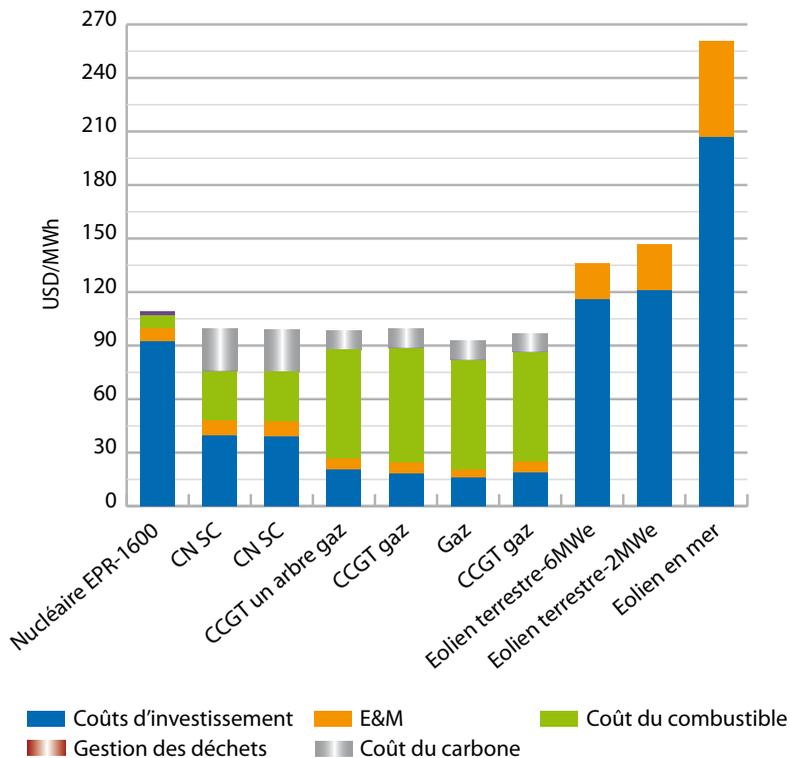


Figure 4.4a : Canada – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

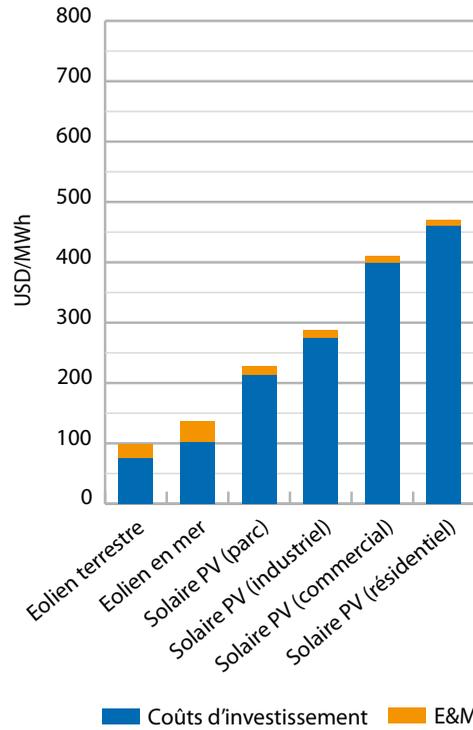


Figure 4.4b : Canada – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

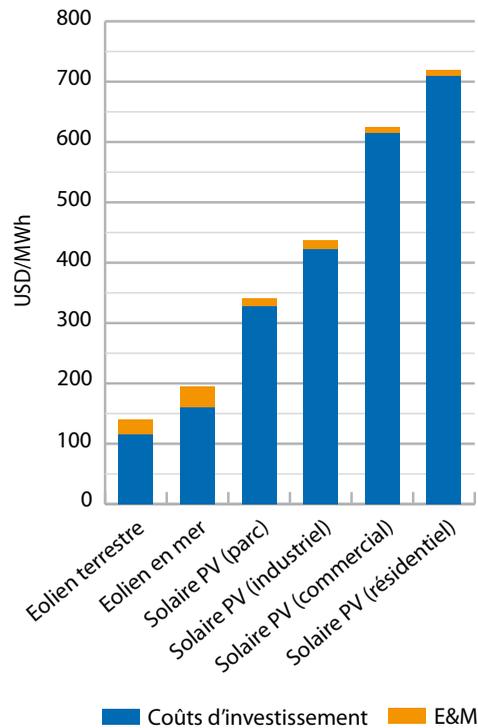


Figure 4.5a : Corée – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

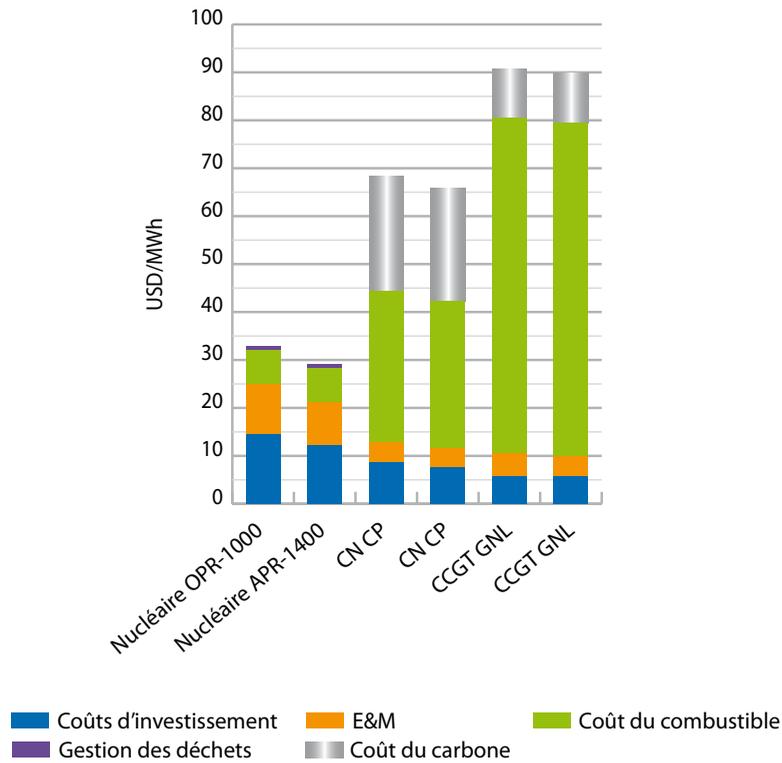


Figure 4.5b : Corée – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

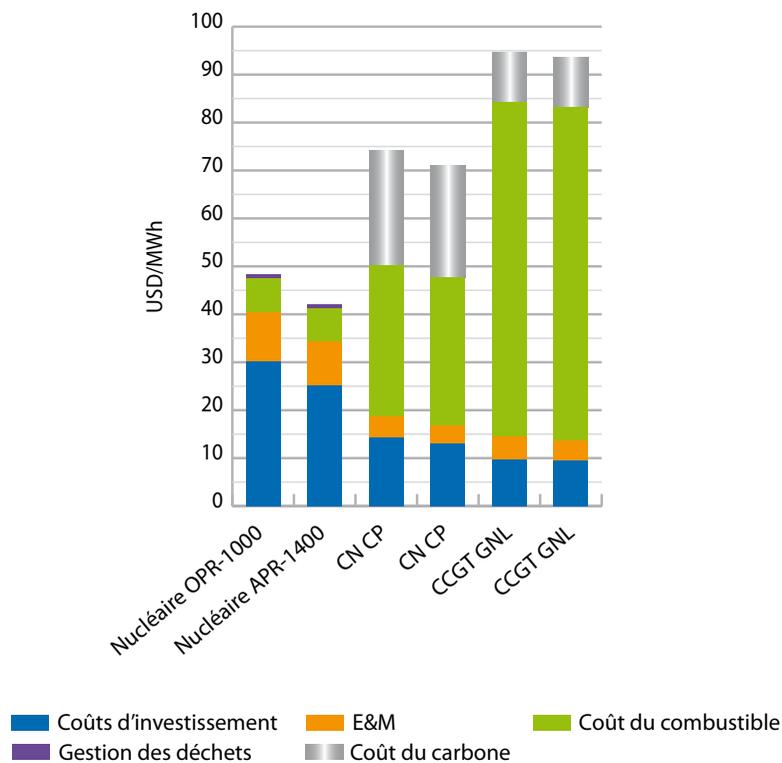


Figure 4.6a : États-Unis – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 5 %)

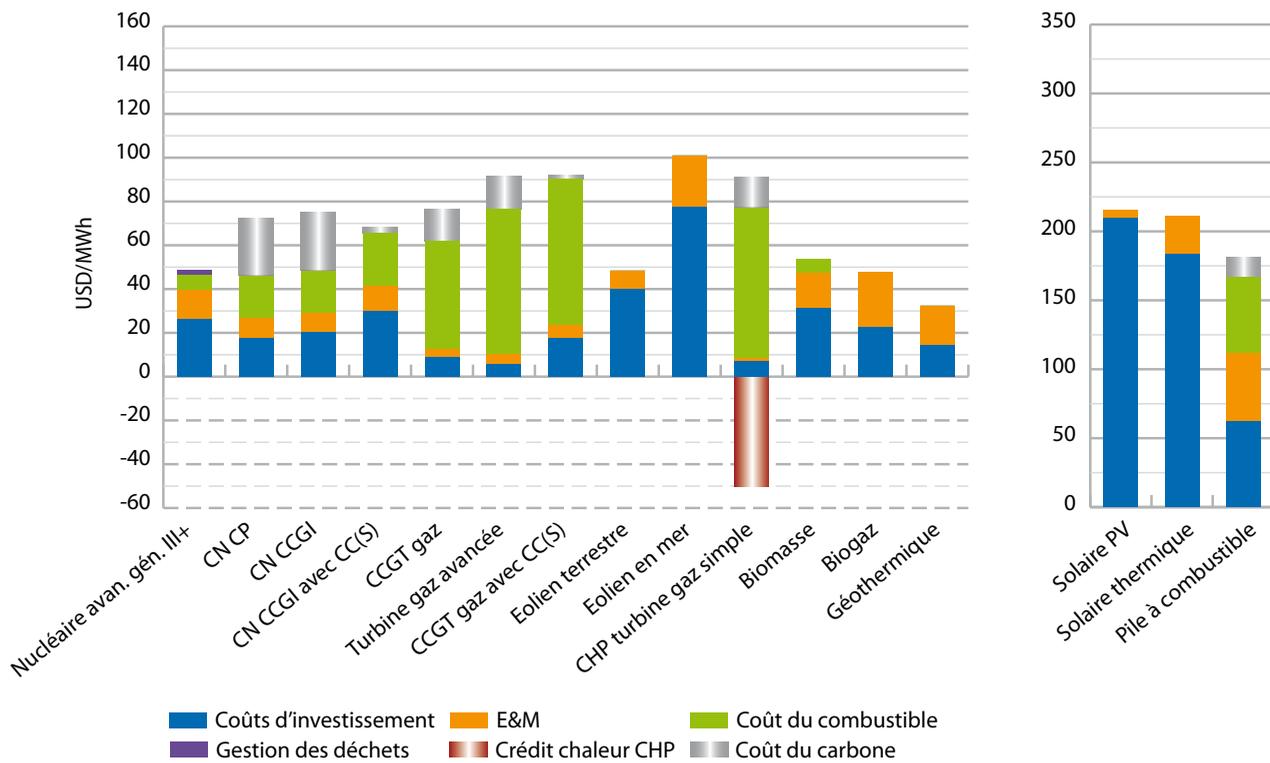


Figure 4.6b : États-Unis – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 10 %)

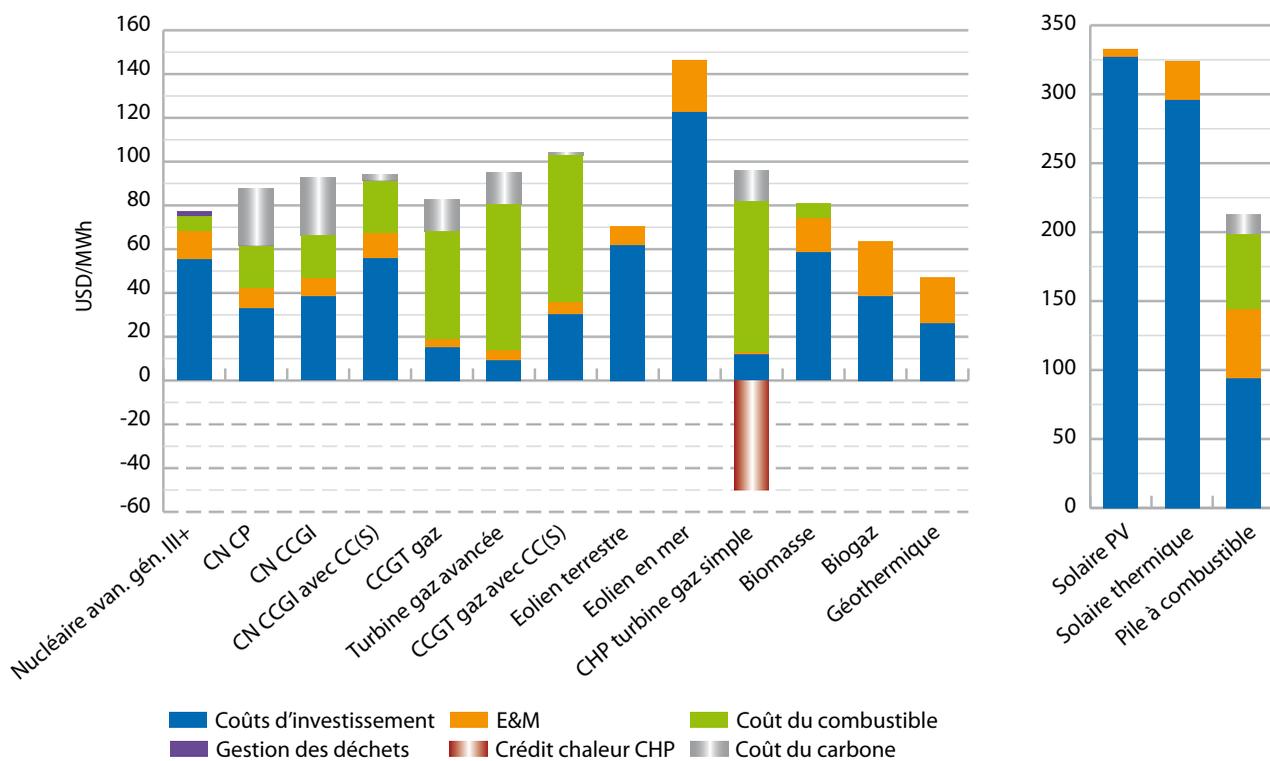


Figure 4.7a : France – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 5 %)

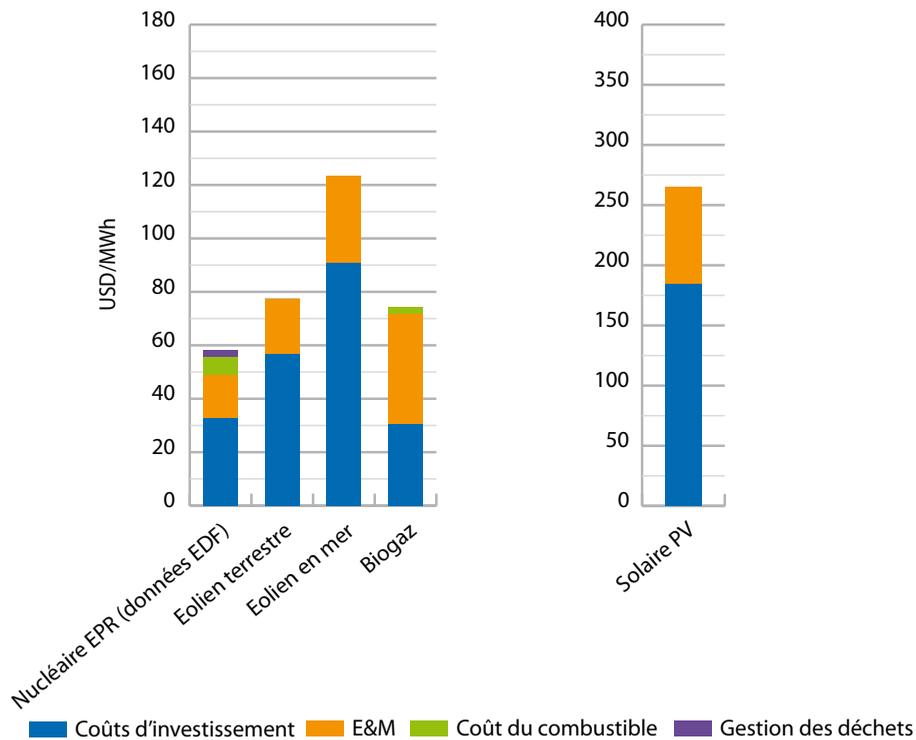


Figure 4.7b : France – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 10 %)

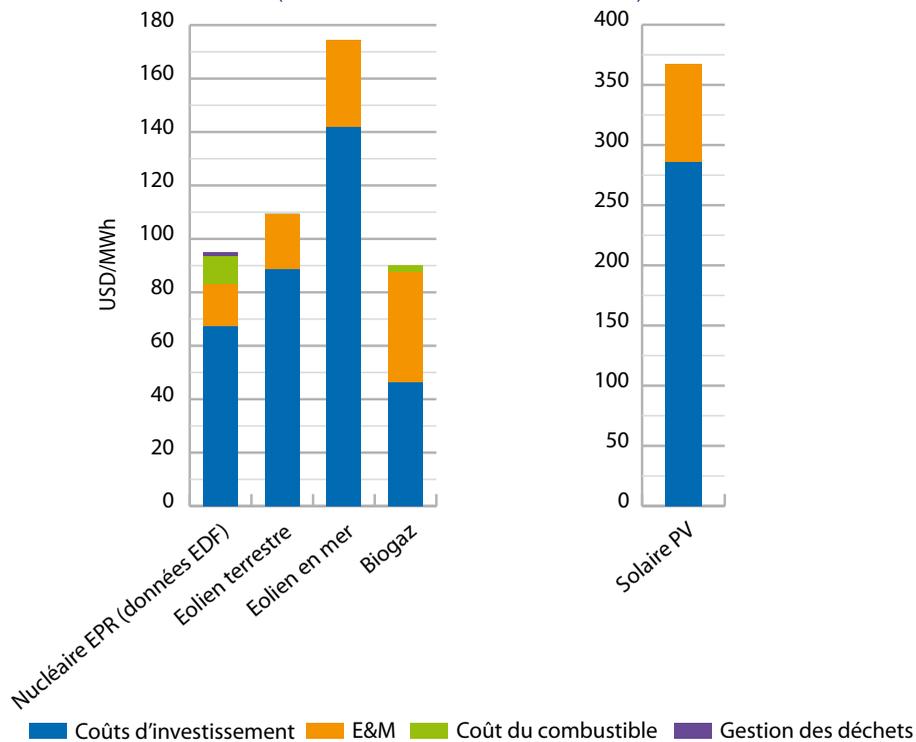
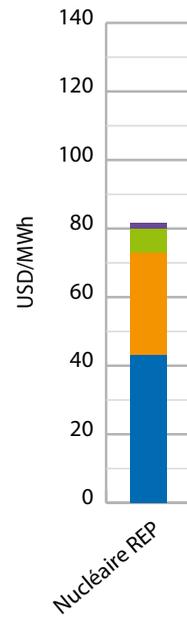
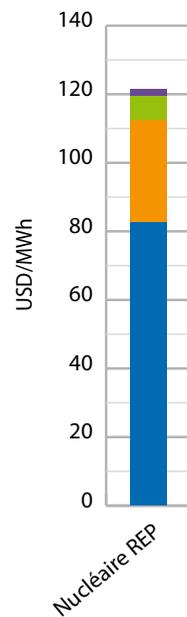


Figure 4.8a : Hongrie – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)



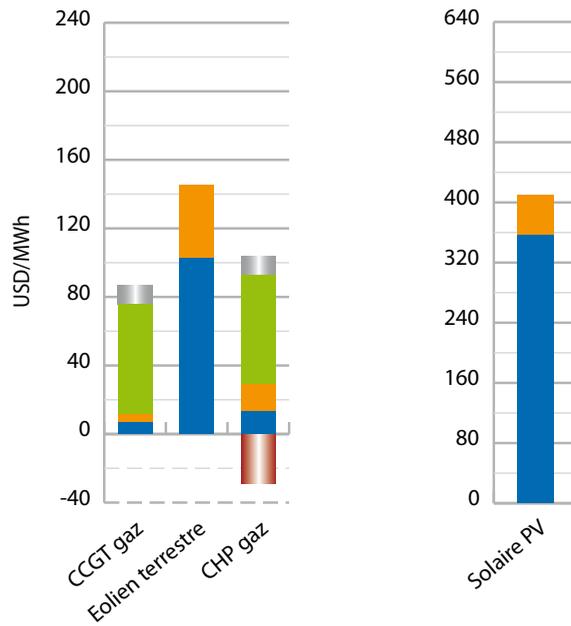
■ Coûts d'investissement ■ E&M
■ Coût du combustible ■ Gestion des déchets

Figure 4.8b : Hongrie – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)



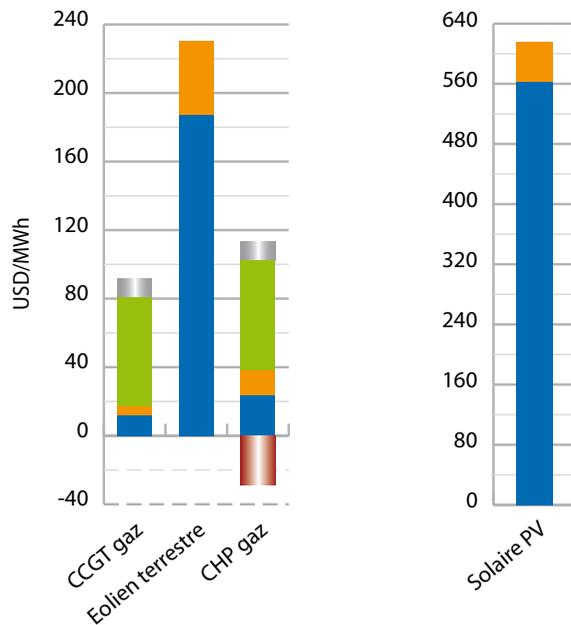
■ Coûts d'investissement ■ E&M
■ Coût du combustible ■ Gestion des déchets

Figure 4.9a : Italie – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)



■ Coûts d'investissement ■ E&M ■ Coût du combustible
■ Crédit chaleur CHP ■ Coût du carbone

Figure 4.9b : Italie – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)



■ Coûts d'investissement ■ E&M ■ Coût du combustible
■ Crédit chaleur CHP ■ Coût du carbone

Figure 4.10a : Japon – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 5 %)

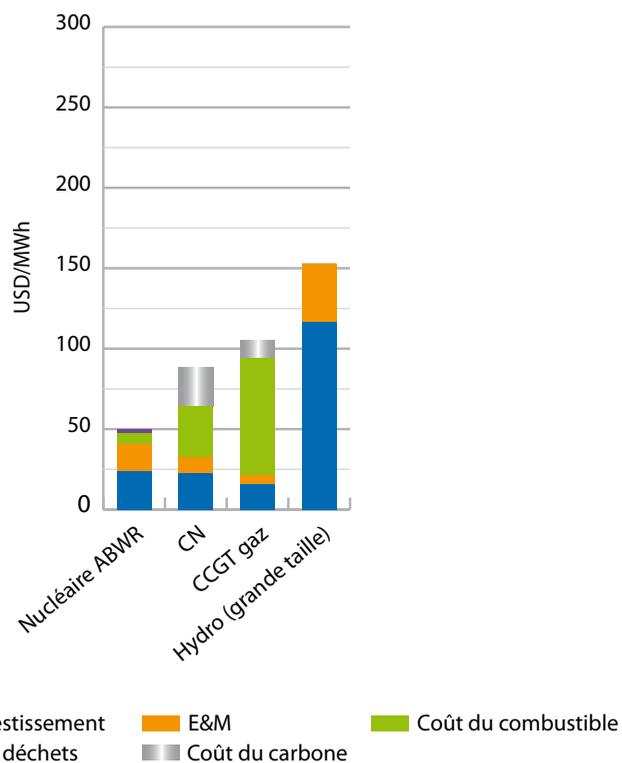


Figure 4.10b : Japon – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 10 %)

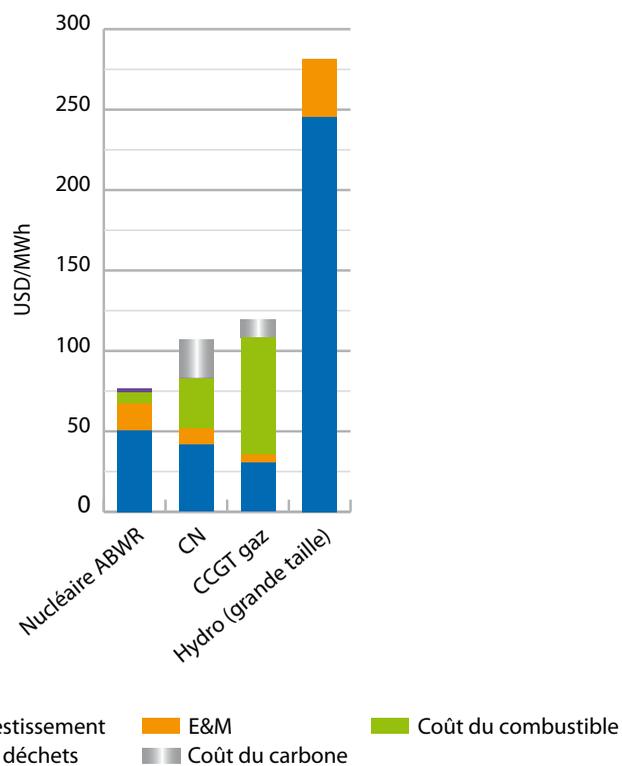


Figure 4.11a : Mexique – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

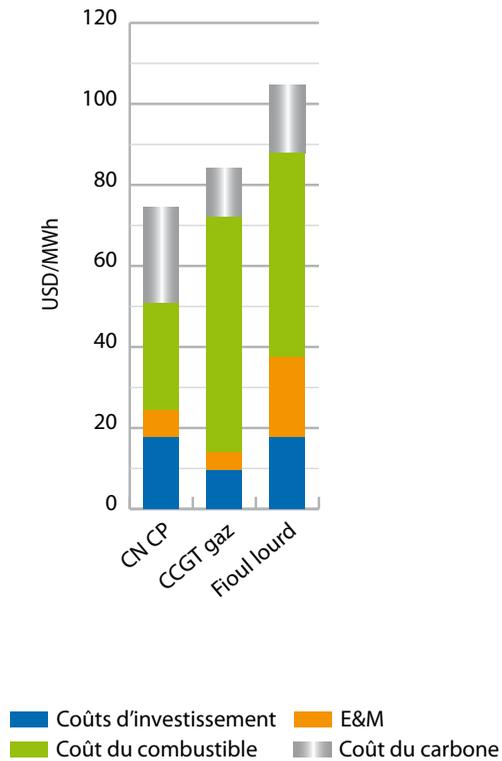


Figure 4.11b : Mexique – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

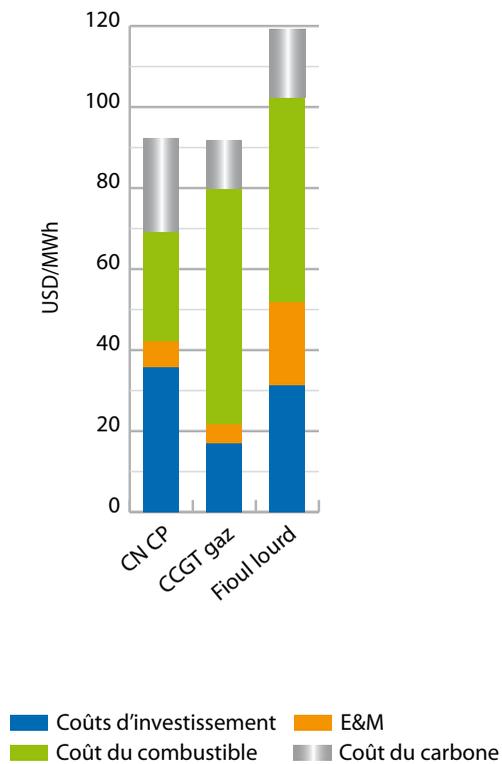


Figure 4.12a : Pays-Bas – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 5 %)

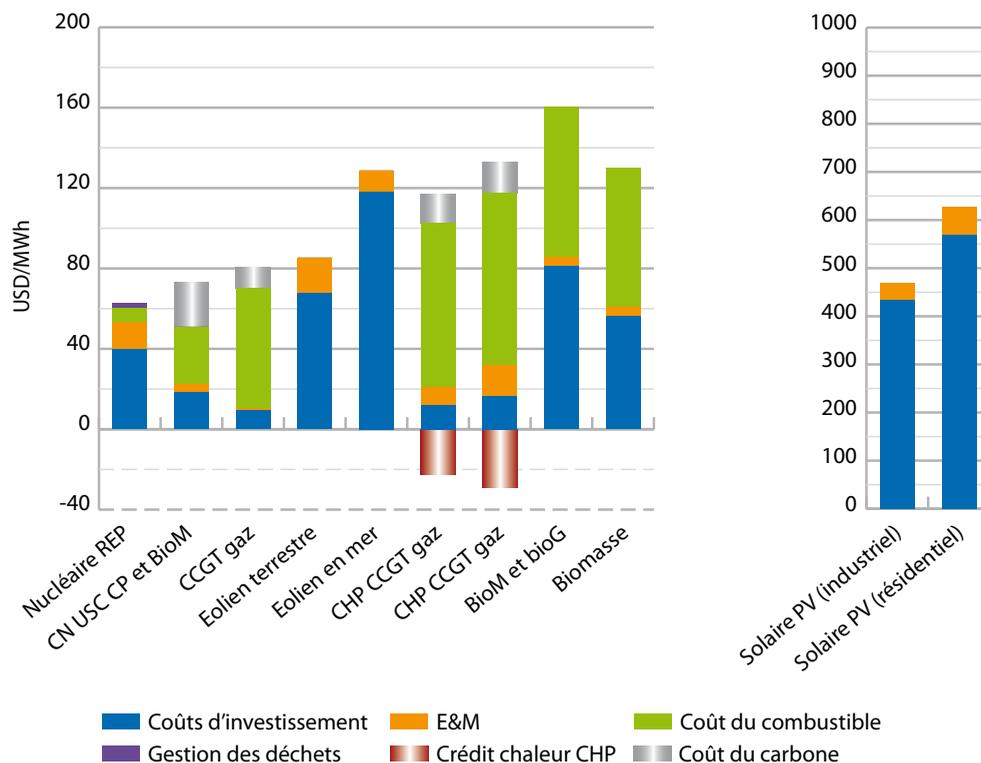


Figure 4.12b : Pays-Bas – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 10 %)

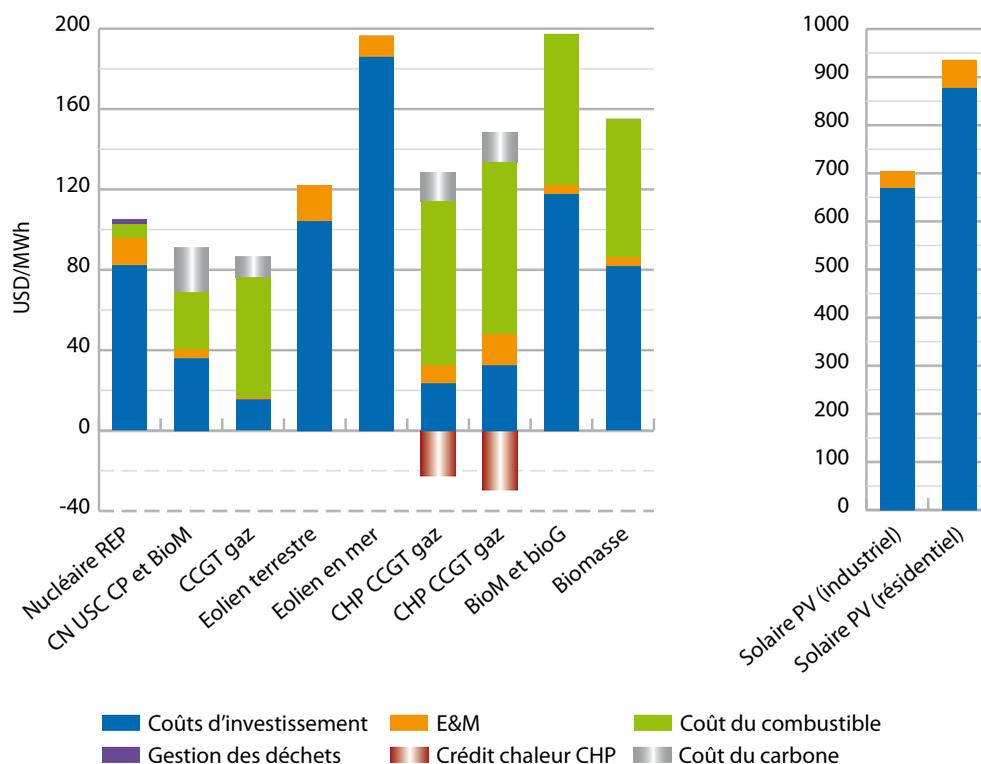


Figure 4.13a : République slovaque – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

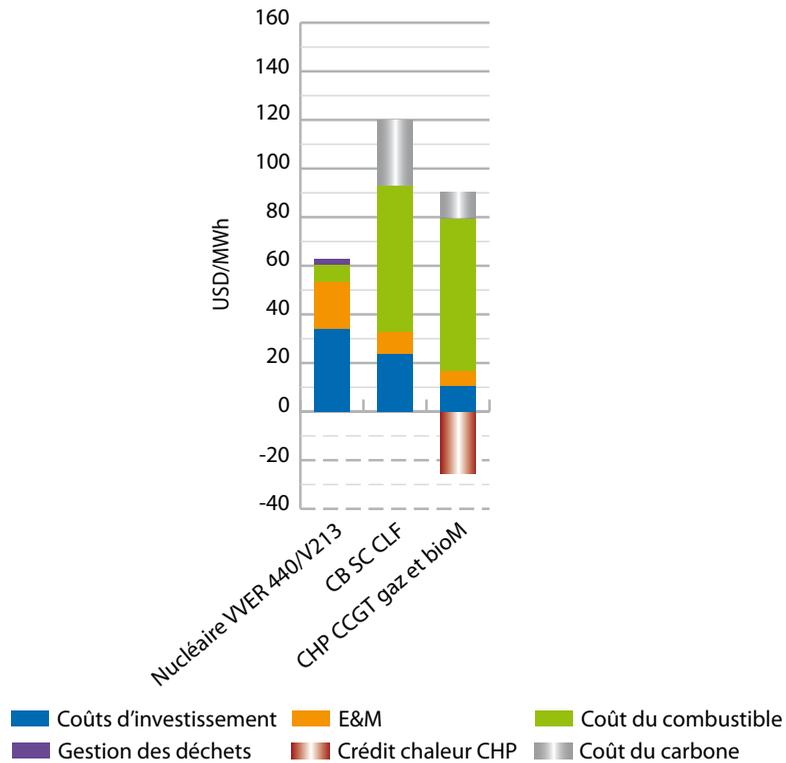


Figure 4.13b : République slovaque – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

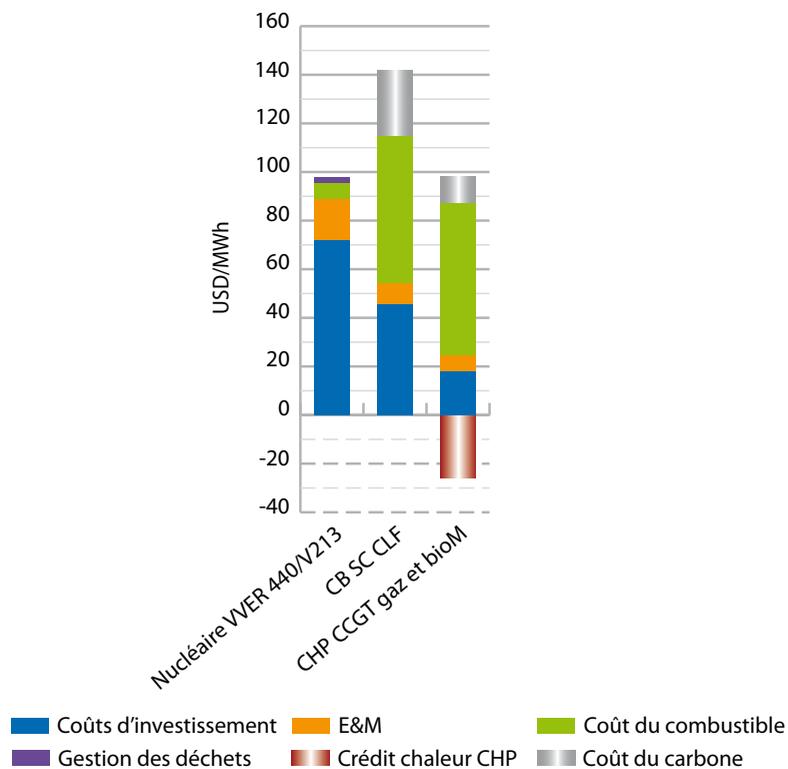


Figure 4.14a : République tchèque – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 5 %)

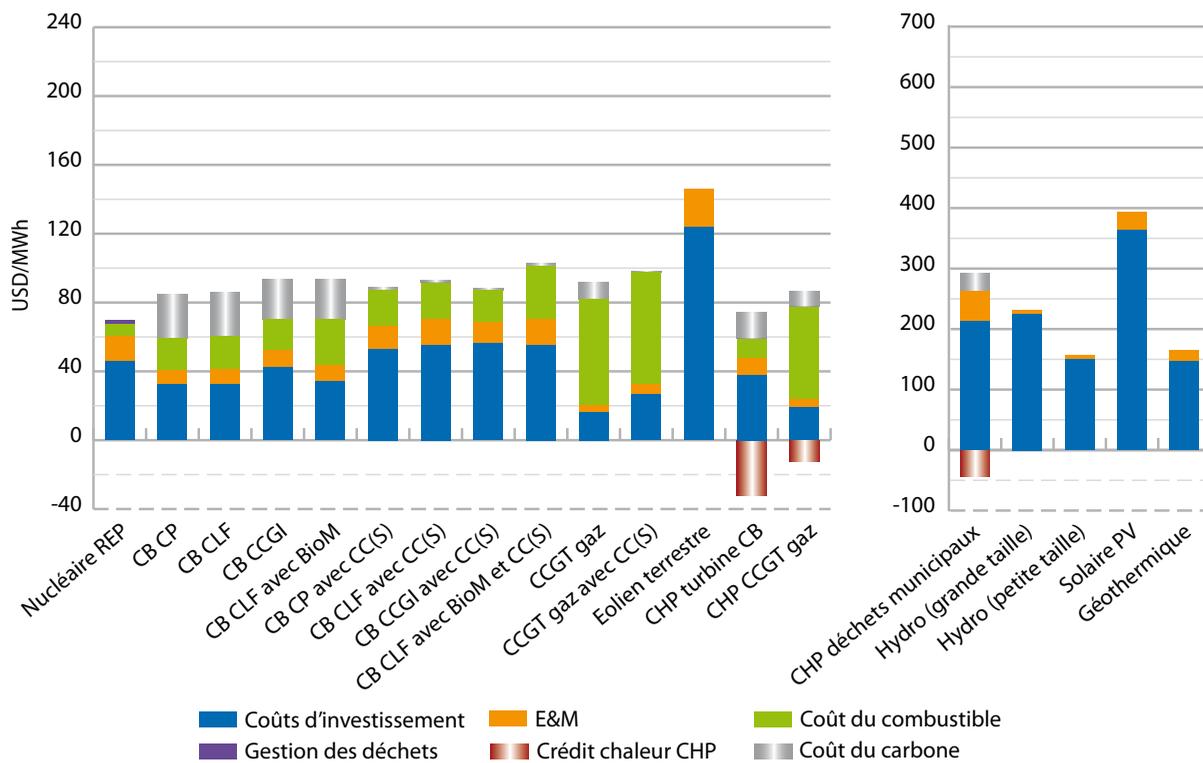


Figure 4.14b : République tchèque – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 10 %)

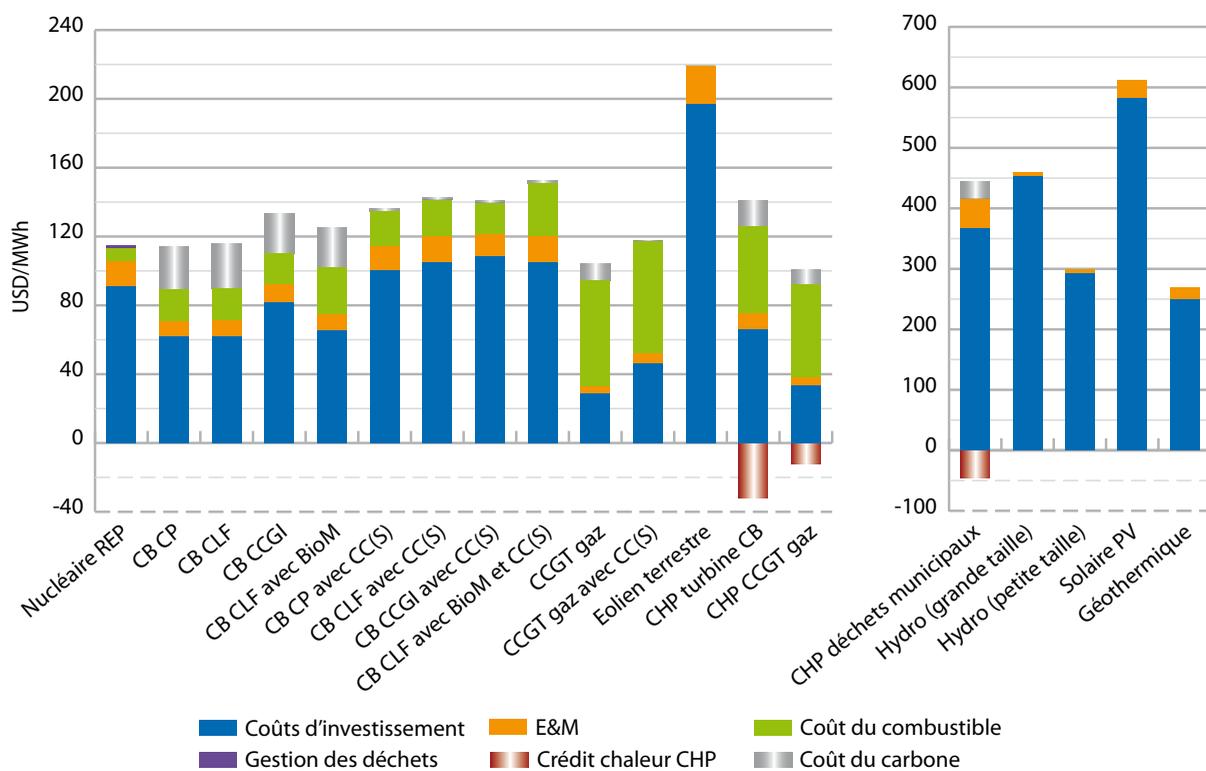


Figure 4.15a : Suède – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

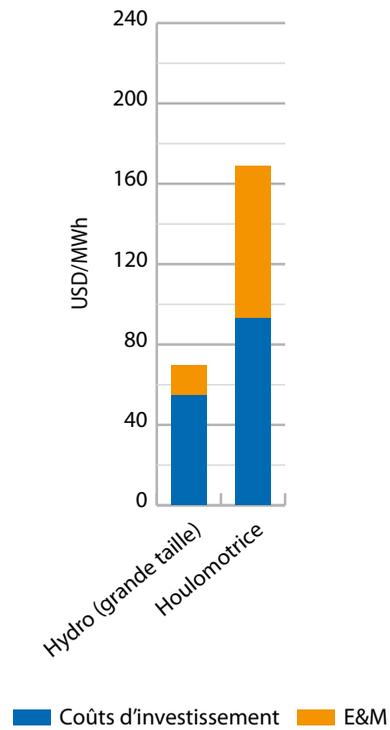


Figure 4.15b : Suède – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

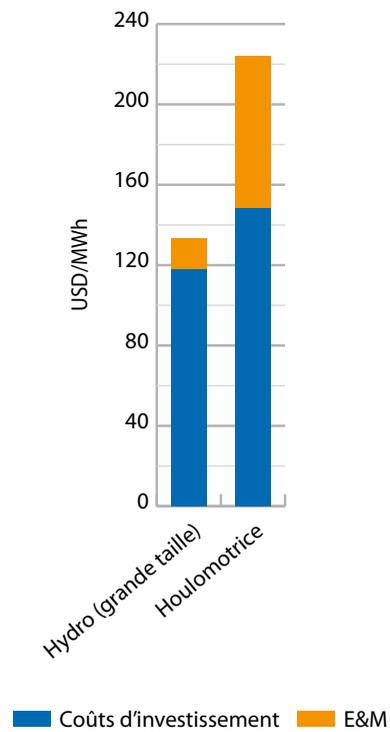


Figure 4.16a : Suisse – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

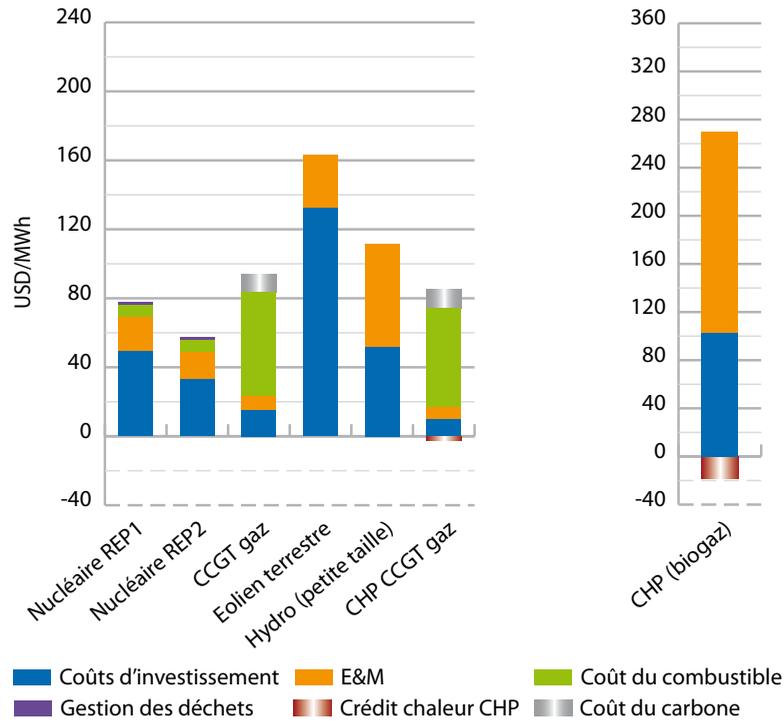


Figure 4.16b : Suisse – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

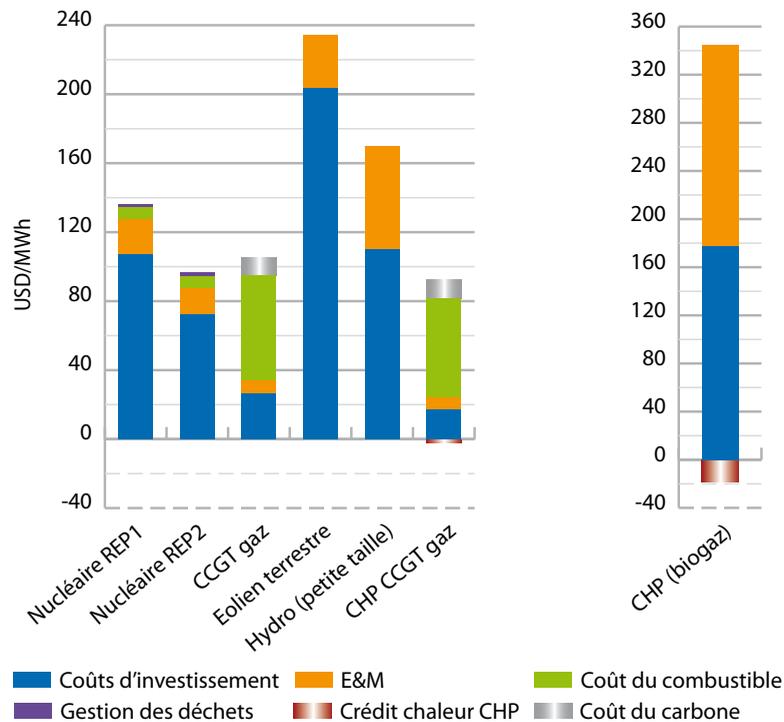
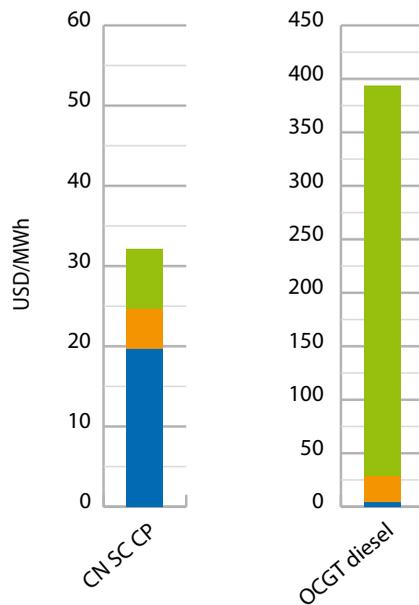
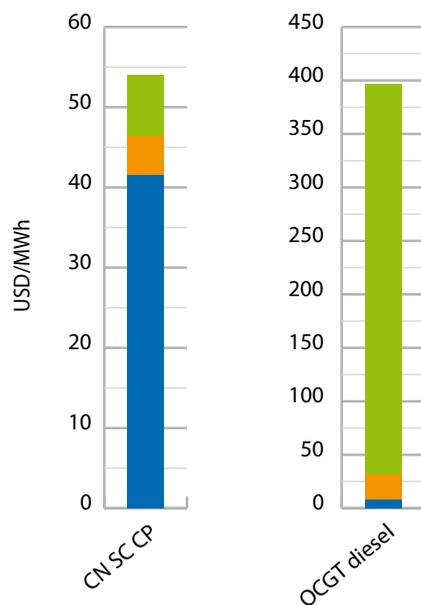


Figure 4.17a : Afrique du Sud – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)



■ Coûts d'investissement ■ E&M ■ Coût du combustible

Figure 4.17b : Afrique du Sud – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)



■ Coûts d'investissement ■ E&M ■ Coût du combustible

Figure 4.18a : Brésil – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 5 %)

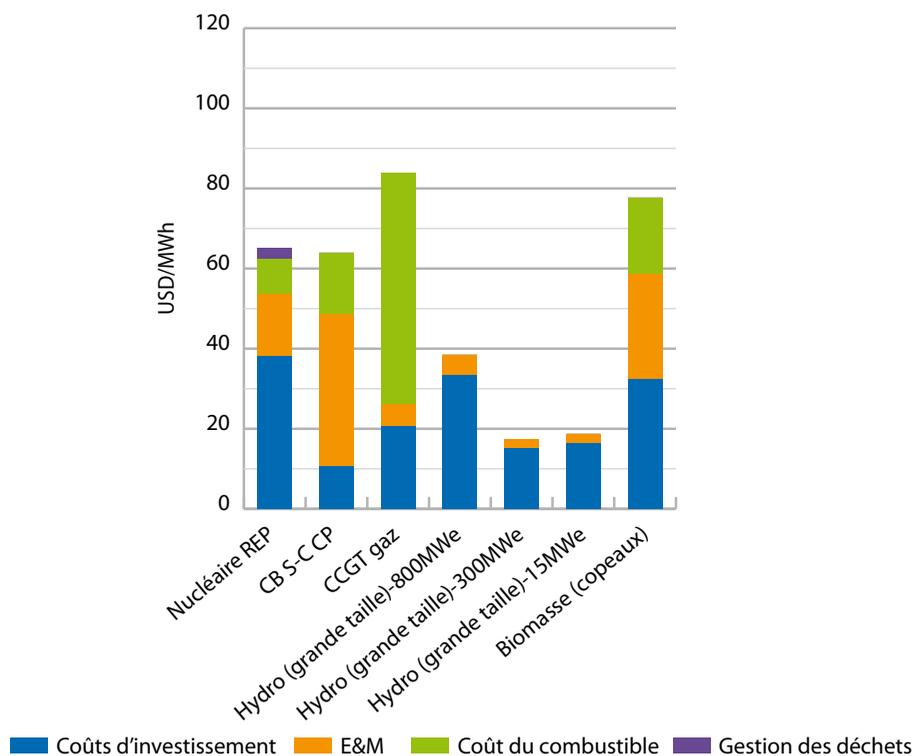


Figure 4.18b : Brésil – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 10 %)

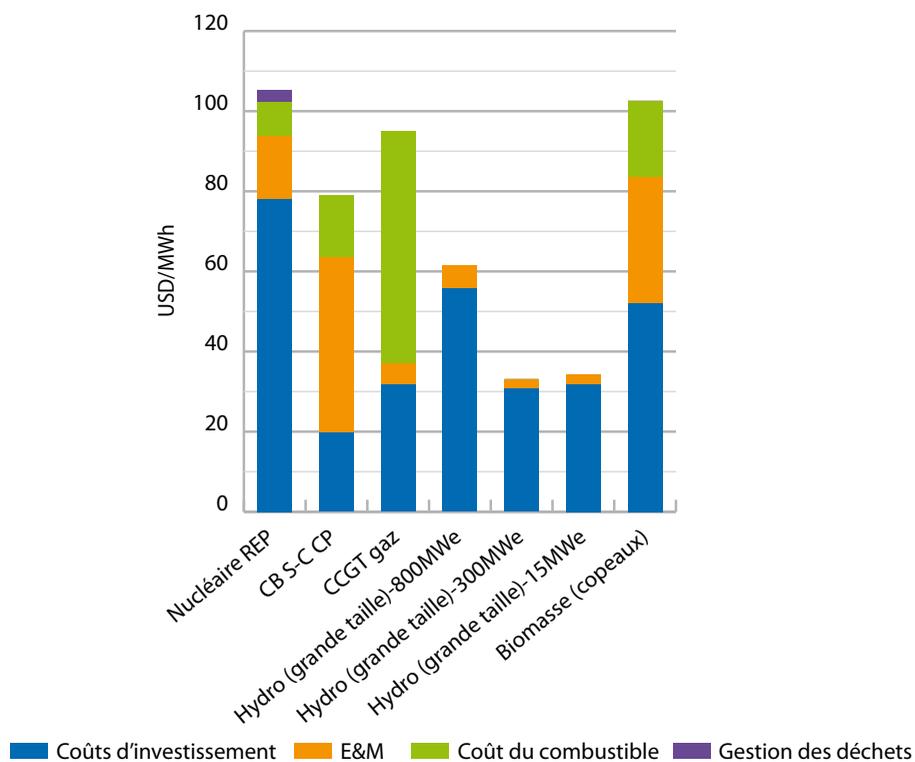


Figure 4.19a : Chine – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 5 %)

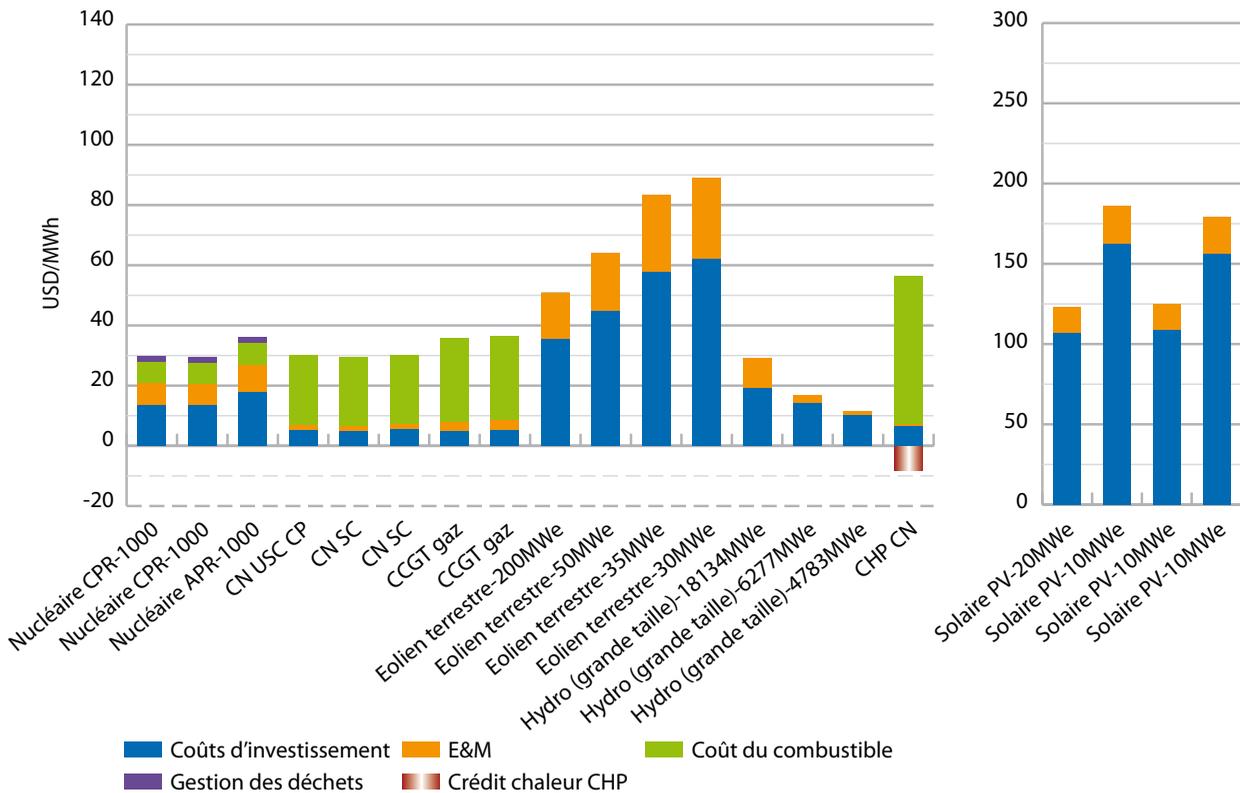


Figure 4.19b : Chine – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 10 %)

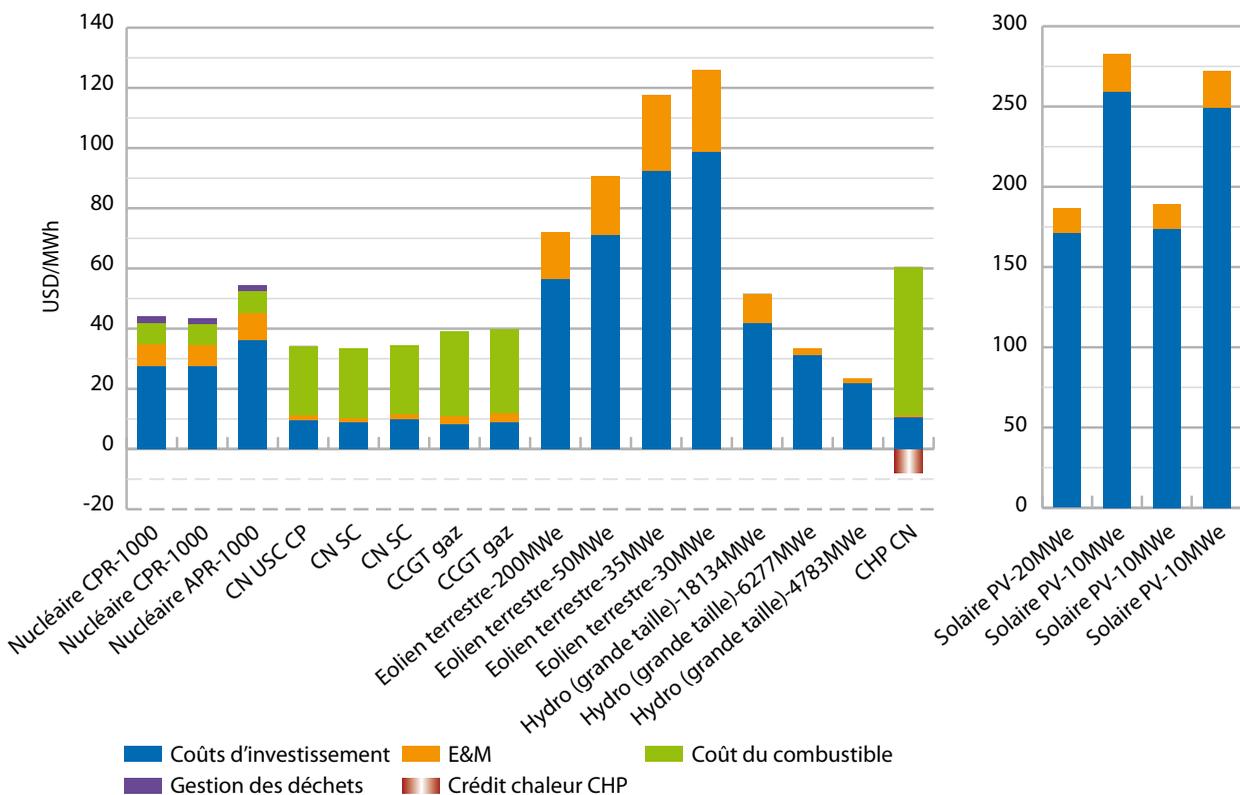


Figure 4.20a : Russie – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

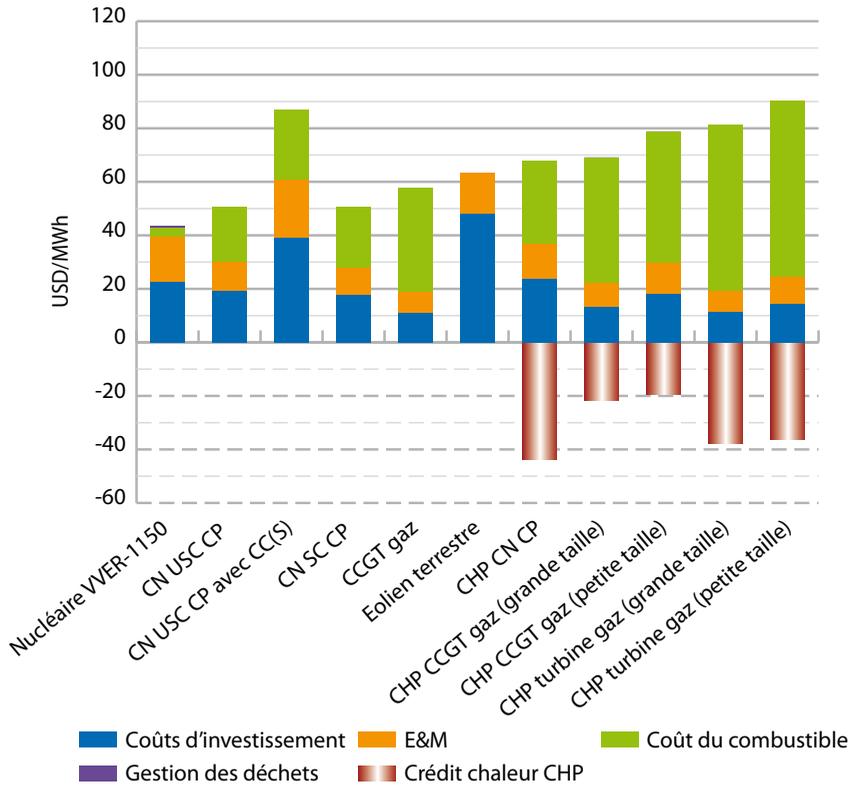


Figure 4.20b : Russie – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

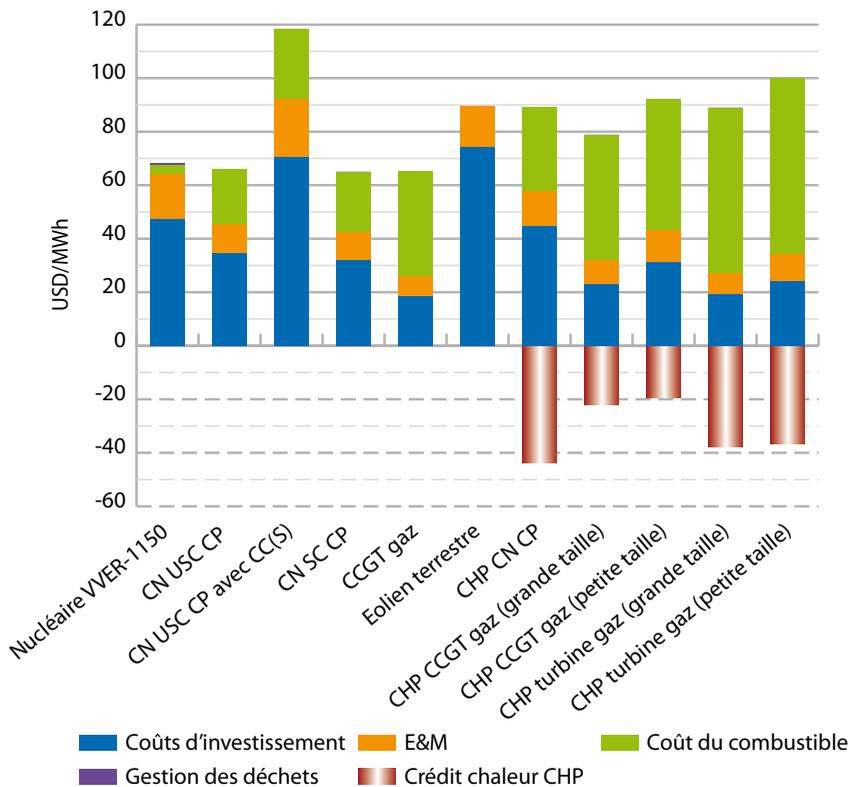


Figure 4.21a : EPRI (États-Unis) – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

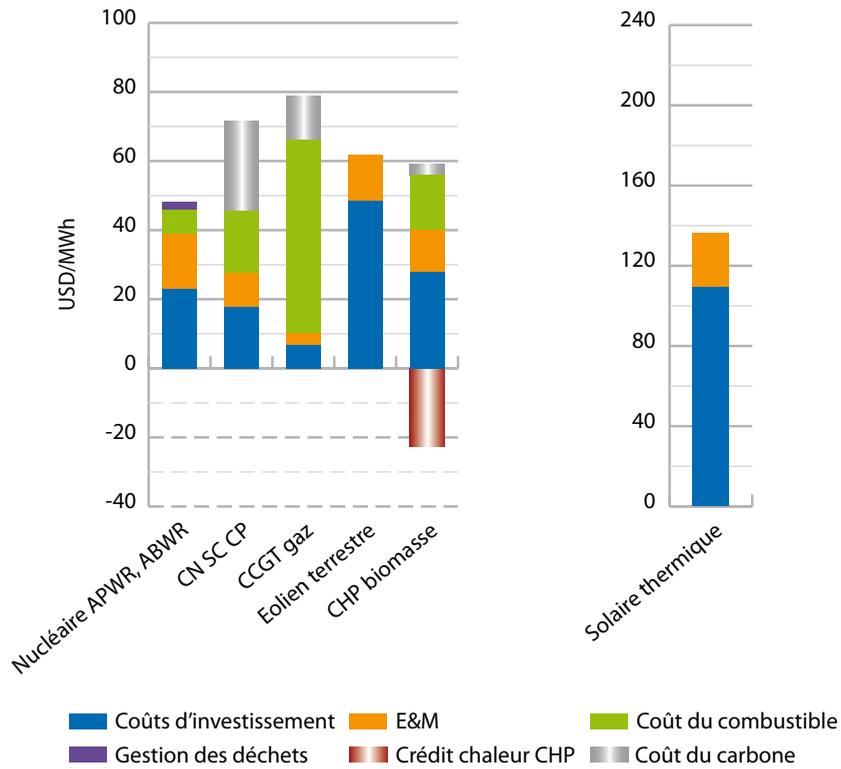


Figure 4.21b : EPRI (États-Unis) – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)

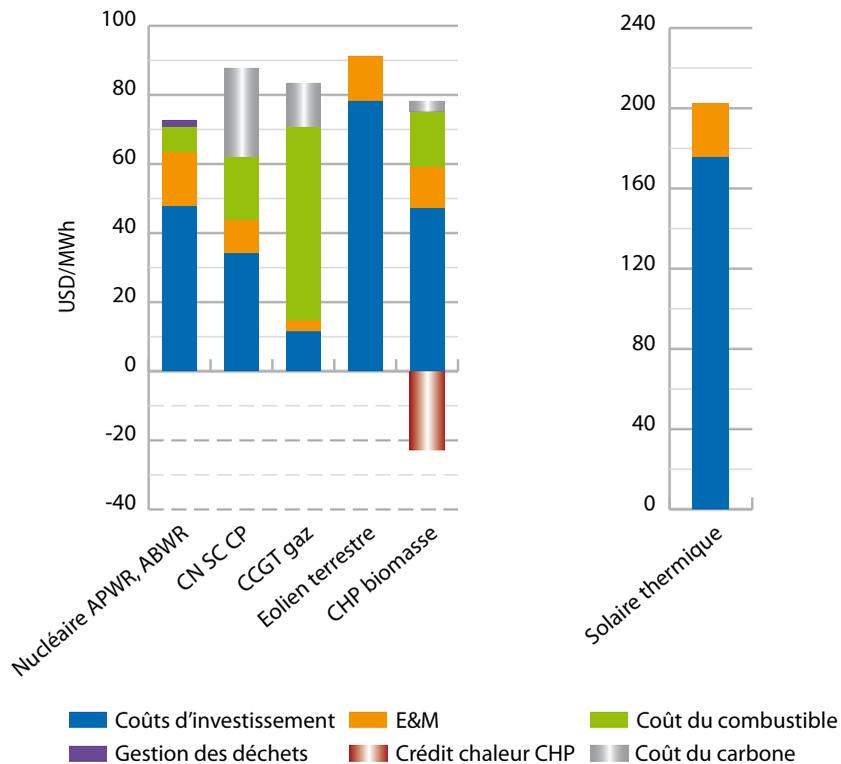


Figure 4.22a : ESAA – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 5 %)

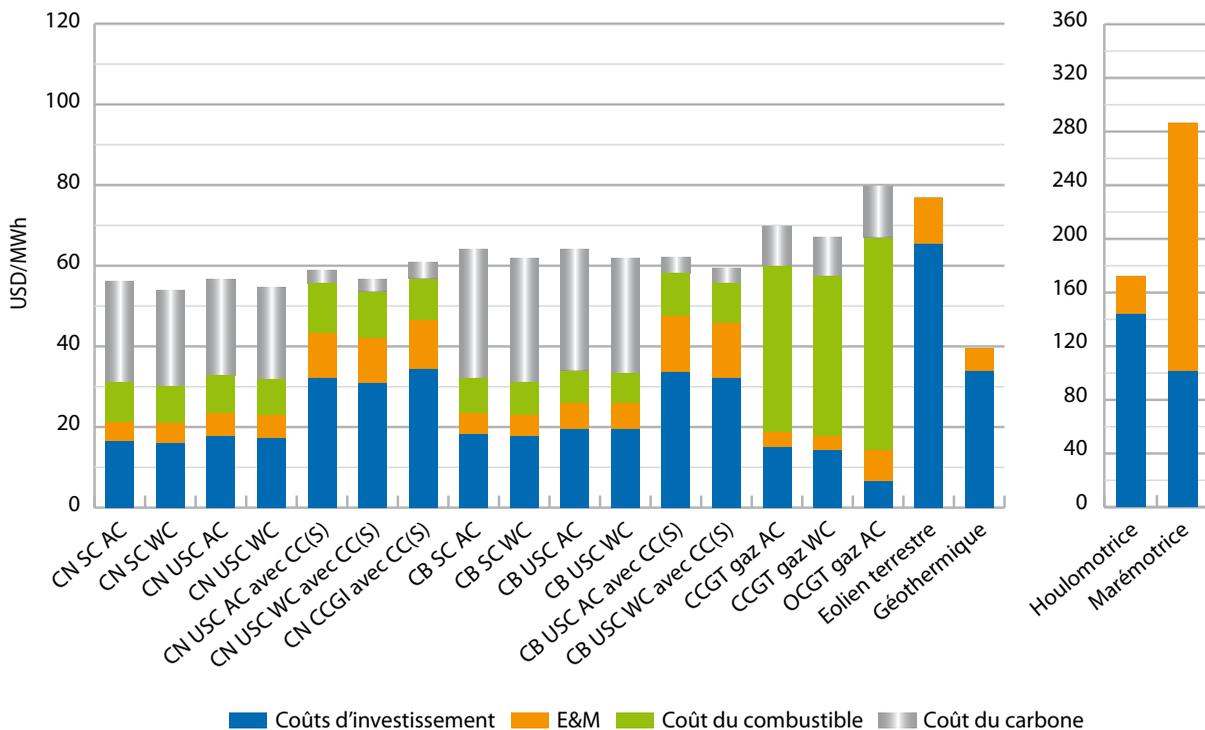


Figure 4.22b : ESAA – coûts moyens actualisés de l'électricité

(à un taux d'actualisation de 10 %)

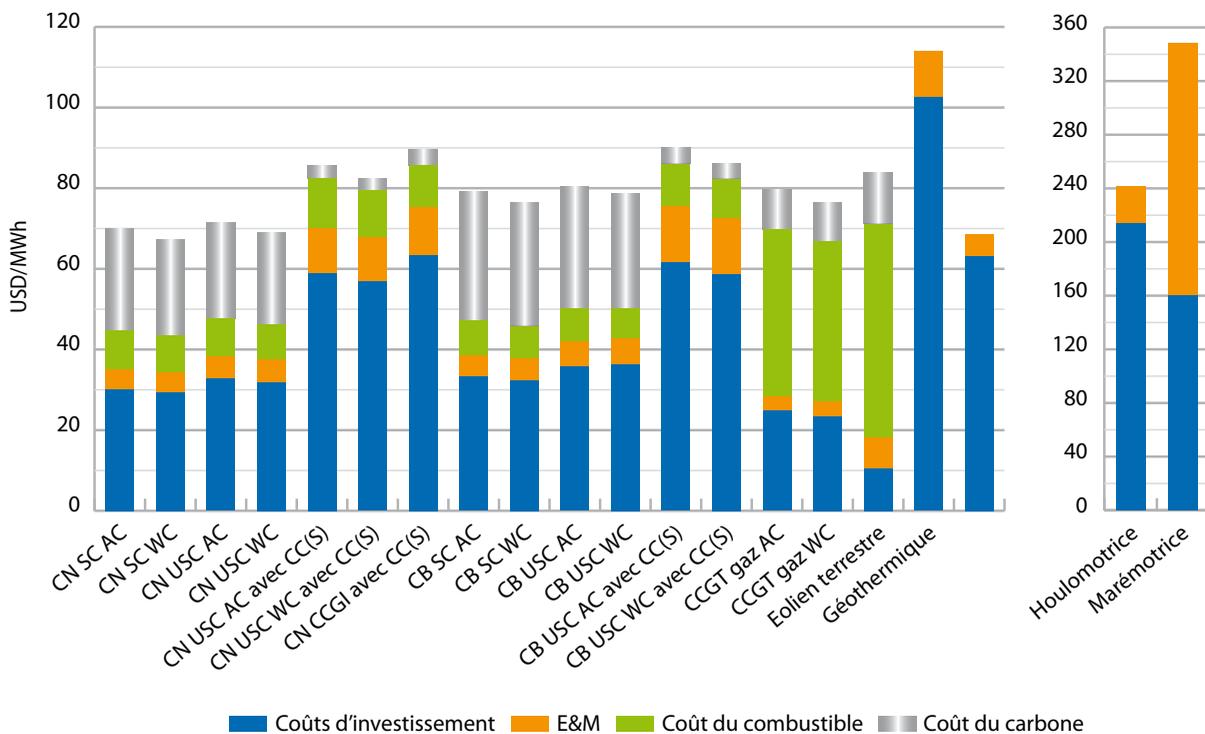


Figure 4.23a : Eurelectric/VGB – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 5 %)

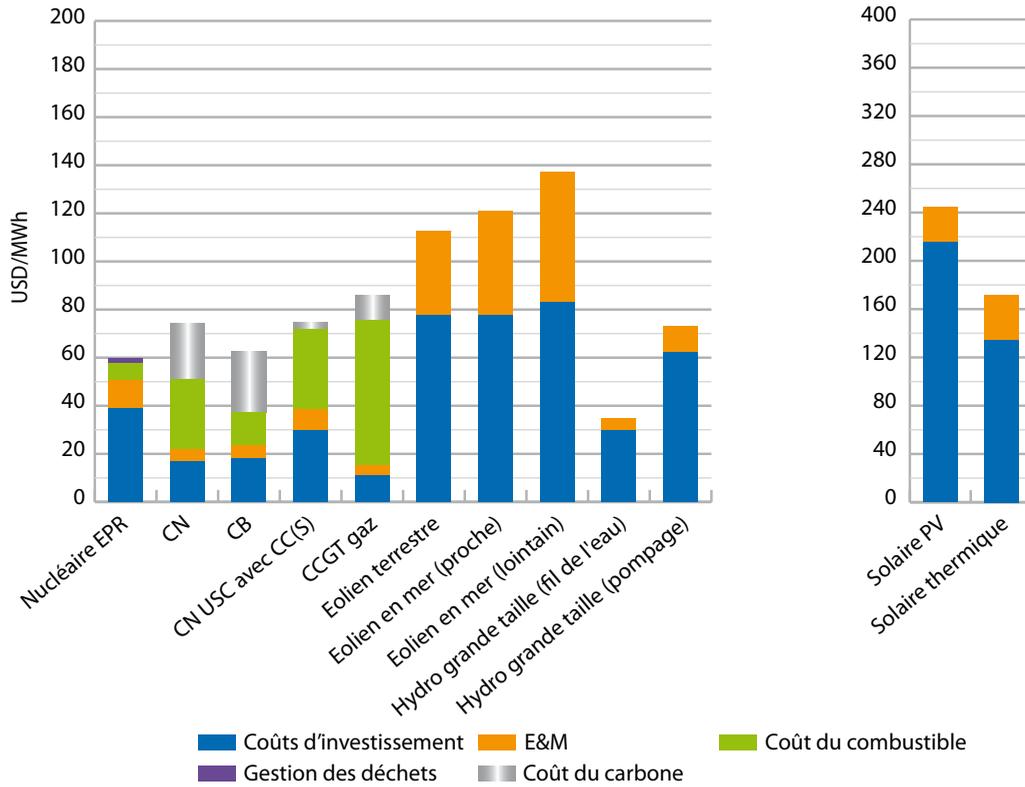
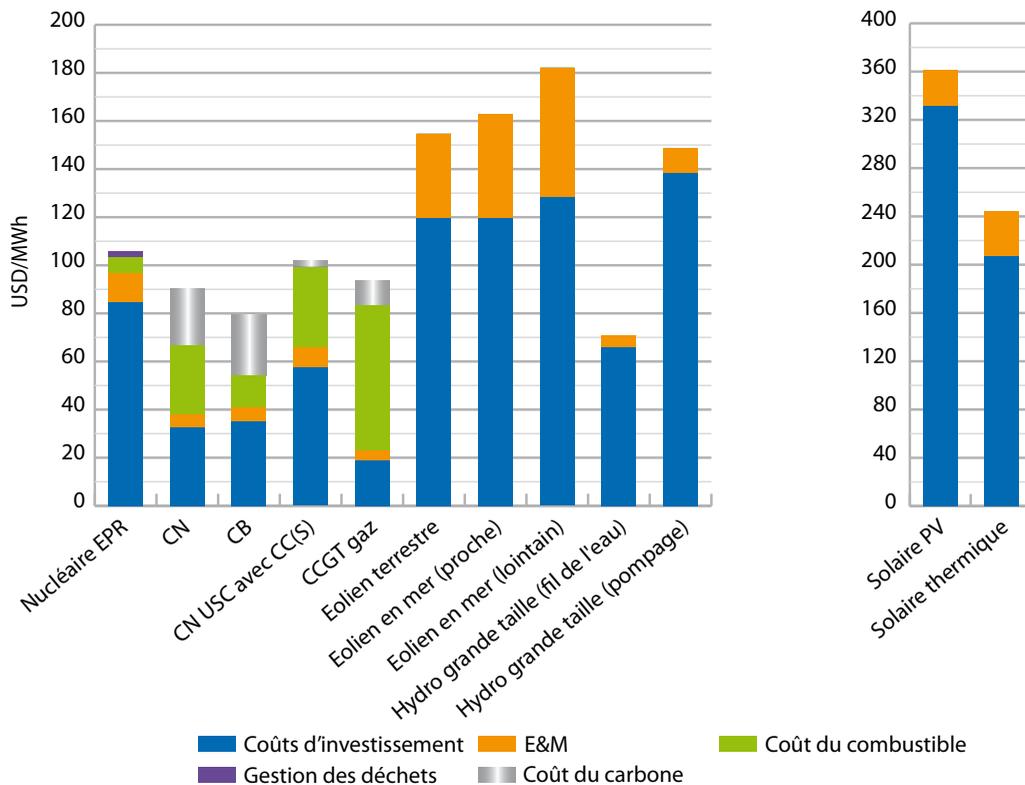


Figure 4.23b : Eurelectric/VGB – coûts moyens actualisés de l'électricité
(à un taux d'actualisation de 10 %)



4.2 Données sur les coûts de production de l'électricité pays par pays (tableaux)

Les tableaux suivants contiennent les informations essentielles sur les coûts de production de l'électricité recueillies pour 190 centrales auprès de 23 sources différentes, organisées par pays. Pour chaque type de centrale, les tableaux proposent une ventilation spécifique entre les coûts d'investissement³, les coûts d'exploitation et de maintenance, et les coûts du combustible et du carbone. Les coûts du combustible et du carbone englobent les coûts de gestion des déchets pour la filière nucléaire. Le crédit chaleur accordé aux centrales de cogénération⁴ n'est pas reporté séparément, mais intégré dans le coût actualisé moyen total de l'électricité (LCOE).

Les résumés des coûts pays par pays sont présentés séparément pour les principales technologies (nucléaire, charbon avec ou sans CC(S), gaz, éolien terrestre), ainsi que pour d'autres technologies (énergies renouvelables autres que l'éolien terrestre, cogénération, fioul, et piles à combustible), aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Cette présentation devrait permettre au lecteur de trouver rapidement l'information qui l'intéresse.

3. Les coûts d'investissement correspondent aux valeurs des diagrammes du paragraphe 4.1, mais sont légèrement différents de ceux des tableaux 3.7a à 3.7g du chapitre 3 qui comprennent uniquement les coûts de construction de base et les intérêts intercalaires. Dans les présents tableaux de coûts pays par pays, les coûts d'investissement intègrent également les coûts – relativement mineurs – associés à la rénovation et au démantèlement. Pour des raisons de place, ces derniers ne sont pas présentés séparément. Le lecteur intéressé se reportera aux tableaux 3.7a à 3.7g.

4. Pour rester cohérent avec la méthodologie de calcul du LCOE, les émissions totales de CO₂ des centrales de cogénération et les coûts associés ont été affectés à la seule production d'électricité. Bien que ce choix augmente les coûts du carbone, il augmente également le crédit chaleur. L'impact final sur le LCOE de la cogénération devient donc de second ordre.

Tableau 4.1a. Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des principales technologies (à un taux d'actualisation de 5 %)

Nucléaire*					Charbon				
Technologie	Coûts invest.	E&M	Combustible et carbone	LCOE	Technologie	Coûts invest.	E&M	Combustible et carbone	LCOE
	USD/MWh					USD/MWh			
ALLEMAGNE									
REP	31,84	8,80	9,33	49,97	CN CP	16,35	12,67	50,24	79,26
					CN CP avec CC(S)	27,36	20,11	37,81	85,28
					CB CP	18,87	14,04	37,38	70,29
					CB CP avec CC(S)	29,84	20,70	17,51	68,06
BELGIQUE									
EPR-1600	44,53	7,20	9,33	61,06	CN SC	21,20	8,73	52,39	82,32
					CN SC	21,16	8,39	52,39	81,94
CANADA									
CORÉE									
OPR-1000	14,61	10,42	7,90	32,93	CN CP	8,59	4,25	55,57	68,41
APR-1400	12,20	8,95	7,90	29,05	CN CP	7,74	3,84	54,28	65,86
ÉTATS-UNIS									
Gén. III+ av.	26,53	12,87	9,33	48,73	CN CP	17,73	8,76	46,00	72,49
					CN CCGI	20,46	8,37	46,03	74,87
					CN CCGI avec CC(S)	29,96	11,31	26,76	68,04
FRANCE**									
EPR	31,10	16,00	9,33	56,42					
HONGRIE									
REP	43,09	29,79	8,77	81,65					
ITALIE									
JAPON									
ABWR	23,88	16,50	9,33	49,71	CN	22,53	10,06	55,49	88,08
MEXIQUE									
					CN CP	17,77	6,51	50,11	74,39
PAYS-BAS									
REP	39,72	13,71	9,33	62,76	CN USC CP	18,33	3,97	50,98	82,04
RÉP. SLOVAQUE									
VVER 440/V213	33,91	19,35	9,33	62,59	CB SC CLF	23,73	8,86	87,43	120,01
RÉP. TCHÈQUE									
REP	45,67	14,74	9,33	69,74	CB CP	32,51	8,53	43,50	84,54
					CB CLF	32,55	8,86	44,54	85,94
					CB CCGI	42,21	10,35	40,97	93,53
					CB CLF avec BioM	34,32	9,15	50,24	93,71
					CB CP avec CC(S)	53,04	13,43	22,22	88,69
					CB CLF avec CC(S)	55,39	14,69	22,81	92,89
					CB CCGI avec CC(S)	56,34	12,26	19,69	88,29
					CB CLF avec BioM et CC(S)	55,39	14,98	32,22	102,59
SUISSE									
REP	49,07	19,84	9,33	78,24					
REP	33,11	15,40	9,33	57,83					
NON MEMBRES DE L'OCDE									
AFRIQUE DU SUD									
					CN SC CP	19,73	4,87	7,59	32,19
BRÉSIL									
« REP Siemens/Areva »	38,11	15,54	11,64	65,29	CB S-C CP	10,69	37,89	15,39	63,98
CHINE									
CPR-1000	13,55	7,10	9,33	29,99	CN USC CP	5,29	1,64	23,06	29,99
CPR-1000	13,44	7,04	9,33	29,82	CN SC	4,86	1,51	23,06	29,42
APR-1000	17,70	9,28	9,33	36,31	CN SC	5,42	1,68	23,06	30,16
RUSSIE									
VVER-1150	22,76	16,73	4,00	43,49	CN USC CP	19,07	10,96	20,41	50,44
					CN USC CP avec CC(S)	39,13	21,58	26,10	86,82
					CN SC CP	17,74	10,20	22,83	50,77
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE									
EPRI									
APWR. ABWR	23,10	15,80	9,33	48,23	CN SC CP	17,89	9,70	43,93	71,52
ESAA									
					CN SC AC	16,49	4,78	34,93	56,20
					CN SC WC	16,10	4,74	33,13	53,97
					CN USC AC	17,87	5,69	33,13	56,69
					CN USC WC	17,38	5,64	31,51	54,53
					CN USC AC avec CC(S)	32,21	11,10	15,57	58,87
					CN USC WC avec CC(S)	31,02	10,98	14,61	56,62
					CN CCGI avec CC(S)	34,51	11,94	14,31	60,76
					CB SC AC	18,15	5,36	40,65	64,15
					CB SC WC	17,71	5,31	38,79	61,81
					CB USC AC	19,53	6,41	38,21	64,15
					CB USC WC	19,47	6,35	35,94	61,76
					CB USC AC avec CC(S)	33,60	13,93	14,66	62,19
					CB USC WC avec CC(S)	32,07	13,79	13,52	59,39
EURELECTRIC/VGB									
EPR-1600	38,80	11,80	9,33	59,93	CN	16,93	5,11	52,39	74,43
					CB	18,23	5,51	38,99	62,73
					CN USC avec CC(S)	29,90	8,66	35,95	74,51

*Les coûts de combustible et de carbone du nucléaire englobent les coûts de gestion des déchets.

**L'estimation de coût concerne l'EPR de Flamanville (données EDF) et est spécifique à ce site.

(suite)

Tableau 4.1a. Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des principales technologies (à un taux d'actualisation de 5 %)								
Gaz					Éolien terrestre			
Technologie	Coûts invest.	E&M	Combustible et carbone	LCOE	Technologie	Coûts invest.	E&M	LCOE
	USD/MWh					USD/MWh		
ALLEMAGNE								
CCGT	9,86	6,73	68,65	85,23	1x3MWe	69,19	36,62	105,81
Turbine gaz	5,00	5,38	108,39	118,77				
BELGIQUE								
CCGT un arbre	11,73	6,33	71,65	89,71	3x2MWe	75,12	20,54	95,65
CCGT	10,39	6,56	74,91	91,86	1x2MWe	78,40	26,03	104,43
CCGT	9,71	4,06	72,28	86,05				
CCGT	11,32	5,71	72,28	89,31				
CANADA								
					33x3MWe	74,89	24,53	99,42
CORÉE								
CCGT GNL	5,83	4,79	80,20	90,82				
CCGT GNL	5,75	4,12	79,93	89,80				
ÉTATS-UNIS								
CCGT	8,93	3,61	64,01	76,56	100x1,5MWe	39,76	8,63	48,39
AGT	5,75	4,48	81,25	91,48				
CCGT avec CC(S)	17,74	5,69	68,48	91,90				
FRANCE**								
					15x3MWe	56,87	20,59	90,20
HONGRIE								
REP	43,09	29,79	8,77	81,65				
ITALIE								
CCGT	7,03	4,67	75,14	86,85	25x2MWe	102,72	42,78	145,50
JAPON								
CCGT	16,00	5,55	83,59	105,14				
MEXIQUE								
CCGT	9,49	4,53	70,24	84,26				
PAYS-BAS								
CCGT	9,25	1,32	69,83	77,94	3MWe	67,69	17,83	85,52
RÉP. SLOVAQUE								
RÉP. TCHÈQUE								
CCGT	16,31	3,73	71,88	91,92	5x3MWe	123,94	21,92	145,85
CCGT avec CC(S)	26,37	6,22	65,62	98,21				
SUISSE								
CCGT	15,27	7,83	70,94	94,04	3x2MWe	132,35	30,55	162,90
NON MEMBRES DE L'OCDE								
AFRIQUE DU SUD								
					CN SC CP	19,73	4,87	32,19
BRÉSIL								
CCGT	20,66	5,40	57,79	83,85				
CHINE								
CCGT	4,86	2,81	28,14	35,81	200MWe (parc)	35,44	15,51	50,95
CCGT	5,26	3,04	28,14	36,44	33x1,5MWe	44,64	19,54	64,18
					41x0,85MWe	57,86	25,33	83,19
					30MWe (parc)	61,91	27,11	89,02
RUSSIE								
CCGT	11,05	7,55	39,14	57,75	100x1MWe	47,96	15,43	63,39
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE								
EPRI								
CCGT	6,82	3,39	68,51	78,72	50x2MWe	48,53	13,35	61,87
ESAA								
CCGT AC	15,02	3,64	51,23	69,89	50x3MWe	65,48	11,41	76,89
CCGT WC	14,17	3,58	49,28	67,03				
OCGT AC	6,49	7,67	65,67	79,82				
EURELECTRIC/VGB								
CCGT	11,11	3,93	71,04	86,08	100MWe (parc)	77,80	34,91	112,71

*Les coûts de combustible et de carbone du nucléaire englobent les coûts de gestion des déchets.

**L'estimation de coût concerne l'EPR de Flamanville (données EDF) et est spécifique à ce site.

Tableau 4.1b. Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des principales technologies (à un taux d'actualisation de 10 %)

Technologie	Nucléaire*				Technologie	Charbon			
	Coûts invest.	E&M	Combustible et carbone	LCOE		Coûts invest.	E&M	Combustible et carbone	LCOE
	USD/MWh					USD/MWh			
ALLEMAGNE									
REP	64,51	8,80	9,33	82,64	CN CP	31,19	12,67	50,24	94,10
					CN CP avec CC(S)	51,69	20,11	37,81	109,61
					CB CP	35,99	14,04	37,38	87,41
					CB CP avec CC(S)	56,39	20,70	17,51	94,60
BELGIQUE									
EPR-1600	92,61	7,20	9,33	109,14	CN SC	39,30	8,73	52,39	100,43
					CN SC	39,23	8,39	52,39	100,01
CANADA									
CORÉE									
OPR-1000	30,07	10,42	7,90	48,38	CN CP	14,42	4,25	55,57	74,25
APR-1400	25,24	8,95	7,90	42,09	CN CP	13,00	3,84	54,28	71,12
ÉTATS-UNIS									
Gén. III+ av.	55,20	12,87	9,33	77,39	CN CP	33,09	8,76	46,00	87,85
					CN CCGI	38,20	8,37	46,03	92,61
					CN CCGI avec CC(S)	55,85	11,31	26,76	93,92
FRANCE**									
EPR	67,06	16,00	9,33	92,38					
HONGRIE									
REP	82,61	29,84	9,18	121,62					
ITALIE									
JAPON									
ABWR	50,63	16,50	9,33	76,46	CN	41,49	10,06	55,49	107,03
MEXIQUE									
					CN CP	35,66	6,51	50,11	92,27
PAYS-BAS									
REP	82,02	13,71	9,33	105,06	CN USC CP avec BioM	36,11	3,97	50,98	99,82
RÉP. SLOVAQUE									
VVER 440/V213	71,70	16,89	9,33	97,92	CB SC CLF	45,35	8,86	87,43	141,64
RÉP. TCHÈQUE									
REP	90,99	14,74	9,33	115,06	CB CP	62,10	8,53	43,50	114,12
					CB CLF	62,24	8,86	44,54	115,64
					CB CCGI	81,92	10,35	40,97	133,24
					CB CLF avec BioM	65,62	9,15	50,24	125,01
					CB CP avec CC(S)	100,47	13,43	22,22	136,12
					CB CLF avec CC(S)	105,07	14,69	22,81	142,57
					CB CCGI avec CC(S)	108,69	12,26	19,69	140,64
					CB CLF avec BioM et CC(S)	105,07	14,98	32,22	152,27
SUISSE									
REP	107,33	19,84	9,33	136,50					
REP	72,12	15,40	9,33	96,84					
NON MEMBRES DE L'OCDE									
AFRIQUE DU SUD									
					CN SC CP	41,53	4,87	7,59	53,99
BRÉSIL									
« REP Siemens/Areva »	78,11	15,54	11,64	105,29	CB S-C CP	19,70	43,93	15,39	79,02
CHINE									
CPR-1000	27,57	7,10	9,33	44,00	CN USC CP	9,47	1,64	23,06	34,17
CPR-1000	27,34	7,04	9,33	43,72	CN SC	8,69	1,51	23,06	33,26
APR-1000	36,01	9,28	9,33	54,61	CN SC	9,69	1,68	23,06	34,43
RUSSIE									
VVER-1150	47,21	16,94	4,00	68,15	CN USC CP	34,53	10,96	20,41	65,91
					CN USC CP avec CC(S)	70,65	21,58	26,10	118,34
					CN SC CP	32,13	10,20	22,83	65,15
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE									
EPRI									
APWR. ABWR	47,73	15,80	9,33	72,87	CN SC CP	34,05	9,70	43,93	87,68
ESAA									
					CN SC AC	30,19	4,78	34,93	69,90
					CN SC WC	29,47	4,74	33,13	67,34
					CN USC AC	32,72	5,69	33,13	71,54
					CN USC WC	31,82	5,64	31,51	68,97
					CN USC AC avec CC(S)	58,99	11,09	15,57	85,66
					CN USC WC avec CC(S)	56,82	10,98	14,61	82,42
					CN CCGI avec CC(S)	63,38	11,94	14,31	89,62
					CB SC AC	33,21	5,36	40,65	79,22
					CB SC WC	32,42	5,31	38,79	76,52
					CB USC AC	35,74	6,41	38,21	80,36
					CB USC WC	36,33	6,35	35,94	78,63
					CB USC AC avec CC(S)	61,52	13,93	14,66	90,11
					CB USC WC avec CC(S)	58,72	13,79	13,52	86,03
EURELECTRIC/VGB									
EPR-1600	84,71	11,80	9,33	105,84	CN	32,60	5,11	52,39	90,11
					CB	35,11	5,51	38,99	79,61
					CN USC avec CC(S)	57,39	8,66	35,95	102,00

*Les coûts de combustible et de carbone du nucléaire englobent les coûts de gestion des déchets.

**L'estimation de coût concerne l'EPR de Flamanville (données EDF) et est spécifique à ce site.

(suite)

Tableau 4.1b. Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des principales technologies (à un taux d'actualisation de 10 %)								
Technologie	Gaz				Éolien terrestre			
	Coûts invest.	E&M	Combustible et carbone	LCOE	Technologie	Coûts invest.	E&M	LCOE
	USD/MWh					USD/MWh		
ALLEMAGNE								
CCGT	17,44	6,73	68,65	92,81	1x3MWe	106,34	36,62	142,96
Turbine gaz	8,84	5,38	108,39	122,61				
BELGIQUE								
CCGT un arbre	20,31	6,33	71,65	98,29	3x2MWe	115,69	20,54	136,23
CCGT	18,07	6,56	74,91	99,54	1x2MWe	120,75	26,03	146,78
CCGT	16,23	4,06	72,28	92,57				
CCGT	18,91	5,71	72,28	96,90				
CANADA								
					33x3MWe	115,38	23,85	139,23
CORÉE								
CCGT GNL	9,70	4,79	80,20	94,70				
CCGT GNL	9,57	4,12	79,93	93,63				
ÉTATS-UNIS								
CCGT	15,14	3,61	64,01	82,76	100x1,5MWe	61,84	8,63	70,47
AGT	9,35	4,48	81,25	95,08				
CCGT avec CC(S)	30,02	5,69	68,48	104,19				
FRANCE**								
					15x3MWe	88,84	20,59	121,57
HONGRIE								
ITALIE								
CCGT	11,86	4,67	74,91	91,44	25x2MWe	187,20	42,78	229,97
JAPON								
CCGT	30,39	5,55	83,59	119,53				
MEXIQUE								
CCGT	16,87	4,74	70,24	91,85				
PAYS-BAS								
CCGT	15,33	1,32	69,83	82,40	3MWe	104,26	17,78	122,04
RÉP. SLOVAQUE								
RÉP. TCHÈQUE								
CCGT	28,87	3,73	71,88	104,48	5x3MWe	197,27	21,92	219,18
CCGT avec CC(S)	46,06	6,22	65,62	117,90				
SUISSE								
CCGT	26,42	7,83	70,94	105,19	3x2MWe	203,77	30,55	234,32
NON MEMBRES DE L'OCDE								
AFRIQUE DU SUD								
					CN SC CP	19,73	4,87	32,19
BRÉSIL								
CCGT	31,66	5,40	57,79	94,84				
CHINE								
CCGT	8,07	2,81	28,14	39,01	200MWe (parc)	56,49	15,51	72,01
CCGT	8,73	3,04	28,14	39,91	33x1,5MWe	71,16	19,54	90,70
					41x0,85MWe	92,22	25,33	117,55
					30MWe (parc)	98,69	27,11	125,80
RUSSIE								
CCGT	18,44	7,55	39,14	65,13	100x1MWe	74,17	15,43	89,60
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE								
EPRI								
CCGT	11,35	3,39	68,51	83,25	50x2MWe	77,96	13,35	91,31
ESAA								
CCGT AC	24,77	3,64	51,23	79,64	50x3MWe	102,54	11,41	113,95
CCGT WC	23,49	3,58	49,28	76,36				
OCGT AC	10,58	7,67	65,67	83,91				
EURELECTRIC/VGB								
CCGT	18,87	3,93	71,04	93,84	100MWe (parc)	119,79	34,91	154,71

*Les coûts de combustible et de carbone du nucléaire englobent les coûts de gestion des déchets.

**L'estimation de coût concerne l'EPR de Flamanville (données EDF) et est spécifique à ce site.

Tableau 4.2a. Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des autres technologies (à un taux d'actualisation de 5 %)

Technologie	Hydro			Solaire			
	Coûts invest.	E&M	LCOE	Technologie	Coûts invest.	E&M	LCOE
	USD/MWh				USD/MWh		
ALLEMAGNE							
				PV (espace ouvert)-0,5MWe	251,75	52,85	304,59
				PV (toiture)-0,002MWe	291,26	61,05	352,31
AUTRICHE							
Petite taille-2-MWe	44,37	4,25	48,62				
BELGIQUE							
CANADA							
				PV parc-10MWe	212,38	14,98	227,37
				PV indus-1MWe	274,33	13,69	288,02
				PV com-0,1MWe	398,81	11,16	409,96
				PV rés-0,005MWe	460,16	10,14	470,30
ÉTATS-UNIS							
				PV-5MWe	209,74	5,71	215,45
				Thermique-100MWe	183,59	27,59	211,18
FRANCE							
				PV-10MWe	184,36	80,97	286,62
ITALIE							
				PV-6MWe	356,42	53,94	410,36
JAPON							
Grande taille-19MWe	116,77	36,11	152,88				
MEXIQUE							
PAYS-BAS							
				PV-0,03MWe (indus)	434,77	35,16	469,93
				PV-0,0035MWe (rés)	569,74	57,13	626,87
RÉP. SLOVAQUE							
RÉP. TCHÈQUE							
Grande taille-10MWe	225,24	6,39	231,63	PV-1MWe	362,93	29,95	392,88
Petite taille-5MWe	149,08	6,97	156,05				
SUÈDE							
Grande taille-70MWe	54,73	15,17	74,09				
SUISSE							
Petite taille-0,3MWe	51,81	59,73	111,53				
NON MEMBRES DE L'OCDE							
AFRIQUE DU SUD							
BRÉSIL							
Grande taille-800MWe	16,39	2,31	18,70				
Grande taille-300MWe	15,10	2,31	17,41				
Grande taille-15MWe	33,32	5,20	38,53				
CHINE							
Grande taille-18134MWe	19,24	9,85	29,09	PV-20MWe	107,21	15,65	122,86
Grande taille-6277MWe	14,33	2,54	16,87	PV-10MWe	162,60	23,73	186,33
Grande taille-4783MWe	10,12	1,37	11,49	PV-10MWe	108,82	15,88	124,70
				PV-10MWe	156,35	22,82	179,16
RUSSIE							
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE							
EPRI							
				Thermique-80MWe	109,30	26,86	136,16
ESAA							
EURELECTRIC/VGB							
Fil de l'eau-1000MWe	29,71	5,02	34,74	PV-1MWe	215,43	29,30	244,73
Pompage-1000MWe	62,40	10,55	72,95	Thermique-1MWe	134,65	36,62	171,27

(suite)

Tableau 4.2a. Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des autres technologies (à un taux d'actualisation de 5 %)									
Technologie	CHP				Technologie	Autres technologies			
	Coûts invest.	E&M	"Combustible et carbone"	LCOE		Coûts invest.	E&M	"Combustible et carbone"	LCOE
	USD/MWh					USD/MWh			
ALLEMAGNE									
CHP CN	25,47	16,19	64,20	38,37	Éolien en mer	91,69	46,26	0,00	137,94
CHP gaz	12,67	8,73	89,53	67,97					
AUTRICHE									
CHP CCGT gaz	7,44	3,91	76,49	50,79					
BELGIQUE									
					Éolien en mer	134,12	54,09	0,00	188,21
CANADA									
					Éolien en mer	101,76	35,50	0,00	137,26
ÉTATS-UNIS									
CHP turbine gaz simple	7,18	1,07	82,95	40,58	Éolien en mer	77,39	23,63	0,00	101,02
					Biomasse	31,38	15,66	6,73	53,77
					Biogaz	22,69	24,84	0,00	47,53
					Géothermique	14,26	18,21	0,00	32,48
					Pile à combustible	62,16	49,81	69,20	181,17
FRANCE									
					Éolien en mer	90,94	32,35	0,00	143,69
					Biogaz	30,41	41,18	2,65	79,67
ITALIE									
CHP gaz	13,34	15,50	74,91	75,59					
JAPON									
MEXIQUE									
					Groupe diesel	17,57	19,91	67,16	104,63
PAYS-BAS									
CHP CCGT gaz	12,06	8,79	95,99	94,45	Éolien en mer	118,10	10,63	0,00	128,72
CHP CCGT gaz	16,60	15,38	100,67	103,34	BioM et BioG	81,19	4,49	74,82	160,50
					Biomasse	56,30	4,52	69,06	129,88
RÉP. SLOVAQUE									
CHP CCGT gaz et BioM	10,42	6,25	73,77	65,06					
RÉP. TCHÈQUE									
CHP turbine CB	38,03	9,60	26,72	42,12	Géothermique	145,77	19,02	0,00	164,78
CHP CCGT gaz	19,11	4,53	63,06	74,62					
CHP incinér. déchets municip.	213,42	49,36	28,80	247,27					
SUÈDE									
					Houlomotrice	92,89	75,86	0,00	168,75
SUISSE									
CHP CCGT gaz	9,60	6,96	68,56	82,85					
CHP biogaz	102,50	167,19	0,00	251,56					
NON MEMBRES DE L'OCDE									
AFRIQUE DU SUD									
					OCGT diesel	4,38	24,26	364,59	393,24
BRÉSIL									
					Biomasse	32,36	26,25	19,13	77,73
CHINE									
CHP CN	6,44	0,92	49,22	48,73					
RUSSIE									
CHP CB CP	23,65	12,95	31,24	24,12					
CHP CCGT gaz (grande taille)	13,35	8,80	46,95	47,28					
CHP CCGT gaz (petite taille)	18,05	11,90	49,00	59,58					
CHP turbine gaz (grande taille)	11,49	7,85	62,02	43,49					
CHP turbine gaz (petite taille)	14,43	9,86	65,87	53,64					
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE									
EPRI									
CHP biomasse	27,90	12,09	19,09	36,57					
ESAA									
					Géothermique	34,02	5,47	0,00	39,48
					Houlomotrice	144,04	27,87	0,00	171,91
					Marémotrice	101,51	185,02	0,00	286,53
EURELECTRIC/VGB									
					Éolien en mer (proche)	77,63	43,30	0,00	120,93
					Éolien en mer (lointain)	83,20	53,97	0,00	137,17

Tableau 4.2b. Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des autres technologies (à un taux d'actualisation de 10 %)

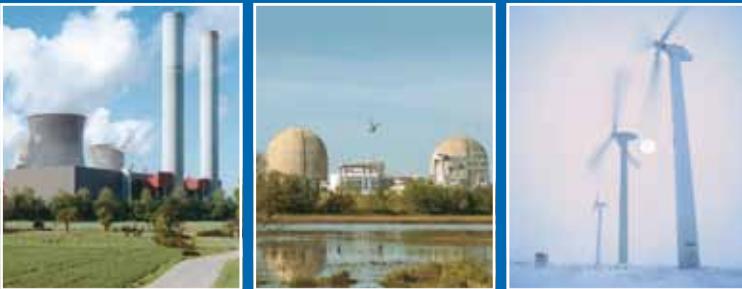
Technologie	Hydro			Solaire			
	Coûts invest.	E&M	LCOE	Technologie	Coûts invest.	E&M	LCOE
	USD/MWh				USD/MWh		
ALLEMAGNE							
				PV (espace ouvert)-0,5MWe	386,93	52,85	439,77
				PV (toiture)-0,002MWe	447,66	61,05	508,71
AUTRICHE							
Petite taille-2-MWe	88,33	4,25	92,58				
BELGIQUE							
CANADA							
				PV parc-10MWe	327,23	14,49	341,72
				PV indus.-1MWe	422,67	13,29	435,96
				PV com.-0,1MWe	614,46	10,83	625,29
				PV rés.-0,005MWe	708,99	9,84	718,83
ÉTATS-UNIS							
				PV-5MWe	327,07	5,71	332,78
				Thermique-100MWe	296,13	27,59	323,71
FRANCE							
				PV-10MWe	285,89	80,97	388,14
ITALIE							
				PV-6MWe	562,04	53,94	615,98
JAPON							
Grande taille-19MWe	245,41	36,11	281,51				
MEXIQUE							
PAYS-BAS							
				PV-0,03MWe (indus.)	669,62	35,16	704,78
				PV-0,0035MWe (rés.)	877,50	57,13	934,63
RÉP. SLOVAQUE							
RÉP. TCHÈQUE							
Grande taille-10MWe	452,94	6,39	459,32	PV-1MWe	581,32	29,95	611,26
Petite taille-5MWe	292,14	6,97	299,11				
SUÈDE							
Grande taille-70MWe	117,99	15,17	139,69				
SUISSE							
Petite taille-0,3MWe	110,06	59,73	169,79				
NON MEMBRES DE L'OCDE							
AFRIQUE DU SUD							
BRÉSIL							
Grande taille-800MWe	31,88	2,42	34,30				
Grande taille-300MWe	30,71	2,42	33,13				
Grande taille-15MWe	55,66	5,80	61,46				
CHINE							
Grande taille-18134MWe	41,65	9,85	51,50	PV-20MWe	170,90	15,65	186,54
Grande taille-6277MWe	31,03	2,54	33,57	PV-10MWe	259,19	23,73	282,92
Grande taille-4783MWe	21,92	1,37	23,28	PV-10MWe	173,46	15,88	189,34
				PV-10MWe	249,22	22,82	272,04
RUSSIE							
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE							
EPRI							
				Thermique-80MWe	175,59	26,86	202,45
ESAA							
EURELECTRIC/VGB							
Fil de l'eau-1000MWe	65,87	5,02	70,89	PV-1MWe	331,74	29,30	361,03
Pompage-1000MWe	138,33	10,55	148,88	Thermique-1MWe	207,34	36,62	243,96

(suite)

Tableau 4.2b. Données pays par pays sur les coûts de production d'électricité des autres technologies (à un taux d'actualisation de 10 %)									
Technologie	CHP				Technologie	Autres technologies			
	Coûts invest.	E&M	"Combustible et carbone"	LCOE		Coûts invest.	E&M	"Combustible et carbone"	LCOE
	USD/MWh					USD/MWh			
ALLEMAGNE									
CHP CN	48,59	16,19	64,20	61,48	Éolien en mer	140,51	46,26	0,00	186,76
CHP gaz	22,42	8,73	89,53	77,81					
AUTRICHE									
CHP CCGT	12,72	3,91	76,49	56,07					
BELGIQUE									
					Éolien en mer	206,71	54,09	0,00	260,80
CANADA									
					Éolien en mer	160,38	34,55	0,00	194,93
ÉTATS-UNIS									
CHP turbine gaz simple	11,66	1,07	82,95	45,07	Éolien en mer	122,81	23,63	0,00	146,44
					Biomasse	58,43	15,66	6,73	80,82
					Biogaz	38,48	24,84	0,00	63,32
					Géothermique	26,17	20,58	0,00	46,76
					Pile à combustible	94,13	49,81	69,20	213,14
FRANCE									
					Éolien en mer	142,00	32,35	0,00	194,74
					Biogaz	46,21	41,18	2,65	95,47
ITALIE									
CHP gaz	23,27	15,08	74,91	85,11					
JAPON									
MEXIQUE									
					Groupe diesel	31,22	20,66	67,16	119,03
PAYS-BAS									
CHP CCGT gaz	23,54	8,79	95,99	105,94	Éolien en mer	185,91	10,63	0,00	196,53
CHP CCGT gaz	32,42	15,38	100,67	119,16	BioM et BioG	117,73	4,49	74,82	197,04
					Biomasse	81,63	4,52	69,06	155,21
RÉP. SLOVAQUE									
CHP CCGT gaz et BioM	17,95	6,25	73,77	72,26					
RÉP. TCHÈQUE									
CHP turbine CB	65,76	9,60	65,62	108,75	Géothermique	248,44	21,49	0,00	269,93
CHP CCGT gaz	33,44	4,53	63,06	88,95					
CHP incinér. déchets municip.	366,09	49,36	28,80	399,94					
SUÈDE									
					Houlomotrice	148,29	75,86	0,00	224,15
SUISSE									
CHP CCGT gaz	16,87	6,96	68,56	90,12					
CHP biogaz	177,62	167,19	0,00	326,68					
NON MEMBRES DE L'OCDE									
AFRIQUE DU SUD									
					OCGT diesel	7,76	24,26	364,59	396,62
BRÉSIL									
					Biomasse	51,98	31,49	19,13	102,60
CHINE									
CHP CN	10,41	0,92	49,22	52,70					
RUSSIE									
CHP CB CP	44,94	12,95	31,24	45,40					
CHP CCGT gaz (grande taille)	23,08	8,80	46,95	57,00					
CHP CCGT gaz (petite taille)	31,20	11,90	49,00	72,73					
CHP turbine gaz (grande taille)	19,16	7,85	62,02	51,16					
CHP turbine gaz (petite taille)	24,07	9,86	65,87	63,28					
CONTRIBUTION DE L'INDUSTRIE									
EPRI									
CHP biomasse	46,96	12,09	19,09	55,64					
ESAA									
					Géothermique	63,13	5,47	0,00	68,60
					Houlomotrice	214,00	27,87	0,00	241,87
					Marémotrice	160,40	187,50	0,00	347,90
EURELECTRIC/VGB									
					Éolien en mer (proche)	119,58	43,30	0,00	162,89
					Éolien en mer (lointain)	128,16	53,97	0,00	182,13

Partie 2

Analyses de sensibilité et questions connexes



Cas médian

En vue d'effectuer une série d'analyses de sensibilité, le Groupe d'experts a choisi de vérifier l'impact de la modification de certains paramètres sur un LCOE calculé en utilisant des valeurs médianes issues de l'échantillon de données recueillies auprès des pays de l'OCDE, pour les principales catégories de coût (capital, E&M, combustible et CO₂), ainsi que pour d'autres paramètres (capacité, rendement thermique et facteur de charge pour chacun des principaux types de centrales). Les valeurs médianes sont préférables aux moyennes en raison de la grande dispersion des données entre les pays, observée pour toutes les technologies.

Cependant, on notera que la base de données de l'étude ne constitue pas un échantillon statistique ; par exemple, une grande quantité de données proviennent de certains pays comme l'Australie ou la République tchèque¹. Par ailleurs, les conditions de coût actuelles sur des marchés essentiels, en particulier ceux des énergies renouvelables, ne sont représentées dans la base de données de l'étude, car les pays concernés n'ont fourni aucune donnée pour cette étude, les marchés petits étant ainsi surreprésentés².

Le tableau 5.1 présente une vue d'ensemble des caractéristiques des données pour chaque technologie de production importante.

1. Sur les 22 centrales retenues pour calculer le cas médian des centrales au charbon supercritiques et ultra-supercritiques (à la fois pour la houille et le lignite), 8 se situent en Australie. Sur les 8 centrales retenues pour calculer la valeur médiane des centrales au charbon avec équipement de captage du carbone, 4 sont australiennes. Cette surreprésentation de l'Australie, dont les prix du charbon sont les plus bas de tous les pays de l'OCDE, explique également le résultat par ailleurs incongru d'un coût médian du combustible des centrales au charbon avec CC(S) inférieur à celui des centrales sans CC(S), malgré un rendement de conversion sensiblement plus faible. En général, les données sur les coûts des centrales au charbon avec captage du carbone sont plus incertaines (avec des risques à la fois vers le haut et vers le bas) que pour les autres types de centrales, cette nouvelle technologie n'ayant pas encore été déployée à l'échelle industrielle.

2. En particulier, l'échantillon de données sur les énergies renouvelables est petit et limité à un ensemble restreint de pays ayant répondu. Conséquence de ce problème « d'autosélection », les résultats concernant les énergies renouvelables ne sont pas représentatifs de la situation moyenne actuelle sur les marchés correspondants dans la zone OCDE. L'analyse interne de l'AIE, et les chiffres sur les énergies renouvelables à paraître dans des publications importantes de l'AIE (WEO 2009, ETP 2010, et d'autres), peut sensiblement différer de l'échantillon de cette étude, car concernant un nombre plus important de pays.

Tableau 5.1. Vue d'ensemble des données pour chaque technologie de production importante

CAS MÉDIAN OCDE – NUCLÉAIRE	Capacité nette	Coûts directs et indirects de constr.	Coûts de constr. de base	Coût du combustible	Coût du CO ₂	Coûts d'E&M
nombre de pays	13	13	13	13	13	13
nombre de centrales	15	15	15	15	15	15
max	1 650	5 862,86	5 862,86	9,33	0,00	29,81
min	954	1 505,92	1 556,40	7,90	0,00	7,20
moyenne	1 387	3 723,63	4 079,33	9,10	0,00	14,66
médiane	1 400	3 681,07	4 101,51	9,33	0,00	14,74
delta	696	4 356,94	4 306,46	1,43	0,00	22,61
écart type	245	1 226,70	1 334,33	0,51	0,00	5,53

CAS MÉDIAN OCDE – CHARBON SC/USC	Capacité nette	Rendement thermique	Coûts directs et indirects de constr.	Coûts de constr. de base	Coût du combustible	Coût du CO ₂	Coûts d'E&M
nombre de pays	11	11	11	11	11	11	11
nombre de centrales	22	22	22	22	22	22	22
max	1 560	46,0 %	3 319,33	3 485,30	31,61	32,16	14,04
min	552	31,3 %	787,15	806,68	7,51	22,07	3,84
moyenne	798	40,8 %	1 960,21	2 125,67	18,82	25,27	7,02
médiane	750	41,1 %	1 915,65	2 133,49	18,21	23,96	6,02
delta	1 007,82	14,7 %	2 532,19	2 678,62	24,10	10,09	10,20
écart type	257	4,3 %	509,21	537,21	9,60	2,78	2,77

CAS MÉDIAN OCDE – CHARBON SC/USC avec CC(S)	Capacité nette	Rendement thermique	Coûts directs et indirects de constr.	Coûts de constr. de base	Coût du combustible	Coût du CO ₂	Coûts d'E&M
nombre de pays	5	5	5	5	5	5	5
nombre de centrales	8	8	8	8	8	8	8
max	970	39,00 %	5 053,66	5 811,71	34,56	4,03	20,70
min	416	25,00 %	2 802,28	3 222,62	9,81	1,41	8,66
moyenne	586	33,33 %	3 471,35	3 961,84	18,34	3,14	14,09
médiane	474	34,75 %	3 336,96	3 837,51	13,04	3,22	13,61
delta	554	14,00 %	2 251,38	2 589,09	24,75	2,62	12,04
écart type	210	5,37 %	680,11	799,23	10,18	0,83	4,29

CAS MÉDIAN OCDE – CCGT GAZ	Capacité nette	Rendement thermique	Coûts directs et indirects de constr.	Coûts de constr. de base	Coût du combustible	Coût du CO ₂	Coûts d'E&M
nombre de pays	13	13	13	13	13	13	13
nombre de centrales	19	19	19	19	19	19	19
max	1 600	60,0 %	1 605,81	1 677,60	72,58	14,74	7,83
min	230	39,9 %	618,00	634,50	39,68	9,60	1,32
moyenne	600	55,1 %	1 053,07	1 121,20	59,77	11,12	4,66
médiane	480	57,0 %	1 018,07	1 068,97	61,12	10,54	4,48
delta	1 370	20,1 %	987,81	1 043,10	32,90	5,14	6,51
écart type	309	4,8 %	319,16	352,91	8,60	1,47	1,50

CAS MÉDIAN OCDE – ÉOLIEN TERRESTRE	Capacité nette	Facteur de charge	Coûts directs et indirects de constr.	Coûts de constr. de base	Coût du combustible	Coût du CO ₂	Coûts d'E&M
nombre de pays	12	12	12	12	12	12	12
nombre de centrales	13	13	13	13	13	13	13
max	150	41,0 %	3 539,26	3 716,22	0,00	0,00	42,78
min	2	20,5 %	1 735,00	1 845,00	0,00	0,00	8,63
moyenne	56	27,2 %	2 297,79	2 422,64	0,00	0,00	23,79
médiane	45	25,7 %	2 236,80	2 348,64	0,00	0,00	21,92
delta	148	20,5 %	1 804,26	1 871,22	0,00	0,00	34,15
écart type	57	5,5 %	545,58	575,92	0,00	0,00	10,21

CAS MÉDIAN OCDE – SOLAIRE PV	Capacité nette	Facteur de charge	Coûts directs et indirects de constr.	Coûts de constr. de base	Coût du combustible	Coût du CO ₂	Coûts d'E&M
nombre de pays	8	8	8	8	8	8	8
nombre de centrales	13	13	13	13	13	13	13
max	10	24,9 %	7 029,18	7 380,64	0,00	0,00	80,97
min	0	9,7 %	3 067,11	3 266,56	0,00	0,00	5,71
moyenne	3	15,4 %	5 225,96	5 544,29	0,00	0,00	35,02
médiane	1	13,0 %	5 759,35	6 005,79	0,00	0,00	29,95
delta	10	15,2 %	3 962,07	4 114,07	0,00	0,00	75,26
écart type	4	5,6 %	1 372,66	1 439,57	0,00	0,00	24,07

Remarques :

- Le nombre de centrales renvoie au nombre de données considérées pour chaque technologie.
- Tous les coûts sont exprimés en USD (valeurs moyennes de 2008). Les charges de capital (coûts directs et indirects de construction) sont exprimées en USD/kW ; les coûts des combustibles, du CO₂ et d'E&M sont exprimés en USD/MWh.
- Les coûts directs et indirects de construction englobent les coûts de pré-construction et d'ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction (IAGC), mais excluent les aléas et les intérêts intercalaires (II).
- Les coûts de construction de base englobent les coûts directs et indirects de construction et des aléas, mais excluent les II.

Le LCOE obtenu à partir des valeurs médianes ne peut être associé à aucune centrale particulière dans l'échantillon, et les « centrales médianes » ne constituent pas une référence cohérente. Il s'agit simplement d'un outil de travail nécessaire aux analyses de sensibilité, construit en partie sur la base de données incomplètes et parfois à partir d'un échantillon réduit, en particulier pour certaines technologies. Ces valeurs ne doivent pas être interprétées comme les conclusions du secrétariat quant aux coûts futurs de production de l'électricité en un lieu particulier, avec un combustible ou une technologie quelconque.

Le tableau 5.2 présente un résumé des valeurs médianes des coûts et des caractéristiques utilisées dans ce chapitre pour les centrales nucléaires, au gaz et au charbon avec et sans équipement de captage du carbone, et pour les parcs éoliens terrestres et solaires photovoltaïques, basées sur l'échantillon de l'étude pour les centrales des pays de l'OCDE. Pour respecter la tradition des études de la série, la valeur médiane du LCOE nécessaire aux analyses de sensibilité a été calculée pour toutes les technologies aux deux taux d'actualisation de 5 et 10 %.

Tableau 5.2. Résumé des caractéristiques du cas médian

Spécifications du cas médian	Nucléaire	CCGT	Charbon SC/USC	Charbon avec 90 % CC(S)	Éolien terrestre	Solaire PV	
Capacité (MW)	1 400,00	480,00	750,00	474,40	45,00	1,00	
Coûts directs et indirects de construction	3 681,07	1 018,07	1 915,65	3 336,96	2 236,80	5 759,35	
Coûts de construction de base (USD/kW)*	4 101,51	1 068,97	2 133,49	3 837,51	2 348,64	6 005,79	
E&M (USD/MWh)	14,74	4,48	6,02	13,61	21,92	29,95	
Coût du combustible (USD/MWh)	9,33	61,12	18,21	13,04	0,00	0,00	
Coût du CO ₂ (USD/MWh)	0,00	10,54	23,96	3,22	0,00	0,00	
Rendement (net, PCI)	33 %	57 %	41,1 %	34,8 %	-	-	
Facteur de charge (%)	85 %	85 %	85 %	85 %	26 %	13 %	
Délai de construction (années)	7	2	4	4	1	1	
Durée de vie escomptée (années)	60	30	40	40	25	25	
LCOE (USD/MWh)	5 %	58,53	85,77	65,18	62,07	96,74	410,81
	10 %	98,75	92,11	80,05	89,95	137,16	616,55

* Les coûts de construction de base englobent les coûts directs et indirects de construction et des aléas, mais excluent les II.

Remarques :

- Les années font référence au temps nécessaire pour que la centrale soit prête, c'est-à-dire à la durée de sa construction.
- Tous les coûts sont exprimés en USD (valeurs moyennes de 2008, 1 USD = 0,684 EUR).
- Les coûts de construction englobent les coûts indirects de construction et d'AGC, mais excluent les aléas et les II. Le LCOE englobe les coûts d'investissements totaux, c'est-à-dire les coûts de construction, les aléas liés à des difficultés techniques et réglementaires, et les II. Les coûts de construction de base ont été calculés en appliquant les hypothèses génériques de l'étude (aléas de 15 % pour le nucléaire et le charbon avec CC(S), et de 5 % pour le charbon sans CC(S), le gaz, l'éolien et le solaire).
- Les rendements thermiques des centrales sont nets (tels que signalés) et correspondent au pouvoir calorifique inférieur (PCI). La différence entre pouvoirs calorifiques inférieur et supérieur, d'après les conventions de l'AIE, est de 5 % pour le charbon et de 10 % pour le gaz.

Les études de sensibilité sur les valeurs médianes de coûts et les hypothèses ont ensuite été effectuées conduisant aux résultats essentiels présentés au chapitre 6.

Analyses de sensibilité

L'objectif de ce chapitre est de tester la sensibilité des résultats des calculs de coûts aux variations des hypothèses sous-jacentes sur des paramètres essentiels tels que le taux d'actualisation, les coûts de construction, les durées de construction, les prix des combustibles et du CO₂, la durée de vie des centrales et le facteur de charge. Les incertitudes pesant sur ces variables et les risques associés sont une réalité pour les marchés de l'énergie. En outre, tous ces paramètres varient fortement entre les différents pays, et même à l'intérieur de certains d'entre eux.

Les variations des valeurs médianes de coûts et des hypothèses ont été effectuées en se basant sur le cas médian défini au chapitre 5.

Tableau 6.1. Cas médian

Spécifications du cas médian	Nucléaire	CCGT	Charbon SC/USC	Charbon avec 90 % CC(S)	Éolien terrestre	Solaire PV	
Capacité (MW)	1 400,0	480,0	750,0	474,4	45,0	1,0	
Coûts directs et indirects de construction	3 681,07	1 018,07	1 915,65	3 336,96	2 236,80	5 759,35	
Coûts de construction de base (USD/kW)*	4 101,51	1 068,97	2 133,49	3 837,51	2 348,64	6 005,79	
E&M (USD/MWh)	14,74	4,48	6,02	13,61	21,92	29,95	
Coût du combustible (USD/MWh)	9,33	61,12	18,21	13,04	0,00	0,00	
Coût du CO ₂ (USD/MWh)	0,00	10,54	23,96	3,22	0,00	0,00	
Rendement (net, PCI)	33 %	57 %	41,1 %	34,8 %	-	-	
Facteur de charge (%)	85 %	85 %	85 %	85 %	26 %	13 %	
Délai de construction (années)	7	2	4	4	1	1	
Durée de vie escomptée (années)	60	30	40	40	25	25	
LCOE (USD/MWh)	5 %	58,53	85,77	65,18	62,07	96,74	410,81
	10 %	98,75	92,11	80,05	89,95	137,16	616,55

* Les coûts de construction de base englobent les coûts directs et indirects de construction et des aléas, mais excluent les II,

Remarques :

- Les années renvoient à la durée de construction de la centrale.
- Tous les coûts sont exprimés en USD (valeurs moyennes de 2008, 1 USD = 0,684 EUR).
- Les coûts de construction englobent les coûts indirects de construction et d'IAGC, mais excluent les aléas et les II.
- Les rendements thermiques des centrales sont nets. Les calculs de prix des combustibles sont basés sur le pouvoir calorifique inférieur (PCI) des combustibles fossiles.

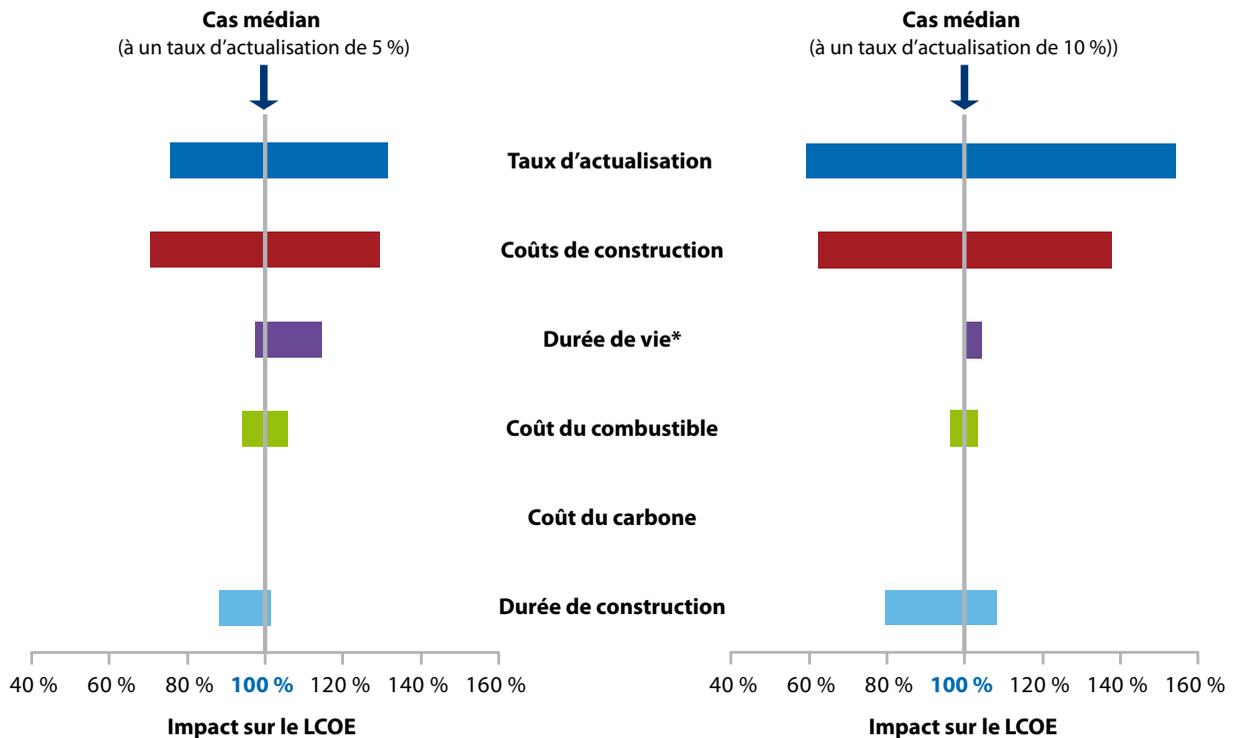
Le paragraphe 6.1 présente l'impact sur le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) d'une variation uniforme de ± 50 % de tous les paramètres essentiels mentionnés ci-dessus, en vue de comparer leur importance relative dans le LCOE global. Le paragraphe 6.2 présente un résumé de la sensibilité du LCOE aux variations des paramètres essentiels considérés individuellement. Enfin, le paragraphe 6.3 analyse qualitativement les différentes variables affectant le LCOE.

6.1 Analyse de sensibilité multidimensionnelle

Ce paragraphe présente, pour chaque technologie, les résultats d'une variation uniforme de $\pm 50\%$ de la valeur utilisée dans le cas médian pour chaque paramètre considéré individuellement (paramètre par paramètre) afin de pouvoir classer les différents paramètres en fonction de leur importance relative dans la détermination du LCOE. Les graphiques Tornado ci-dessous illustrent l'impact relatif de cette variation de $\pm 50\%$ des valeurs des paramètres individuels sur le LCOE des différentes technologies de production. Les paramètres ont été modifiés de façon indépendante, et le LCOE a été recalculé toutes choses égales par ailleurs afin d'isoler et de comparer leur impact relatif.

L'axe vertical correspond à la valeur médiane du LCOE, et les barres horizontales indiquent le pourcentage d'augmentation ou de diminution de cette valeur provoquée par une variation de $\pm 50\%$ des hypothèses sur le taux d'actualisation, les coûts de construction, la durée de vie économique, le coût du combustible, le coût du CO₂, la durée de construction et le facteur de charge (pour l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque).

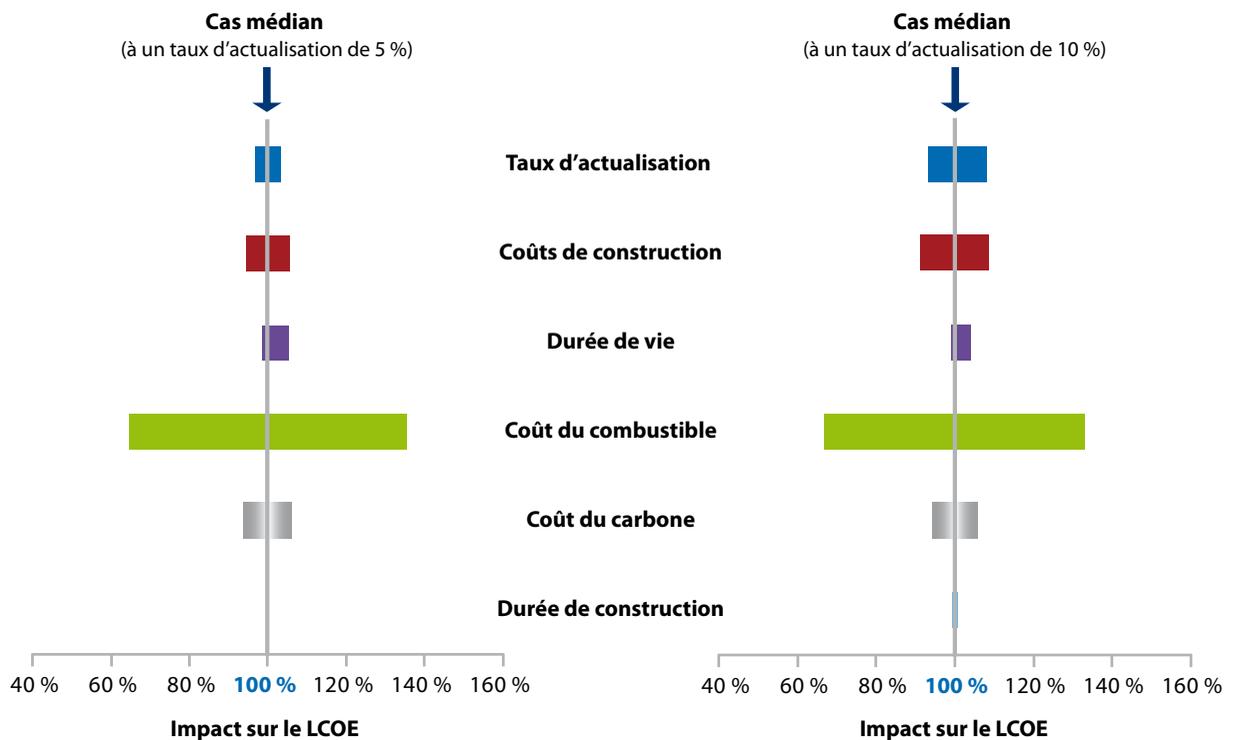
Figure 6.1 : Graphique Tornado 1 – Nucléaire



* Durée de vie et LCOE sont inversement liés, car une augmentation de la durée de vie entraîne une réduction du coût moyen actualisé total, alors que sa diminution entraîne une augmentation du coût de production.

Les performances économiques de l'énergie nucléaire dépendent largement des coûts d'investissement globaux¹, qui sont déterminés à la fois par les coûts de construction et par le taux d'actualisation. À un taux d'actualisation de 5 %, ce sont les coûts de construction qui constituent le paramètre directeur essentiel du LCOE de l'énergie nucléaire², tandis qu'à 10 %, l'impact sur le LCOE du taux d'actualisation est supérieur à celui de tout autre paramètre. Une réduction des durées de construction a également une grande influence sur le coût total, en particulier à un taux d'actualisation de 10 %, du fait de l'augmentation des intérêts intercalaires (II). Par contre, une augmentation de la durée de construction a un impact moindre sur les coûts, à condition que le budget global reste constant, ce qui généralement est une hypothèse irréaliste. Dans la pratique, les retards entraînent souvent des dépassements de coûts. Un arrêt définitif précoce d'une centrale nucléaire a un effet plus important sur le LCOE total que la prolongation de sa durée de vie au-delà de 60 ans, principalement en raison de l'effet d'actualisation. Enfin, au regard de la petite part du combustible dans le coût total, les variations des prix et des services liés au combustible nucléaire ont l'impact le plus faible sur le LCOE total.

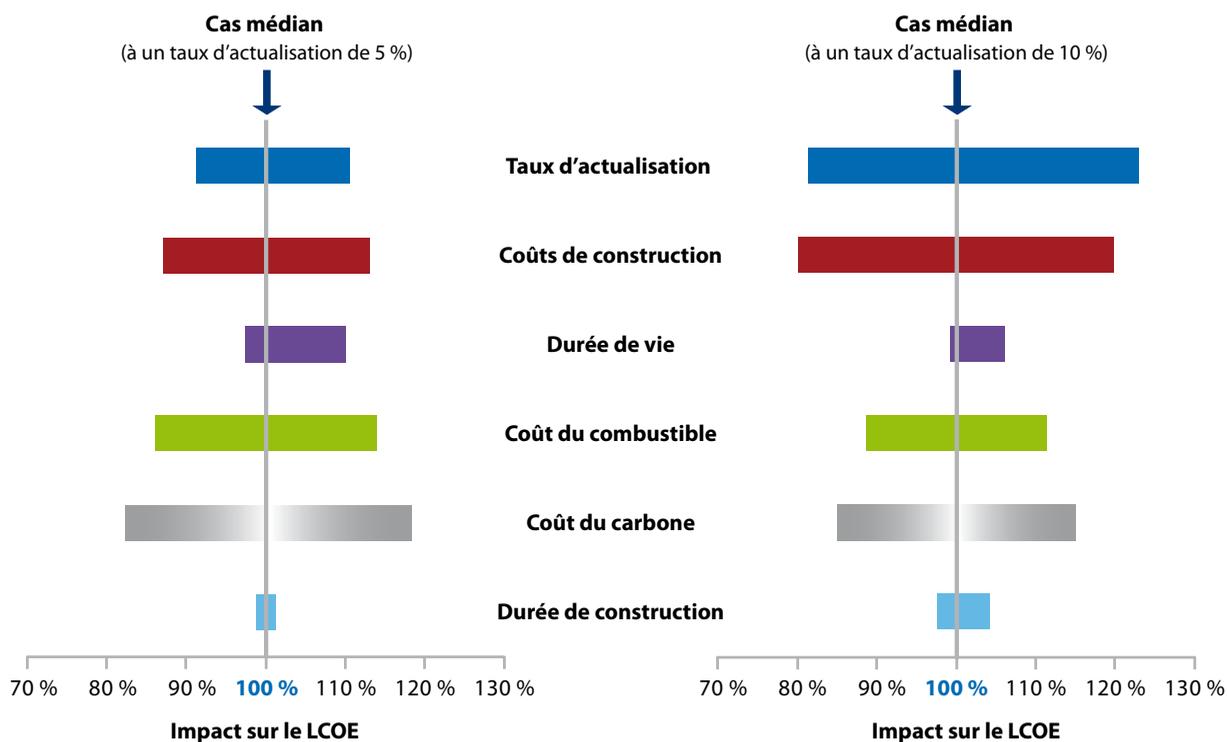
Figure 6.2 : Graphique Tornado 2 – Gaz



Pour le gaz, l'image est inversée. Quel que soit le taux d'actualisation, le coût du combustible est de loin le paramètre individuel affectant le plus le LCOE des centrales au gaz. À un taux d'actualisation de 5 %, le coût du carbone est le deuxième déterminant le plus important dans le coût total, étroitement suivi des coûts de construction, alors que les variations du taux d'actualisation ont l'impact le plus faible. À un taux d'actualisation de 10 %, ce sont les coûts de construction qui prennent la deuxième place derrière le coût du combustible, suivis du taux d'actualisation. Quel que soit le taux d'actualisation, un arrêt définitif précoce de la centrale a un impact plus important qu'une prolongation comparable de la durée de vie.

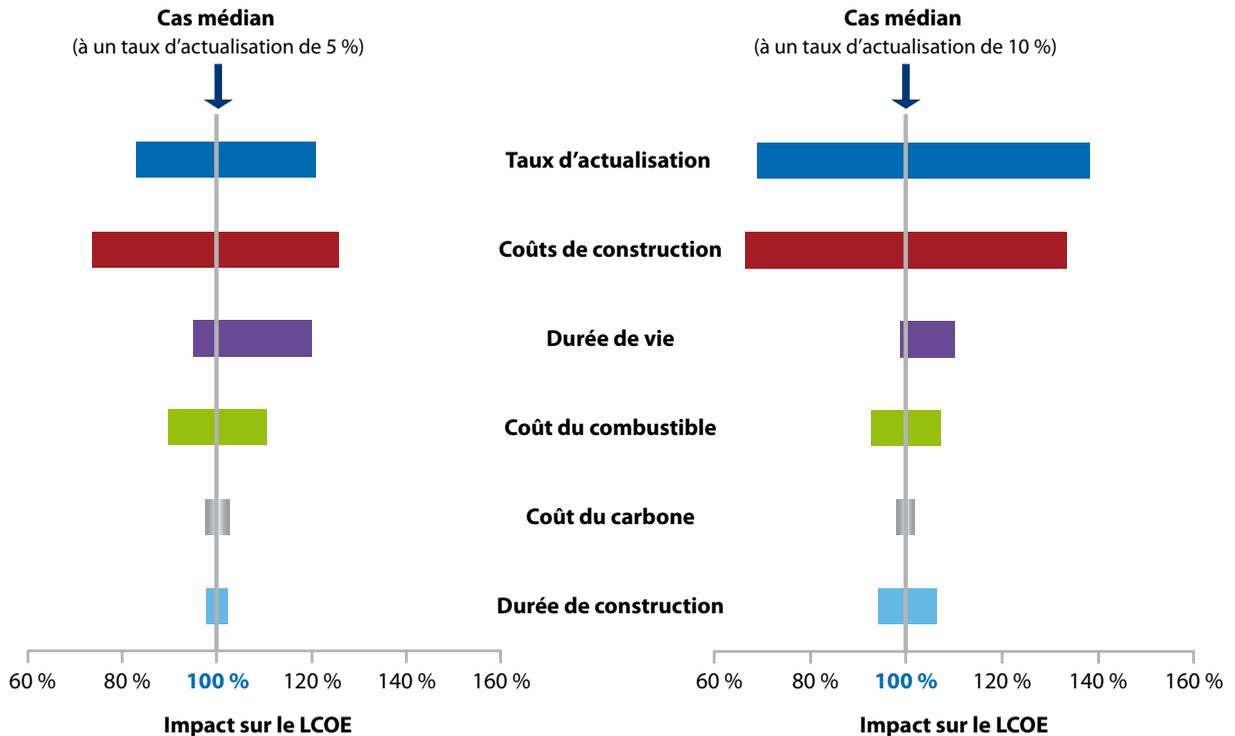
1. Les coûts d'investissement englobent les coûts de construction de base (coûts de construction et aléas) et les intérêts intercalaires (II).
2. Les coûts de construction englobent les coûts indirects de construction et d'IAGC, mais excluent les aléas et les II.

Figure 6.3 : Graphique Tornado 3 – Charbon



Dans le cas des centrales au charbon, les résultats varient. Les paramètres directeurs de coût essentiels changent selon le taux d'actualisation. Dans le cas du faible taux, les variations du coût du carbone ont l'impact le plus grand sur le coût total, tandis que dans le cas du taux élevé, ce sont les coûts de construction qui deviennent le déterminant essentiel du LCOE total des centrales au charbon. En particulier, avec un prix du CO₂ de 30 USD/tonne, à un taux d'actualisation de 5 %, le paramètre directeur de coût le plus important pour les centrales au charbon est le coût de l'émission de CO₂, suivie du coût du combustible. Par opposition, à 10 %, les variations du taux d'actualisation ont l'impact le plus grand sur le LCOE total, étroitement suivies des variations des coûts de construction. Ici également, l'impact des variations de la durée de vie de la centrale présente une asymétrie marquée, un arrêt définitif précoce ayant une influence plus importante qu'une prolongation comparable de la durée de vie. Les durées de construction ont l'impact le plus faible sur le LCOE des centrales au charbon.

Figure 6.4 : Graphique Tornado 4 – Charbon avec CC(S)



Dans le cas des centrales au charbon avec CC(S), l'image finale est également assez équilibrée. Comme pour le nucléaire, du fait des coûts d'investissement supplémentaires par rapport aux centrales sans CC(S), les coûts de construction et le taux d'actualisation sont de loin les facteurs de coût les plus importants pour ces centrales. À un taux d'actualisation de 5 %, les coûts de construction prédominent, tandis qu'à 10 %, c'est le taux d'actualisation qui a l'impact le plus élevé. Évidemment, avec un équipement captant 90 % du carbone, pour les centrales avec CC(S), le CO₂ n'est plus une composante importante du coût. Par ailleurs, malgré la perte de rendement induite par le captage du carbone, le coût du combustible de ces centrales a un impact sur le LCOE total relativement plus petit que celui des autres paramètres, et comparativement plus faible que dans le cas des centrales au charbon sans CC(S). Ceci est dû d'une part aux exigences bien plus importantes en matière d'investissement dans les centrales avec CC(S), qui diluent l'impact du coût du combustible sur le coût total, et d'autre part au fait que la valeur médiane du coût du combustible retenue dans le cas médian de l'échantillon de centrales avec CC(S) considéré est inférieure à celle des autres centrales au charbon, car les centrales avec CC(S) sont plutôt construites dans des pays disposant d'approvisionnements domestiques en charbon bon marché, mais pas dans des pays importateurs de charbon, ce qui se reflète dans l'échantillon de l'étude.

Figure 6.5 : Graphique Tornado 5 – éolien terrestre

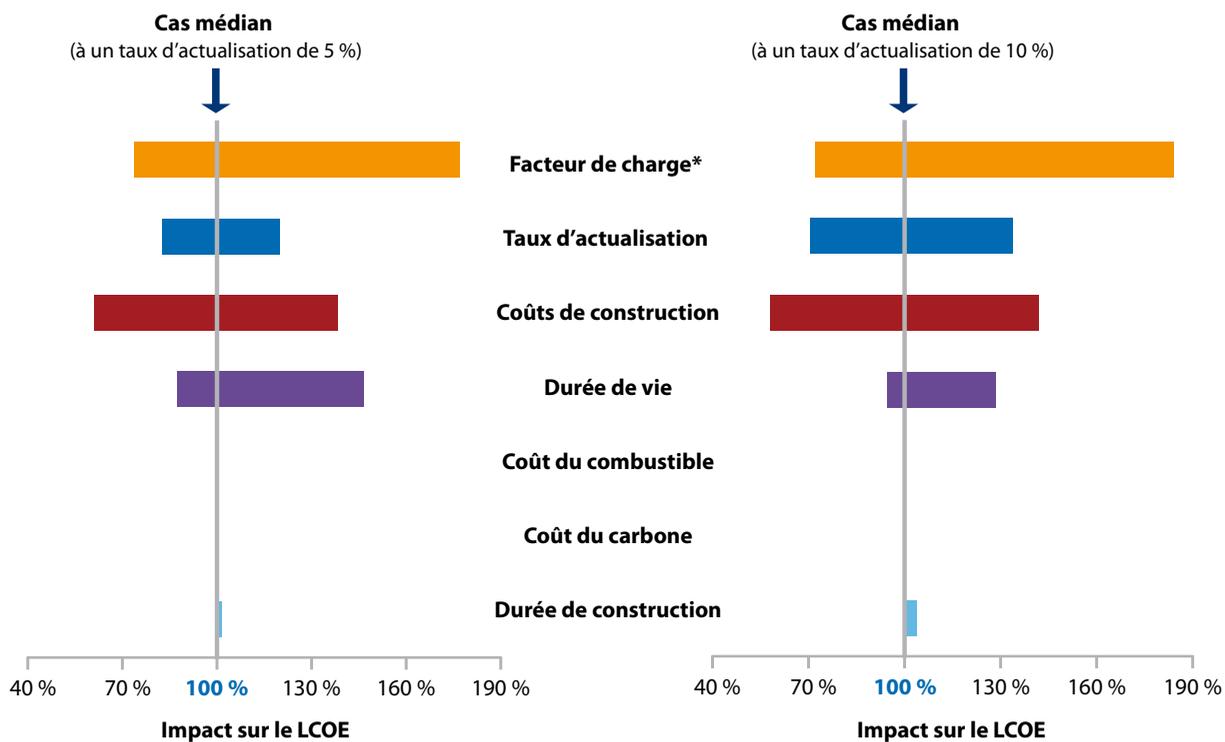
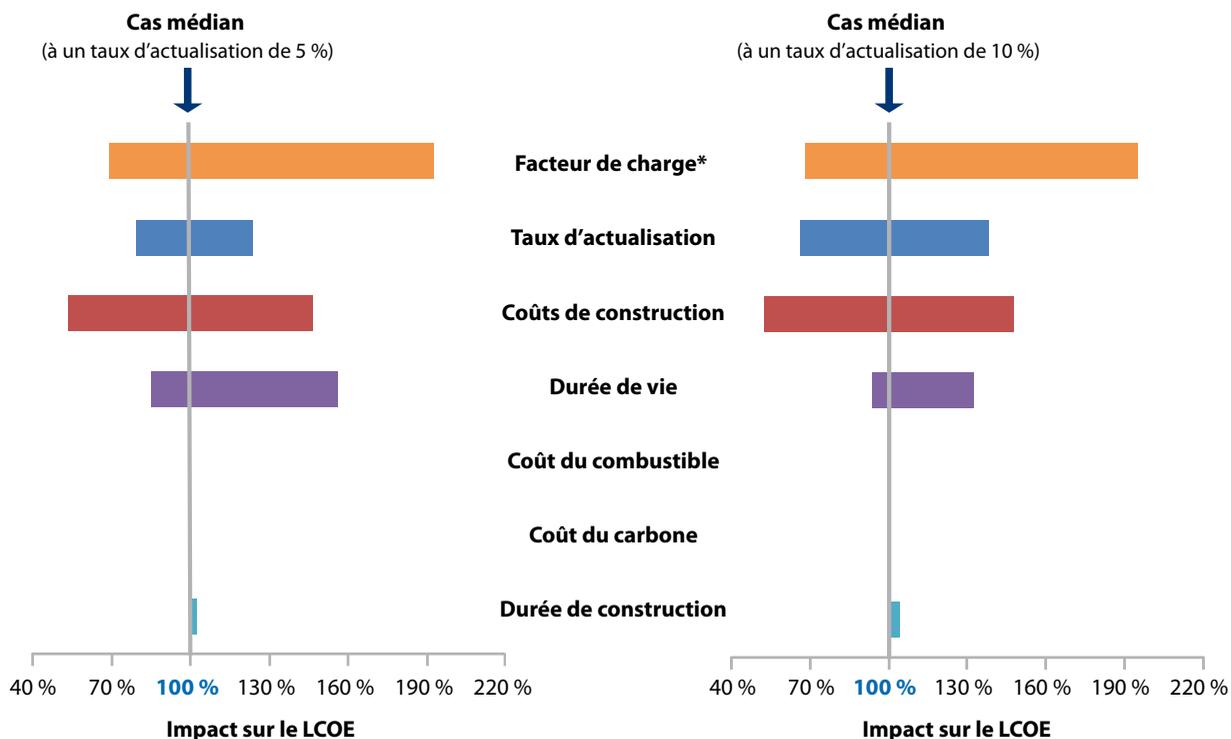


Figure 6.6 : Graphique Tornado 6 – Solaire photovoltaïque



* Facteur de charge et LCOE sont inversement liés. Un facteur de charge plus important entraîne une baisse du LCOE, et un facteur de charge plus faible une hausse du LCOE.

Les coûts moyens actualisés de l'électricité produite par les centrales éoliennes terrestres et photovoltaïques présentent une très grande sensibilité aux variations du facteur de charge, et dans une moindre mesure des coûts de construction, quel que soit le taux d'actualisation. L'impact des variations du facteur de charge est aussi fortement disymétrique vers la droite, ce qui signifie que ces centrales sont particulièrement sensibles à une réduction du facteur de charge. Les coûts de construction constituent le deuxième paramètre le plus important affectant la compétitivité des centrales utilisant des énergies renouvelables. Pour certaines technologies, en particulier le solaire photovoltaïque (résultat du taux d'apprentissage, de la baisse des coûts de fabrication et des améliorations technologiques), des réductions sensibles des coûts sont attendues dans les années à venir.

À un taux d'actualisation de 5 %, pour les technologies éoliennes et solaires, la durée de vie d'une centrale constitue le troisième paramètre direct de coût le plus important, après le facteur de charge et les coûts de construction, un arrêt définitif précoce ayant un impact bien plus important sur le LCOE total que la prolongation de la durée de vie. À un taux d'actualisation de 10 %, les variations supplémentaires du coût en capital pèsent plus lourdement que les variations de la durée de vie de la centrale. Les délais de construction étant courts et l'investissement de départ relativement modeste en comparaison d'autres types de centrales, les intérêts intercalaires (II) constituent une composante relativement mineure du coût, et malgré le ratio élevé des charges de capital, les durées de construction constituent le facteur de coût le moins important pour ces technologies, aux deux taux d'actualisation.

L'analyse confirme que le taux d'actualisation est le facteur de coût essentiel pour les technologies à plus forte intensité de capital³, en particulier celles avec de longs délais de construction telles que le nucléaire et le charbon avec CC(S). Par opposition, les coûts variables constituent le principal déterminant du coût des centrales à combustible fossile. Les coûts de production des centrales au gaz sont très sensibles aux variations du coût de combustible, plus qu'à celles de tous les autres paramètres, et dans une large mesure plus que les autres centrales à combustible fossile. Pour les centrales au charbon, les coûts de construction sont moins importants pour le LCOE que les coûts variables du combustible et du CO₂ à un taux d'actualisation de 5 % ; cependant, à 10 %, les coûts d'investissement éclipsent ces coûts variables. Cette conclusion vaut également pour les centrales au charbon avec CC(S), excepté pour le coût du CO₂ qui ne constitue plus un paramètre important dans ces centrales. Enfin, malgré des charges de capital qui comptent pour beaucoup dans le LCOE total des énergies renouvelables, en raison de leurs durées de construction courtes, ces technologies sont, parmi les technologies à forte intensité de capital, les moins sensibles aux variations du taux d'actualisation. Le facteur de charge, qui est fixé pour les technologies de base (maintenu constant à 85 %), constitue le paramètre le plus important pour les sources d'énergie renouvelables.

3. Toutes les technologies de production d'électricité sont plus ou moins capitalistiques. Cependant, les centrales nucléaires et au charbon ont des coûts relatifs d'investissement de départ bien supérieurs et des délais de construction plus longs que les autres technologies. Bien que dans une bien moindre mesure, les centrales au gaz nécessitent aussi d'importants investissements de départ même si, rapportés au MWh produit, les coûts variables du combustible l'emportent largement sur les charges en capital dans le coût total. L'investissement total dans les fermes éoliennes ou solaires dépend de leur taille, qui peut être très petite (< 1 MW), mais aussi atteindre l'échelle industrielle (> 100 MW) ; dans tous les cas, comme la production renouvelable d'électricité n'implique aucun coût associé au combustible ou au CO₂, les charges en capital représentent la plus grande partie (presque tout) du coût total. Nous renvoyons à la discussion qualitative sur les taux d'actualisation du paragraphe 6.3.

6.2 Résumé des analyses de sensibilité aux différents paramètres

L'impact différent que peut avoir un paramètre donné sur chaque technologie de production s'explique au moins en partie par les différences de structure de coûts entre ces technologies. Le tableau ci-dessous résume le poids relatif de chaque composante de coût aux taux d'actualisation de 5 et 10 % pour chacune des principales technologies considérées dans le cas médian.

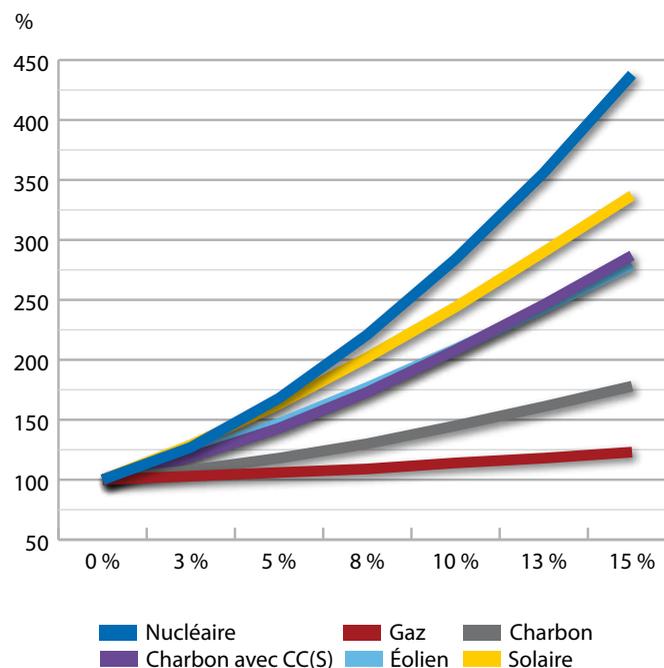
Tableau 6.2. Structure du coût total de production d'électricité												
	à 5 %						à 10 %					
	Nucléaire	Charbon	Charbon avec CC(S)	Gaz	Éolien	Solaire	Nucléaire	Charbon	Charbon avec CC(S)	Gaz	Éolien	Solaire
Coûts d'investissement	58,6 %	25,9 %	51,6 %	11,1 %	76,5 %	91,7 %	75,6 %	39,8 %	66,8 %	17,3 %	83,8 %	94,9 %
E&M	25,2 %	9,2 %	21,9 %	5,2 %	22,7 %	7,3 %	14,9 %	7,5 %	15,1 %	4,9 %	16,0 %	4,9 %
Coût du combustible*	16,0 %	27,9 %	21,0 %	71,3 %	0,0 %	0,0 %	9,5 %	22,8 %	14,5 %	66,4 %	0,0 %	0,0 %
Coût du CO₂	0,0 %	36,8 %	5,2 %	12,3 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	29,9 %	3,6 %	11,4 %	0,0 %	0,0 %
Démantèlement	0,3 %	0,1 %	0,2 %	0,1 %	0,8 %	1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,2 %	0,3 %

* Le coût du combustible nucléaire correspond au coût du cycle entier de ce combustible, y compris le retraitement ou le stockage du combustible usé,

6.2.1 Taux d'actualisation

L'impact important du taux d'actualisation sur le coût total de production d'électricité de la plupart des technologies se constate dans l'analyse de sensibilité réalisée avec un taux d'actualisation variant de 2,5 à 15 %.

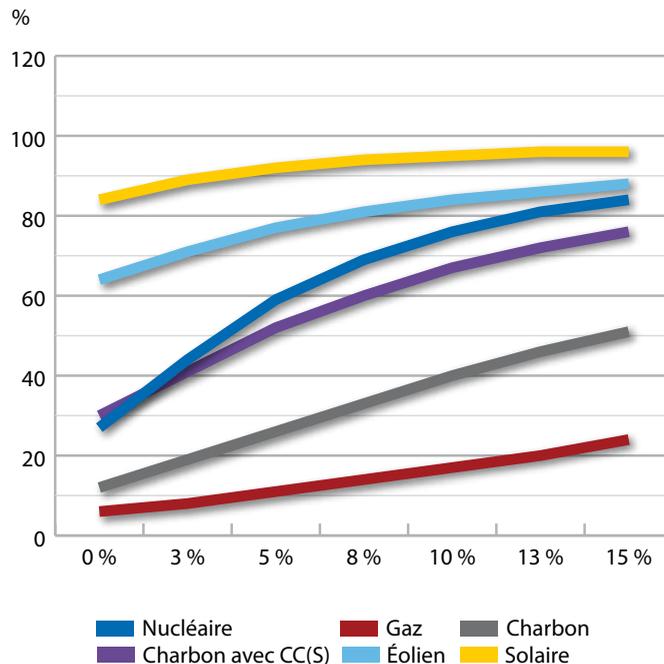
Figure 6.7 : LCOE en fonction du taux d'actualisation



Logiquement, avec un coût en capital en hausse, le coût total de production augmente pour toutes les technologies. La première observation concerne la stabilité relative du coût de production d'électricité par des centrales à gaz, et par conséquent son insensibilité relative aux variations du taux d'actualisation. À l'autre extrémité du spectre, l'énergie nucléaire, pour laquelle la part des coûts d'investissement est pourtant inférieure à celle des technologies renouvelables, est la plus sensible aux variations du taux d'actualisation, car ses délais de construction sont plus longs que pour toute autre technologie. Un taux d'actualisation supérieur réduit également l'avantage de la durée de vie plus longue des centrales nucléaires. Par conséquent, la structure et le coût de financement revêtent une importance considérable pour les investissements dans la filière nucléaire. Les centrales au charbon avec CC(S) présentent des coûts d'investissement de départ plus élevés et des délais de construction plus longs que les centrales au charbon sans CC(S), aussi sont-elles les plus sensibles au taux d'actualisation de toutes les centrales à combustible fossile.

Il est également intéressant de comparer l'influence du taux d'actualisation sur l'intensité capitalistique relative des différentes technologies. Le graphique ci-dessous montre que la part des coûts d'investissement dans le coût total de l'énergie nucléaire augmente plus rapidement que celle de l'énergie solaire ou éolienne, même si les technologies renouvelables présentent au départ un ratio coûts d'investissement/coût total bien plus élevé. En effet, les ratios charges en capital/LCOE total des énergies solaire et éolienne sont relativement insensibles aux variations du taux d'actualisation en comparaison des autres technologies, même des centrales au gaz pour lesquelles les charges en capital représentent une part bien plus faible du LCOE total. Ceci s'explique par le fait que les technologies renouvelables tirent avantage de délais de construction bien plus courts que ceux de toutes les autres technologies. Les intérêts intercalaires (II), composante importante du coût, pèsent ainsi lourdement sur le coût total des technologies à longs délais de construction, et ce poids devient plus important non seulement en valeur absolue, mais aussi en valeur relative avec des taux d'intérêt croissants.

Figure 6.8 : Ratio coût d'investissement/coût total en fonction du taux d'actualisation



L'intensité capitalistique d'un projet est importante, car elle constitue une indication de la vulnérabilité aux variations des prix de l'électricité et/ou de la demande. Par exemple, si les prix de l'électricité chutaient soudainement en dessous du LCOE, et si les investisseurs devaient abandonner tout espoir de récupérer leur investissement, ils pourraient, avec un ratio coût fixe/coût total faible (comme dans le cas d'une centrale au gaz), contrôler leurs pertes et quitter le marché avec des dommages financiers limités. Des investisseurs avec un ratio coût fixe/coût total élevé (centrale nucléaire ou énergie renouvelable) devraient absorber des pertes bien plus importantes. Même s'ils continuaient à produire et gagner un revenu (faible), ils devraient passer au compte des profits et pertes une part comparativement importante de leurs investissements.

Les mécanismes des marchés de l'électricité ont donc une grande influence sur la structure des choix technologiques des investisseurs. À des niveaux comparables de LCOE et avec une volatilité comparable des facteurs variables, plus les prix de l'électricité sont volatils, plus les investisseurs se tournent vers des technologies avec des ratios coût fixe/coût total faibles, comme le gaz, et dans une moindre mesure le charbon. Les technologies aux coûts fixes élevés telles que le nucléaire, les énergies renouvelables et le charbon avec captage du carbone CC(S) sont particulièrement vulnérables à la volatilité des prix de l'électricité.

6.2.2 Coût du combustible

Le coût du combustible est une composante essentielle du coût total de production d'électricité de certaines technologies, en particulier de celles faisant appel à un combustible fossile. Les technologies renouvelables comme l'hydroélectricité, l'éolien ou le solaire ont un coût de combustible nul, et il s'agit là de l'un de leurs principaux avantages concurrentiels. Les Coûts prévisionnels de production de l'électricité supposent un coût du combustible de référence stable⁴ pour tous les pays de l'OCDE, égal à 90 USD/tonne pour le charbon-vapeur et de 10,3 USD/MMBtu pour les importations de gaz naturel en Europe (11,09 USD/MMBtu en Asie)⁵, totalement en phase avec les hypothèses de prix des combustibles des perspectives énergétiques mondiales de l'AIE (WEO 2009) dans les scénarios de référence et 450-ppm. Des prix du charbon et du gaz plus bas ont été retenus pour les grands producteurs de ces combustibles (Australie, Mexique et États-Unis). Enfin, pour le nucléaire, l'hypothèse générique du coût du combustible amont est de 7 USD/MWh⁶ (un prix faible et stable constituant un avantage majeur de cette filière).

Tableau 6.3. Hypothèses sur les prix des combustibles fossiles du WEO 2009 dans le scénario de référence (2008 USD par unité)

	Unité	2000	2008	2015	2020	2025	2030	
Termes réels (prix 2008)								
AIE - importations de pétrole brut	baril	34,30	97,19	86,67	100,00	107,50	115,00	
Importations de gaz naturel	États-Unis	MBtu*	4,74	8,25	7,29	8,87	10,04	11,36
	Europe	MBtu	3,46	10,32	10,46	12,10	13,09	14,02
	Japon - GNL	MBtu	5,79	12,64	11,91	13,75	14,83	15,87
OCDE - importations de charbon-vapeur	tonne	41,22	120,59	91,05	104,16	107,12	109,40	

* Millions d'unités thermiques britanniques.

4. Dans le cadre de l'étude, les prix des combustibles fossiles et les coûts du cycle du combustible nucléaire constituent des déterminants exogènes des coûts de production de l'électricité. Ils ne doivent pas être considérés comme des prévisions.

5. Les millions d'unités thermiques britanniques (MMBtu, Million British Thermal Units) sont une unité d'énergie courante pour le gaz naturel. Une tonne d'équivalent charbone (TEC) correspond à 27,78 MMBtu. Le prix du combustible est supposé constant sur la totalité de la durée de vie de la centrale.

6. Les coûts amont du combustible nucléaire se composent des coûts de l'uranium, d'enrichissement et de conversion, et de fabrication du combustible.

Tableau 6.4. Hypothèses sur les prix des combustibles fossiles du WEO 2009 dans le scénario 450 (2008 USD par unité)

	Prix	Unité	2008	2015	2020	2025	2030	différence (%) / scénario de référence	
								2020	2030
Pétrole brut	AIE - prix à l'importation	baril	97,19	86,67	90,00	90,00	90,00	-10 %	-22 %
	États-Unis	MBtu*	8,25	7,29	8,15	9,11	10,18	-8 %	-10 %
Importations de gaz naturel	Europe	MBtu	10,32	10,46	11,04	11,04	11,04	-9 %	-21 %
	Japon	MBtu	12,64	11,91	12,46	12,46	12,46	-9 %	-21 %
Charbon-vapeur	OCDE - importations	tonne	120,59	85,55	80,09	72,46	64,83	-23 %	-41 %

* Millions d'unités thermiques britanniques

Remarque :

Les hypothèses de prix du WEO s'arrêtent en 2030, et augmentent sur la période 2010-2030. Dans le cas du gaz, elles varient également dans les différentes régions.

Source : AIE, *World Energy Outlook*, 2009.

Ce paragraphe présente la sensibilité du LCOE calculé aux deux taux d'actualisation, 5 et 10 %, à une variation de ± 50 % du coût du combustible pour les centrales à combustible fossile et les centrales nucléaires⁷. Les figures 6.9 et 6.10 illustrent la sensibilité du LCOE de ces technologies à une variation de ± 50 % du coût du combustible. Le LCOE de 100 % correspond au coût de production du cas médian des différentes technologies.

Figure 6.9 :
LCOE en fonction du coût du combustible
(à un taux d'actualisation de 5 %)

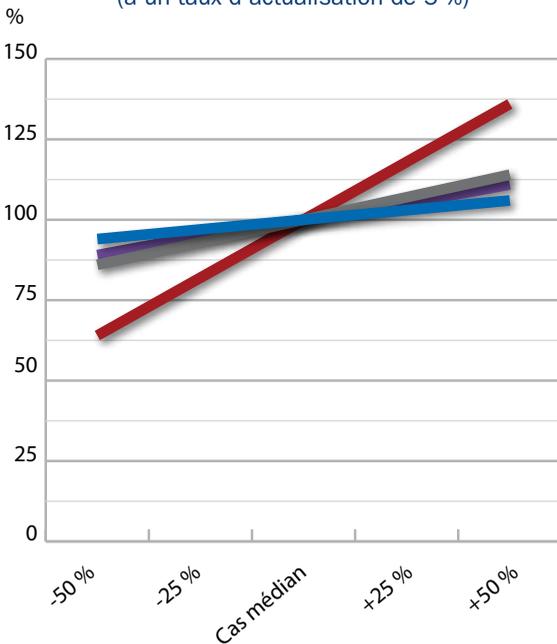
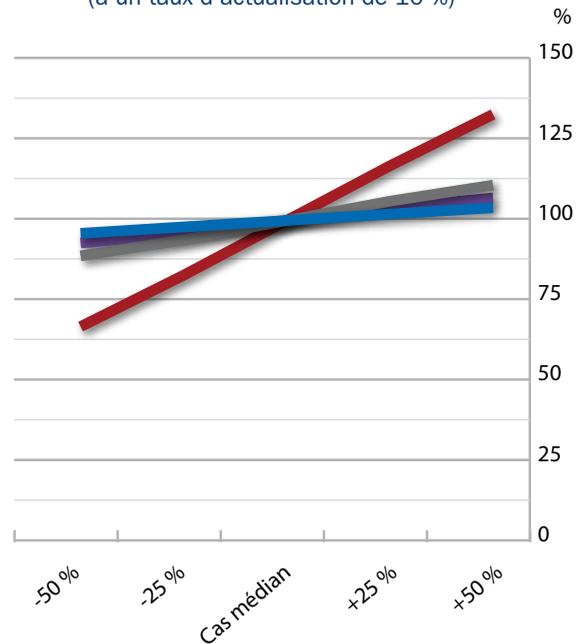


Figure 6.10 :
LCOE en fonction du coût du combustible
(à un taux d'actualisation de 10 %)



■ Nucléaire ■ Gaz ■ Charbon ■ Charbon avec CC(S)

7. Dans le cas des centrales nucléaires, les changements affectent uniquement les coûts amont du combustible.

Les figures 6.11 et 6.12 montrent la part du coût du combustible dans le LCOE total pour ces technologies en fonction de différents niveaux de coût du combustible (variation de $\pm 50\%$ par rapport au coût médian), laquelle peut être considérée comme un indicateur de l'exposition de chaque technologie aux risques sous-jacents pesant sur les prix des combustibles. Les résultats sont résumés ci-dessous.

Figure 6.11 :
Part du coût du combustible dans le LCOE total
(à un taux d'actualisation de 5 %)

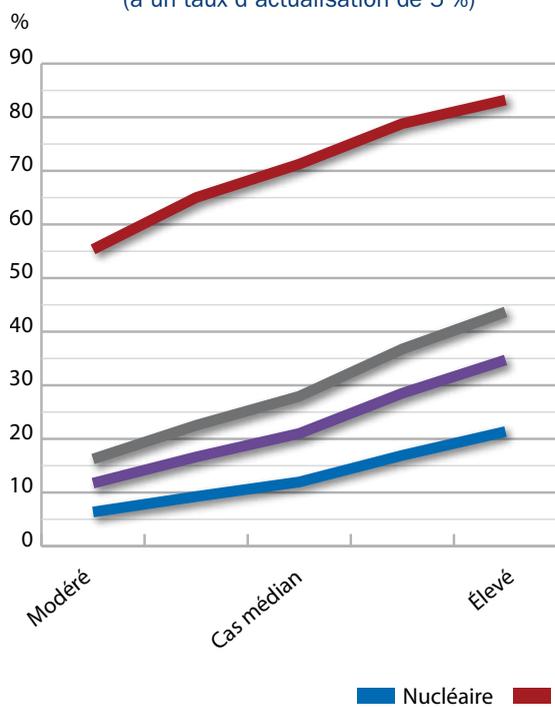
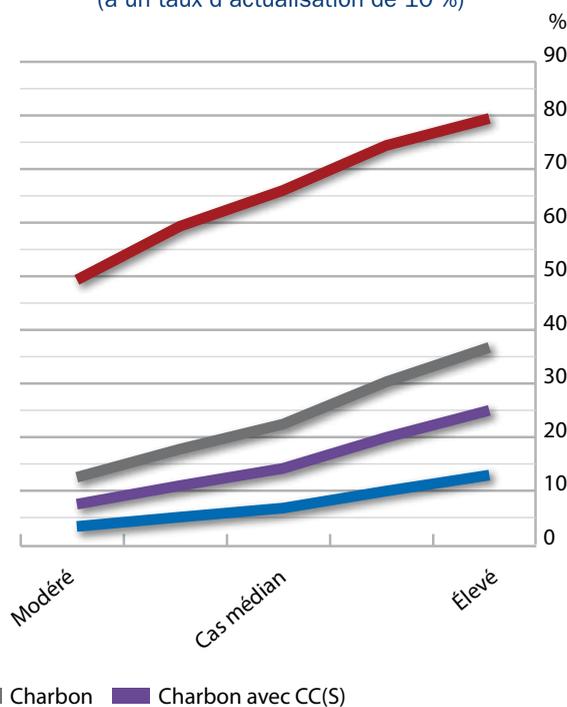


Figure 6.12 :
Part du coût du combustible dans le LCOE total
(à un taux d'actualisation de 10 %)



Le LCOE de l'énergie nucléaire évolue peu ($\pm 6\%$) avec les variations de son coût de combustible amont, puisque ce dernier ne représente qu'une faible part du coût moyen actualisé total, autour de 12 % au faible taux d'actualisation, et de 7 % au taux d'actualisation élevé. Une réduction de moitié du coût amont total⁸ porte sa part autour de 6 % et 4 % du LCOE total aux taux d'actualisation respectifs de 5 et 10 % ; une augmentation de 50 % du coût du combustible nucléaire fait respectivement passer sa part à 21 % et 13 % du LCOE total. Le faible degré d'exposition aux risques pesant sur le prix du combustible constitue l'un des avantages de l'énergie nucléaire.

8. Une réduction de moitié et une augmentation de 50 % du seul prix de l'uranium brut se traduit par une variation plus modeste du coût du combustible nucléaire.

Par opposition, les centrales au gaz sont très sensibles aux fluctuations du coût du combustible (le LCOE varie de $\pm 36\%$ avec une variation de $\pm 50\%$ du coût du gaz). Le coût du combustible représente entre 66 et 71 % du coût moyen actualisé total des centrales CCGT dans le cas médian, selon le taux d'actualisation retenu. Il s'agit d'un inconvénient majeur des centrales CCGT, car une augmentation de 50 % du coût du combustible augmente de plus d'un tiers le coût de production de l'électricité. Une augmentation de 50 % du coût du combustible des centrales au gaz fait grimper sa part dans le coût moyen actualisé total à 80 % du LCOE d'une centrale CCGT au taux d'actualisation élevé, et à 83 % au faible taux d'actualisation. À l'opposé, une réduction de moitié du coût du combustible fait baisser sa part dans le coût total autour de 50 et 55 %, respectivement, aux taux d'actualisation de 10 et 5 %.

Les centrales au charbon sont plus sensibles au coût du combustible que les centrales nucléaires, mais moins que les centrales CCGT ($\pm 14\%$), puisque le coût du combustible représente dans le cas médian 23 ou 28 % (aux taux d'actualisation respectifs de 10 et 5 %) du coût total de production d'électricité d'une centrale supercritique/ultra-supercritique. La part du coût du combustible dans le LCOE total dans les différents scénarios de prix (réduction de moitié et augmentation de 50 %) passe de 13 à 37 % quand elle est calculée au taux d'actualisation élevé, et de 16 à 44 % au faible taux d'actualisation. Les centrales au charbon avec captage du carbone sont moins sensibles aux variations du coût du combustible que celles sans captage ($\pm 11\%$), et ce malgré la perte de rendement thermique, car l'impact relatif d'une augmentation du coût du combustible sur le LCOE total est compensé par la part plus importante des coûts de construction dans le coût total⁹. Pour les centrales au charbon avec CC(S), la part du coût du combustible dans le LCOE total atteint 21 % au faible taux d'actualisation et 14 % au taux d'actualisation élevé. Une réduction de moitié de ce coût fait passer sa part aux environs de 12 % au faible taux d'actualisation et de 8 % au taux d'actualisation élevé. Cette part atteint 35 % au faible taux d'actualisation et à 25 % au taux d'actualisation élevé quand le coût du combustible augmente de 50 %.

9. Pour les centrales au charbon dotées d'un équipement de captage du carbone, la perte d'efficacité due au CC(S) est supposée s'élever à 10 % au début du déploiement commercial de cette technologie (en 2020) et 7 % après 2025. Le cas médian retient un rendement thermique générique de 35,5 %, à comparer aux 42 % d'une centrale supercritique/ultra-supercritique médiane.

6.2.3 Coût du carbone

Contrairement aux énergies fossiles, les centrales nucléaires et les sources d'énergie renouvelables (hydroélectricité, éolien, solaire) ne génèrent pas d'émissions de CO₂. Bien que n'ayant pas fait l'objet d'une analyse de sensibilité particulière, la cogénération, la biomasse et la production d'électricité décentralisée présentent également des avantages évidents sur les centrales au charbon et au gaz en terme d'émissions de CO₂. Les technologies au charbon présentent l'intensité de carbone la plus élevée, à peu près la double de celle des centrales CCGT, et s'avèrent donc les plus sensibles aux variations du coût du carbone, comme le montre l'analyse de sensibilité ci-après¹⁰.

Les figures 6.13 et 6.14 illustrent la sensibilité du LCOE des différentes énergies fossiles au coût du CO₂. Le LCOE de 100 % correspond au coût de production du cas médian des technologies à combustible fossile.

Figure 6.13 :
LCOE en fonction du coût du carbone
(à un taux d'actualisation de 5 %)

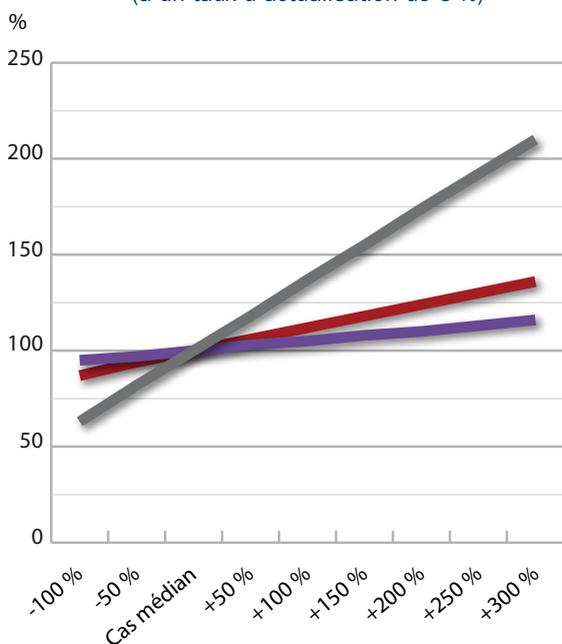
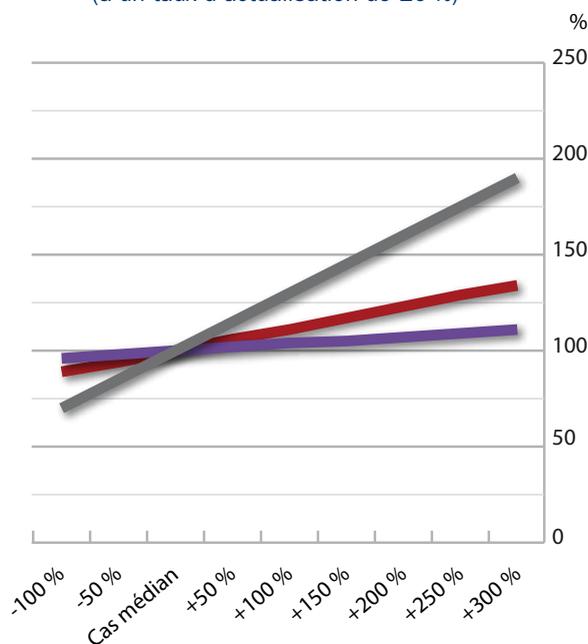


Figure 6.14 :
LCOE en fonction du coût du carbone
(à un taux d'actualisation de 10 %)



■ Gaz ■ Charbon ■ Charbon avec CC(S)

Une variation de $\pm 50\%$ du coût du carbone se traduit par une variation de $\pm 18\%$ du LCOE total des centrales au charbon, tandis que la même variation ne modifie le LCOE total d'une centrale au gaz que de $\pm 6\%$. Les centrales les moins sensibles aux variations du coût du carbone sont, comme on pouvait s'y attendre, les centrales au charbon équipées d'une technologie de captage du carbone, en raison de la faible part du coût du carbone dans le LCOE total¹¹. Une variation équivalente de $\pm 50\%$ du coût du carbone a un impact limité à $\pm 3\%$ sur leur LCOE total.

10. En l'absence de données spécifiques des différents pays, l'intensité en CO₂ du charbon est supposée s'élever à 0,77 t(CO₂)/MWh ; pour les centrales CCGT au gaz, le chiffre retenu est de 0,35 t(CO₂)/MWh, en utilisant les valeurs des directives 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux des émissions de gaz à effet de serre (« 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories », chapitre 2, « Stationary Combustion », p. 2.16).

11. Les centrales avec CC(S) sont supposées capturer 90 % des émissions de CO₂. Le LCOE de ces centrales ne tient compte que du coût supplémentaire associé au captage et à la compression du carbone, mais pas du coût de transport et de stockage du CO₂.

Les figures 6.15 et 6.16 montrent la part du coût du carbone dans le LCOE total des différentes technologies à combustible fossile en fonction de différents niveaux de coût du CO₂, laquelle part peut être considérée comme un indicateur de l'exposition de chacune de ces technologies aux risques pesant sur le prix du CO₂.

Figure 6.15 :
Part du coût du CO₂ dans le LCOE total
(à un taux d'actualisation de 5 %)

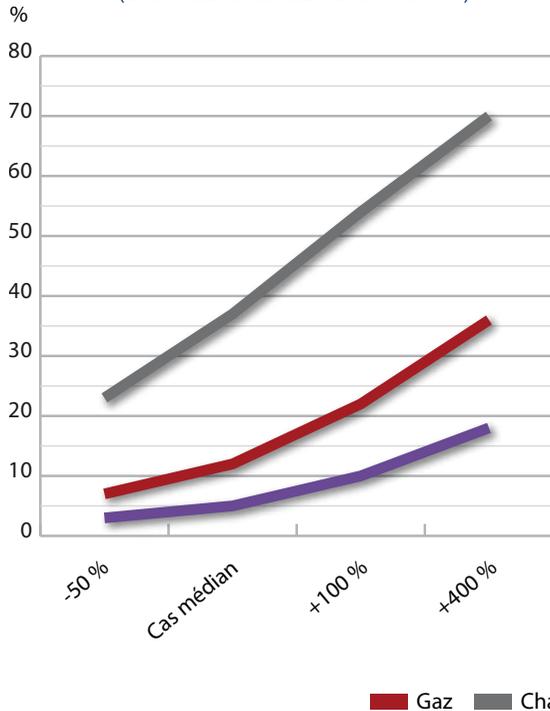
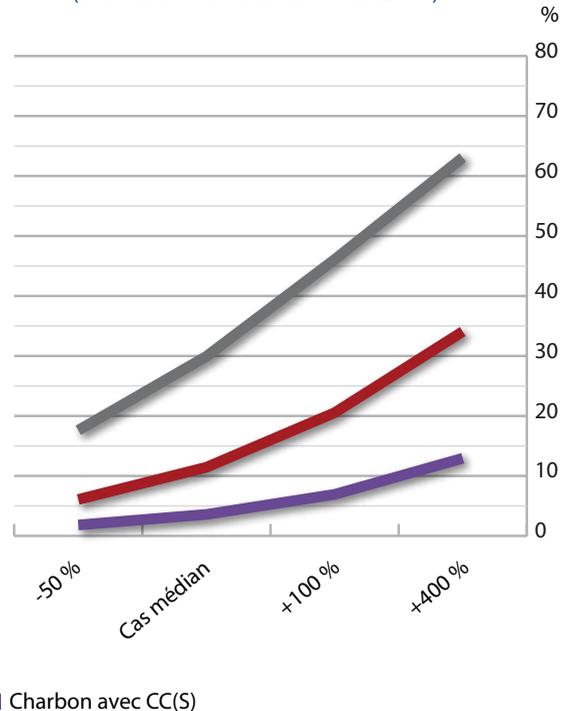


Figure 6.16 :
Part du coût du CO₂ dans le LCOE total
(à un taux d'actualisation de 10 %)



Les centrales au charbon sont très sensibles aux variations du coût du carbone, puisque ceux-ci comptent pour beaucoup dans le LCOE total : dans le cas médian, 37 % à un taux d'actualisation de 5 %, et 30 % à un taux d'actualisation de 10 %. La contribution du coût du carbone dans le LCOE des centrales au gaz dans le cas médian n'est que de 12 % au taux d'actualisation de 5 % et 11 % au taux d'actualisation de 10 %. Ceci rend le coût de l'électricité produite au gaz nettement moins sensible aux variations du coût du carbone que celui de l'électricité produite au charbon. Pour les centrales au charbon équipées d'une technologie de captage du carbone, la contribution du coût du carbone n'est que de 4 % au taux d'actualisation élevé et de 5 % au faible taux d'actualisation. Cela signifie que ces centrales pourraient devenir une alternative à la production d'électricité au charbon sans captage du carbone si le coût du carbone est suffisamment élevé ou si une incertitude élevée continue de peser sur les prix futurs du carbone, une fois que la technologie de captage aura été démontrée à une échelle industrielle.

Pour les pays souhaitant réduire leur empreinte carbone liée au secteur de l'électricité, il existe tout un portefeuille de technologies disponibles, et un prix fixé pour les émissions de CO₂ peut modifier fondamentalement les décisions d'investissement. Exclure l'énergie nucléaire reviendrait à réduire les options de production d'électricité de base à faible intensité de carbone. Si les conditions locales sont en outre défavorables pour les énergies renouvelables (pénurie de ressources éoliennes ou solaires de qualité ou de biomasse, ou absence d'accès à une capacité de réserve), la seule option possible pour réduire les émissions de CO₂ est actuellement un passage du charbon au gaz. Une fois que les nouvelles centrales au charbon équipées du CC(S) seront disponibles, elles pourront également constituer une option rentable de production d'électricité de base à faible intensité de carbone.

6.2.4 Coûts et délais de construction

La production d'électricité est généralement une industrie à forte intensité en capital, avec des coûts de départ importants. Les coûts d'investissement constituent donc une composante essentielle du LCOE. Une analyse de sensibilité a été réalisée pour examiner l'impact d'une augmentation de 30 % des coûts de construction sur le LCOE de différentes technologies de production d'électricité. Les figures 6.17 et 6.18 illustrent l'influence de cette variation des coûts de construction sur le coût moyen actualisé aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les 100 % sur l'axe vertical correspondent au niveau du LCOE dans le cas médian.

Figure 6.17 :
Variation du LCOE pour une augmentation de 30 % des coûts de construction
(à un taux d'actualisation de 5 %)

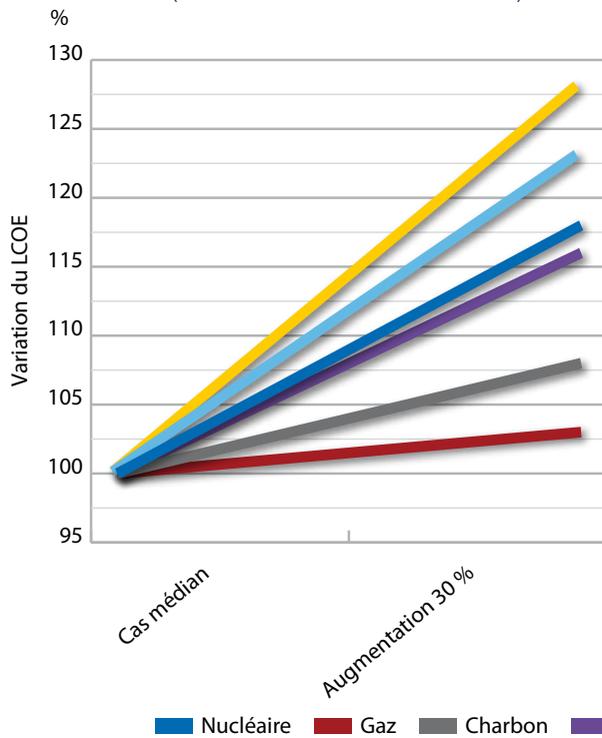
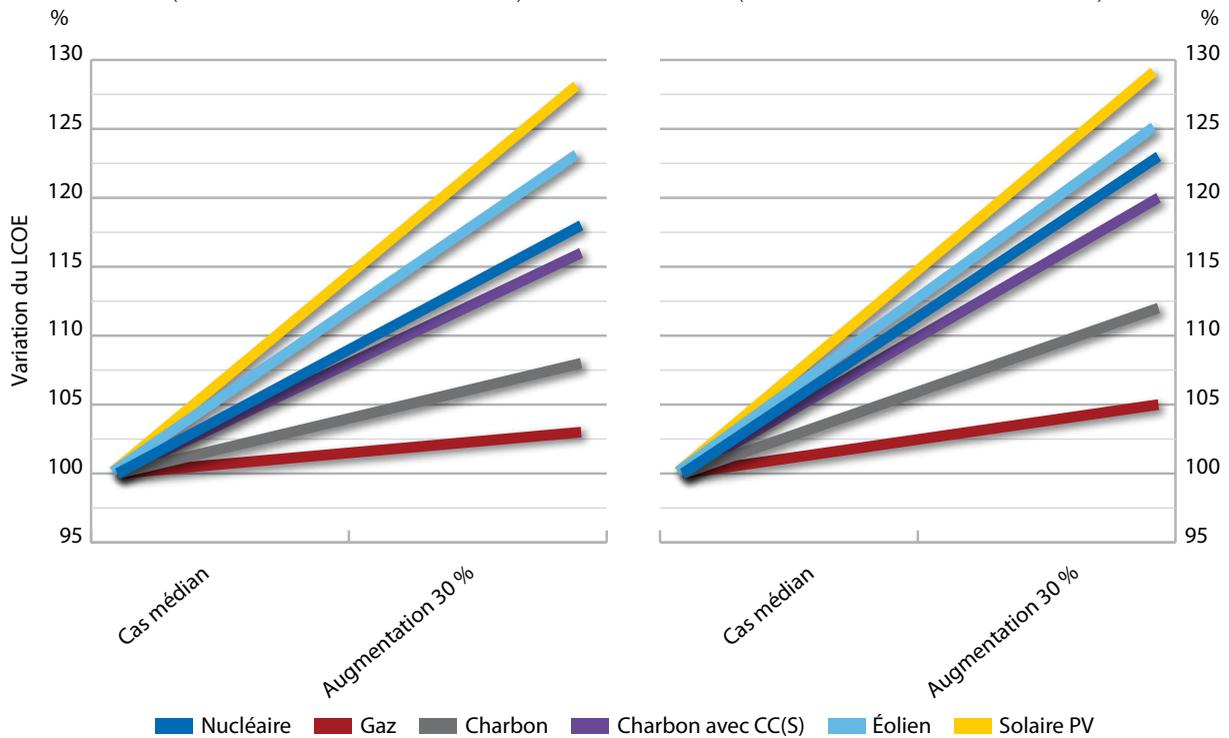


Figure 6.18 :
Variation du LCOE pour une augmentation de 30 % des coûts de construction
(à un taux d'actualisation de 10 %)



La différence marquée de sensibilité aux coûts de construction des différents types de centrales peut s'expliquer par leurs structures de coûts propres, c.-à-d. par la part respective des coûts d'investissement, d'E&M, du combustible et du CO₂. Le solaire photovoltaïque, pour lequel 85-95 % (selon le taux d'actualisation retenu) du LCOE correspondent aux coûts d'investissement, constitue la technologie la plus sensible aux variations des coûts de construction, tandis que les centrales au gaz sont les moins sensibles en raison de la part relativement modeste de leurs coûts de construction dans le LCOE total (11-17 %). Les coûts moyens actualisés de l'éolien terrestre (où les coûts d'investissement représentent 77-85 % du LCOE total), du nucléaire (60-75 % du LCOE total) et du charbon avec CC(S) (51-66 %) sont également très sensibles à une variation des coûts de construction, en particulier au taux d'actualisation de 10 %.

La part des coûts d'investissement globaux est particulièrement élevée dans un environnement avec un taux d'actualisation de 10 %, puisqu'elle atteint 95 % pour le solaire, 84 % pour l'éolien, 76 % pour le nucléaire, 67 % pour le charbon avec CC(S), 40 % pour le charbon sans CC(s), et 17 % pour le gaz. Les coûts de production de l'électricité des technologies solaire, nucléaire et éolienne sont donc, comme on pouvait s'y attendre, plus sensibles aux coûts de construction de base que ceux des autres technologies de production en base.

Une autre façon de vérifier la sensibilité des différentes technologies de production d'électricité aux variations des coûts de construction consiste à regarder les durées de construction, la période de construction étant définie ici comme allant du coulage du béton à la date de mise en service industriel, supposée être 2015.

Les résultats de l'analyse de sensibilité réalisée pour vérifier si les délais de construction ont un impact significatif sur les coûts moyens actualisés sont résumés sur les figures 6.19 et 6.20. Sur l'axe vertical, les 100 % correspondent au LCOE associé à la période de construction du cas médian. On notera que toutes les autres variables restent constantes dans cette analyse. Dans la pratique, cette hypothèse est hautement improbable, les retards s'accompagnant généralement d'une augmentation des coûts d'investissement.

Figure 6.19 :
LCOE en fonction des délais de construction
(à un taux d'actualisation de 5 %)

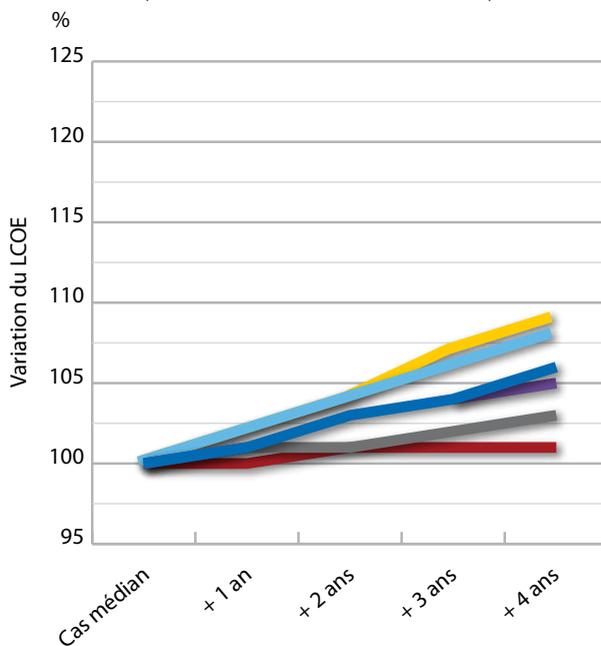
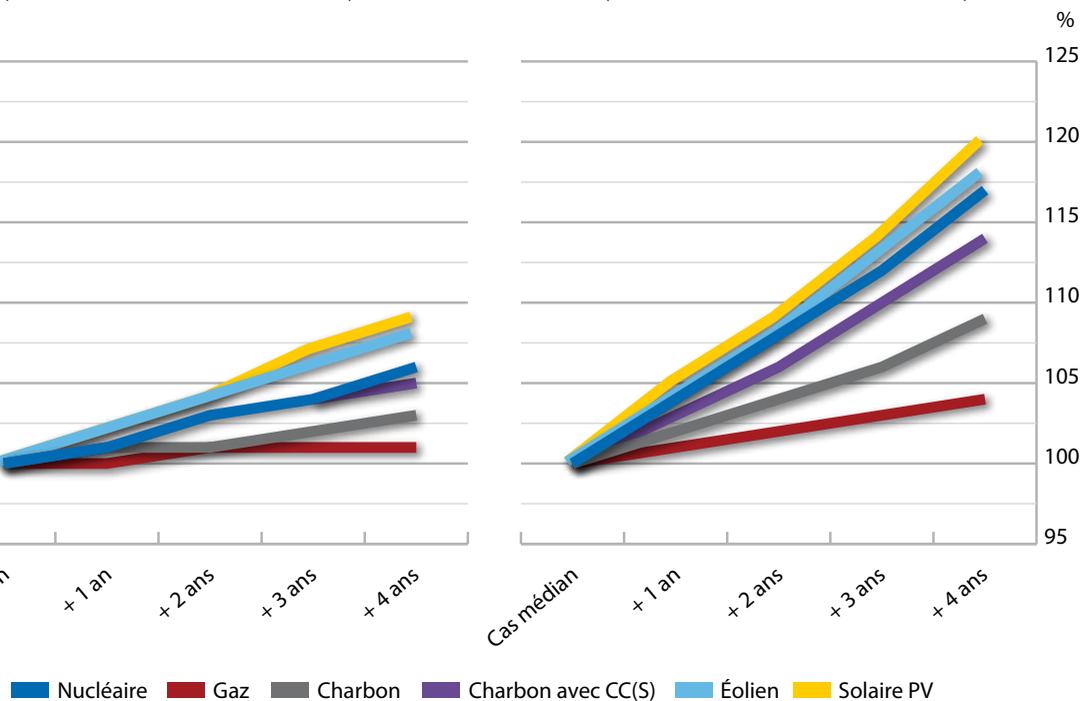


Figure 6.20 :
LCOE en fonction des délais de construction
(à un taux d'actualisation de 10 %)



La comparaison des deux graphiques montre qu'à un taux d'actualisation de 5 %, des retards de construction allant jusqu'à quatre années ont un impact limité sur les coûts moyens actualisés de toutes les technologies de production considérées. Les technologies à plus forte intensité en capital, à savoir le nucléaire et le charbon avec et sans CC(S), pour lesquelles les intérêts intercalaires (II) représentent une composante significative du coût (10 % des coûts de construction de base pour le nucléaire et le charbon, et 13 % pour le charbon avec CC(S)), affichent une sensibilité supérieure à des délais de construction plus longs, en particulier au taux d'actualisation de 10 %. L'impact des délais de construction est plus limité pour l'éolien et le solaire, ainsi que pour les centrales au gaz, puisque la part des II dans leur structure de coûts respective est relativement modeste (4 % des coûts de construction de base pour le solaire, 5 % pour l'éolien et le gaz), de sorte qu'il s'agit des technologies les moins exposées aux dépassements de coûts dus aux retards de construction. On notera que les coûts de construction sont supposés être étalés uniformément sur la période de construction. Quand ce n'est pas le cas, par exemple dans la construction de certaines centrales nucléaires pour lesquelles la plupart des dépenses de construction se situent dans les quatre à cinq dernières années, l'impact sur les coûts est inférieur à ce que montre cette analyse.

6.2.5 Facteur de charge

Le facteur de charge d'une centrale désigne le rapport entre l'énergie électrique produite par la centrale et le maximum théorique qui pourrait être produit si la centrale fonctionnait de façon ininterrompue. Ce paramètre est très important pour l'économie de la production d'électricité, puisqu'il définit la quantité d'électricité produite par unité de capacité de production qui rapportera des revenus permettant de couvrir les charges de capital et les charges d'exploitation d'une centrale.

Une analyse de sensibilité a été réalisée pour vérifier la dépendance du coût de production d'électricité de différentes technologies envers une variation du facteur de charge. Les figures 6.21 et 6.22 illustrent l'évolution du coût moyen actualisé de différentes technologies avec les variations du facteur de charge aux taux d'actualisation de 5 et 10 %. Sur l'axe vertical, les 100 % correspondent au coût moyen actualisé de centrales nucléaires, au charbon et au gaz avec un facteur de charge de 85 % (hypothèse générique de l'étude), et au coût moyen actualisé de centrales solaires photovoltaïques et éoliennes avec un facteur de charge de 25 %.

Figure 6.21 :
LCOE en fonction du facteur de charge
(à un taux d'actualisation de 5 %)

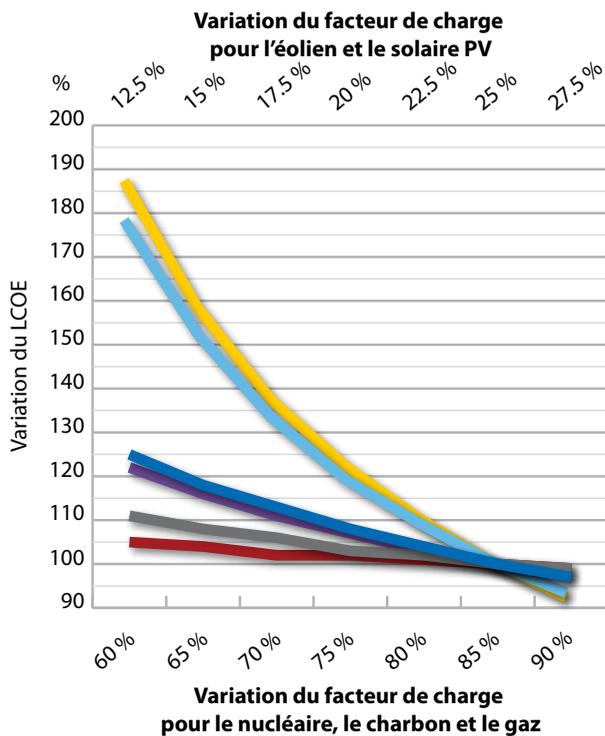
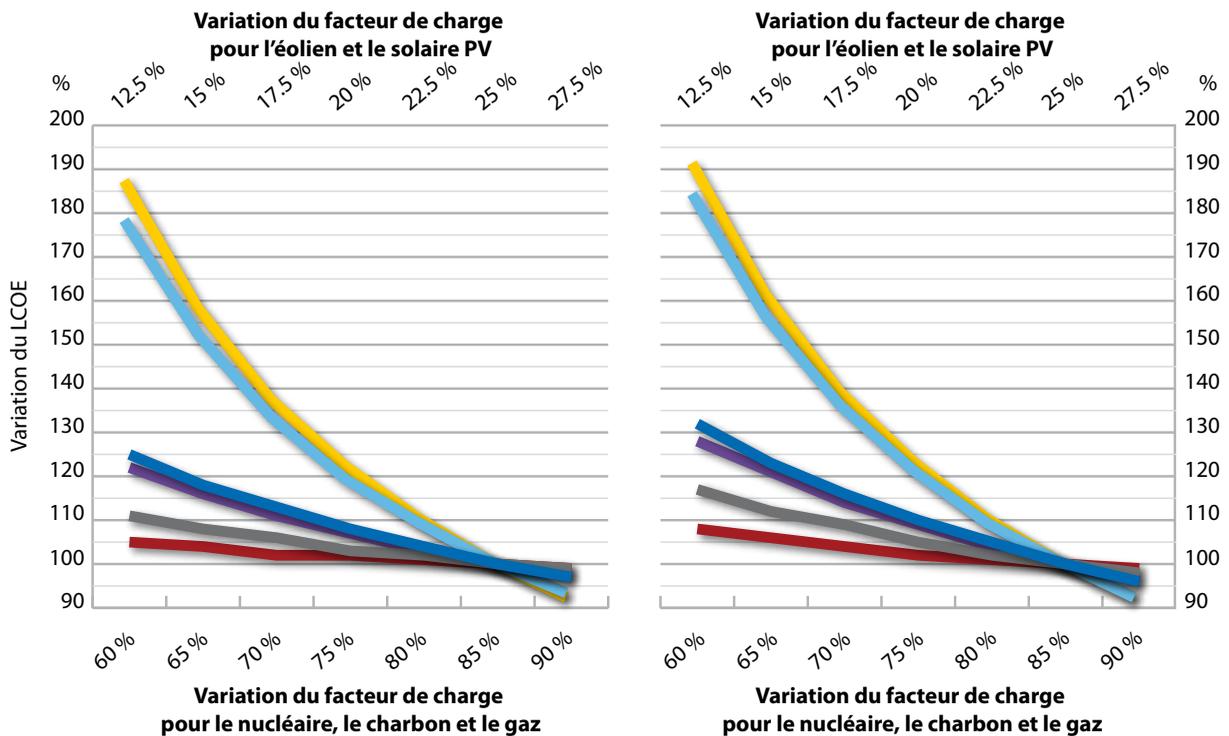


Figure 6.22 :
LCOE en fonction du facteur de charge
(à un taux d'actualisation de 10 %)



■ Nucléaire ■ Gaz ■ Charbon ■ Charbon avec CC(S) ■ Éolien ■ Solaire PV

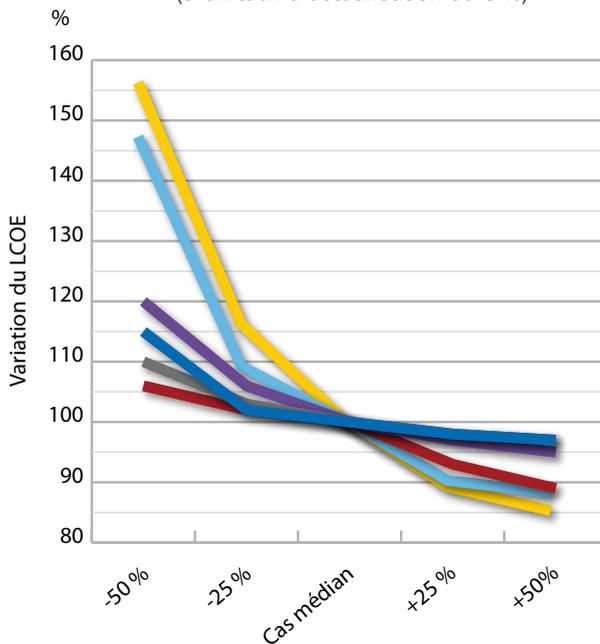
Comme les centrales nucléaires et au charbon avec CC(S) affichent des coûts fixes bien supérieurs à ceux des autres technologies de production de base à combustible fossile, leur LCOE total est le plus affecté par les variations du facteur de charge, en particulier à un taux d'actualisation de 10 %, pour lequel les coûts fixes pèsent plus lourdement. Les sources de production variable, éolien et solaire photovoltaïque, pour lesquelles les coûts fixes représentent une part encore plus importante du coût total, sont logiquement encore plus sensibles aux variations du facteur de charge. De toutes les technologies de production, le gaz, pour lequel les coûts variables comptent le plus dans le coût total (les coûts du combustible et du CO₂ représentent conjointement entre 78 et 84 % du LCOE total, selon le taux d'actualisation), est la technologie la moins affectée par les variations du facteur de charge. En d'autres termes, le fait d'exploiter ou non une centrale au gaz

a une influence bien moindre sur la rentabilité d'un projet (en raison des coûts variables élevés du gaz) que le fait d'exploiter ou non une centrale nucléaire, éolienne ou solaire, puisque toutes les trois doivent absolument couvrir leurs coûts fixes élevés, alors que leurs coûts variables sont très faibles.

6.2.6 Durée de vie

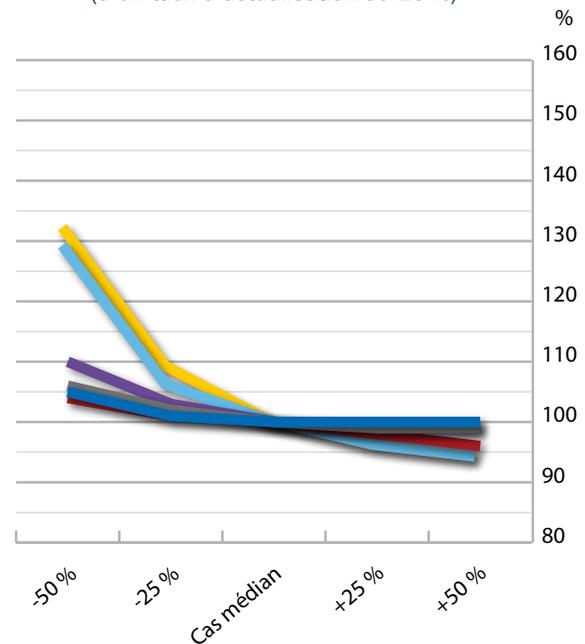
La durée de vie économique prévisionnelle varie entre les technologies. Les hypothèses génériques de l'étude retiennent une durée de vie de 60 ans pour les centrales nucléaires, environ 30 ans pour les centrales au gaz, 40 ans pour les centrales au charbon, et 25 ans pour les centrales éoliennes et solaires photovoltaïques. Les tests de sensibilité ont été effectués en faisant varier les durées de vie du cas médian de $\pm 25\%$ et $\pm 50\%$. Les résultats de cette analyse sont résumés sur les figures 6.23 et 6.24. Sur l'axe vertical, les 100 % correspondent au LCOE associé à la durée de vie du cas médian.

Figure 6.23 :
LCOE en fonction de la durée de vie
(à un taux d'actualisation de 5 %)



Variation de la durée de vie

Figure 6.24 :
LCOE en fonction de la durée de vie
(à un taux d'actualisation de 10 %)



Variation de la durée de vie

■ Nucléaire ■ Gaz ■ Charbon ■ Charbon avec CC(S) ■ Éolien ■ Solaire PV

La conclusion la plus importante qui peut être tirée de cette analyse concerne l'impact asymétrique marqué sur le LCOE total d'un arrêt définitif précoce d'une centrale en comparaison de la prolongation de sa durée de vie, aux deux taux d'actualisation. Alors qu'un arrêt définitif précoce augmente sensiblement le LCOE total, la prolongation de la durée de vie a peu ou pas d'impact sur le coût moyen actualisé total. Cela se vérifie pour toutes les technologies, même si l'effet est plus prononcé pour celles dont la durée de vie d'exploitation est plus courte. Une fois la centrale mise en service et le plus gros des dépenses d'investissement engagé, un arrêt définitif précoce affecte considérablement sa capacité à rembourser l'investissement initial. À l'opposé, une fois que la centrale a récupéré l'investissement de départ sur la période de remboursement initialement prévue, une prolongation de l'exploitation génère naturellement des revenus supplémentaires ; cependant, en raison de l'effet d'actualisation, les revenus s'accumulant dans un avenir lointain, une fois actualisés, ont peu d'impact sur le LCOE.

Également en raison de l'effet d'actualisation, aux deux taux considérés, les technologies avec une durée de vie plus longue sont moins affectées par des variations relatives de celle-ci. Par exemple, malgré ses coûts de départ élevés, qui doivent être compensés par les revenus générés sur la totalité de sa durée de vie, toute prolongation de l'exploitation d'une centrale nucléaire au-delà de 60 ans a très peu d'impact sur le LCOE une fois les coûts et les revenus de la période concernée actualisés. De même, au-delà de 40 ans, la durée de vie supposée des centrales au charbon, toute variation de ce paramètre n'a qu'une influence limitée sur le LCOE total. Les coûts moyens actualisés de l'électricité produite par le solaire photovoltaïque et l'éolien, dont les durées de vie sont plus courtes, sont au contraire les plus affectés par les variations de la durée de vie de la centrale. Le gaz est le moins touché, puisqu'avec une durée de vie initiale de 30 ans et une proportion moindre de ses coûts fixes, cette technologie affiche des coûts de production relativement stables quand sa durée de vie varie de 25 et 50 %.

6.3 Discussion qualitative sur les différentes variables affectant le LCOE

Les diverses analyses de sensibilité présentées aux paragraphes précédents soulignent le degré auquel les variations des paramètres de coût essentiels influencent le LCOE. Les principaux paramètres directeurs des coûts et les facteurs affectant ces paramètres sont étudiés dans les paragraphes suivants.

6.3.1 Taux d'actualisation

La production d'électricité est généralement une industrie à forte intensité de capital, dans le sens où elle nécessite des investissements très importants qui créent une barrière naturelle à l'entrée sur le marché. De plus, une fois engagées, la plupart des dépenses d'investissement sont irrécupérables. Néanmoins, toutes les technologies n'ont pas la même structure de coûts. Les centrales nucléaires et au charbon affichent des coûts de construction de base très élevés (5,7 et 1,6 milliards USD, respectivement, dans le cas médian) et des durées de construction longues (7 et 4 ans, respectivement, dans le cas médian), les intérêts intercalaires constituant ainsi une composante importante du coût (autour de 600 et 160 millions USD, respectivement, dans le cas médian). Par conséquent, seuls les gros producteurs d'électricité possèdent la capacité financière d'entreprendre de tels projets. Même s'ils sont bien plus faibles, les investissements de départ des centrales au gaz pour entrer sur le marché sont quand même significatifs (le coût d'une centrale CCGT dans le cas médian est d'environ 500 millions USD). Cependant, le coût variable du combustible l'emporte sur les charges de capital dans le coût total. Par opposition, les investissements dans les énergies renouvelables telles que l'éolien ou le solaire sont relativement modestes (100 et 6 millions USD, respectivement, dans le cas médian). La dimension des centrales peut être ajustée entre une taille très petite et très grande, et leur construction prend, selon la taille de la centrale, de 3 mois à 1 an et demi en moyenne, mais dans tous les cas, les intérêts intercalaires sont bien plus faibles que pour les technologies de production en base. Par conséquent, sur de nombreux marchés de la zone OCDE, les énergies renouvelables sont développées par des producteurs d'électricité indépendants. Néanmoins, comme la production d'électricité d'origine renouvelable n'implique aucun coût de combustible ni de CO₂, les charges de capital représentent la plus grande partie (presque tout) du coût total, ce qui fait également du coût du capital un paramètre essentiel pour ces investissements.

À l'instar de ses devancières, cette étude calcule le LCOE en utilisant deux taux d'actualisation réels, 5 % et 10 %, appliqués à toutes les technologies. En fait, un défaut essentiel du LCOE est qu'il ne tient pas compte des différents niveaux de risque spécifiques de chaque technologie lors de la comparaison de différents investissements, risques qui peuvent être mieux appréhendés en considérant le coût moyen pondéré du capital (CMPC). Un investissement dans une capacité de production est en concurrence avec d'autres options sur les marchés de capitaux mondiaux. Le coût du capital peut évoluer dans une certaine mesure avec le temps. En particulier, le coût du capital pour un investissement dans la production d'électricité dépendra du niveau de risque relatif d'un investissement spécifique par rapport à d'autres options. Jusqu'à un certain degré, les risques spécifiques d'une technologie sont appréhendés par le concept de CMPC, qui indique l'écart entre le financement par emprunt et le financement par capitaux propres. Dans la mesure où la technologie est plus risquée, la part d'un financement par capitaux propres plus onéreux pourrait être supérieure, car les risques et la rentabilité des investissements sur un projet sont généralement proportionnels. Plus les risques sont élevés, plus le coût de l'endettement et des capitaux propres est élevé, et plus la rentabilité nécessaire des investissements est grande. Des technologies et des projets divers seront perçus comme présentant des niveaux de risque différents.

À la question du ratio coûts fixes/coûts variables et des différences qui en résultent sur la vulnérabilité aux risques sur les prix, s'ajoute celle concernant la valeur absolue des investissements. Dans un environnement incertain, un investisseur ayant le choix entre une centrale au charbon de 500 MW et deux centrales au gaz de 250 MW chacune pourrait préférer investir dans une seule centrale au gaz, en préservant la valeur de l'option réelle de ne pas investir dans la deuxième centrale si les prix ou la demande se révélaient insatisfaisants¹². Toutes choses égales par ailleurs, les investisseurs préfèrent donc les petites unités modulaires aux grandes centrales. Cependant, cette observation doit être soigneusement mise en perspective, du fait de l'existence d'au moins deux raisons allant à son encontre. Premièrement, l'attentisme véhicule avec lui non seulement une valeur, mais également des coûts (les bénéfices non touchés pendant l'attente). Ne jamais investir possède bien entendu la valeur de l'option réelle la plus élevée. Deuxièmement se pose la question de la mise à l'échelle de la rentabilité des investissements. Les grandes centrales avec des coûts fixes non négligeables sont grandes parce que les construire à cette taille revient moins cher que de les construire à des tailles plus petites. Cela n'est généralement pas dû à de quelconques seuils physiques, mais plutôt à la complexité des informations. Les solutions hautement techniques avec tous les avantages qu'elles apportent nécessitent ainsi de plus grandes unités¹³. Au final, la question de la taille doit être évaluée dans le contexte des aléas spécifiques de chaque produit – coût moyen, niveau et volatilité des prix actuels et futurs, et taux d'actualisation pèsent tous sur la décision finale.

L'analyse des facteurs de risque qui peuvent affecter le coût du capital d'un projet particulier est développée dans le chapitre consacré aux mécanismes des marchés réels de l'électricité. Les aspects plus généraux du financement, notamment le contexte financier actuel des investissements dans le secteur de l'énergie et l'impact de l'impôt sur les sociétés sur le coût de financement des centrales, sont analysés dans le chapitre consacré aux problèmes de financement.

12. Dixit, A. et Pindyck, R. (1994), « Investment Under Uncertainty », Princeton University Press.

13. Keppler, J.H. (1998), « Externalities, Fixed Costs and Information », *Kyklos*, 42, 547-563.

6.3.2 Coût du combustible

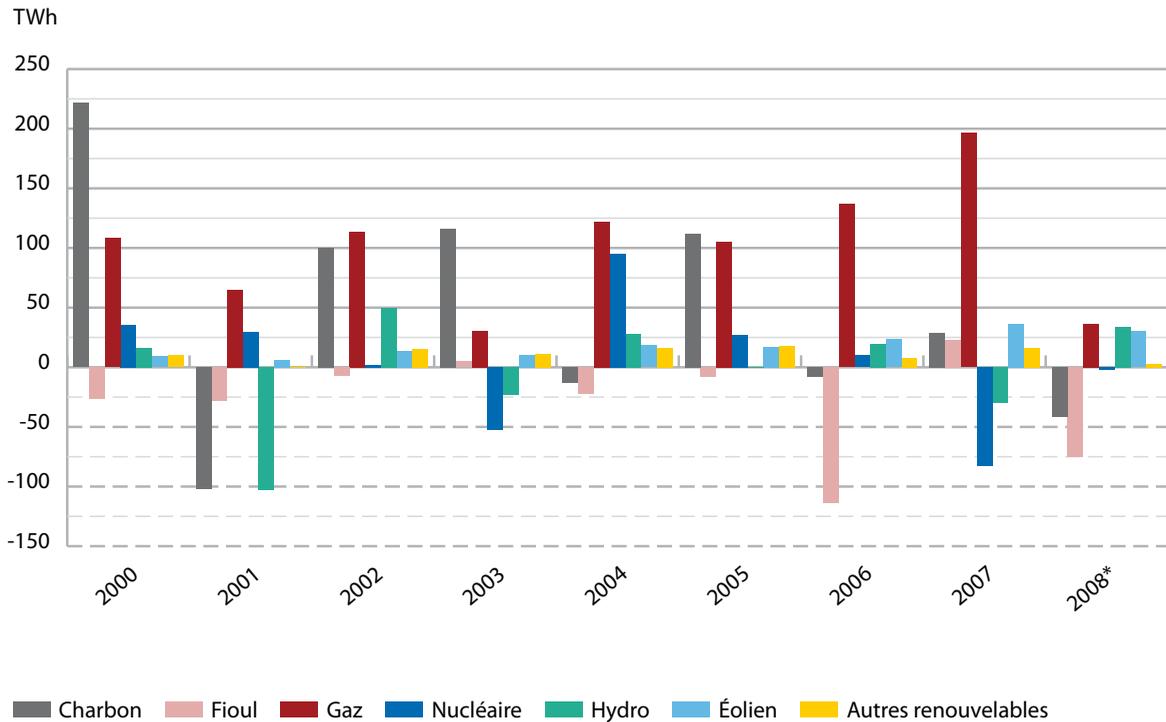
Le coût du combustible constitue un facteur de risque important pour tous les investissements. Bien que cette étude suppose une stabilité des prix des combustibles, cela ne doit pas être interprété comme une prédiction de marchés de l'énergie stables : en réalité, les prix s'écarteront certainement de l'hypothèse de travail de la présente étude, parfois de façon considérable, en réponse aux fluctuations de l'offre et de la demande.

Le potentiel d'évolution à long terme des niveaux de prix relatifs des combustibles peut inverser entièrement l'image du coût total, et donc affecter la rentabilité d'une centrale. Pour les centrales nucléaires, le risque lié au prix du combustible est généralement bien plus faible que pour les centrales à combustible fossile, puisque le coût du combustible représente une petite part du coût total. En outre, l'uranium et les services associés au cycle du combustible peuvent être achetés dans le cadre de contrats à long terme, et le sont effectivement. Mais ce n'est pas seulement la rentabilité d'un projet de centrale au charbon ou CCGT qui est sensible aux prix du charbon et du gaz. D'autres projets comme une centrale nucléaire ou des sources d'énergie renouvelables sont tout aussi sensibles, puisqu'un projet de centrale CCGT peut constituer l'investissement alternatif. Si un projet nucléaire est retenu sur le pari que le prix du gaz sera élevé, un coût d'opportunité apparaît si le prix du gaz s'avère baisser.

Une conclusion essentielle de l'analyse de sensibilité est que la compétitivité de la production d'électricité au gaz dépend fortement du prix du combustible. Cependant, la combinaison de la forte dépendance envers le coût du combustible et de la faible dépendance envers les coûts d'investissement améliore la situation des centrales CCGT sur le marché réel. Les coûts d'investissement d'une centrale électrique peuvent être considérés comme des coûts irrécupérables dès l'instant où ils sont engagés. Une fois qu'une centrale est mise en service, le coût marginal de production d'une unité d'électricité supplémentaire doit déterminer son exploitation (répartition). Le coût marginal correspond grossièrement au coût du combustible ; ainsi, les centrales CCGT présentent souvent le coût marginal le plus élevé, même pour un prix du gaz relativement bas. Dans de nombreux cas, les centrales CCGT sont les centrales marginales qui déterminent le prix sur les marchés ouverts à la concurrence. Par conséquent, une augmentation du prix du gaz se répercute sur le prix de gros de l'électricité, ce qui crée une protection ou un mécanisme naturel de gestion du risque. Les centrales CCGT tendent à voir la plus grande partie de leurs coûts couverte, même si le prix du gaz augmente. Bien qu'un prix du gaz plus élevé rende les autres technologies plus compétitives, les centrales CCGT peuvent encore être privilégiées en raison de leur flexibilité et de la perception d'un risque plus faible. En d'autres termes, même si les centrales CCGT sont les plus vulnérables à une mise à l'écart de la répartition parce qu'elles font souvent partie des unités marginales¹⁴, l'amplitude absolue du risque de perte en capital est plus faible pour ces centrales en raison de leurs investissements initiaux relativement faibles et de leur flexibilité d'exploitation. Il s'agit d'un facteur important dans l'émergence de la production d'électricité au gaz en tant qu'option de choix sur la plupart des marchés de l'OCDE ces dernières années. La figure 6.25 illustre les variations de la production d'électricité dans les pays de l'OCDE sur la période allant de 2000 à 2008, selon les statistiques les plus récentes de l'AIE.

14. Comme les centrales CCGT servent souvent de centrales marginales, elles sont les plus vulnérables financièrement à une mise à l'écart de la répartition. La perte de marge brute peut être totale, alors qu'elle est rare pour le charbon ou le nucléaire.

Figure 6.25 : Variations de la production d'électricité dans la zone OCDE



* Estimation
Source : AIE.

Au cours de la dernière décennie, les marchés de l'OCDE ont ainsi été les témoins d'une augmentation très prononcée de la production d'électricité au gaz, principalement à partir de centrales CCGT. La seule autre technologie ayant connu une augmentation de capacité notable est l'énergie éolienne. Les centrales CCGT ont constitué la technologie de choix en raison du faible prix du gaz, mais aussi du profil de risque limité de cette technologie et de sa flexibilité d'exploitation.

Vue d'ensemble des marchés des combustibles

Nous avons vu que les attentes sur les prix des combustibles fossiles ont une influence sur les décisions d'investissement à la fois pour les technologies à combustible fossile et les autres technologies. On peut s'attendre à l'avenir à ce que les décisions d'investissement dans des technologies de base concurrentielles à faible empreinte carbone, c.-à-d. les centrales nucléaires et au charbon avec CC(S), reposent également sur les niveaux prévisionnels de prix des combustibles.

Ce paragraphe donne un aperçu des récents développements sur les marchés du gaz naturel et du charbon, en se basant sur des données fournies par les équipes gaz et charbon de la Division diversification des énergies de l'AIE¹⁵. Il fait également référence au marché de l'uranium¹⁶.

15. Brian Ricketts, spécialiste charbon de l'AIE, et Anne-Sophie Corbeau, experte gaz naturel de l'AIE, de la Division diversification des énergies, ont respectivement fourni des données sur les prix du charbon et du gaz pour ce paragraphe.

16. Bob Vance, expert uranium de l'AIE, de la Division du développement nucléaire, a relu le paragraphe traitant des marchés de l'uranium.

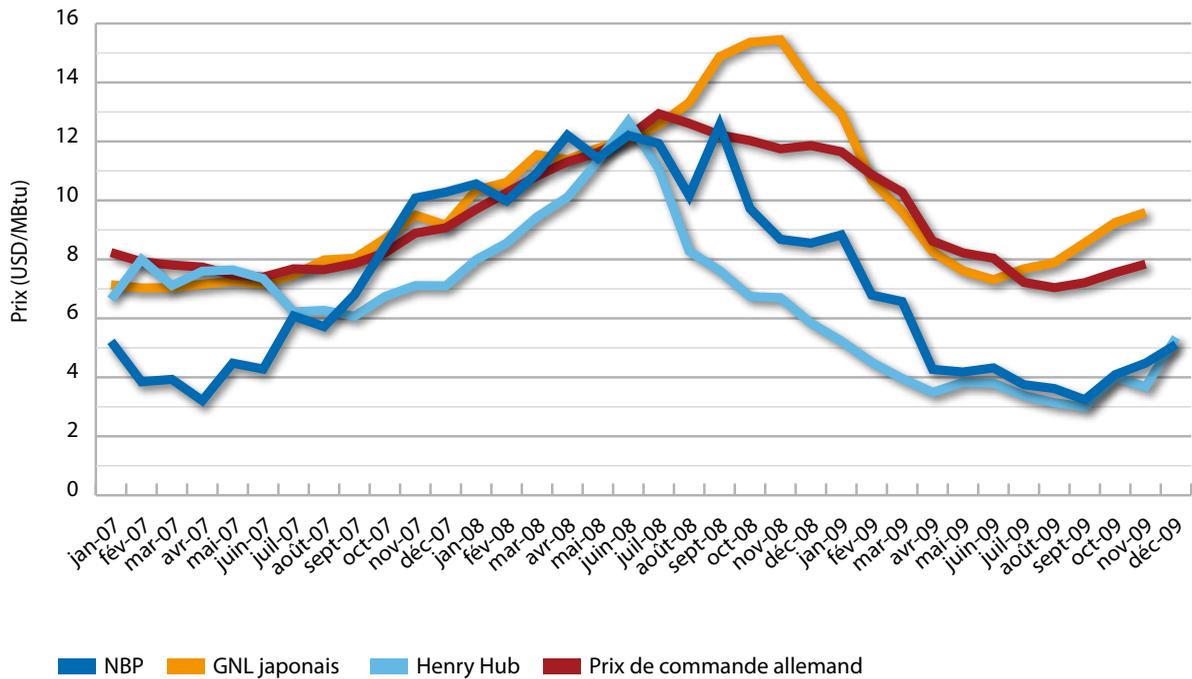
Prix du gaz naturel

Au regard de la part du coût du combustible dans le LCOE total des centrales CCGT au gaz, et ces centrales constituant la principale option sur de nombreux marchés pour de nouvelles capacités de production, une question essentielle que se posent les investisseurs concerne le niveau de prix absolu du gaz naturel. Comme nous l'avons déjà mentionné, la volatilité des prix du gaz n'est pas nécessairement décisive pour les investisseurs dans des centrales CCGT, puisque ces dernières fixent typiquement le prix de l'électricité et peuvent donc traduire les variations du coût du combustible dans les prix de gros de l'électricité. Toutefois, le niveau absolu du prix du gaz est important pour les investisseurs ayant le choix entre le gaz et d'autres technologies de production d'électricité. En outre, à cause du lien entre prix du gaz et prix de l'électricité sur la plupart des marchés de gros de l'OCDE, les prix du gaz influencent les revenus de toutes les technologies de production d'électricité¹⁷.

Les prix du gaz sont revenus de leurs sommets de 2008, quand les cours au comptant régionaux et les prix du gaz indexés sur les cours du pétrole atteignaient des niveaux compris entre 13 et 15 USD/MMBtu. Les prix du gaz indexés sur les cours du pétrole au Japon et en Europe continentale ont continué à monter sur une grande partie de 2008 en raison du décalage induit par les formules à terme, mais ont décliné en 2009 pour atteindre 7 USD/MMBtu en été. Cependant, les cours au comptant ont commencé à baisser à la mi-2008, reflétant l'impact de la crise économique sur la demande en gaz naturel, le déclin étant plus sensible et immédiat aux États-Unis où le Henry Hub (HH) a enregistré une baisse de 13 USD/MMBtu en juin 2008 à 6 USD/MMBtu en décembre de la même année. Les cours au comptant du National Balancing Point (NBP) au Royaume-Uni sont traditionnellement influencés par les prix du gaz indexés sur les cours du pétrole du continent, puisque le Royaume-Uni importe du gaz d'Europe en hiver. Les cours au comptant ont donc baissé plus lentement, pour atteindre 9 USD/MMBtu à la fin de l'année 2008.

17. Comme le montre le chapitre consacré aux mécanismes des marchés de l'électricité, l'incertitude sur les prix de l'électricité sur les marchés libéralisés constitue le changement le plus fondamental affectant la valeur des investissements sur ces marchés. Les technologies avec un coût du capital élevé et un coût du combustible limité seront certainement compétitives à court terme, mais elles devront couvrir leurs charges de capital à long terme. Concernant les prix du gaz, un coût du combustible plus élevé signifie une marge inférieure sur laquelle la centrale peut faire des profits. Cependant, comme les charges de capital sont relativement faibles et comme le coût du combustible peut souvent être compensé, cette « volatilité du profit » a une moindre influence sur la capacité de la centrale à couvrir le coût total. En outre, les technologies à coût de combustible élevé peuvent répondre en réduisant leur production pendant les heures où l'électricité a un prix inférieur à leur coût marginal à court terme, sous réserve d'une telle possibilité opérationnelle.

Figure 6.26 : Prix mensuels du gaz sur des principaux marchés régionaux de la zone OCDE



L'année 2009 a connu deux changements importants : les cours au comptant aux États-Unis ont atteint des niveaux qui n'avaient pas été observés depuis 2002 – 2 à 3 USD/MMBtu – et les cours au comptant des deux côtés de l'Atlantique se sont rapprochés depuis février 2009. La brusque détente de l'équilibre mondial de l'offre et de la demande a en effet exercé une forte pression à la baisse sur les cours au comptant. Au Royaume-Uni, tout comme aux États-Unis, la demande en gaz a baissé. Dans le même temps, la production de gaz américaine a continué à augmenter, et du GNL a été disponible en abondance sur le bassin atlantique, car les importations japonaises et coréennes de GNL ont baissé en 2009, et une nouvelle usine de liquéfaction a été mise en service. Par conséquent, les cours au comptant HH et NBP ont chuté à des niveaux inférieurs à la moitié des prix du gaz indexés sur le pétrole. Les prix sur ce dernier marché sont repartis à la hausse, reflétant la consolidation des prix du pétrole depuis février 2009.

Selon la vitesse et l'étendue géographique de la reprise économique, les cours au comptant du gaz pourraient rester bas pendant quelques années. Ces prix au comptant concernent plus de la moitié de la demande en gaz de la zone OCDE. Comme indiqué précédemment, l'économie des centrales CCGT s'en trouve profondément affectée.

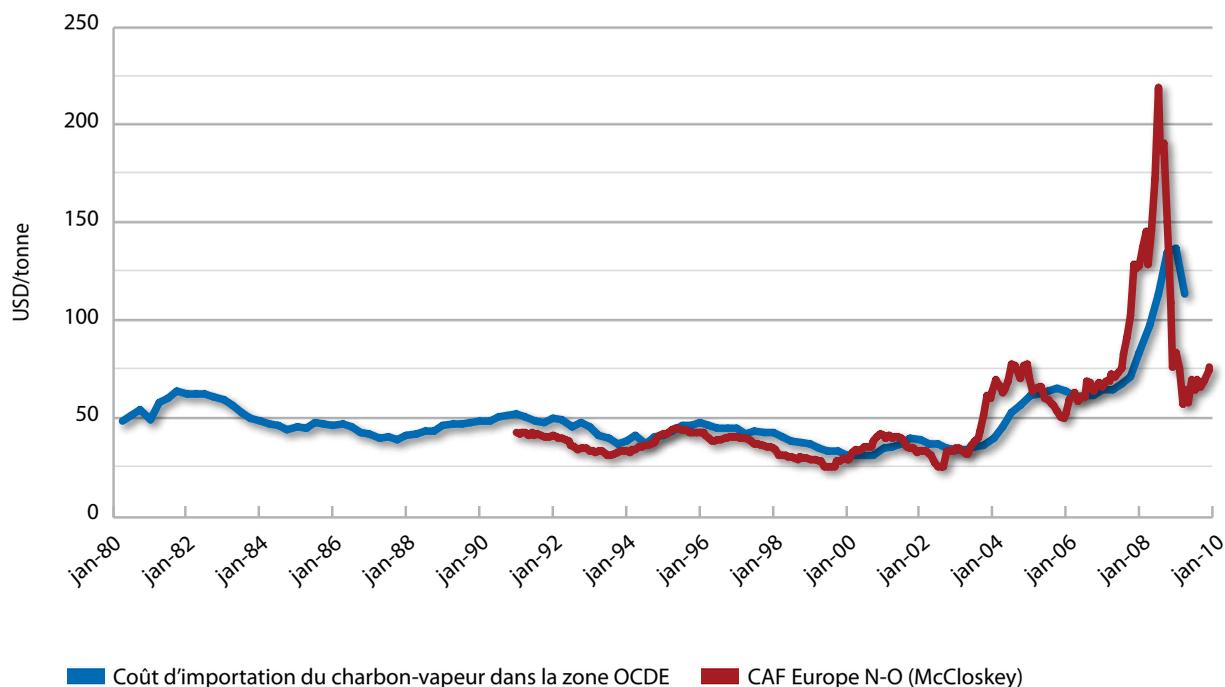
Dans le cadre de la présente étude, le calcul des coûts moyens actualisés dans les différents pays est basé sur un prix à l'importation du gaz naturel générique de 10,3 USD/MMBtu pour les importations européennes, et de 12,7 pour le GNL asiatique. Des prix domestiques ont été appliqués dans les régions productrices, à savoir en Amérique du Nord (7,78 USD/MMBtu) et en Australie (8 USD/MMBtu).

Une analyse plus approfondie des marchés mondiaux du gaz peut être consultée dans le rapport annuel de l'AIE sur les marchés du gaz naturel (*Natural Gas Market Review*), et une vision détaillée à plus long terme est présentée dans le *World Energy Outlook 2009*.

Prix du charbon

La figure 6.27 présente le coût, assurance et fret (CAF) moyen pour l'importation du charbon-vapeur dans les pays de l'OCDE pour chaque trimestre depuis 1980. Ce coût, dont sont exclus les échanges commerciaux intra-européens, découle des valeurs unitaires relevées par les douanes, et n'est donc pas associé à une qualité de charbon particulière, mais représente simplement une moyenne pondérée de toutes les qualités. À titre de comparaison, une deuxième série de données est présentée, celle des cours au comptant mensuels CAF du charbon livré dans les ports ARA (Anvers, Rotterdam, Amsterdam) de l'Europe du Nord-Ouest. Dans ce cas, les prix sont basés sur un charbon d'une valeur calorifique de 6 000 kcal/kg (25 121 kJ/kg) avec une teneur en soufre inférieure à 1 %. Comme on pouvait s'y attendre, le graphique montre que les cours au comptant précèdent les valeurs des douanes – la plus grande partie du charbon est vendue à terme, et les évolutions sur les marchés au comptant mettent du temps à se répercuter sur les prix payés par les clients, même si les prix à terme sont liés aux cours des marchés au comptant. D'autres prix « révélateurs » (par ex., charbon-vapeur dans la zone Asie) auraient pu être choisis pour aboutir à la même conclusion : la corrélation fournit la preuve que les prix à l'importation du charbon-vapeur signalés pour la zone OCDE reflètent la dynamique du marché international de cette matière première.

Figure 6.27 : Prix à l'importation trimestriels et cours au comptant mensuels du charbon-vapeur



Depuis les années 80 et jusqu'en 2003, on a assisté à une tendance générale de repli des prix réels du charbon, en dépit des hausses et des baisses associées aux cycles économiques mondiaux. La concurrence entre fournisseurs a permis des gains de productivité significatifs dans l'industrie charbonnière. La mécanisation accrue s'est traduite par une augmentation de la production par année-personne et une réduction des coûts, en particulier dans les mines où un équipement d'exploitation par longue taille a pu être déployé. Un équipement de plus grande capacité dans les mines à ciel ouvert a également permis d'améliorer la productivité. Depuis 2003, le marché international du charbon fluctue, car la croissance économique rapide de la Chine et d'autres pays en voie de développement a commencé à avoir une influence majeure sur les flux du charbon. Les fournisseurs se sont battus pour répondre à la demande croissante d'importa-

tion : entre 2003 et 2007, les échanges mondiaux de charbon ont augmenté en moyenne de 6,4 % par an – un rythme de croissance presque 50 % supérieur à la moyenne à long terme constatée entre 1980 et 2002. La forte croissance de la demande en 2007 et au début de 2008 a généré un pic sans précédent des prix du charbon échangé. Pour y répondre, les investissements dans de nouvelles capacités de production destinées à l'exportation ont atteint un plateau historique, bien qu'en 2009 la crise financière mondiale ait retardé ou annulé un certain nombre de projets. Les réserves mondiales de houille (c.-à-d. à l'exclusion du lignite) totalisant 729 milliards de tonnes, et avec une courbe du coût d'approvisionnement relativement plate, il n'y a aucune raison de penser que la récente période de prix très élevés perdurera. La récession mondiale a induit une modération considérable sur les prix du charbon échangé.

La présente étude a supposé un prix à l'importation à long terme du charbon-vapeur dans la zone OCDE de 90 USD/tonne, en notant que plusieurs régions OCDE affichent des prix bien en dessous de ce niveau et ne sont pas soumises aux fluctuations des marchés internationaux. Pour les pays concernés, l'étude a retenu des prix domestiques dans le calcul des coûts moyens actualisés des centrales au charbon, en particulier pour l'Australie (26,65 USD/tonne de houille), le Mexique (87,50 USD/tonne de houille) et les États-Unis (47,60 USD/tonne de houille), en notant que dans certaines régions de ce dernier pays, les prix du charbon sont largement inférieurs au chiffre indiqué.

Prix de l'uranium

La plus grande partie de l'uranium est vendue à des conditions confidentielles stipulées dans des contrats à long terme (pluriannuels). Toutefois, un certain nombre d'indicateurs de prix à long terme fournissent une idée des prix actuels. Le marché au comptant, plus transparent, fournit des prix pour l'uranium acheté pour livraison à court terme, mais celui-ci ne représente qu'une petite part de la totalité des échanges. La quantité d'uranium échangée sur le marché au comptant pendant une année donnée équivaut généralement à 15 % de la quantité totale d'uranium échangée¹⁸, même si en 2008 le volume des transactions sur ce marché a atteint presque 25 % du total échangé (cette tendance s'est poursuivie en 2009). Le marché de l'uranium continue de reposer sur des stocks d'uranium déjà extrait (approvisionnements dits secondaires) pour répondre à la demande, l'uranium fraîchement extrait satisfaisant typiquement 55 à 60 % des besoins annuels. À partir du début des années 90, l'une des sources secondaires de combustible nucléaire – l'uranium récupéré à partir de démantèlement des armes nucléaires – a eu pour effet de faire baisser les prix, et par ricochet les investissements dans l'extraction minière.

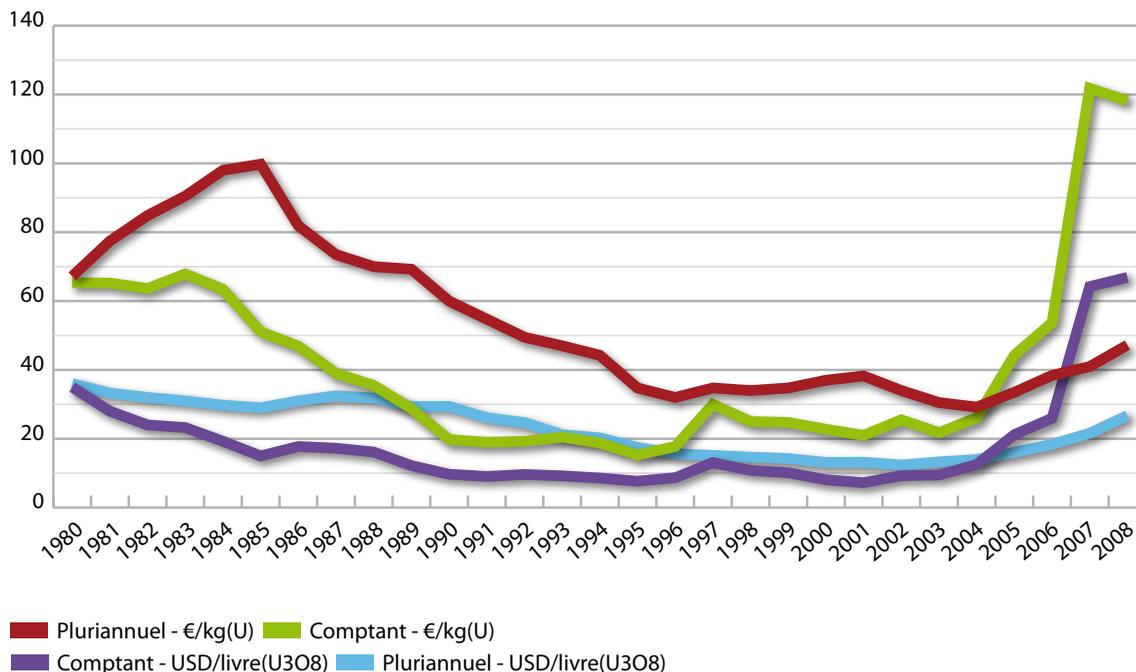
Toutefois, l'accord actuel aux termes duquel des ogives russes sont démantelées et leur uranium dilué pour produire du combustible nucléaire arrive à échéance en 2013. Combiné au regain d'intérêt pour la construction de centrales nucléaires afin de produire de l'électricité en base, cela a fait monter les prix de l'uranium, en particulier depuis 2003. Cette situation a entraîné une augmentation des investissements dans la prospection, l'identification de ressources supplémentaires économiquement intéressantes, et une augmentation des investissements dans l'extraction minière. Ces développements arrivent au bon moment, car les ressources secondaires déclinent en même temps que de nouvelles centrales sont planifiées et construites, ce qui augmente les besoins en uranium fraîchement extrait.

Selon le « Livre rouge » de l'AEN/AIEA¹⁹, l'uranium est extrait dans 20 pays, dont 8 détiennent 90 % de la production mondiale (Australie, Canada, États-Unis, Kazakhstan, Namibie, Niger, Ouzbékistan et Russie).

18. Par exemple, en 2008, seuls 2,9 % de toutes les livraisons d'uranium à des centrales de l'UE ont été achetés dans le cadre de contrats au comptant. Il faut également tenir compte du fait que le marché européen représente environ 30 % du marché mondial.

19. AEN et AIEA (2008), *Uranium 2007 : ressources, production et demande*, OCDE, Paris.

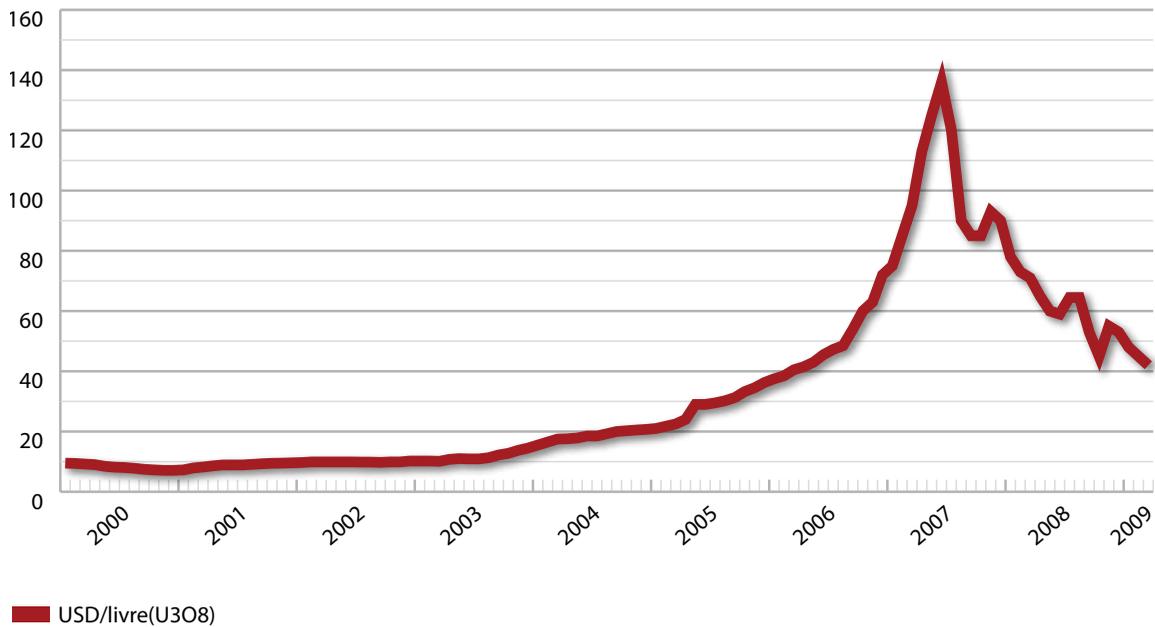
Figure 6.28 : Prix moyens constatés dans l'UE pour l'uranium naturel vendu dans le cadre de contrats au comptant ou pluriannuels, 1980-2008 en EUR/kg(U) et USD/livre(U₃O₈)



Source : Rapport 2008 de l'Agence d'approvisionnement d'Euratom (<http://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf>).

Les informations récemment publiées par l'Agence d'approvisionnement d'Euratom sur les prix payés par les producteurs d'électricité pour l'uranium livré dans l'Union européenne fournissent une bonne indication des cours au comptant et à long terme (pluriannuels) mondiaux de l'uranium, bien qu'il soit important de noter que les prix à long terme concernent ici des contrats qui dans certains cas ont été signés il y a plusieurs années, quand les prix étaient bien plus bas. Comme dans le cas d'autres marchandises, les prix de l'uranium sur les marchés au comptant ont connu une hausse rapide en 2006 et 2007, au moins en partie du fait de spéculateurs cherchant à tirer profit de ce mouvement des prix (voir les figures 6.28 et 6.29). La réticence des producteurs à acheter de l'uranium à des prix aussi élevés, combinée à la crise financière mondiale, a depuis exercé une pression à la baisse sur les prix. En outre, les fonds spéculatifs et les investisseurs qui avaient été des acheteurs très actifs depuis 2004 ont été forcés de vendre pour répondre à leurs besoins de trésorerie, amplifiant la pression à la baisse sur les cours au comptant.

Figure 6.29 : Cours au comptant mensuels de l'uranium naturel, en USD/livre(U_3O_8)



Source : The Ux Consulting Company, LLC – Rapport 2008 de l'Agence d'approvisionnement d'Euratom.

Les cours au comptant de l'uranium, dont les sommets ont frôlé les 140 USD/livre(U_3O_8) à la mi-2007 (à comparer aux 20 USD/livre de 2004) sont redescendus à 50 USD/livre(U_3O_8) en décembre 2008. Les indicateurs de prix à long terme ont baissé d'environ 95 USD/livre(U_3O_8) à la mi-2007 à environ 70 USD/livre(U_3O_8) en décembre 2008.

Comme indiqué au chapitre 3, le coût de l'oxyde d'uranium U_3O_8 (minerai concentré) ne représente que 5 % du coût total de production d'électricité d'une centrale nucléaire, de sorte qu'une augmentation des prix de l'uranium n'a qu'une influence directe limitée sur le coût de l'électricité produite.

Un marché bien établi et effectif existe pour les différents services en amont du cycle du combustible. Selon l'AIEA, 13 usines d'enrichissement d'uranium de taille industrielle fonctionnent actuellement dans le monde²⁰, et 40 usines de fabrication de combustible²¹. La plupart de ces activités font l'objet de contrats à long terme. Sur les marchés au comptant, elles jouent un rôle bien plus limité.

20. Situées en Allemagne, Chine, États-Unis, France, Japon, Pakistan, Pays-Bas, Royaume-Uni et Russie.

21. Situées en Allemagne, Argentine, Belgique, Brésil, Canada, Chine, Corée, Espagne, États-Unis, France, Inde, Japon, Kazakhstan, Pakistan, Roumanie, Royaume-Uni, Russie et Suède.

6.3.3 Coûts du carbone

La plupart des pays de l'OCDE ont mis en place divers systèmes de subventions qui jouent un rôle compensateur pour les technologies non émettrices, en particulier pour les énergies renouvelables. Dans l'Union européenne (UE), les prix ou les coûts du CO₂ sont fixés depuis l'introduction du Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) en 2005. Il existe également des cas d'investisseurs dans d'autres pays de l'OCDE, par exemple aux États-Unis, qui tiennent compte d'un prix du carbone dans leurs décisions d'investissement, en espérant que ce prix ressortira dans le futur.

Les prix du CO₂ du SCEQE ont fluctué entre 10 et 40 USD/tonne²², reflétant une forte incertitude découlant de l'incertitude réglementaire et des problèmes de départ liés au lancement du système, mais aussi la concurrence entre le gaz et le charbon en fonction de leurs prix relatifs. Cette étude a retenu un coût de référence de 30 USD/tonne de CO₂ pour tous les pays de l'OCDE.

L'incertitude entourant les politiques climatiques constitue l'un des plus grands facteurs de risque auxquels doivent actuellement faire face les investisseurs dans le secteur de l'énergie. Ces politiques peuvent avoir un impact significatif sur les coûts de production de l'électricité des différentes options. Il s'agit d'un effet intentionnel, puisqu'une politique climatique vise principalement à modifier la façon dont les centrales sont exploitées et les choix technologiques qui sont faits. En particulier, si des réductions ambitieuses des émissions de carbone doivent être obtenues à l'échelle mondiale, le secteur de l'énergie pourrait avoir à être rapidement décarboné dans de nombreuses régions. L'incertitude entourant les futures politiques climatiques crée de fait une incertitude considérable sur les coûts de production des différentes options. Les décisions d'investissement dans la production d'électricité dans un environnement d'incertitudes liées aux politiques climatiques sont analysées dans de plus amples détails au chapitre 9 consacré aux coûts moyens actualisés dans le contexte du fonctionnement des marchés réels de l'électricité.

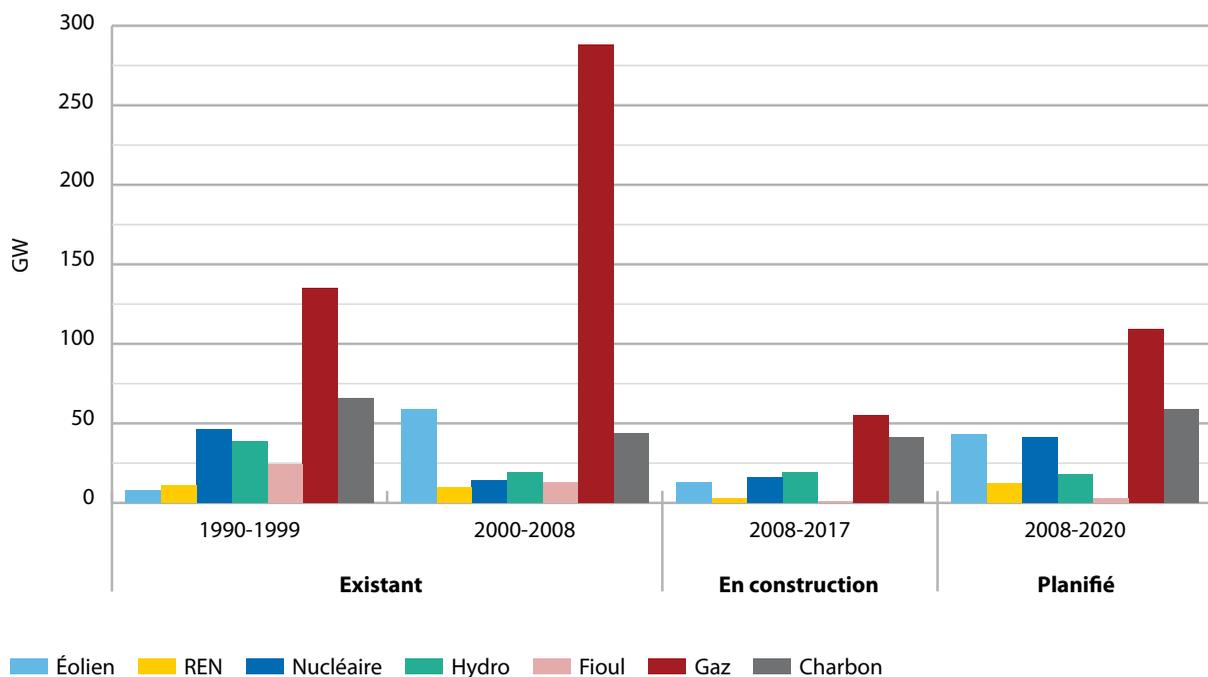
Une taxe sur les émissions de CO₂ et un prix résultant d'un plafonnement quantitatif de ces émissions peuvent dans certaines conditions, comme l'allocation gratuite de quotas, avoir un impact différent sur les investisseurs. Une taxe peut être directement prise en compte par les investisseurs qui peuvent faire leurs propres choix d'exploitation et d'investissement en conséquence. Si la taxe est le résultat d'un calcul fiable des coûts externes liés aux émissions de CO₂, elle entraînera une internalisation optimale de ces coûts. Par contre, il existera une incertitude sur les volumes de réduction de CO₂ atteints. Si les politiques ont un objectif quantitatif d'émissions de CO₂ acceptables dans l'atmosphère, par exemple 450 ppm, un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission entraînera une incertitude sur le prix de la réduction de ces émissions. Les investisseurs devront analyser les facteurs fondamentaux déterminant le prix des émissions de CO₂ dans le futur afin de formuler des prévisions de prix du CO₂ pour prendre leurs décisions. Ils se trouvent dans une position idéale pour analyser et comprendre les règles du marché si celui-ci est transparent et concurrentiel. La seule incertitude difficile à gérer concerne l'incertitude politique entourant les exigences réelles de réduction. Plus les décisions en matière de politique d'atténuation des effets du changement climatique pourront être prises tôt et plus les certitudes réglementaires seront grandes, moins les investissements dans de nouvelles capacités de production d'électricité seront risqués pour les investisseurs. Cette perception apparaît clairement dans une étude de l'AIE qui analyse les implications des incertitudes des politiques climatiques sur le comportement des investisseurs dans le secteur de l'énergie. Ces incertitudes se révèlent affaiblir et différer les volontés d'investissement dans les technologies à faible intensité de carbone. Un régime du carbone stable pendant au moins 10 à 15 ans est nécessaire pour induire des investissements plus propres dans la production d'électricité. Bien entendu, les incertitudes politiques réduisent et diffèrent les investissements dans toutes les technologies, car les investisseurs peuvent préférer attendre et obtenir plus d'éclaircissements avant de s'engager

22. En réalité, entre 0,03 et 34,35 EUR, bien que les prix n'aient chuté en dessous de 10 USD qu'à la fin de la période de transition.

dans une technologie particulière. En outre, les décideurs souhaiteraient voir des décisions politiques stables quel que soit le sujet, et pas seulement en matière de carbone. Réduire les risques signifie également réduire les coûts.

Jusqu'ici, la tarification du carbone n'a pas réussi à avoir un impact sur les décisions d'investissement dans le secteur de l'énergie. En pratique, dans la zone OCDE, les centrales CCGT ont dominé la scène des nouvelles capacités de production depuis le début des années 90. La seule autre source importante d'augmentation de la capacité installée au cours de la dernière décennie a été l'énergie éolienne, notamment en Europe. Les nouveaux projets de production d'électricité au charbon dans les pays de l'OCDE rencontrent une résistance considérable pour des raisons liées à la protection de l'environnement, et leur rentabilité économique dépend fortement des politiques environnementales. Les projets d'augmentation de capacité de la filière charbon n'atteignent généralement pas le stade de la construction, ou quand ils l'atteignent ne se traduisent pas par une augmentation nette de la capacité de production d'électricité à partir du charbon. Ce schéma est typique de nombreux pays de l'OCDE où les nouvelles capacités à court terme passent par les centrales au gaz (en construction), alors que les augmentations de capacité planifiées sont basées sur le charbon. Enfin, ce que d'aucuns appellent la renaissance nucléaire ne s'est pas encore matérialisé dans la zone OCDE, en dehors de l'Asie. La figure 6.30 présente les augmentations de capacité de production d'électricité dans les pays de l'OCDE.

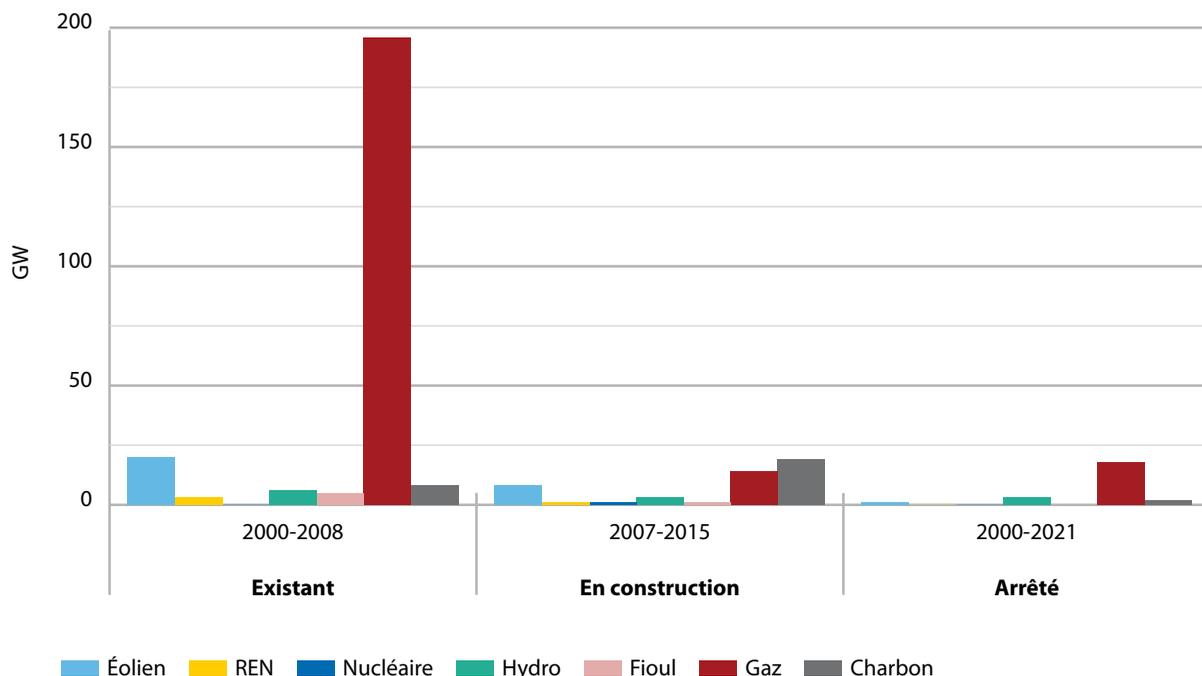
Figure 6.30 : Évolutions de la capacité installée dans la zone OCDE (GW)



Source : Platts, 2008.

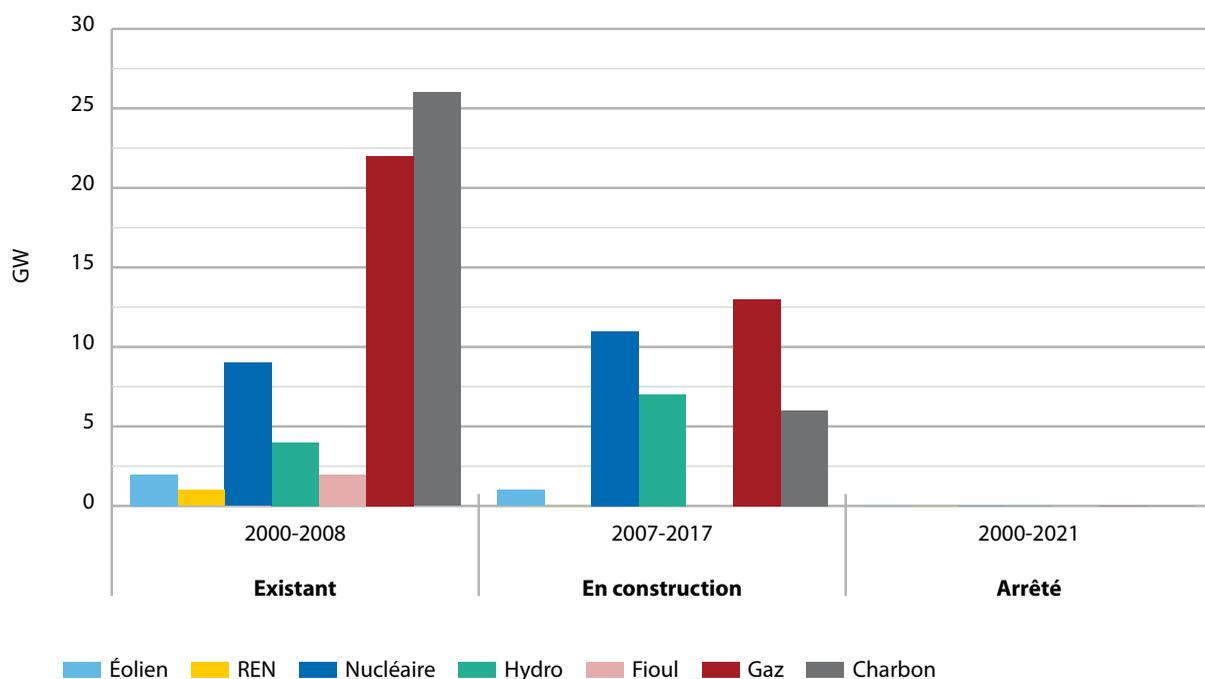
Dans les années 80 et 90, la tendance dominante a d'abord été de s'éloigner de la production d'électricité au fioul. Dans les années 80, l'énergie nucléaire a constitué l'option la plus souvent choisie. Au cours des années 90, cela a été le tour du gaz, le charbon jouant également un rôle important dans cette décennie. Depuis l'an 2000, les tendances ont évolué, avec un afflux très marqué de la production d'électricité au gaz, principalement du fait de centrales CCGT. Les trois quarts des nouvelles centrales au gaz dans la zone OCDE ont été construites aux États-Unis.

Figure 6.31 : Évolutions de la capacité installée dans la région OCDE Amérique du Nord (GW)



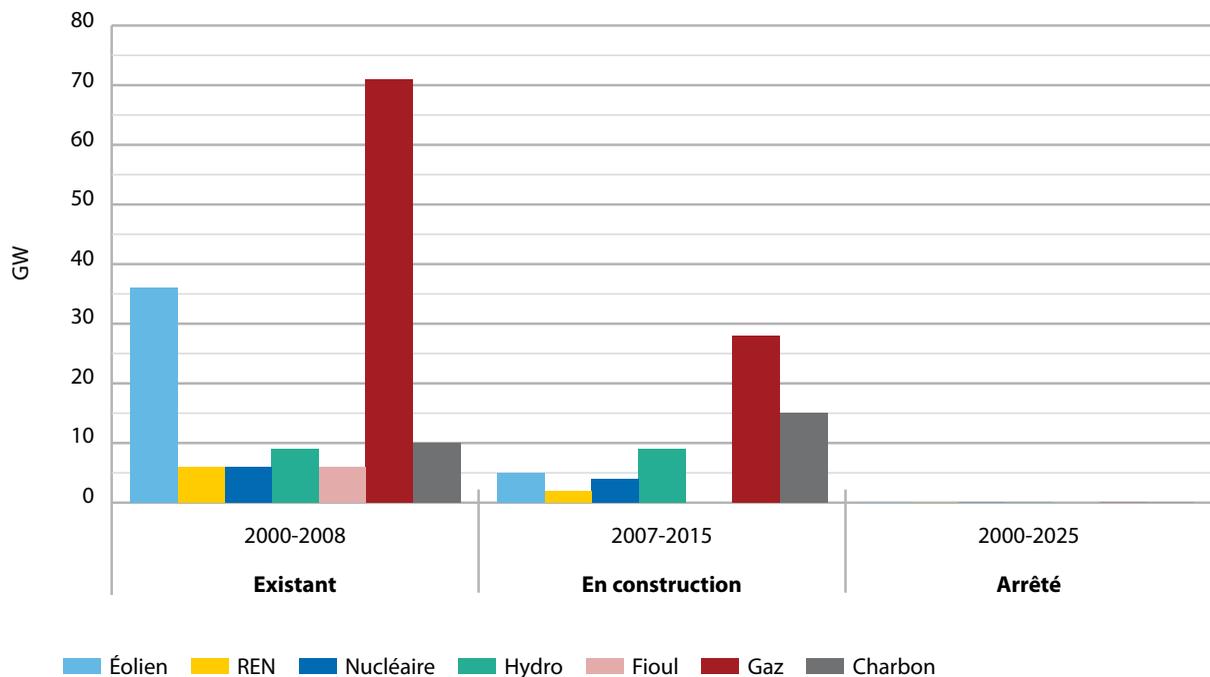
La majeure partie de l'augmentation de capacité des filières charbon et nucléaire a concerné la région OCDE Asie-Pacifique (figure 6.32).

Figure 6.32 : Évolutions de la capacité installée dans la région OCDE Asie-Pacifique (GW)



Enfin, particulièrement dans la région OCDE Europe, des normes environnementales plus strictes, se reflétant notamment sur le prix du carbone, couplées à des prix plus élevés des combustibles fossiles, ont contribué à la réduction du coût relatif des énergies renouvelables. Les sources d'énergie renouvelables se multiplient dans la plupart des pays de l'OCDE et dans de nombreux pays non membres. Toutefois, ce développement rapide est généralement sous-tendu par un soutien direct prenant la forme de tarifications incitatives, de primes et d'obligations d'achat plutôt que par la pénalité imposée par l'internalisation des coûts des émissions de CO₂. Là où elle s'applique, cette pénalité n'a pas été pour le moment le facteur le plus déterminant des nouveaux investissements dans les énergies renouvelables. (On notera que les faibles durées de construction des technologies renouvelables, en particulier de l'éolien, tendent à signifier que la probable contribution future de ces technologies, telle que l'indique la section « en construction » de ces graphiques, est sous-estimée.)

Figure 6.33 : Évolutions de la capacité installée dans la région OCDE Europe (GW)



L'expérience des premières phases du SCEQE fournit certaines indications sur la façon dont la mise en place d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission affecte les investissements. Dans la première phase, les réductions de CO₂ nécessaires pour que le secteur de l'énergie respecte les engagements des gouvernements ont été principalement obtenues par un passage du charbon au gaz dans des installations existantes. Bien que la substitution des sources d'énergie dans le secteur de l'électricité ait constitué la forme dominante de réduction des émissions induite par le SCEQE, d'autres formes de réduction sont également apparues au cours de la période d'adaptation, par exemple des améliorations de l'efficacité énergétique de centrales existantes. L'électricité éolienne s'est également considérablement développée. Dans le même temps, d'importants projets d'extension de centrales au charbon sont apparus, en réponse à l'augmentation des prix du gaz. Sur la base de cette expérience, le SCEQE a été perçu comme ayant principalement modifié le schéma d'exploitation de centrales existantes.

Plusieurs raisons expliquant cet effet relativement marginal ont été mises en avant. Tout d'abord, prendre des engagements sur les réductions de CO₂ uniquement jusqu'en 2012 a été jugé trop court par les investisseurs intéressés par des options plus propres (en outre, la phase I n'a duré que trois ans : 2005-2007). L'allocation gratuite de crédits d'émission dans les premières phases (« droits acquis ») a également fait prendre conscience aux producteurs qu'il était possible d'influencer les plans nationaux d'allocation à leur avantage. Néanmoins, le signe politique clair concernant l'extension et le renforcement du SCEQE et le signal sur les prix ont renforcé les certitudes des investisseurs au cours des dernières années de la phase d'adaptation et des premières années de la deuxième phase. De plus, l'expérience du SCEQE a montré que les règles d'allocation et le prix du CO₂ ne sont pas les seuls facteurs ayant une influence sur les décisions d'investissement et d'exploitation²³. Des facteurs économiques tels que les charges en capital et les prix prévisionnels des combustibles sont également importants, tout comme les considérations stratégiques liées à l'optimisation du portefeuille, les exigences d'implantation locale et d'obtention de licence, et les mécanismes de soutien favorisant certaines technologies. En outre, la première période d'échange du SCEQE a connu de grandes variations des charges en capital des centrales et des prix des combustibles fossiles, mais aussi des prix de l'électricité. Les révisions des projets d'investissement coïncidant avec le début du SCEQE peuvent ainsi refléter d'autres facteurs que les prix du CO₂ ou les effets de l'allocation de quotas.

Avec l'accord européen de prolonger le SCEQE au-delà de 2012 sur la base de la vente aux enchères des droits d'émission du secteur de l'énergie dans un cadre mieux harmonisé, un signal beaucoup plus clair est envoyé aux investisseurs. Certaines indications de ce changement de signal sont même observées avant même la matérialisation de l'accord par une législation détaillée pleinement acceptée. Plusieurs projets planifiés de centrales au charbon ont été abandonnés, alors que d'autres projets de centrales au charbon à la pointe de la technique progressent. Les investisseurs affichent un grand intérêt pour l'énergie nucléaire dans les pays où elle est envisageable, en prolongeant les durées de vie ou en évitant une fermeture précoce de centrales nucléaires, mais aussi en jouant de leur influence pour ouvrir le débat sur le nucléaire dans plusieurs pays où il a été jusqu'ici exclu.

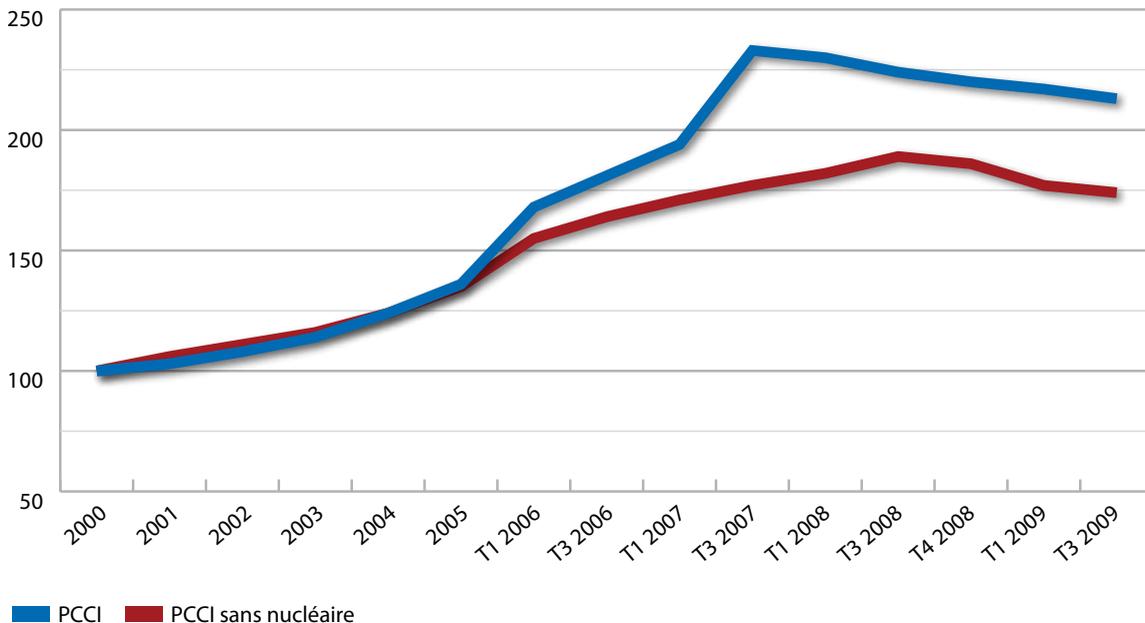
Avec la confirmation de la poursuite du SCEQE, et des objectifs fermes en matière de réduction des émissions de CO₂, les investisseurs disposent d'une capacité accrue pour analyser l'offre et la demande d'électricité, en prenant en compte les restrictions liées au CO₂. Les plus grandes incertitudes politiques qui continuent de peser sur les investisseurs dans l'UE sont liées aux autres instruments d'atténuation des effets du changement climatique que l'UE a décidé d'utiliser. Un objectif d'efficacité énergétique se traduisant par 20 % de réduction de la consommation d'électricité en 2020 par rapport au scénario de référence a été décidé, de même qu'un objectif de réduction de 20 % des émissions de CO₂ en 2020. La réussite de ces efforts aura une grande influence sur le besoin et le type des nouvelles capacités de production. Par exemple, si les politiques d'efficacité énergétique arrivent mieux à réduire la charge de base que les pointes de consommation, un plus grand nombre de centrales de pointe pourrait s'avérer nécessaire. L'UE s'est également engagée sur un objectif de 20 % d'énergies renouvelables en 2020. Cet objectif peut avoir un effet encore plus grand sur les besoins d'investissement dans les technologies non renouvelables. Il existe une incertitude sur la part de l'objectif d'énergies renouvelables qui sera atteinte par le secteur de l'énergie et les autres secteurs, tout comme il en existe une concernant l'atteinte globale de cet objectif. Néanmoins, la part de la production d'électricité par les technologies renouvelables non hydroélectriques devrait augmenter nettement pour que cet objectif soit respecté. Puisque l'objectif de part d'énergies renouvelables est destiné à être respecté par des incitations spéciales, au moins dans la phase initiale, l'augmentation de la part d'électricité produite par des énergies renouvelables non émettrices de CO₂ rendra les contraintes liées au CO₂ moins fortes et aura donc tendance à faire baisser le prix des permis d'émission de CO₂. Analyser les règles de base dans un marché sur lequel pèsent des incertitudes politiques considérables en matière de demande et d'énergies renouvelables ne fera qu'accroître les risques pour les investisseurs.

23. Voir Ellerman et coll. (2010), *Pricing Carbon: The European Union Emissions Trading Scheme*, Cambridge University Press, Royaume-Uni.

6.3.4 Coûts et délais de construction

Les incertitudes pesant sur les variations des coûts des matériaux et de l'ingénierie, la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée et la dynamique de l'offre et de la demande du marché de l'électricité compliquent la tâche de prévision de l'évolution des coûts de construction d'une centrale. Dans l'ensemble, les tendances récentes laissent apparaître une augmentation marquée des coûts des centrales depuis le milieu de la décennie, en raison de la hausse des prix des hydrocarbures, des marchandises et des matériaux. Même si les prix plus élevés des matériaux ont entraîné une augmentation globalement similaire des coûts de production de toutes les technologies, la marge concurrentielle des technologies à forte intensité de capital, en particulier du nucléaire et de l'éolien, a été particulièrement affectée. Cette trajectoire inflationniste s'est inversée après avoir atteint un pic en août 2008, comme le montre la figure 6.34 qui retrace l'évolution mensuelle de l'indice du coût du capital du secteur de l'électricité (PCCI) du cabinet IHS CERA, un indice composite basé sur la somme pondérée des coûts de construction des centrales nucléaires, au gaz, au charbon et éoliennes, indexés sur l'année 2000.

Figure 6.34 : Indice du coût du capital du secteur de l'électricité (PCCI) du cabinet IHS CERA



Source : indice PCCI (Power Capital Costs Index) du cabinet IHS CERA, juillet 2009.

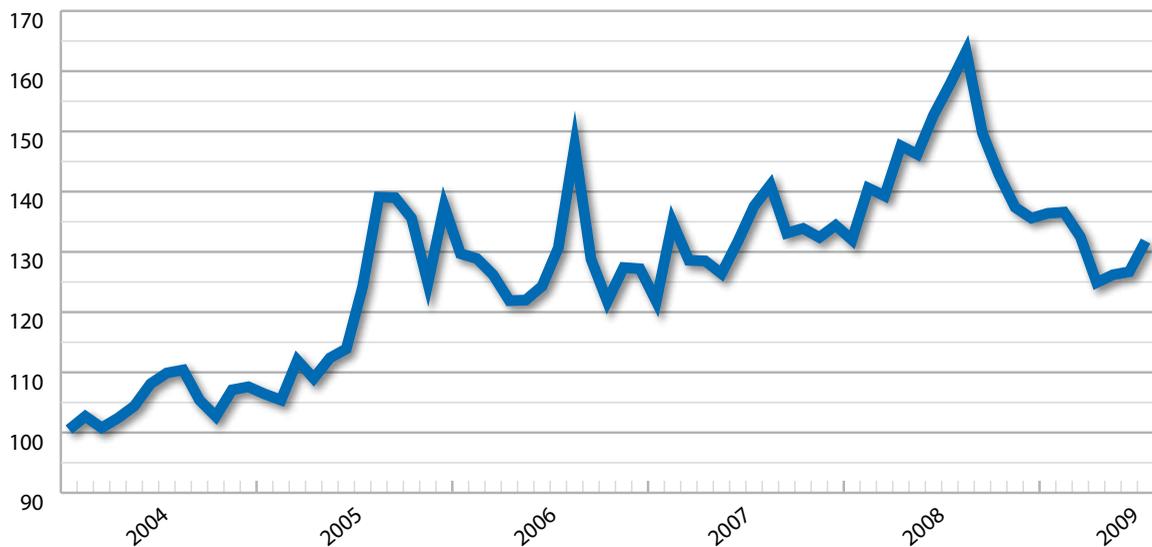
Selon l'indice PCCI du cabinet IHS CERA, qui suit les coûts des centrales au charbon, au gaz, nucléaires et éoliennes en Amérique du Nord, les coûts de construction ont augmenté de 217 % entre 2000 et le début de 2009 (IHS CERA, 2009). Ces augmentations ne sont pas uniformes pour tous les types de centrales, mais affectent tout particulièrement celles à forte intensité de capital comme le charbon, le nucléaire et l'éolien. Que les coûts des centrales demeurent élevés ou non reste une question ouverte. Au premier trimestre 2009, l'IHS CERA indique une chute de 6 % des coûts d'investissement des centrales au charbon, principalement liée à une diminution des coûts de la main-d'œuvre et des équipements auxiliaires.

Depuis le premier trimestre 2008, la baisse des coûts de construction a été largement limitée aux centrales nucléaires, mais au dernier trimestre 2008 et en 2009, la tendance à la baisse s'est propagée aux centrales non nucléaires, principalement en raison d'une chute des prix de l'acier, du cuivre et des hydrocarbures. Cette baisse a été amplifiée par la détente constatée sur l'offre et la demande d'électricité, car avec la récession économique, les besoins de l'industrie ont baissé.

En dehors des règles du marché de l'électricité, un fort potentiel de poursuite de la réduction des coûts de construction vient de l'utilisation de conceptions standardisées, de la construction de centrales identiques en série et de sites multi-unités, et de la réduction des délais de construction. Ces mesures induisent des économies, principalement en évitant une grande part des efforts de têtes de série (*First-of-a-kind*, FOAK), et en permettant des gains d'efficacité qui offrent des opportunités de réduction du coût moyen du capital par unité de capacité installée.

Même si la tendance de baisse des coûts des matériaux va probablement se poursuivre à court terme, on peut s'attendre à moyen et à long terme à une reprise économique qui stimulera la demande d'électricité et les commandes de nouveaux projets, exerçant à nouveau des pressions haussières sur les coûts de construction des centrales. L'indice des prix à la production de l'électricité (PPI) de l'US Bureau of Labour suggère déjà un léger retournement de la demande, avec une augmentation correspondante des prix à la production après un creux atteint en avril 2009 (voir la figure 6.35).

Figure 6.35 : Indice des prix à la production de l'électricité



Source : statistiques de l'US Bureau of Labour.

En plus de la multiplicité des facteurs influençant l'évolution des coûts de construction, la prévision des coûts des nouveaux projets est encore compliquée par la diversité des pratiques industrielles, avec les différences de coûts qui s'ensuivent entre les contrats à forfait, les projets clés en main (à prix fixe) et les autres contrats d'ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction (IAGC) caractérisés par des accords de répartition des risques plus flexibles. Il n'est donc pas surprenant que pour toutes les technologies de production d'électricité examinées dans cette étude, les données recueillies indiquent une grande variation des projections de coûts de construction, en raison des différences spécifiques des pays portant sur les principaux facteurs de coût.

Les investissements dans la production d'électricité sont non seulement fortement capitalistiques, mais se caractérisent aussi par de longs délais de construction, ce qui augmente le risque de dépassement des coûts de construction. Provoqués par différents facteurs allant de la mauvaise gestion d'un projet à l'opposition locale à un site particulier et entraînant des délais voire des annulations, les retards de construction exposent les projets électriques au risque de toute une variété de coûts supplémentaires qui, dans la plupart des cas, échappent au contrôle

de l'équipe de gestion de projet. Parmi ces risques, on citera : l'augmentation globale des intérêts intercalaires (II), car les frais financiers devront être capitalisés sur une plus longue période ; la hausse potentielle des prix des équipements, des matériaux et de la main-d'œuvre ; l'obsolescence des technologies ; et les nouvelles exigences réglementaires. Par opposition, une durée de construction plus courte réduit les II et permet un encaissement plus précoce résultant de l'exploitation de la centrale, améliorant ainsi la rentabilité d'un projet.

On notera que la présente étude calcule les coûts moyens actualisés de l'électricité sur l'hypothèse d'une distribution uniforme des coûts de construction sur les durées de construction spécifiques des différentes technologies, sept ans pour le nucléaire, quatre pour le charbon, deux pour le gaz, et un pour l'éolien et le solaire. Une analyse distincte a été réalisée pour vérifier l'impact de différents calendriers de répartition des coûts sur le LCOE, en prenant l'exemple de l'énergie nucléaire, qui constitue l'étude de cas la plus intéressante en raison de ses délais de mise en œuvre plus longs. L'hypothèse du cas médian d'une répartition uniforme des coûts a été comparée à un calendrier « à pic central » (avec un pic de 50 % des coûts de construction supportés au milieu de la période de construction), un calendrier « anticipé » (avec le pic de 50 % tombant la première année), et un calendrier « différé » (avec un pic de répartition des coûts reporté jusqu'à la dernière année).

Quand les intérêts intercalaires appliqués aux coûts de construction de base sont calculés à un taux d'actualisation de 5 %, l'impact des différents calendriers de construction est très limité (la variation correspondante du LCOE se situant dans la fourchette 0,1-4 %). Par contre, à un taux d'actualisation de 10 %, le LCOE a tendance à être plus sensible aux différents calendriers de répartition des coûts de construction. Alors que la différence entre les calendriers « uniforme » et « à pic central » reste insignifiante, le calendrier « anticipé » et ses dépenses groupées au début augmente le LCOE de 12 %, et le calendrier « différé » et ses dépenses groupées à la fin le diminue de 11 %. Par conséquent, dans un marché se caractérisant par un taux d'actualisation élevé, obtenir un calendrier de répartition des coûts de construction approprié peut offrir l'opportunité d'importantes réductions des coûts des technologies à forte intensité de capital avec de longs délais de construction comme l'énergie nucléaire.

6.3.5 Facteur de charge et durée de vie

Le facteur de charge d'une centrale désigne le rapport entre l'énergie électrique produite par la centrale et le maximum théorique qui pourrait être produit par un fonctionnement de la centrale de façon ininterrompue. Ainsi, un facteur de charge moyen sur la durée de vie équivaldrait à la moyenne de la production totale d'une centrale sur sa durée de vie divisée par la production maximale possible de cette centrale. Pour les centrales nucléaires et à combustible fossile, le facteur de charge est déterminé par l'indisponibilité planifiée liée au temps d'immobilisation pour maintenance et renouvellement du combustible, aux arrêts non programmés dus aux défaillances de l'équipement et aux arrêts imposés quand l'électricité de la centrale n'est pas distribuée. En supposant une production d'électricité en base, cette étude applique un facteur de charge générique de 85 % dans le calcul des coûts moyens actualisés sur la durée de vie pour les centrales nucléaires, au gaz et au charbon, pour pouvoir comparer le coût relatif d'un kWh produit par ces différentes technologies. Comme pour les sources d'énergie renouvelables telles que l'éolien ou le solaire la production est influencée non seulement par les facteurs susmentionnés, mais aussi par la disponibilité, spécifique du site, du vent et de l'ensoleillement, les calculs de coût se sont appuyés sur les facteurs de charge spécifiques des pays recueillis dans les questionnaires.

Le facteur de charge définit la quantité d'électricité produite par unité de capacité de production qui générera des revenus permettant de couvrir les charges de capital et les coûts d'exploitation d'une centrale. D'un côté, une augmentation du facteur de charge offre l'opportunité de récupérer plus rapidement les charges fixes de capital en augmentant la production. D'un autre côté, les coûts variables de combustible et d'exploitation et de maintenance (E&M) évoluent également avec une variation du facteur de charge.

On notera que les facteurs de charge *sur la durée de vie* et les facteurs de charge *annuels* moyens peuvent différer et diffèrent effectivement dans la pratique. Similairement, il faut tenir compte du fait que même si le gaz est considéré comme une technologie de base aux fins de cette étude, dans la pratique les centrales au gaz tendent à être exploitées en charge intermédiaire et en charge de pointe, et affichent donc des facteurs de charge sensiblement plus bas que ceux des centrales nucléaires et au charbon. En outre, dans les réseaux avec une forte pénétration d'énergies renouvelables variables, pour lesquels le gaz constitue une capacité de production de réserve, les facteurs de charge sont encore plus bas. Selon les résultats de l'analyse de sensibilité ci-dessus, les coûts de l'électricité produite au gaz en sont augmentés, mais dans une moindre mesure par rapport aux autres technologies. En raison de la combinaison de facteurs techniques et économiques, le gaz constitue la technologie de réserve la plus probable quand l'hydroélectricité est indisponible ou déjà totalement exploitée. Une brève discussion des facteurs de charge annuels et sur la durée de vie des différentes technologies est intégrée au chapitre 3.

Dans l'industrie de l'électricité, la durée de vie économique des actifs est typiquement longue, souvent supérieure à 50 ans. Les propriétaires comptent sur cette période pour récupérer leur investissement et obtenir une rentabilité appropriée. Sur la base des caractéristiques techniques des *nouvelles* centrales, les durées de vie retenues pour les différentes technologies sont de 60 ans pour le nucléaire, 40 pour le charbon et les centrales géothermiques, 30 pour le gaz, 25 pour l'éolien et le solaire, et 20 pour les centrales houlomotrices et marémotrices.

Comme indiqué précédemment, une question essentielle à cet égard concerne l'impact d'un arrêt définitif précoce d'une centrale si, par exemple, des lois environnementales plus contraignantes sont adoptées dans le contexte des négociations sur le changement climatique. Si les coûts d'exploitation augmentent davantage que prévu suite à l'accroissement des coûts de combustible ou des charges liées aux émissions de CO₂, les centrales thermiques plus vieilles et moins efficaces perdront leur compétitivité et devront être mises sous cocon ou déclassées plus tôt²⁴.

24. Le WEO 2009 montre que dans un monde où pèsent de fortes contraintes sur le carbone (scénario 450-ppm), des centrales au charbon correspondant à une puissance supplémentaire de 585 GW sont mises sous cocon ou arrêtées prématurément, principalement à cause de l'augmentation des prix du CO₂, ce qui va au-delà des 450 GW retirés dans le scénario de référence. Cela équivaut à près des trois quarts de la totalité de la capacité actuellement installée.

Intégration au réseau des sources d'énergie renouvelables variables

7.1 Introduction

Ce chapitre étudie l'impact sur les réseaux d'électricité de l'intégration de sources d'énergie renouvelables variables comme l'énergie éolienne. Les technologies renouvelables variables exploitent des ressources naturelles qui ne sont pas constantes et donc pas totalement prévisibles. Ces technologies seront dorénavant désignées ERvar. Les ERvar englobent également la production d'électricité solaire photovoltaïque et solaire thermique (cette dernière étant aussi désignée énergie solaire à concentration ou CSP), l'énergie marémotrice, l'énergie houlomotrice, et la production hydroélectrique au fil de l'eau. Bien que pour des raisons de concision cette dernière technologie ne soit pas abordée dans la présente étude, de nombreux aspects étudiés ici s'y appliquent dans une plus ou moins grande mesure.

Toutes les énergies renouvelables ne sont pas forcément variables. La géothermie, la biomasse et l'hydroélectricité à réservoir constituent des formes d'énergie renouvelable dispatchable. La production d'électricité solaire thermique (STEG) comportera de plus en plus un stockage thermique intégré pour combler l'absence de production nocturne, ce qui réduira sensiblement le facteur de variabilité, mais au détriment de l'augmentation des coûts d'investissement et donc du coût de production.

Ce chapitre est centré sur la compensation de parts importantes d'énergie éolienne sur une échelle de temps qui peut varier de plusieurs secondes à plusieurs jours. La fin du chapitre est consacrée à une brève discussion sur la contribution de l'énergie éolienne à l'adaptabilité d'un réseau électrique – sa capacité à répondre à la demande lors des pointes de consommation. La contribution des ERvar à la *sécurité* d'un réseau électrique – sa capacité à supporter des perturbations soudaines et imprévues – n'est pas abordée ici. La plupart des éoliennes modernes disposent de tout un éventail de fonctions de contrôle qui leur permettent d'assurer la stabilité du réseau électrique dans des conditions normales et de défaillance, fonctions liées pour l'essentiel au contrôle de la puissance et de la tension et à la capacité à passer outre les défaillances.

7.2 Variabilité

La variabilité n'est pas nouvelle dans les réseaux d'électricité. La demande fluctue continuellement, tout comme l'offre, encore que dans une moindre mesure. Cependant, une part plus importante d'ERvar entraîne une augmentation de la variabilité cumulée et de l'incertitude enregistrée par un réseau électrique. Si la pénétration des ERvar augmente et aboutit à une variabilité d'amplitude similaire à celle de la demande, des mesures doivent être prises pour assurer la poursuite d'un fonctionnement fiable.

La production des ERvar fluctue à la hausse et à la baisse en fonction de la ressource : vent, couverture nuageuse, pluie, vagues, marée, etc. En particulier quand elle est cumulée sur de larges zones, la production ne passe pas d'une situation de pleine puissance à une autre de puissance nulle, ou *vice versa*, mais elle est plutôt soumise à un gradient d'augmentation ou de diminution quand les conditions climatiques évoluent. La variabilité est mesurée par la vitesse de « changement » – l'augmentation ou la diminution de la production par unité de temps. Les vitesses de changement peuvent parfois être élevées : les éoliennes sont par exemple conçues pour s'arrêter à l'approche d'une tempête, quand une certaine vitesse de vent est atteinte.

Des parts modestes d'ERvar se sont révélées avoir peu ou pas d'impact sur le fonctionnement d'un réseau électrique. Cependant, une plus grande pénétration fait naître de nouveaux défis. Le tableau 7.1 rassemble les valeurs nationales de pénétration de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques à la fin de l'année 2008.

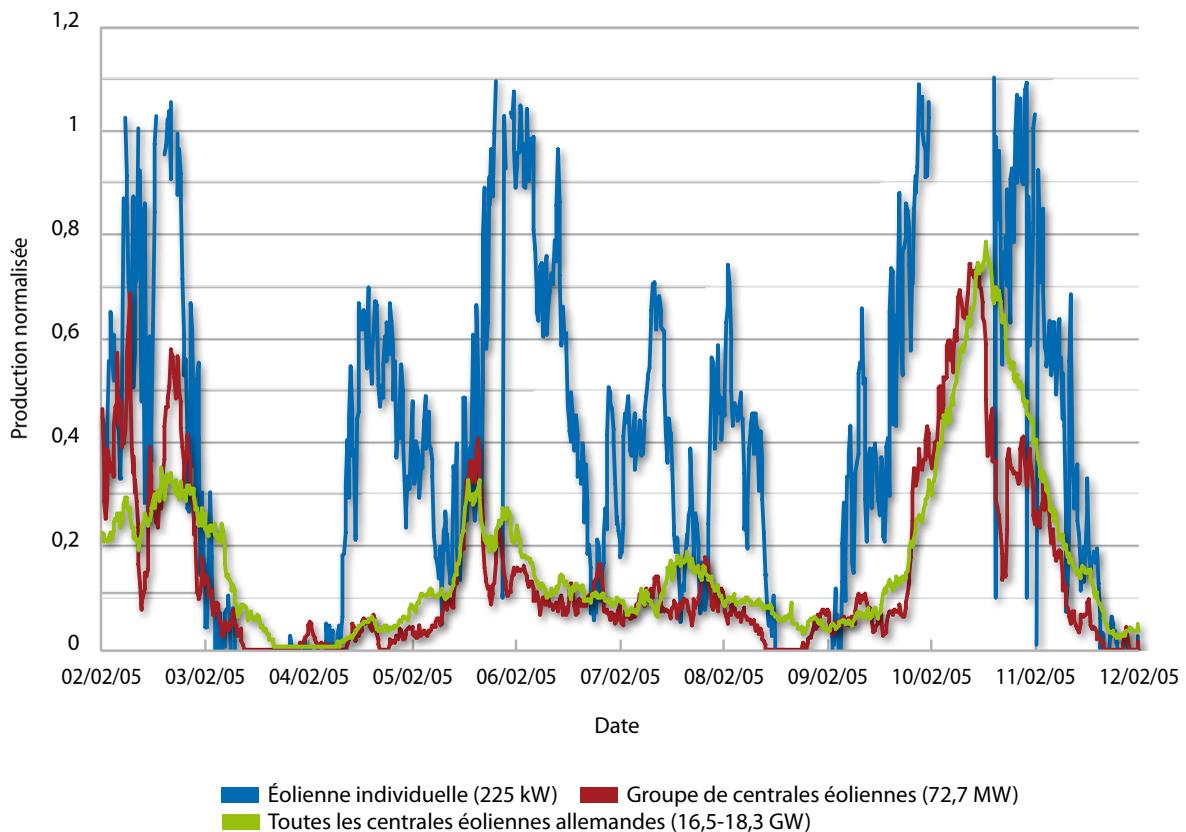
Pays	TWh d'électricité éolienne en 2008	Pourcentage de la production totale d'électricité 2008
Allemagne	40	6,5
Danemark	7	19,3
Espagne	32	11,7
États-Unis	52	1,9
France	6	1,0
Italie	6	2,0
Portugal	6	11,3
Royaume-Uni	7	1,3

7.2.1 Lissage de la variabilité

Les productions des aérogénérateurs individuels d'une centrale éolienne ne sont pas totalement corrélées. De même, la corrélation des productions de centrales éoliennes séparées a tendance à diminuer avec la distance, en particulier sur terre. Si la production de toutes les centrales éoliennes dans une certaine région est considérée en même temps, ce phénomène entraîne un effet de « lissage » qui atténue plus ou moins les maxima et les minima de production. Cela signifie également que la perte soudaine et simultanée de toute l'énergie éolienne d'un réseau électrique – due à une chute de la ressource – ne constitue pas un événement probable. En effet, même si une éolienne isolée peut ne pas produire d'électricité pendant plus de 1 000 heures par an, la production de nombreuses centrales est toujours supérieure à zéro. La façon dont les ERvar sont disséminées ou concentrées entre différentes régions ou à l'intérieur de celles-ci constitue également un facteur important. Par exemple, si toute la capacité éolienne est concentrée dans une seule zone, l'effet de lissage sera limité.

La figure 7.1 illustre l'effet de lissage de la dissémination géographique sur la production de centrales éoliennes en Allemagne. Cette figure présente une période de dix jours de production d'électricité normalisée par a) une éolienne isolée, b) un groupe de centrales éoliennes, et c) toutes les centrales éoliennes allemandes. Alors qu'une éolienne isolée fluctue très rapidement entre une production maximale et nulle, la production allemande cumulée présente un profil bien plus régulier, avec des augmentations et des diminutions plus lentes.

Figure 7.1 : Effet de lissage de la dissémination géographique sur la production d'électricité éolienne en Allemagne
(2-12 février 2005)

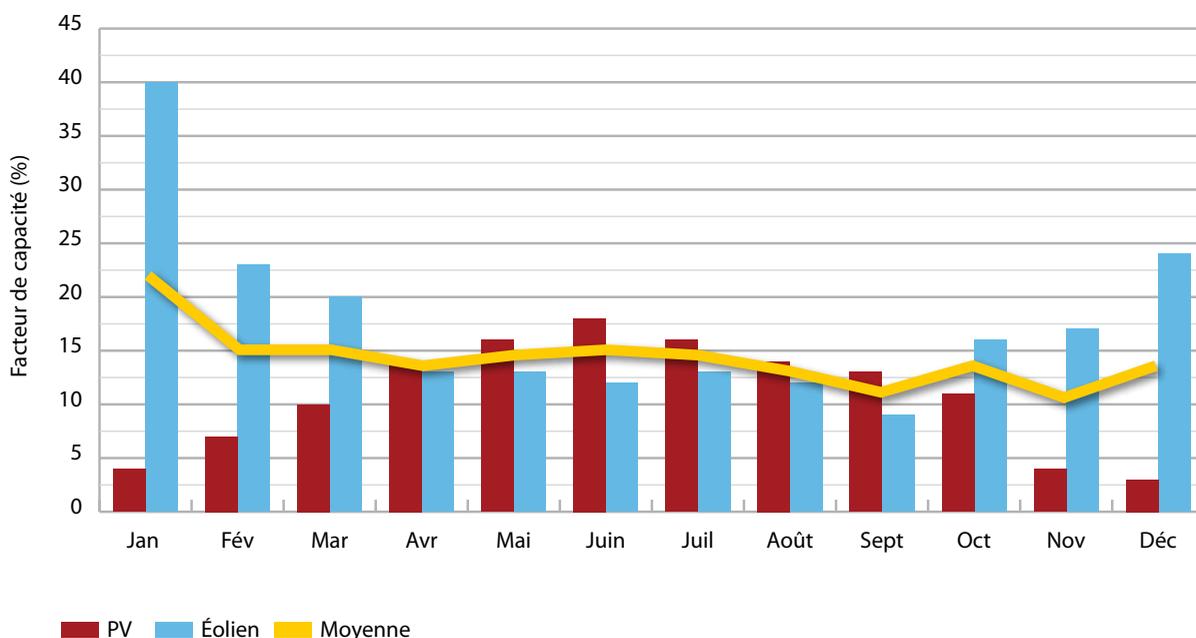


Source : ISET (2006).

L'échelle des zones de compensation et la façon dont les centrales éoliennes sont dispersées sur celles-ci sont donc d'une grande importance. Les effets du paysage sont également essentiels. Les premières expériences de fermes éoliennes en mer suggèrent que les profils de vitesse du vent sont plus uniformes que sur terre, autrement dit qu'une distance donnée entre fermes éoliennes terrestres permettra probablement un « lissage » de leur production cumulée plus important que la même distance entre centrales en mer.

Similairement à la dissémination géographique, la production de différentes technologies variables peut aussi présenter une corrélation négative. La figure 7.2 illustre cette dissémination de technologies dans le cas de l'éolien et du solaire photovoltaïque en Allemagne. Les facteurs de capacité saisonniers se révèlent complémentaires, avec des vents forts en hiver et plus d'ensoleillement en été. Pour que cette dissémination technique permette un lissage significatif, les productions de ces technologies doivent cependant être d'échelle comparable. L'effet de la dissémination technique n'est pas seulement observé à l'échelle saisonnière : au Royaume-Uni par exemple, on a constaté que les séries temporelles de production d'électricité houlomotrice et éolienne présentent une faible corrélation quotidienne.

Figure 7.2 : Facteurs de capacité mensuels de l'éolien et du solaire PV, Allemagne, 2005



Il faut se rappeler d'une mise en garde essentielle dans l'étude de ces effets de lissage : la production cumulée des ERvar doit faire partie d'une seule zone de compensation. Il est sous-entendu qu'une capacité de transport appropriée, non congestionnée existe pour permettre un flux d'électricité non encombré. Si une congestion isole une partie du réseau, les vitesses de changement des ERvar dans les deux parties isolées seront probablement plus prononcées.

7.2.2 Prévisions de la variabilité

Le lissage lié à la dissémination géographique est particulièrement efficace sur des périodes ne dépassant pas une heure. Sur de plus longues périodes, des portefeuilles éoliens même plus fortement dispersés présenteront des fluctuations de production importantes (figure 7.1). La précision des prévisions de la production d'électricité éolienne est essentielle pour réduire l'affectation à l'avance de capacités de réserve, en particulier sur une échelle de temps de plusieurs heures à plusieurs jours avant la répartition.

Les expériences de prévisions montrent que la forme globale de la production d'électricité du lendemain est la plupart du temps prévisible. Cependant, le niveau de précision n'est pas aussi élevé que celui des prévisions de charge. Cette précision s'améliore quand on combine des prévisions sur des zones plus grandes et pour des échéances plus courtes, même si des inexactitudes importantes sont toujours constatées dans l'amplitude et le calendrier de production.

L'augmentation de la précision et la réduction des incertitudes sont importantes pour encourager l'utilisation des prévisions dans l'exploitation d'un réseau électrique. Des prévisions plus fiables faciliteront la planification à l'avance des centrales moins flexibles, réduisant ainsi l'usure des centrales plus flexibles. Les intervalles de mise à jour des prévisions de vent et de charge peuvent avoir des effets importants. Par exemple, la possibilité de modifier la répartition le jour même en fonction d'une prévision mise à jour entraînera une réduction des coûts des réseaux où la répartition de toutes les centrales est fixée la veille, ce qui dans la pratique peut signifier 36 heures avant, et même plus dans des cas extrêmes.

7.3 Flexibilité

En plus des effets de lissage de la dissémination géographique et technique, et une fois que les prévisions auront été affinées et intégrées dans l'exploitation d'un réseau, celui-ci devra toujours améliorer sa flexibilité pour absorber de façon fiable des parts importantes de production d'énergie renouvelable fluctuante. Un système flexible peut à la fois compenser rapidement les périodes de faible production des ERvar par d'autres sources, et absorber de gros surplus quand la demande est faible. Bien que le terme « flexibilité » soit traditionnellement associé aux seules unités sollicitables rapidement, telles que le gaz à circuit ouvert et l'hydroélectricité à réservoir, une définition plus large englobe également la façon dont le réseau transporte, stocke, échange et consomme l'électricité. En d'autres termes, la flexibilité exprime la pleine capacité d'un réseau d'électricité à maintenir des approvisionnements fiables face à des déséquilibres rapides et importants.

Avant de considérer les besoins liés à l'introduction d'une nouvelle centrale ERvar, les besoins en flexibilité du réseau existant doivent être pris en compte. Ceux-ci consistent principalement à compenser les fluctuations de la demande, les erreurs de prévision de la demande, les arrêts soudains de centrales ou de lignes de transport (aléas), et le cas échéant les ERvar existantes sur le réseau. La flexibilité restante peut dans une certaine mesure être considérée comme disponible pour compenser toute variabilité supplémentaire sur le réseau. Il est important de noter que l'utilisation accrue des réserves à des fins de compensation peut avoir des effets importants. Parmi ces effets, on citera la probabilité pour que le réseau soit exploité plus près de ses limites techniques, ainsi que l'usure des centrales provoquée par une hausse et une baisse de la production plus importantes que celles initialement prévues.

Il n'existe actuellement aucune méthode normalisée permettant d'évaluer la flexibilité disponible à solliciter pour compenser la production des ERvar, ni d'évaluer les exigences de flexibilité des ERvar. Ceci s'explique en partie parce que les réseaux d'électricité varient énormément à travers le monde – en termes d'échelle, d'interconnexion, de transport et de distribution, de comportement de la demande, et de règles du marché. Par conséquent, il n'existe pas de solution universelle pour faciliter l'intégration de parts importantes d'énergie renouvelable variable.

7.3.1 Optimisation de l'utilisation des actifs existants

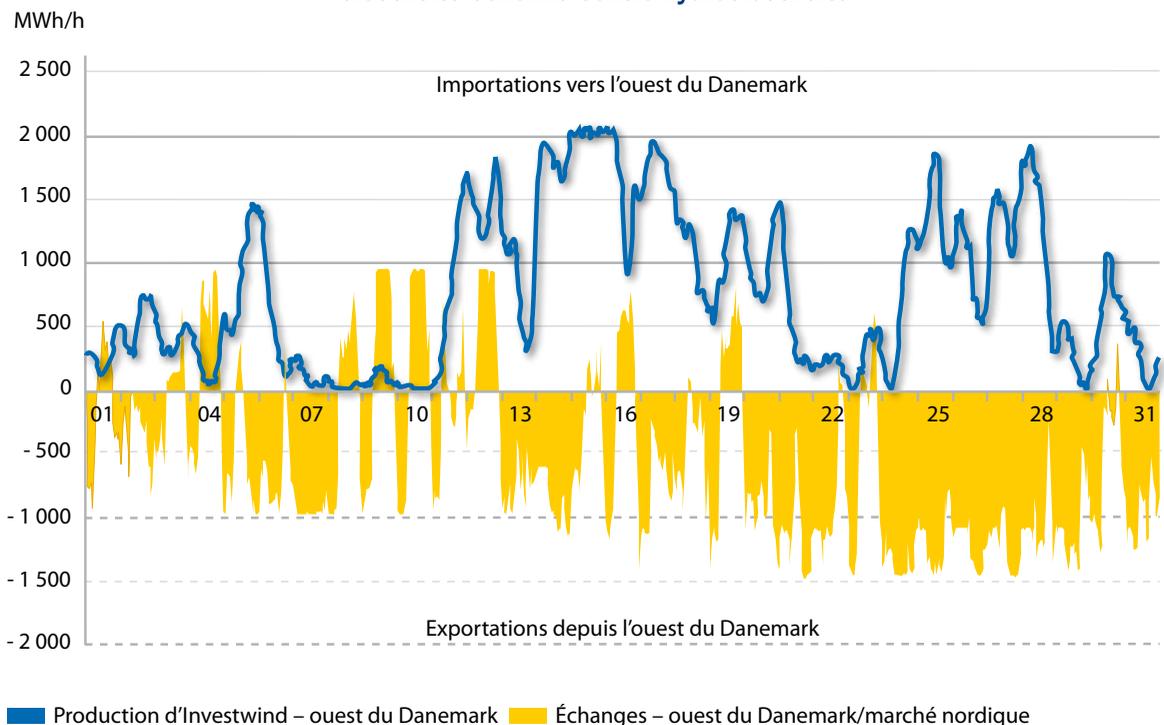
Une analyse récente de l'AIE suggère que lorsqu'une plus grande flexibilité est nécessaire pour compenser la production des ERvar, un certain nombre de mesures opérationnelles doivent être envisagées avant de prendre des décisions d'investissement dans de nouvelles capacités.

Même si ces mesures opérationnelles induisent un certain coût, elles peuvent en substance être considérées comme des mesures d'efficacité : elles optimisent l'utilisation de la flexibilité existante dans le réseau d'électricité et elles permettent une plus grande pénétration des ERvar avec un impact minimal sur la fiabilité du réseau. On retiendra les mesures suivantes :

- *Plus grandes zones de compensation* – pour permettre qu'une zone géographiquement plus grande requière une proportion plus petite de réserves afin de maintenir la fiabilité du réseau, et permettre aux déséquilibres de se déplacer vers les endroits où leur coût de compensation est moins élevé (tout en augmentant les effets de lissage).
- *Modification de la courbe de charge par gestion de la demande* – en déplaçant partiellement la demande de pointe vers les heures creuses.
- *Amélioration des prévisions de production et ajustement de la répartition dans l'heure* – pour permettre une planification plus efficace des réserves flexibles.
- *Intensification du contrôle des actifs de transport et de distribution* – pour augmenter la capacité de transport et réduire les congestions lors de périodes clés et sur des longueurs de ligne critiques.

Un exemple bien connu d'augmentation opérationnelle de la flexibilité nous est donné par le marché nordique de l'électricité qui réunit le Danemark, la Finlande, la Norvège et la Suède. Sur ce marché, les échanges à court terme, un jour à l'avance et au jour le jour sont coordonnés entre les pays pour optimiser l'utilisation des ressources physiques. Cela signifie que si la façon la moins chère de compenser un déséquilibre net d'un réseau provoqué par un changement de vent au Danemark (via le marché de régulation dans l'heure) consiste à ajuster la production d'électricité en Finlande (à une distance d'environ 1 400 km), l'offre est acceptée, en supposant que la capacité de transport disponible est suffisante. Le marché nordique a facilité un développement très important de l'énergie éolienne dans la région, car l'électricité éolienne danoise peut compter sur l'hydroélectricité norvégienne et suédoise pour une éventuelle compensation. La figure 7.3 illustre la valeur de ces échanges internationaux au cours du mois de décembre 2003, période pendant laquelle les flux transfrontaliers ont été très élevés entre l'ouest du Danemark d'une part et la Norvège et la Suède d'autre part.

Figure 7.3 : Échanges d'électricité entre l'ouest du Danemark et la Norvège et la Suède : électricité éolienne contre hydroélectricité



Quand les possibilités d'optimiser l'utilisation de la flexibilité existante sont épuisées, des mesures de *capacités supplémentaires* doivent être prises. Ces mesures peuvent passer par une augmentation de la capacité des centrales flexibles, une augmentation de la capacité de stockage (notamment par l'hydroélectricité à accumulation et les nouveaux concepts de stockage tels que les véhicules électriques), un renforcement et un développement des réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'une meilleure interconnexion entre zones adjacentes.

7.4 Coût de l'intégration des sources d'énergie renouvelables variables

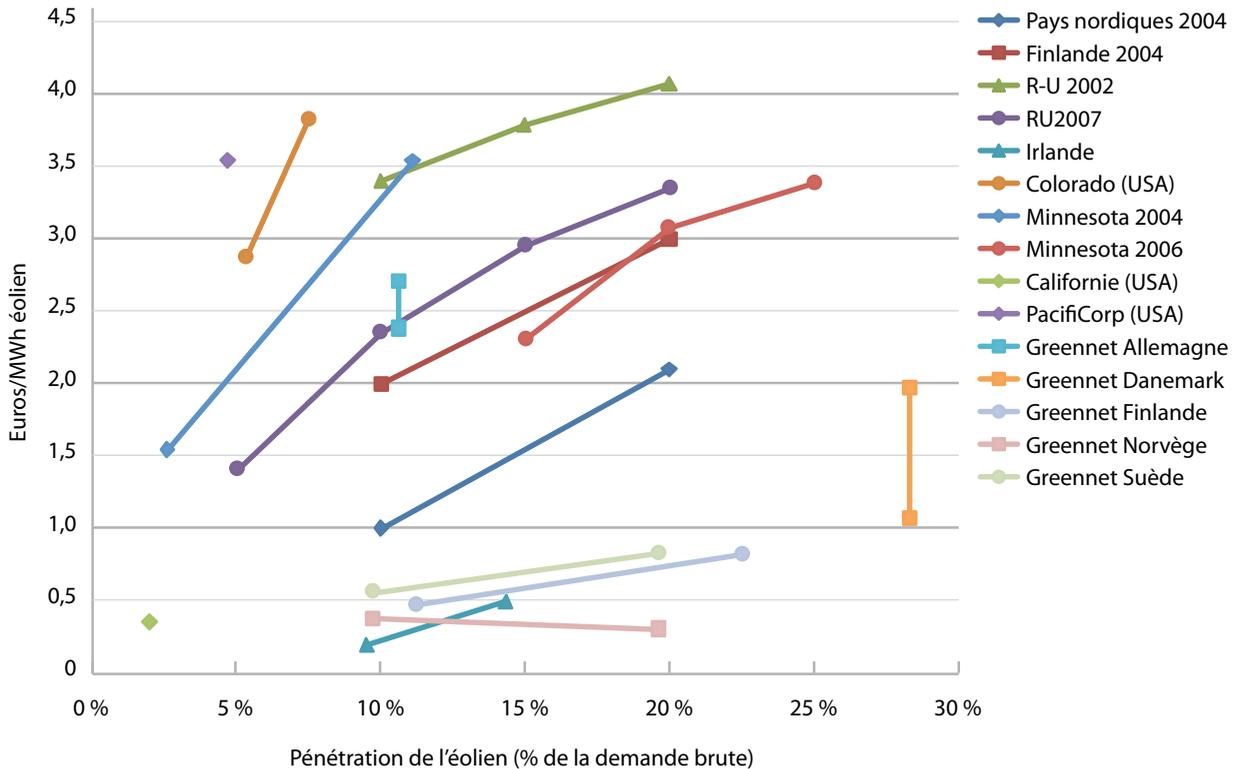
Le coût de l'intégration des ERvar peut être scindé en trois catégories : 1) le coût de la compensation au jour le jour des baisses de production planifiées et non planifiées, 2) l'investissement dans les capacités flexibles complémentaires nécessaires pour répondre aux pointes de consommation à des niveaux de fiabilité acceptables, et 3) l'investissement dans les capacités de transport supplémentaires pour relier la ressource au réseau et renforcer ce dernier. Dans ce contexte, les coûts de compensation sont essentiels. Les investissements dans le transport de l'électricité ont fait l'objet d'une autre publication de l'AIE, *Electricity Transmission Investments in Liberalised Markets: Trends, Issues and Best Practices* (2010).

Aujourd'hui, les centrales sollicitables rapidement constituent la plus grande partie de la ressource flexible d'un réseau d'électricité. En d'autres termes, le coût de la compensation supplémentaire assurée par de telles centrales est le meilleur substitut disponible pour évaluer le coût de la flexibilité. Si la disponibilité d'autres sources de flexibilité comme la gestion de la demande, l'interconnexion et le stockage augmente, l'utilité de ce substitut dans l'évaluation des coûts d'intégration des ERvar diminuera.

Un certain nombre d'études statistiques ont été réalisées pour évaluer une utilisation plus intense de réserves flexibles existantes dans des réseaux électriques en vue de compenser les parts de l'énergie éolienne jusqu'à des niveaux de 20 à 25 % de pénétration de la demande d'électricité. Ces études ne sont pas analysées ici dans le détail. Des informations complètes se trouvent dans les références indiquées ci-après. Ces études ont été évaluées et comparées dans le récent rapport de l'AIE intitulé *Wind Implementing Agreement* (2009), et certains résultats généraux sont présentés ici pour donner une indication de l'état de l'art dans l'évaluation des coûts d'intégration, qui demeure une tâche extrêmement complexe et délicate. Les lecteurs sont invités à consulter le rapport de l'AIE sur l'énergie éolienne ou les études originales pour de plus amples détails.

Les études compilées dans le document *Wind Implementing Agreement* de l'AIE sont pour la plupart des analyses statistiques qui évaluent les exigences de compensation face à la variabilité combinée de l'énergie éolienne et de la charge, bien que certaines études estiment également le coût de la variabilité à partir de simulations de répartition. Presque tous les résultats sont basés sur une approche qui part d'une compensation sans l'éolien, et qui ajoute ensuite progressivement de plus grandes quantités d'énergie éolienne. La figure 7.4 regroupe les résultats des diverses études qui se sont intéressées à l'impact sur les coûts de compensation de l'augmentation de la pénétration de l'énergie éolienne dans la demande d'électricité brute, exprimée en Euros par MWh d'énergie éolienne.

Figure 7.4 : Estimation de l'augmentation des coûts de compensation



Source : IEA Wind (2009).

Toutes les études, à l'exception de celle de Greennet Norvège, suggèrent que les coûts de compensation augmenteront avec la pénétration de l'éolien. Même si les résultats diffèrent sensiblement, ils suggèrent que les coûts de compensation dans les réseaux étudiés resteront dans la fourchette de 1-6 USD/MWh d'énergie éolienne, pour des pénétrations atteignant environ 20 % de la demande d'électricité. Cela équivaut à moins de 10 % du prix de gros de l'électricité éolienne. Les résultats plutôt bas de Greennet Norvège illustrent la grande flexibilité du réseau norvégien qui s'explique par sa capacité en réservoirs hydroélectriques.

Il est important de noter que ces études sont spécifiques de certains réseaux électriques, et que les résultats concernent uniquement les réseaux étudiés. De nouveau, il n'existe pas une seule solution universelle pour évaluer le coût de l'intégration des ERvar. Les méthodologies des diverses études diffèrent considérablement sur de nombreux points, ce qui rend très difficiles leur comparaison et l'identification d'un chiffre représentatif. C'est l'une des raisons pour lesquelles il est urgent de parvenir à une méthode normalisée d'évaluation de l'amélioration de la flexibilité d'un réseau d'électricité et du coût concomitant.

Par exemple, le coût marginal des réserves variera d'un réseau à l'autre en fonction des types de centrales disponibles dans le portefeuille de production et des règles gouvernant les mécanismes du marché. Des niveaux différents de variabilité supposée et d'erreurs de prévision (imprévisibilité) modifieront l'engagement d'unités flexibles. Les différents types de centrales seront capables de faire plus ou moins face à une augmentation des vitesses de variation, à une multiplication des périodes de fonctionnement partiel, et à une accélération de la fréquence de démarrages et d'arrêts sur leur durée de vie.

Parmi les autres critères importants qui diffèrent d'une étude à l'autre, et qui donnent certaines indications quant à la fourchette de coûts identifiée, on retiendra les aspects suivants :

- *Période de variabilité* – Pour les pays nordiques et l'Irlande, seule une augmentation de la variabilité dans l'heure est estimée. Dans l'étude menée au Royaume-Uni (2002), une variabilité allant jusqu'à quatre heures est prise en compte, tandis qu'aux États-Unis l'impact de l'engagement d'unités pour le lendemain est également évalué. L'étude de Greenet fait reposer l'affectation des capacités de réserve sur des prévisions de vent mises à jour trois heures avant la livraison.
- *Investissements dans de nouvelles capacités* – Dans les études de Greenet pour l'Irlande et le Royaume-Uni, seule une augmentation des coûts opérationnels est estimée, alors que d'autres études telles que celles menées dans les pays nordiques et en Finlande (2004) évaluent également le coût des investissements dans de nouvelles capacités.
- *Taille des zones de compensation* – Certaines études [Greenet Minnesota (2006) et pays nordiques (2004)] intègrent les échanges d'électricité entre marchés voisins pour réduire les coûts des capacités de réserve, alors que d'autres (Californie, Colorado, Finlande, Irlande, PacifiCorp, Royaume-Uni et Suède) ne les intègrent pas. Les deux études menées dans le Minnesota démontrent l'avantage de zones de compensation plus larges : la réduction des coûts dans l'étude de 2006 traduit une augmentation de la taille de la zone. Le même effet peut être observé quand on compare les études menées dans les pays nordiques et la Finlande (2004), où des coûts supérieurs sont constatés quand la Finlande est considérée de façon isolée.
- *Déploiement sur des marchés adjacents* – Les résultats de Greenet pour l'Allemagne et le Danemark reflètent des coûts de capacités de réserve différents en fonction de l'amplitude du déploiement de l'énergie éolienne en Finlande, en Norvège et en Suède, les coûts supérieurs reflétant un déploiement de 20 % dans ces pays.

Il est intéressant de noter que les coûts de compensation dans l'étude du Minnesota (2006) suggèrent une relation non linéaire entre la pénétration de l'énergie éolienne et les coûts de compensation. Une évaluation plus détaillée de cette étude serait nécessaire pour éclaircir l'origine de ce résultat, ce qui va au-delà de la portée de notre étude. Cependant, une première analyse suggère que le ralentissement de la hausse des coûts de compensation entre 20 et 25 % de pénétration peut refléter la relation entre l'état du Minnesota et la zone de compensation plus large de l'opérateur de réseau indépendant du Midwest (MISO, Midwest Independent System Operator), dont le Minnesota fait partie. En outre, il existe un effet de lissage de la variabilité par unité dû à l'augmentation du nombre d'unités éoliennes sur le réseau. Dans l'étude, les exigences de compensation dans l'heure sont supposées être satisfaites à l'intérieur de l'état, alors que la variabilité horaire peut également reposer sur les échanges dans la zone MISO, qui est plus large. Si la pénétration de l'éolien augmente, il est supposé que la variabilité horaire supplémentaire continue d'être couverte par des réserves suffisantes à l'intérieur de l'état (à un coût supérieur, mais avec une variabilité différentielle inférieure). Si la variabilité horaire supplémentaire était plutôt compensée à l'échelle de la zone MISO, pour un coût plus constant, au regard des réserves importantes de cette zone, un ralentissement du coût global de compensation pourrait en effet être observé sur cette fourchette de pénétration. Il est également important de noter qu'aucune production d'électricité éolienne n'a été supposée à l'extérieur du Minnesota, ce qui signifie que dans cette étude la production du reste de la zone MISO n'avait aucune autre éolienne à compenser. Il s'agit bien entendu d'une simplification importante.

Dans l'étude menée au Royaume-Uni (Strbac, G. et coll., 2007), un ralentissement similaire de la hausse des coûts de compensation est observé. L'ampleur absolue de la réserve (due à la variabilité du vent) continue d'augmenter avec une hausse de la pénétration de l'éolien dans le réseau. Cependant, la vitesse d'augmentation des exigences relatives aux capacités de réserve n'est pas linéaire et se réduit avec une augmentation de la pénétration de l'éolien. Ceci s'explique par le fait que l'étude tient compte d'une augmentation de la diversité de la ressource éolienne quand la pénétration augmente. En général, la diversité induit une diminution de la synchronisation de la production des centrales éoliennes.

7.5 Adéquation du réseau électrique

La disponibilité d'aucune centrale ne peut être garantie à tout moment, car il existe toujours un risque de défaillance technique. Pour rester dans des limites économiques acceptables, la plupart des réseaux d'électricité sont exploités avec un objectif de niveau de fiabilité, qui reflète une probabilité acceptable pour qu'une certaine quantité de la demande risque de ne pas être satisfaite pendant un certain temps. Par exemple, le niveau de fiabilité d'un réseau peut être de 99 %, ce qui signifie que pendant environ 100 heures par an (une année correspond à 8 760 heures), il y a un risque pour que la demande dépasse l'offre et que l'insuffisance doive être comblée par des importations.

Dans le contexte d'un objectif de niveau spécifique de fiabilité, le « crédit de capacité » mesure la quantité de charge à laquelle peut répondre une centrale de manière fiable, un élément important dans la planification à long terme des réserves. Le crédit de capacité des centrales ERvar est souvent exprimé comme la proportion de la même capacité de centrales dispatchables qui peut être remplacée de manière fiable par des centrales ERvar.

Même si les centrales classiques ont des périodes d'indisponibilité pour maintenance, elles sont plus fiables pour générer de l'électricité à la demande, car elles sont basées sur des sources d'énergie qui peuvent être stockées. À l'inverse, on ne peut pas compter sur une éolienne isolée pour qu'elle produise de l'électricité en permanence, car elle repose sur une source d'énergie qui ne peut pas être stockée. On ne peut pas s'attendre à ce qu'une telle éolienne produise de l'électricité plus de 80 % du temps, et même alors ce sera souvent en dessous de sa capacité nominale¹.

L'effet de lissage de la dissémination géographique et technique se traduit par une augmentation du crédit de capacité des ERvar, de sorte qu'à l'échelle du réseau électrique global, on peut espérer qu'une certaine proportion sera exploitée à un moment donné. Le rapport de l'AIE Wind 2009 a rassemblé les résultats d'un certain nombre d'études pour évaluer le crédit de capacité, en démontrant que l'énergie éolienne peut en effet apporter une certaine capacité de charge supplémentaire. De nouveau, toutefois, la dispersion des valeurs est cependant très importante, ce qui reflète les différences d'étendue des réseaux.

Dans le cas d'une pénétration très faible, l'étude suggère que le crédit de capacité est à peu près égal à la puissance moyenne développée par l'éolien. Cependant, le crédit de capacité diminue plus ou moins linéairement avec la pénétration. À un taux de pénétration de 20 %, un crédit de capacité indicatif de 25 % serait typique d'un réseau disposant d'une très forte ressource éolienne, où la production éolienne serait fortement corrélée à la demande, ou bien où un effet de lissage significatif dû à la dissémination géographique pourrait être observé sur la variabilité. Une valeur inférieure de 10 % pourrait caractériser les petits réseaux avec une ressource éolienne de qualité moindre, des éoliennes plus petites ou une plus faible corrélation entre la production et la demande (IEA Wind 2009).

Le crédit de capacité réduit des centrales éoliennes est parfois représenté comme un coût. Ce coût est calculé comme la différence entre le crédit de capacité d'une centrale éolienne et le crédit de capacité (supérieur) d'une centrale classique. Dans le cas d'une pénétration élevée des ERvar, une capacité de production flexible supplémentaire sera nécessaire si la flexibilité ne peut pas être assurée par les autres mesures étudiées ci-dessus, comme la gestion de la demande. Cependant, une telle capacité sera probablement nécessaire sur des périodes de temps relativement courtes, pour couvrir les pointes de consommation, mesurées en heures par an. Cette capacité sera sans doute fournie de façon optimale par des sources telles que des turbines à gaz à circuit ouvert avec des coûts d'investissement relativement faibles, qui devraient constituer la base de tous calculs de coût.

1. Il ne s'agit ni de son facteur de capacité, ni de sa disponibilité, mais du temps pendant lequel on peut espérer qu'une éolienne donnée produise de l'électricité (à un niveau situé entre sa production minimale et sa production nominale). Par opposition, le « facteur de capacité » est une mesure de la production d'électricité réelle divisée par la production d'électricité maximale théorique par an ; alors que la « disponibilité » représente le temps pendant lequel une centrale est techniquement apte à être exploitée (c'est-à-dire non immobilisée pour maintenance).

Études utilisées dans la figure 7.4

Holtttinen, H. (2004), *The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system*. VTT Publications 554, VTT Processes, Espoo, Finlande. 82 p. + ann. 111 p. Disponible à : www.vtt.fi/inf/pdf/publications/2004/P554.pdf.

Ilex Energy, Strbac, G. (2002), *Quantifying the system costs of additional renewables in 2020*. DTI, 2002. Disponible à : http://www.dti.gov.uk/energy/developpep/080scar_report_v2_0.pdf.

Strbac, G., Shakoor, A., Black, M., Pudjianto, D. et Bopp, T. (2007), *Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems*, *Electrical Power Systems Research*, Vol. 77, No 9. Elsevier Publisher, Pays-Bas, p. 1214-1227.

Ilex, UMIST, UCD et QUB (2004), *Operating reserve requirements as wind power penetration increases in the Irish electricity system*, Sustainable Energy Ireland.

Zavadil, R. (2006), *Wind Integration Study for Public Service Company of Colorado*. 22 mai 2006. Disponible à : www.xcelenergy.com/XLWEB/CDA/0,3080,1-1-1_1875_15056_15473-13518-2_171_258-0,00.html.

EnerNex/WindLogics, (2004), *Xcel North study* (Département du commerce du Minnesota). Disponible à : www.state.mn.us/cgi-bin/portal/mn/jsp/content.do?contentid=536904447&contenttype=EDITORIAL&hpage=true&agency=Commerce.

EnerNex/WindLogics (2006), *Minnesota Wind Integration Study Final Report*, Vol. I, préparé pour la Commission des services publics du Minnesota, novembre 2006. www.puc.state.mn.us/portal/groups/public/documents/pdf_files/000664.pdf.

Shiu, H., Milligan, M., Kirby, B. et Jackson, K. (2006), *California Renewables Portfolio Standard Renewable Generation Integration Cost Analysis*. Commission de l'énergie de Californie, programme de recherche sur les énergies d'intérêt public (PIER). Disponible à : www.energy.ca.gov/pier/final_project_reports/CEC-500-2006-064.html.

PacifiCorp (2005), *Integrated Resource Planning*. Disponible à : www.pacificcorp.com/Navigation/Navigation23807.html.

Meibom, P., Weber, C., Barth, R. et Brand, H. (2009), *Operational costs induced by fluctuating wind power production in Germany and Scandinavia*. IET Renewable Energy Generation, Vol. 3, Issue 1, p. 75.83, mars 2009.

Références

AIE (2008), *Empowering Variable Renewables: Options for Flexible Electricity Systems*, OCDE/AIE, Paris, France. Disponible en ligne à : www.iea.org/g8/2008/Empowering_Variable_Renewables.pdf.

AIE (2010), *Electricity Transmission Investments in Liberalised Markets: Trends, Issues and Best Practices*, OCDE/AIE, Paris, France (à paraître prochainement).

IEA Wind (2009), Holtttinen, H., et coll., *Final Report, Phase One 2006-2008 Design and operation of power systems with large amounts of wind power*, VTT, Finlande. Publication disponible à : www.ieawind.org/AnnexXXV/Task25_Publications.html.

ISET (2006), *Wind Energy Report*, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel, Allemagne. Disponible à : http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=352&lang=de.

Questions relatives au financement

Ce chapitre aborde un certain nombre de questions financières pertinentes pour l'interprétation des résultats obtenus dans la partie I. Sans prétendre à l'exhaustivité, il présente entre autres de façon détaillée les différentes notions de coût, les taux d'actualisation et le risque d'investissement. Il analyse en particulier les différents facteurs affectant les coûts de financement, comme le rôle des politiques fiscales, l'impact de la récente crise financière, les taux de change et la volatilité des prix de l'électricité. Ce chapitre devrait avant tout introduire des questions dont la réponse repose sur un jugement personnel basé sur des perceptions du futur et des préférences en matière de risque, plutôt que formuler une quelconque définition de la décision juste qui le plus souvent n'existe pas vraiment. Il se conclut par une discussion sur le rôle des partenariats public-privé, les garanties de crédits à l'exportation et le soutien dans ce contexte d'institutions multilatérales.

8.1 Coût social des ressources et coût de l'investissement privé : la différence est l'incertitude

Avant d'entrer dans une présentation détaillée des différents aspects ayant trait au financement des diverses options technologiques présentées dans cette étude sur les coûts de production de l'électricité, il est utile de rappeler le concept de coût adopté pour les calculs présentés dans la partie I. Le coût moyen actualisé sur la durée de vie, pour la production d'électricité en base, calculé dans cette étude indique le *coût social des ressources* d'une technologie donnée sur sa durée de vie économique, exprimé en USD par MWh d'électricité. Cette notion de coût social des ressources ne tient compte d'aucune forme d'intervention des gouvernements, telle que les taxes ou les subventions, qui influencent les calculs d'un investisseur. Un investisseur privé doit également tenir compte de (et payer pour) certains risques supplémentaires, comme le risque de défaillance, qui ne font pas partie du coût social des ressources. Nous allons maintenant brièvement expliquer ces deux notions de coût pour que le lecteur puisse se forger sa propre idée lors de l'interprétation des données.

Le « coût social des ressources » représente le coût d'opportunité auquel une société doit renoncer quand elle effectue un investissement dans une technologie spécifique. L'aspect essentiel est ici l'hypothèse selon laquelle tous les risques sont appréhendés par les taux d'actualisation. L'incertitude additionnelle allant au-delà de ces risques et à laquelle doit faire face un investisseur sur les marchés concurrentiels, en particulier un investisseur privé, n'est pas l'objet de cette étude, même si le chapitre 10 en donne quelques traits fondamentaux. Dans la pratique, les investisseurs privés supportent des coûts de financement plus élevés que les investisseurs publics car les créanciers exigent une assurance supplémentaire pour le risque de défaillance¹.

Dans le cadre de cette étude, cela signifie que lorsque nous utilisons le terme « coût social des ressources », nous traitons l'investissement en question comme s'il n'y avait aucun risque sur les prix. La notion même de coût moyen actualisé implique l'existence de prix de l'électricité stables sur la totalité de la durée de vie du projet. Néanmoins, les deux taux d'actualisation utilisés dans l'étude (5 et 10 %) fournissent une première indication des différents niveaux de risque intrinsèque (voir ci-après). Nous rappelons brièvement l'équation de base présentée au chapitre 2 à partir de laquelle sont effectués les calculs de coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE). La notion de coût moyen actualisé sur la durée de vie ou de coût moyen actualisé de l'électricité correspond au prix qui rendrait les bénéfices actualisés égaux aux coûts actualisés, et qui permettrait ainsi à un investisseur d'atteindre le seuil de rentabilité.

Dans l'équation ci-dessous, la partie de gauche désigne la valeur actualisée totale de l'électricité produite pendant l'année « t » (Électricité_t) et vendue à un prix constant permettant d'atteindre le seuil de rentabilité ($P_{\text{électricité}}$) et la partie de droite le coût actualisé total. Le taux d'actualisation sans risque est « r », et l'actualisation a lieu tous les ans :

$$\sum_t (\text{Électricité}_t * P_{\text{électricité}} * (1+r)^{-t}) =$$

$$\sum_t [(\text{Investissement}_t + E\&M_t + \text{Combustible}_t + \text{Carbone}_t + \text{Démantèlement}_t) * (1+r)^{-t}].$$

Ceci implique que :

$$\sum_t (\text{Investissement}_t + E\&M_t + \text{Combustible}_t + \text{Carbone}_t + \text{Démantèlement}_t) * (1+r)^{-t} / \sum_t (\text{Électricité}_t * (1+r)^{-t}) = P_{\text{électricité}} = \text{LCOE}.$$

Dans l'ensemble, cette approche de l'estimation du coût social des ressources pour déterminer un choix entre différents investissements dans le secteur de l'électricité a été très utile au cours des décennies pendant lesquelles l'électricité a été produite de façon réglementée, autrement dit par des monopoles verticalement intégrés surveillés par une commission réglementaire. Les autorités de réglementation fixaient les prix pour des périodes définies et supprimaient ainsi le risque sur les prix à l'intérieur de chaque période. Même si le niveau de la demande et certains éléments de coût tels que les prix des combustibles restaient incertains, des mesures d'ajustement du prix final pouvaient être prises pour neutraliser de tels risques. On considère généralement que le taux sans risque correspond au taux de rendement d'obligations d'État à long terme émises par des gouvernements avec une très faible probabilité de défaillance (Allemagne ou États-Unis, par exemple). Les obligations du Trésor en USD indexées à 30 ans ont ainsi offert à l'été 2009 un rendement annuel réel de 2,2 % (net d'inflation), sensiblement inférieur aux rendements réels de 5 et 10 % utilisés dans cette étude.

1. Une autre raison explique pourquoi les investisseurs publics bénéficient souvent de coûts de financement inférieurs. Kenneth Arrow et Robert Lind ont montré dans leur article de 1970 que les investissements publics peuvent utiliser le taux d'actualisation sans risque, puisque le nombre d'individus sur lesquels le risque est réparti est très grand (Arrow et Lind (1970)). Si un projet risqué ne représente qu'une petite partie des revenus, le risque qui lui est associé devient négligeable. Une autre hypothèse importante est que la rentabilité d'un investissement est indépendante de tous les autres revenus, hypothèse qui doit être vérifiée au cas par cas. Elle se vérifie pour un investissement dans une centrale individuelle, mais moins pour un programme d'électrification à grande échelle. Le théorème d'Arrow-Lind a été contesté parce que (a) l'investissement public peut remplacer l'investissement privé et devrait donc être évalué avec le même taux d'actualisation, et (b) les investisseurs privés peuvent aujourd'hui diversifier facilement leurs activités grâce aux fonds communs de placement, de sorte que le bénéfice marginal découlant de l'étalement du risque devient négligeable. Le degré auquel ces contre-arguments sont considérés comme acceptables varie largement. En particulier, la question du niveau auquel investissement public et investissement privé sont substituables amène une réponse différente en fonction des pays.

Les choses changent radicalement quand on considère des investissements sur des marchés concurrentiels avec des prix incertains. Faire face aux risques du marché nécessite une rentabilité supérieure des investissements, induisant de fait des coûts supérieurs². Tout d'abord, même les investisseurs les plus solvables doivent payer une prime sur le taux sans risque de leurs crédits. Plus la durée du crédit est longue, plus la prime est élevée. Ils doivent également constituer des provisions pour les incertitudes sur les prix de l'électricité. Une chute soudaine des prix peut transformer un projet prometteur en une perte substantielle (les prix européens de l'électricité ont par exemple été divisés par deux au cours du second semestre 2008). Face à une telle incertitude, les investisseurs peu enclins à courir des risques exigent des rendements *moyens* plus élevés que le taux sans risque. Autrement dit, un investisseur qui bénéficierait d'un rendement nul si les prix étaient bas et de 12 % si les prix étaient hauts (en supposant que la probabilité pour que les prix soient hauts ou bas est identique) n'exigerait pas un rendement moyen de 6 %, mais disons 8 %. Par cette marge de 2 %, qui représente la différence entre la rentabilité moyenne et le rendement nécessaire, les investisseurs cherchent à se couvrir eux-mêmes contre les risques de leur investissement.

Plus l'investissement est risqué, plus la marge s'ajoutant à la rentabilité moyenne est élevée. Il va sans dire que des taux d'actualisation (et par conséquent des taux d'intérêt) supérieurs ont une influence directe sur le coût total d'un projet. Dans la mesure où ils reflètent l'incertitude à laquelle sont confrontés des investisseurs individuels, les coûts financiers sont toujours supérieurs au coût social des ressources, qui n'a pas besoin de tenir compte du coût de l'incertitude.

Cependant, la différence entre coût social des ressources et coût financier privé ne doit pas être exagérée. De nombreux investisseurs sur les marchés de l'électricité apparaissent sous le visage de grandes entreprises diversifiées, souvent internationales, qui opèrent dans différents environnements de marché et qui disposent de capacités propres substantielles pour combiner les rendements d'un grand nombre de projets et répartir les risques sur un grand nombre d'investisseurs. En outre, même si les prix sont devenus plus volatils ces dernières années, la demande sous-jacente est restée assez stable. En effet, la demande d'électricité a augmenté à une cadence relativement régulière sur la plupart des marchés, à l'exception notable de l'année 2009. Les marchés financiers sont bien entendu conscients de ces évolutions, et en général, les producteurs d'électricité ont facilement accès au crédit et bénéficient de frais d'emprunt parmi les moins chers du marché.

Dans le secteur de l'électricité, la différence entre coût social des ressources et coût financier de l'investissement (incluant le risque) peut se résumer essentiellement à la question de la volatilité des prix³. Néanmoins, les taux peuvent évoluer en réponse à un certain nombre de facteurs de risque supplémentaires qui sont spécifiques des diverses technologies. Ceci soulève la question de savoir si toutes les technologies doivent utiliser le même taux d'actualisation. Du point de vue d'un investisseur, la réponse est probablement « non », car il forgera son opinion sur les risques inhérents aux différentes technologies en fonction du poids qu'il affecte personnellement aux différents facteurs de risque. Cependant, dans le cadre de cette étude, la compétitivité des différentes technologies est évaluée indépendamment des risques des marchés et des risques technologiques.

2. Une autre solution consisterait bien sûr à contracter une assurance. Cependant, le coût de l'assurance amènerait toujours les investisseurs à exiger un rendement brut (profit) supérieur pour leurs investissements.

3. Voir également le chapitre 9 consacré aux coûts moyens actualisés et aux mécanismes des marchés réels de l'électricité. La volatilité des prix affecte différemment les diverses technologies. Sur des marchés de l'électricité libéralisés, les prix sont définis par le coût du combustible marginal, c'est-à-dire du combustible avec le coût variable le plus élevé, qui est fréquemment le gaz. Le coût de la ressource (gaz) et le prix de la production (électricité) étant ainsi étroitement corrélés, la rentabilité des centrales au gaz peut rester assez stable, même sur les marchés se caractérisant par une forte volatilité. Ce n'est pas du tout le cas des technologies à coûts fixes élevés et coûts variables faibles tels que le nucléaire et les énergies renouvelables, dont la rentabilité est lourdement affectée par les variations de prix de l'électricité. Il s'agit certainement de l'aspect le plus pertinent de la distinction entre d'une part le calcul du coût social des ressources pour la production d'électricité de base dans l'hypothèse de prix stables réalisé dans cette étude, et d'autre part les calculs coûts-avantages qu'entreprendrait un investisseur privé sur des marchés libéralisés.

En plus du risque sur les prix, un certain nombre d'autres facteurs peuvent affecter le profil de risque d'un investissement dans la production d'électricité. Nombre de ces risques sont d'une manière ou d'une autre liés à la sphère réglementaire ou politique. On retiendra :

- le risque réglementaire (celui-ci concerne à la fois la régulation des marchés de l'électricité, les règles environnementales associées au changement climatique, et les autres règlements en matière d'émissions et de sûreté) ;
- le risque politique au niveau national et local traduisant l'acceptabilité de nouveaux investissements dans la production d'électricité ;
- les risques associés aux technologies nouvelles comme à certaines énergies renouvelables ou le captage et stockage du carbone (la standardisation et l'homogénéisation des conceptions peuvent réduire ces risques) ;
- les changements de politique fiscale, en particulier de l'impôt sur les bénéfices, qui affectent tout particulièrement les technologies avec une grande proportion de dépenses en capital comme les énergies renouvelables ou l'énergie nucléaire ;
- les sommes élevées de capital-risque et les ratios coûts fixes ou irrécupérables/coûts totaux élevés qui limitent la flexibilité quand les conditions du marché évoluent ;
- les variations de prix des consommables, qui affectent en particulier les technologies reposant sur des combustibles fossiles ;
- les risques de sûreté et pour la santé humaine (pollution atmosphérique, fuite radioactive, contamination d'un site, accident majeur) ;
- la disponibilité des ressources humaines, des compétences et des connaissances appropriées (tout spécialement pour les technologies avancées comme le nucléaire) ;
- le risque de prolifération pour le combustible et la technologie nucléaires ;
- les risques liés à la sécurité des approvisionnements, en particulier de gaz dans certaines régions ;
- la disponibilité de solutions à long terme en matière de démantèlement, de stockage des déchets et de restauration de site (en particulier pour le nucléaire, le captage et le stockage du carbone, et le charbon brun).

Cette liste des différents risques que doivent affronter les investisseurs dans la production d'électricité est intimidante. Elle montre également que toutes les technologies ne sont pas affectées par toutes les dimensions du risque de manière identique, même s'il apparaît qu'aucune technologie n'est au final mieux ou plus mal lotie que les autres. Cependant, en dépit des inquiétudes bien réelles et importantes qui se cachent derrière les différents éléments de la liste, leur impact collectif ne doit pas être surestimé. Dans les démocraties stables, les politiques et les réglementations (dans l'ensemble stables) sont appliquées pour répondre à virtuellement tous ces problèmes de manière à aboutir à des compromis à long terme soigneusement équilibrés négociés par le processus politique et institutionnel. L'exception est bien sûr le risque sur les prix des combustibles fossiles, en particulier du gaz. Bien que les risques pesant sur ces prix puissent être couverts jusqu'à un certain point sur de nombreux marchés de l'OCDE, cette couverture devient chère au-delà d'un ou deux ans. Néanmoins, en fin de compte, le risque dont les investisseurs privés dans la production d'électricité d'un pays de l'OCDE se soucieront le plus, et qui est certainement le premier à affecter leurs taux d'actualisation et leurs coûts financiers, reste le risque pesant sur le prix de leur production sur des marchés d'électricité concurrentiels, en particulier dans un environnement de lent et incertain redressement de la demande dans les prochaines années.

Enfin, un autre aspect de la structure financière des investissements dans le secteur de l'électricité qui dépend directement et immédiatement des politiques gouvernementales mérite une mention particulière. Les investisseurs disposent essentiellement de deux options pour lever les fonds nécessaires au financement d'un projet : la dette et les capitaux propres. S'endetter signi-

ne peut obtenir un crédit auprès d'une banque. Les capitaux propres reviennent à vendre des parts du projet aux marchés financiers. La dette est moins risquée pour le prêteur, en raison du droit de préemption en cas de faillite, d'un accès plus difficile pour l'emprunteur, et de paiements d'intérêts stables. En outre, les modalités d'imposition d'une dette sont souvent plus favorables, car les intérêts sont considérés comme un coût et donc déductibles des impôts, ce qui n'est pas le cas des dividendes. À l'inverse, les capitaux propres sont anéantis en cas de faillite, et leur niveau varie en fonction des profits (voir également la discussion spécifique ci-après). La dette, présentant nécessairement un risque moindre, exige donc des taux d'intérêt inférieurs à ceux des capitaux propres, plus risqués. Le coût financier total d'un investissement sera ainsi déterminé par les taux d'intérêt de la dette et des capitaux propres pondérés par leurs parts respectives dans la composition du financement, et est généralement désigné coût moyen pondéré du capital (CMPC). Les algorithmes sous-jacents de cette étude calculent les coûts de financement pour un seul taux d'intérêt à la fois (soit 5 % réels, c'est-à-dire nets d'inflation, soit 10 % réels), sans spécifier une quelconque répartition particulière entre le financement par la dette et les capitaux propres. Cela revient à supposer 100 % de dette, 100 % de capitaux propres, ou une quelconque proportion des deux, conduisant à une moyenne pondérée de rendement de 5 ou 10 %.

Sans entrer dans les subtilités de la finance d'entreprise avec lesquelles un investisseur devrait jongler dans le monde réel, il est possible d'établir les conclusions générales suivantes dans le contexte de l'étude⁴. Le taux d'actualisation réel de 5 % peut être considéré comme le taux à la disposition d'un investisseur présentant un faible risque de défaillance dans un environnement assez stable. Traditionnellement, ce taux correspondait au risque auquel devait faire face un monopole public sur un marché à tarifs réglementés. Cependant, le même taux peut s'appliquer à un investisseur privé se lançant dans une option technologique faiblement risquée dans un environnement de marché favorable. Le taux d'actualisation réel de 10 % est plutôt considéré comme le coût supporté par un investisseur devant faire face à des risques financiers, technologiques et sur les prix sensiblement plus importants. Tous les facteurs de risque qualitatifs mentionnés précédemment peuvent contribuer à ce taux d'actualisation supérieur. À côté du risque sur les prix, les risques technologiques et le risque consistant à investir dans des centrales tête de série et dans des options technologiques nouvelles et non éprouvées sont parmi les facteurs les plus importants de détermination des taux d'actualisation pour les investisseurs dans le secteur de l'électricité des pays de l'OCDE.

8.2 Rôle de l'impôt sur les sociétés et cohérence des politiques fiscale et énergétique

L'impact de l'impôt sur les sociétés sur les décisions d'investissement dans la production d'électricité a fait l'objet d'une attention accrue ces dernières années (voir AEN, 2008 ; AIE, 2006 ; MIT, 2009). L'argument consiste à dire que des taux d'imposition élevés constituent *de facto* une taxe sur le capital et pénalisent ainsi les technologies à forte intensité de capital. Une conséquence directe de cet argument s'exprime par la question de savoir si les politiques fiscale et énergétique sont cohérentes, étant donné que les technologies sans carbone ou à empreinte carbone réduite comme l'énergie nucléaire, le captage et la séquestration du carbone ou les énergies renouvelables sont fortement capitalistiques⁵.

4. Une étude financière approfondie exigerait d'appréhender, entre autres aspects, les conventions comptables, le droit fiscal, la disponibilité d'incitations à investir, la structure des marchés de l'électricité et de la demande, etc., pour un marché particulier et une technologie précise. Elle ne pourrait jamais produire des résultats comparables entre un certain nombre de technologies différentes et entre un certain nombre de pays à partir d'hypothèses simples et harmonisées.

5. La relation entre intensité de capital et émissions de dioxyde de carbone est très générale. Elle est facile à comprendre intuitivement si l'on considère que les technologies basées sur des combustibles fossiles induisent à la fois des coûts variables élevés, à savoir leurs coûts de combustibles, et d'importantes émissions de dioxyde de carbone. En d'autres termes, la teneur en carbone des combustibles fossiles, qui est bien sûr précieuse pour la production d'électricité, fait monter les coûts variables, mais aussi les émissions de dioxyde de carbone. Réduire les émissions de dioxyde de carbone implique des coûts variables plus faibles et des coûts fixes relativement plus élevés.

Le problème est loin d'être simple. Il l'est d'autant moins dans le contexte d'une étude s'intéressant au coût social des ressources engagées dans différentes technologies qui utilise une méthodologie construite autour de la notion de coût moyen actualisé sur la durée de vie, et ce pour deux raisons :

1. Premièrement, les impôts sont des paiements de transfert et n'affectent donc pas le rendement économique global ni le coût social des ressources engagées dans une technologie. D'un point de vue statique, en faisant pour le moment abstraction des incitations dynamiques qui jouent un rôle dans la pratique, les sociétés dans leur ensemble ne seront ni plus riches ni plus pauvres si les impôts sont élevés ou bas. Bien entendu, la répartition entre fournisseurs de capitaux et budget des gouvernements s'en trouve modifiée. Il s'agit cependant d'un jeu à somme nulle, et la valeur totale des fonds disponibles pour la consommation et l'investissement, ou la production d'électricité dans le cas qui nous intéresse, ne varie pas⁶.
2. Deuxièmement, la méthodologie de calcul du coût moyen actualisé sur la durée de vie est construite autour de l'équivalence entre la valeur présente de la somme des coûts actualisés et la valeur présente de la somme des revenus actualisés. Le coût moyen actualisé sur la durée de vie est donc par définition identique au prix constant réel de l'électricité garantissant cette égalité. Dans cette approche, les investisseurs atteignent précisément le seuil de rentabilité sur la durée de vie d'un projet, même si bien entendu ils subissent des pertes pendant la construction et engrangent des profits pendant l'exploitation. Cela signifie néanmoins que dans un système d'imposition idéal, où les investisseurs peuvent déduire les coûts des profits sans contraintes, il n'y a aucun bénéfice net à imposer.

Pourquoi alors étudier tout de même l'impact de la fiscalité des entreprises ? Le contre-argument au premier point consiste à rappeler que les études de l'AIE/AEN sur les *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* n'analysent pas le coût social des ressources engagées dans la production d'électricité d'une manière abstraite et absolue. Ces études se sont toujours également intéressées aux coûts privés comparatifs des différentes technologies, même si elles l'ont fait avec prudence et de façon très limitée. Introduire la question des impôts dans l'évaluation d'un projet revient à introduire le point de vue d'un investisseur privé, même si le lien est indirect. Mais même ainsi, les *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* ne sont pas conçus comme un recueil méthodologique ; ils sont au contraire destinés à fournir des informations pertinentes sur les coûts relatifs des différentes technologies. Et bien que l'impôt sur les sociétés n'affecte pas la prospérité globale au niveau macro-économique, il influence les coûts d'un investisseur privé devant choisir entre différentes technologies. C'est la raison pour laquelle certaines informations sur l'impact de la fiscalité des entreprises sont reprises dans cette étude.

Le contre-argument au deuxième point est plus subtil et a trait aux formes spécifiques de financement des entreprises qu'un investisseur dans une centrale électrique pourrait être susceptible de mettre en œuvre. Il nécessite également de distinguer une vision des coûts *ex ante* et *ex post*, et le calcul des bénéfices d'une entreprise. Tout d'abord, la vision *ex ante*. Si un investisseur finançait une centrale par un emprunt bancaire ou des obligations de sociétés à un taux d'intérêt fixe, et si le prix reçu pour l'électricité produite correspondait effectivement au coût moyen actualisé sur la durée de vie, les profits accumulés sur la durée de vie du projet seraient alors nuls. Si les pertes encourues pendant la construction pouvaient être compensées par les profits engrangés pendant la production, l'impôt total sur les bénéfices serait nul quel que soit le taux d'imposition, et n'affecterait pas les coûts d'investissement.

6. Bien entendu, l'économie est dynamique – les impôts peuvent affecter, et affectent effectivement l'efficacité économique et les investissements.

Cependant, un entrepreneur ne pourra que très rarement financer entièrement un projet par la dette, et devra donc faire appel aux marchés de capitaux et vendre une partie de son projet à des investisseurs en actions. Ces investisseurs n'ont pas droit à une rentabilité fixe de leur investissement, mais ils ont des prétentions sur leur part des profits résiduels une fois que tous les autres facteurs de production ont été payés. Il s'agit de la vision *ex post*. Pour simplifier, on peut supposer que la moitié des coûts d'investissement a été financée par la dette, et l'autre moitié par des capitaux propres. Une fois que les intérêts de la dette ont été payés, les profits restants doivent être distribués aux actionnaires. Cependant, avant cela, ces profits seront imposés, par exemple à un taux de 40 %. Cela signifie que la quantité d'argent disponible pour les actionnaires est réduite de 40 %. Mais comme ces actionnaires ont des idées très claires sur les montants qu'ils souhaitent gagner (sinon ils placeraient leur argent ailleurs), la marge brute totale doit être comparativement supérieure pour pouvoir les payer. Ces exigences augmentent le coût total du projet sur sa durée de vie.

Comment l'impôt sur les sociétés peut affecter le coût d'un projet

Prenons l'exemple d'une nouvelle centrale nucléaire d'une capacité de 1 500 MW nécessitant un coût total d'investissement – incluant les provisions – d'à peu près 6 milliards USD. À un taux d'intérêt fixe de 5 %, son coût moyen actualisé sur ses soixante années d'exploitation est de 47 USD/MWh. Cependant, si nous supposons une répartition à 50-50 du financement par la dette et par les fonds propres et un taux d'imposition de 40 %, le rendement nécessaire pour tenir compte de la fiscalité, c'est-à-dire le coût moyen pondéré réel du capital impôt compris, s'élève à peu près à 6 % ($0,5 * 0,05 + 0,5 * 0,05 * 1,4 = 0,06$). Dans cette situation, le coût moyen actualisé sur la durée de vie de la centrale passe à 53 USD/MWh.

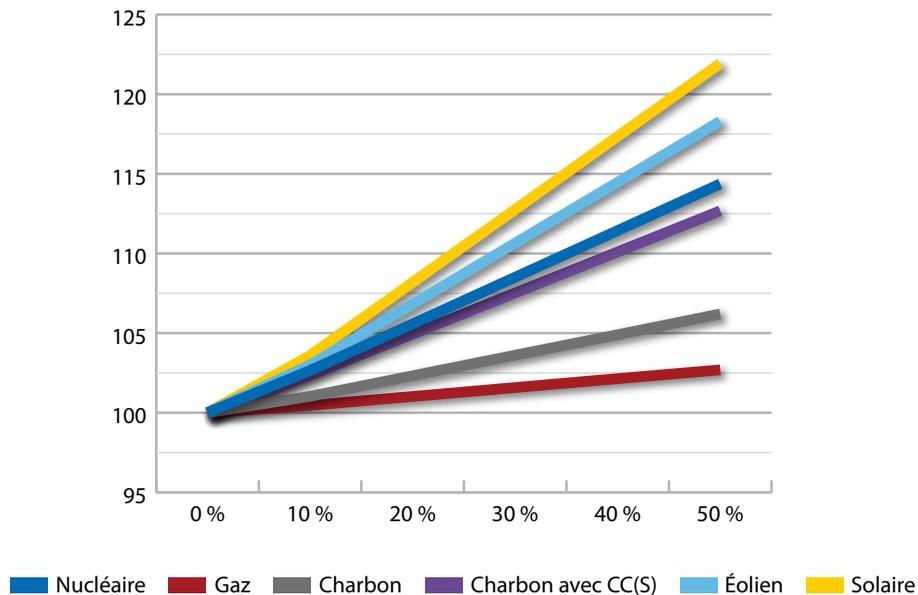
Cet exemple simple montre comment l'impôt sur les sociétés entraîne une augmentation du coût du capital et équivaut en fait à une augmentation du taux d'intérêt imposé aux investisseurs. Dans cet exemple, l'impôt sur les revenus des obligations est nul, mais il pourrait bien sûr être facilement intégré aux calculs. Ce cas simple peut facilement devenir compliqué. Par exemple, l'imposition plus élevée des capitaux propres pourrait pousser les investisseurs à augmenter la part de financement par la dette. Dans une première phase, le coût du capital s'en trouverait diminué, mais dans une deuxième phase, la pression accrue sur les obligations et le risque supérieur pour les actionnaires en raison de l'effet de levier plus important pourraient l'entraîner à la hausse. L'effet net est impossible à prévoir, et les études empiriques sur ce sujet sont peu concluantes.

Ce chapitre s'intéresse exclusivement à l'effet direct par lequel la fiscalité des entreprises peut augmenter le coût des technologies à forte intensité de capital de façon disproportionnée. Néanmoins, dans le cadre des politiques du secteur de l'électricité, l'impôt sur les sociétés ne doit pas être considéré de façon isolée.

Les politiques fiscales doivent faire partie d'un ensemble plus large visant à réduire le coût du capital des technologies capitalistiques à faible empreinte carbone. Des environnements stables pour la réglementation et les prix constituent une part essentielle de ces politiques.

Une fois que les différents aspects conceptuels entourant l'impôt sur les sociétés ont été clarifiés, leur calcul est simple en suivant la démarche adoptée dans l'exemple précédent. Les deux graphiques ci-dessous (figures 8.1 et 8.2) montrent l'impact relatif de l'impôt sur les sociétés à un taux de 0, 10, 20, 30, 40 et 50 %, pour un taux d'actualisation réel de 5 %, puis de 10 %. Les résultats ont été normalisés pour faciliter la comparaison de l'impact relatif des différents taux d'imposition ; les graphiques ne contiennent aucune information sur les niveaux de coût absolus.

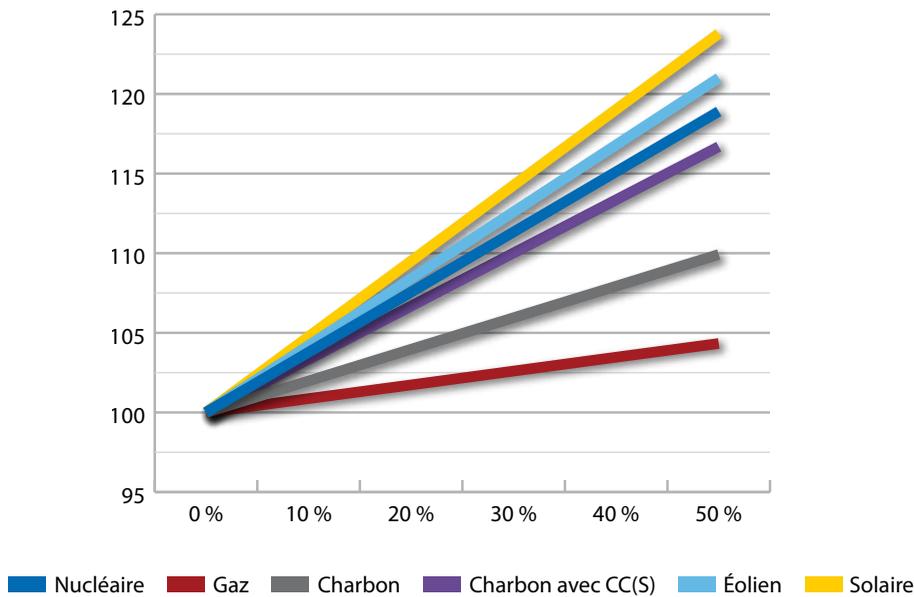
Figure 8.1 : Impact de l'impôt sur les sociétés à un taux d'actualisation de 5 % et un financement par capitaux propres de 50 %
(LCOE sans impôt sur les sociétés = 100)



Logiquement, les technologies à plus forte intensité de capital telles que le nucléaire, le solaire, l'éolien et le charbon avec CC(S) sont lourdement pénalisées par une augmentation du taux d'imposition ; autrement dit, leurs coûts augmentent proportionnellement plus vite que ceux des technologies moins capitalistiques comme le charbon et le gaz. Le fait que la filière nucléaire soit plus affectée que la filière solaire ou éolienne s'explique par les délais de construction relativement plus longs. Les intérêts qui doivent être payés pendant la construction augmentent avec le coût réel du capital, qui est lui-même fonction du taux d'imposition. L'impact global est cependant limité. Même avec un taux d'imposition très élevé, à savoir 50 %, l'impact global sur les coûts ne serait que de 15 %. Les taux d'imposition des sociétés dans les pays de l'OCDE étaient compris entre 12 % (Irlande) et 40 % (Japon) en 2006, avec une moyenne pondérée de 28 %. La prise en compte de la fiscalité des entreprises entraînerait donc une augmentation du coût pour un investisseur privé dans la filière nucléaire d'environ 10 %, alors que le coût des autres technologies augmenterait de 1 à 10 %.

La situation ne change pas énormément avec un taux d'actualisation réel de base de 10 %. L'intégration de l'impôt sur les sociétés au taux moyen de la zone OCDE entraînerait une augmentation du coût de l'énergie nucléaire d'environ 15 %, et de celui des autres technologies de 2 à 10 %.

Figure 8.2 : Impact de l'impôt sur les sociétés à un taux d'actualisation de 10 % et un financement par capitaux propres de 50 %
(LCOE sans impôt sur les sociétés = 100)



Du point de vue des investisseurs privés, l'impôt sur les sociétés constitue ainsi un élément important, mais pas décisif dans leurs calculs de coûts. Comme cela a été rappelé ci-dessus, la question de la fiscalité des entreprises est subsidiaire à celle du coût réel du capital ou du taux d'actualisation réel que les investisseurs doivent utiliser pour calculer les coûts et les bénéfices de leurs investissements. On ne peut faire abstraction du simple fait que les coûts des investissements à forte intensité de capital et faible intensité de carbone sont très sensibles aux variations du taux d'actualisation. Une fiscalité lourde ne fait qu'amplifier ce phénomène.

8.3 Impact de la crise financière et économique

À la lecture de la discussion précédente, il apparaît que les taux d'intérêt, et donc les taux d'actualisation, que les investisseurs utilisent (et, par extension, des critères tels que la perception du risque ou l'impôt sur les sociétés) ont une influence majeure sur les coûts absolus et relatifs des investissements dans la production d'électricité. Il est donc naturel de se demander si la crise financière et économique récente aura un effet sur le niveau des taux d'intérêt. La réponse simpliste consiste à répondre que la plupart des investissements dans le secteur de l'électricité se font à très long terme. Dans ce contexte, les bouleversements qu'ont vécus les marchés financiers fin 2008 et début 2009 n'entraîneront qu'une correction à la baisse des scénarios sur lesquels les investisseurs basent leurs décisions, car la demande retourne à son rythme de croissance normal sur le moyen ou le long terme.

La réponse simpliste implique que la récente crise financière et la crise économique actuelle pourraient ne pas affecter les décisions d'investissement sur le long terme. Cela peut être exact. Néanmoins, il y a un peu plus à dire sur la situation actuelle du marché des obligations d'État, où les taux d'intérêt sont fixes. Ce marché se caractérise aujourd'hui par deux tendances opposées.

En raison de l'injection massive de liquidités par les banques centrales (« assouplissement quantitatif », communément appelé « faire tourner la planche à billets ») dans le sillage du resserrement du crédit, les taux d'intérêt à court terme auxquels les banques peuvent emprunter auprès des banques centrales sont très faibles. Le rendement des bons du Trésor américain à deux ans qui servent de référence n'était que de 1 % en octobre 2009. Cela permet aux banques d'emprunter des fonds à bon compte, et de reconstruire ainsi leurs bilans et leurs profits.

Cela ne signifie pas pour autant que les taux d'intérêt à long terme sur le marché des obligations ou les taux d'intérêt commerciaux sont tout aussi faibles. Les taux d'intérêt à long terme sont en fait nettement plus élevés, avec un rendement de 3,7 % pour les bons du Trésor américain à 10 ans, et de 4,7 % pour les bons à 30 ans (en février 2010 dans les deux cas). Il faut également garder à l'esprit qu'il s'agit de valeurs nominales. Pour comparer le rendement nominal d'obligations à 30 ans avec les taux d'actualisation réels de 5 et 10 % utilisés dans cette étude, il faut tenir compte de l'inflation. Si les banques centrales sont capables de réaliser leur objectif déclaré de 2 % d'inflation sur le long terme, un chiffre correspondant de 2,2 % (réels) devrait être retenu pour le financement public à long terme. En fait, le rendement réel d'obligations à 30 ans indexées sur l'inflation est actuellement de 2,1 %, chiffre qui doit être considéré comme le coût réel du financement à long terme d'un actif sûr.

Cette différence notable entre les taux à court terme et à long terme peut s'expliquer par le fait que les investisseurs ne s'attendent pas à ce que les banques centrales maintiennent leurs politiques d'assouplissement quantitatif au-delà du court terme (ce qui serait en fait insoutenable), mais plutôt à ce qu'elles suppriment progressivement ces politiques, ce qui entraînera une augmentation des taux d'intérêt. Ils sont confortés dans cette analyse par le fait que les gouvernements, qui ont fortement emprunté pendant la crise, devront financer leurs déficits sur le marché des obligations, ce qui fera également monter les taux d'intérêt.

En décembre 2008, en plein cœur de la crise financière, le taux nominal des obligations à 30 ans était de 3,2 %, alors qu'en décembre 2007, ce taux était légèrement supérieur au taux actuel, à 4,3 %⁷. On ne peut donc vraiment pas dire que les marchés prévoient un environnement avec des taux d'intérêt en permanence plus élevés après la crise. La réponse simpliste consistant à dire que la crise n'aura aucun effet à long terme sur les conditions d'investissement est peut-être après tout la bonne. Même l'impact d'une surveillance réglementaire accrue est difficile à évaluer, car l'augmentation des contraintes due aux besoins supérieurs en capitaux sera compensée par la réduction du risque systémique, les défaillances devenant moins probables.

Cependant, une question supplémentaire est de savoir à quel taux les banques répercuteront leurs propres coûts d'emprunt aux investisseurs tels que les producteurs d'électricité. La marge des obligations de sociétés à long terme par rapport aux bons du Trésor américain varie en fonction de la cotation des sociétés, leur risque de défaillance. En décembre 2009, le rendement moyen des obligations de sociétés de première qualité aux états-Unis (notées BBB ou mieux) était de 4,6 %. Le taux moyen des obligations à rendement élevé (« pourries ») était de 9,8 %. Cela représente une marge comprise entre 0,4 et 5,6 % par rapport au taux sans risque. En ne tenant pas compte de l'inflation, les rendements réels des obligations de sociétés aux États-Unis allaient de 2,6 % pour les obligations de première qualité à 7,8 % pour les obligations à haut rendement à la fin de l'année 2009. Les taux d'actualisation réels de 5 et 10 % retenus dans cette étude sont donc assez réalistes par rapport aux chiffres réels, et ne constituent pas des indicateurs particulièrement faibles du coût du financement par la dette des projets de production d'électricité. Une analyse de l'AIE du coût total de financement (coût combiné du financement par la dette et par les fonds propres) datée de l'été 2009 a montré que pour les électriciens américains, le CMPC était de 10,5 % au dernier trimestre 2008, ce qui est assez cohérent avec les conclusions précédentes sur le financement par la dette⁸.

7. Les informations sur les taux des obligations d'État et de sociétés sont tirées des sites www.ustreas.gov, www.bloomberg.com et www.ft.com.

8. Voir AIE (2009a) et AIE (2009b).

Au moins aussi important que l'impact sur les marchés financiers et le coût du capital, l'impact de la crise sur l'économie réelle, autrement dit sur la consommation d'électricité, a déjà entraîné un report ou une annulation d'un certain nombre de décisions d'investissement. Pour la première fois depuis 1945, la consommation mondiale d'électricité a baissé en 2009, d'environ 2 %. Comme l'électricité est un bien non stockable produit par une structure d'approvisionnement assez rigide, toute évolution de la demande se traduit immédiatement dans les prix. Les prix de gros européens, par exemple, ont été à peu près divisés par deux par rapport à leur niveau d'il y a un an. De tels chiffres refroidissent les ardeurs de l'investisseur le plus motivé. Si on y ajoute une réduction de moitié des prix du carbone, il n'est pas surprenant qu'en l'absence de toute action politique ou incitation à investir l'AIE prévoit pour la zone OCDE une baisse de 20 % des investissements dans les énergies renouvelables en 2009⁹.

Deux autres aspects financiers peuvent être considérés comme des facteurs de risque ajouté pour les investisseurs, à savoir la volatilité des taux de change et l'inflation. Même s'ils sont parfois mentionnés en tant que facteurs de risque, leur impact réel est probablement limité. La volatilité des taux de change est probablement le risque face auquel les marchés financiers internationaux sont les mieux armés. Des prêts peuvent être contractés dans n'importe quelle monnaie de premier plan, et les flux de coûts et de revenus peuvent être couverts sur plusieurs années au moins. Bien qu'une telle garantie de change ait un coût, les marchés sur lesquels elle intervient sont liquides et fortement concurrentiels. Pour les marchandises échangées en monnaies librement convertibles telles que le pétrole, les investisseurs doivent donc simplement payer le taux concurrentiel pour s'assurer contre le risque monétaire. Le problème pourrait s'avérer légèrement différent pour les marchandises telles que le gaz, qui dans certains cas sont échangées dans des monnaies moins convertibles. Enfin, pour l'électricité, le problème ne se pose pas côté production, puisqu'elle est généralement produite et consommée localement. Le point important est que les ressources sont généralement échangées en monnaies extrêmement liquides.

En ce qui concerne l'inflation, tout dépend des prévisions concernant son niveau futur. Sur cette question, le marché des obligations d'État apporte également des éclairages essentiels. Un bon du Trésor américain à 30 ans indexé sur l'inflation avait un rendement réel de 2,1 % par an (février 2010). En le comparant au rendement de 4,7 % de l'obligation à 30 ans de référence, on comprend que le marché prévoit une inflation d'environ 2,5 % par an sur les 30 prochaines années. Ce chiffre est plutôt proche de la moyenne des années passées, et ne prédit ni une déflation due à la crise, ni une inflation supérieure résultant des mesures employées pour combattre cette crise. Même si l'ampleur des récentes interventions des gouvernements est sans précédent et l'impact à long terme des niveaux actuels des dettes publiques relève de l'inconnu, les marchés obligataires restent remarquablement optimistes.

Ainsi, ni la volatilité des taux de change ni l'inflation ne dissuadent actuellement les investisseurs dans le secteur de l'énergie. La plus grande incertitude aujourd'hui est de loin la future demande d'électricité dans les pays de l'OCDE. Indépendamment de la crise économique et financière, les politiques agressives de ces pays en matière de réduction des émissions de dioxyde de carbone et d'augmentation de l'efficacité énergétique garantissent la pérennité de cette incertitude. Il existe une possibilité distincte pour que la crise ait un « effet de cliquet », c'est-à-dire que les changements de comportement dus à l'incertitude économique plus grande et à la baisse des revenus persisteront même quand les conditions économiques s'amélioreront. Bien que l'on puisse s'en réjouir à de nombreux égards, cela amplifierait l'incertitude pesant sur les investisseurs dans la production d'électricité. Crise ou pas, la gestion des portefeuilles d'investissement dans le secteur de l'électricité et les décisions de construction de nouvelles centrales électriques seront plus difficiles à prendre dans les années à venir.

9. Selon le WEO 2009, fin 2008 et début 2009, les investissements dans les énergies renouvelables ont chuté de façon disproportionnée par rapport à ceux dans les autres types de capacité de production. Pour l'ensemble de l'année 2009, ils pourraient avoir baissé de près d'un cinquième. Sans le stimulus imprimé par les incitations fiscales des gouvernements, ils auraient chuté de presque 30 %.

8.4 Options pour améliorer les conditions d'investissement dans le secteur électrique

L'importance de la gestion des incertitudes constitue un argument fort pour explorer les possibilités de partenariats public-privé visant à améliorer les conditions d'investissement dans le secteur de l'électricité en général, et dans les technologies à forte intensité de capital et faible intensité de carbone telles que le nucléaire, les énergies renouvelables ou le captage et le stockage du carbone en particulier. Bien entendu, personne ne parle sérieusement d'un retour à une électricité entièrement publique avec son inefficacité organisationnelle et de gestion, son inertie et sa préservation d'intérêts particuliers. L'impulsion en direction de marchés de l'électricité libéralisés dans les pays de l'OCDE ne peut pas être inversée.

Cependant, même à l'intérieur du contexte général de marchés de l'électricité concurrentiels, le secteur public a certainement un rôle à jouer dans la multiplication des choix mis à la disposition des décideurs privés. Ce rôle doit nécessairement concerner la réduction de l'incertitude afin de permettre aux investisseurs de bénéficier d'un coût du capital inférieur. Deux stratégies fondamentales permettent de faire face à cette tâche. Premièrement, le cadre politique général des décennies à venir devra être aussi stable et aussi transparent que possible. L'engagement des pays de l'Union européenne à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % en 2020, et l'engagement pris par les pays du G8 lors de leur récent sommet de L'Aquila (Italie) de réduire de moitié les émissions mondiales de gaz à effet de serre en 2050 (tous deux définissant implicitement un prix pour les émissions de dioxyde de carbone) fournissent bien sûr un signal politique clair. Les incertitudes restantes sont bien sûr énormes, et il serait souhaitable que les futures interventions des politiques visent à clarifier la mise en œuvre précise d'objectifs si ambitieux.

La deuxième stratégie consiste à essayer d'abaisser directement le coût du capital pour les investissements dans le secteur de l'énergie, avec ou sans conditionnalité sur les performances environnementales. Au niveau national, les pays de l'OCDE peuvent par exemple garantir les prêts, une mesure incitative qui ferait baisser le coût du capital – puisque le risque de non-remboursement serait réduit. De plus, cette mesure serait compatible avec les règles de marchés de l'électricité concurrentiels¹⁰. Au niveau international et sur les marchés émergents, des institutions multilatérales comme la Banque mondiale ou les banques de développement pour l'Afrique, l'Asie et l'Amérique latine peuvent également faciliter les investissements en réduisant le risque par des garanties de prêts¹¹. Les garanties de crédits à l'exportation jouent déjà un rôle dans ce contexte. La récente révision des directives sur les crédits à l'exportation officiellement subventionnés (Arrangement on Officially Supported Export Credits) par le groupe Nuclear Sector Understanding (NSU) de l'OCDE, qui est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2009, constitue par exemple une étape dans la bonne direction.

Les occasions d'améliorer le contexte financier et d'abaisser les taux d'actualisation chaque fois que cela est possible se justifient également dans une perspective de développement durable. Si le développement durable se définit en effet par les mots du rapport Brundtland comme « un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la possibilité pour les générations à venir de satisfaire les leurs », alors le futur ne devrait pas être escompté aussi abruptement. Assurer un environnement d'investissement stable avec des taux d'intérêt réels bas constitue véritablement l'une des étapes les plus efficaces pour parvenir à un développement durable dans le secteur de l'électricité et au-delà.

10. Un certain nombre de pays de l'OCDE s'engagent actuellement dans cette direction. Aux États-Unis, par exemple, le Department of Energy a autorisé pour émettre 100 milliards USD en garanties de prêts pour les investissements dans le secteur électrique. Les dispositions relatives à la facture énergétique (Provisions in Energy Bills) actuellement débattues au Congrès pour créer une Banque de développement des énergies propres (Clean Energy Deployment Bank) multiplieraient ce chiffre par deux ou trois.

11. Les banques de développement international pourraient certainement jouer un rôle utile dans la réduction des risques pesant sur les investissements, mais elles ne peuvent pas constituer une source exclusive de financement, puisqu'elles ne mettent pas toutes les technologies sur un pied d'égalité. La Banque africaine, la Banque asiatique et la Banque interaméricaine de développement ont mis en place des politiques qui excluent le financement des projets nucléaires. La Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) offre des subventions en faveur de la sûreté nucléaire, mais ne finance pas les nouveaux réacteurs. Enfin, la Banque mondiale n'a pas de politique écrite à l'égard de la filière nucléaire, mais n'a financé aucun projet nucléaire ces dernières années.

Références

AEN (2008), *Nuclear Energy Outlook*, OCDE, Paris, France.

AIE (2006), *World Energy Outlook*, OCDE, Paris, France.

AIE (2009a), *World Energy Outlook*, OCDE, Paris, France.

AIE (2009b), *Report to the G8 on the Impact of the Financial Crisis on Energy Investment*, OCDE, Paris, France.

Arrow, K. et Lind, R. (1970), Uncertainty and the Evaluation of Public Investment Decisions, *American Economic Review*, 60 (3), pp. 364-378.

Dixit, A. et Pindyck, R. (1994), *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, Princeton, États-Unis.

Keppler, J.H. (1998), Externalities, Fixed Costs and Information, *Kyklos*, 52 (4) , pp. 547-563.

MIT (2009), *Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power*, MIT, Cambridge, États-Unis.

Tanaka, N. (2009), The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment, présentation faite à l'occasion de la Réunion des ministres de l'énergie du G8, 24-25 mai 2009, Rome, Italie.

Coûts moyens actualisés et fonctionnement réel des marchés de l'électricité

Une récente étude de l'AIE suggère que le secteur de l'électricité peut contribuer de façon significative à relever le double défi de la sécurité énergétique et de la pérennité de l'environnement. Actuellement, le portefeuille de production électrique dans la zone OCDE repose pour environ deux tiers sur des centrales à combustible fossile et pour un tiers sur une combinaison d'énergies renouvelables (la plupart du temps hydroélectrique) et de centrales nucléaires. Lors de leur dernière réunion qui s'est tenue en octobre 2009, les 28 ministres de l'Énergie des états membres de l'AIE ont réaffirmé leur détermination à accélérer la transition vers un avenir énergétique sûr, concurrentiel et durable. Plus que jamais, le secteur de l'électricité subit d'énormes pressions pour atteindre une efficacité énergétique supérieure et se diriger vers des options de production plus propres et à faible empreinte carbone. Ce contexte offre de grandes opportunités pour l'innovation, le développement technologique et les investissements dans ce secteur.

Les perspectives énergétiques mondiales de l'AIE (*World Energy Outlook 2009*) prévoient dans le scénario de référence que sur la période 2008-2030 les pays de l'OCDE devront investir 5 694 milliards USD dans le secteur de l'électricité, dont 3 292 milliards dans la production d'électricité et 2 402 milliards dans le transport et la distribution. En outre, les pays de l'OCDE+ (qui englobe les états membres de l'UE qui ne font pas partie de l'OCDE) devront investir au total 3 586 milliards USD dans la production d'électricité sur la période 2010-2030 afin de limiter la concentration des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 parties par million (ppm) d'équivalents CO₂.

Comme l'électricité est vitale pour les économies modernes et le bien-être des consommateurs, les investissements dans ce secteur et leur impact sur les coûts et les prix de l'électricité ont fait l'objet d'un intérêt croissant de la part de l'industrie, des gouvernements et des décideurs. Un des rôles essentiels des gouvernements est de s'assurer que les investissements sont réalisés aux endroits et aux moments où ils sont nécessaires, avec les bonnes technologies, en contribuant à la sécurité énergétique et à la protection du climat tout en minimisant l'impact sur les coûts de l'électricité.

Ce chapitre tente d'établir le lien entre les valeurs des coûts moyens actualisés de l'électricité (LCOE) et les réalités des marchés en vue de développer une perception de ce que la méthodologie LCOE et ses résultats dérivés signifient pour les investisseurs et les décideurs. Il analyse de façon détaillée les incertitudes auxquelles doivent faire face les investisseurs et les mécanismes des marchés de l'électricité réels. Il étudie également le processus de décision d'investissement en tenant compte des facteurs associés aux investissements dans les centrales qui ne sont pas appréhendés par une simple comptabilité analytique.

Bien qu'ils ne soient en aucun cas exhaustifs, la méthodologie LCOE et ses résultats dérivés, s'ils sont correctement interprétés et utilisés avec d'autres instruments analytiques, peuvent constituer un outil important pour l'évaluation des investissements dans la production d'électricité, mais aussi pour la formulation d'une politique.

9.1 Utilisations et limites du LCOE

L'approche du coût moyen actualisé est un modèle financier utilisé pour l'analyse des coûts de production. Elle s'intéresse principalement à l'estimation des coûts moyens actualisés de production d'électricité sur la durée de vie des centrales d'une technologie donnée, en tenant compte des principales composantes de coût, à savoir des charges de capital, des coûts de combustible et des coûts d'exploitation et de maintenance (E&M). Ce cadre analytique est flexible et permet de considérer des facteurs de coût spécifiques (par exemple, dépenses imprévues, démantèlement, prix du carbone).

Le principal résultat du modèle LCOE est le coût unitaire actualisé de la production d'électricité. Il s'agit du coût moyen sur la durée de vie d'un projet dans une technologie donnée, basé sur un ensemble spécifique d'hypothèses. Les coûts moyens actualisés fournissent d'importantes conclusions sur les principaux facteurs de coût de différentes options de production. Comme de nombreuses composantes de coût varient considérablement d'un endroit à l'autre et d'un projet à l'autre, des analyses de sensibilité peuvent être effectuées pour évaluer l'influence de la variation de paramètres essentiels sur les coûts de production d'électricité.

La méthodologie LCOE peut être utile dans de nombreuses applications et à de nombreuses fins, dont les suivantes :

- Estimer le coût de production d'électricité d'une nouvelle centrale ou d'une technologie donnée.
- Analyser les diverses options de production à la disposition des investisseurs sur un marché donné. Comme les marchés sont différents, les investisseurs peuvent ajuster les paramètres de coût essentiels ainsi que les hypothèses pour tenir compte des réalités du marché local et régional.
- Identifier l'option la moins coûteuse parmi les différentes possibilités d'investissement dans la production d'électricité.
- Évaluer l'impact de l'évolution des marchés sur les coûts de production.
- Analyser la structure des coûts de diverses technologies de production.
- Évaluer l'impact de la modification d'hypothèses essentielles, notamment de paramètres politiques clés comme le prix du carbone, sur les coûts unitaires.

Dans ce modèle, les flux de coûts sont actualisés à leur valeur présente (valeur à la date de mise en service) en utilisant des taux d'actualisation supposés. Ces taux d'actualisation traduisent essentiellement la prise en compte du coût d'opportunité du capital. Ils peuvent également être considérés comme le déterminant du temps nécessaire pour le recouvrement du capital, c'est-à-dire du temps qu'il faut pour récupérer totalement un investissement. Avec un taux d'actualisation plus élevé, le capital investi devra être recouvert en un temps plus court. Il faut cependant noter que dans le cadre analytique de cette étude, le délai de récupération est déterminé par les durées de vie techniques des différentes technologies de production.

Pour chaque option, les coûts unitaires de production d'électricité constituent le principal facteur du choix technologique. La précision et l'utilité des coûts unitaires estimés dépendent largement d'une bonne évaluation de leurs composantes – coûts d'investissement, de combustible et d'E&M. Elles dépendent également de la façon dont les principales hypothèses collent à la réalité, par exemple en termes de délai de construction, de facteur de charge, de rendement, ou de durée de fonctionnement. Les technologies pour lesquelles les phases de construction et d'exploitation ont fournis des informations fiables et dont les coûts sont relativement stables sur leur durée de vie sont considérées comme moins risquées. Dans la mesure où un revenu à long terme, stable peut être garanti sur la durée de vie d'un projet, le risque s'en trouve encore réduit. À l'inverse, les technologies avec des antécédents de dépassements de coûts, des retards de construction coûteux et une volatilité du coût du combustible génèrent des risques supplémentaires, réels ou perçus. Des risques perçus plus importants exigent de fait une rentabilité plus grande de l'investissement.

Les coûts d'investissement constituent probablement le paramètre le plus important dans toute décision. Ils varient fortement d'une technologie à l'autre, avec le temps et en fonction des pays. Ils sont sensibles à un certain nombre de facteurs tels que les coûts de fabrication (par exemple de l'acier), les coûts de main-d'œuvre et les autres coûts liés à la construction. Les coûts des centrales et des équipements sont également soumis à des contraintes de capacité de fabrication. Une forte demande pour certains équipements au niveau mondial peut provoquer des goulets d'étranglement et faire peser des pressions à la hausse sur les prix de ces équipements (par exemple, turbines à gaz et éoliennes), une situation qui a prévalu sur la période 2005-2008.

Les centrales nucléaires sont fortement capitalistiques et nécessitent actuellement un important investissement de départ. La normalisation de la conception et la construction modulaire de ces centrales peuvent faire baisser les coûts par mégawatt de capacité nucléaire installée. Cependant, à l'exception de l'Asie, la construction de nouvelles tranches est restée pratiquement nulle pendant pratiquement deux décennies dans les pays de l'OCDE. En raison de cette expérience récente de construction limitée, la renaissance nucléaire émergente devra affronter un certain nombre de risques généralement associés aux nouvelles technologies. Le contrôle des coûts de construction sera essentiel. À cet égard, la normalisation des tranches nucléaires constituera un outil incontournable. Elle facilitera l'obtention de l'autorisation d'exploitation, les approvisionnements en équipements et la planification de la construction – tous aspects cruciaux pour la réduction des coûts.

En outre, les coûts d'investissement bénéficieront d'économies d'échelle, à la fois par la taille de chaque tranche individuelle et par le nombre de tranches à construire. L'autorisation d'exploitation, la construction, l'exploitation, la gestion de la sûreté et la gestion des déchets sont moins chères et plus efficaces avec un portefeuille de centrales nucléaires qu'avec des centrales individuelles. La gestion des risques liés aux coûts de construction pourrait être le plus grand défi que devra surmonter l'expansion nucléaire. Les coûts élevés d'investissement de départ font des délais de construction un autre facteur crucial pour la compétitivité à long terme de la filière nucléaire. S'ils posent toujours un problème pour les pays manquant d'expérience récente dans la construction de centrales nucléaires, des efforts concertés pour réduire ces délais ont déjà permis de limiter le temps de construction moyen à 62 mois pour les centrales récentes et en prévision en Asie, notamment en Chine et en Corée. En Finlande, la construction de la centrale d'Olkiluoto 3 a néanmoins déjà subi un retard de deux ans.

Les panneaux solaires, les éoliennes et les turbines à gaz (à circuit ouvert et à cycle combiné) sont largement normalisés, avec de nombreuses centrales similaires en fonctionnement, et des délais de construction limités, allant de 6 à 24 mois. En particulier, la seule centrale OCGT considérée dans cette étude (Australie) a été construite en 12 mois. Les centrales CCGT peuvent être construites en à peine 18 mois dans des circonstances idéales, mais la période de construction peut aussi durer jusqu'à 36 mois. Ces technologies peuvent être mises en œuvre à des tailles relativement petites sans augmenter sensiblement le coût par kilowatt de capacité installée. Les centrales CCGT peuvent ainsi être construites par phases, en mettant en service la turbine à gaz avant la centrale entière, et par modules, en augmentant la capacité par paliers de 300-800 MW.

Les centrales au charbon sont adaptées à des conditions locales spécifiques, ce qui rend leur normalisation plus difficile. Les coûts d'investissement sont néanmoins relativement stables et prévisibles, grâce à la longue et vaste expérience des fournisseurs. Les centrales au charbon sont typiquement construites par tranches de 300 à 1 000 MW. Elles permettent donc d'importantes économies d'échelle, pas aussi élevées cependant que pour les centrales nucléaires.

En plus des inquiétudes sur les coûts de construction, un projet dans le secteur de l'électricité doit également passer par la planification et le développement, et une longue liste de licences et d'autorisations est nécessaire, toutes variant selon le projet, le lieu et la technologie. Les projets nucléaires nécessitent le plus long processus pré-construction, processus qui impose aussi un investissement considérable avant même de savoir si un projet sera réalisé. L'acceptabilité par le public influe sur ce processus, et peut sérieusement retarder un projet et gonfler ses coûts.

Comme elle tient compte des délais et des coûts de construction spécifiques d'un projet, et même des risques associés aux nouvelles technologies et se traduisant par des exigences de provisions supérieures, la méthodologie LCOE peut s'avérer un outil pratique pour l'analyse des coûts de production de l'électricité. Elle apporte des éclaircissements utiles sur l'évaluation des investissements et la formulation d'une politique. Cependant, comme d'autres instruments analytiques, cette méthodologie se heurte à certaines limites réelles dont :

- A. L'approche LCOE ne reflète pas de façon appropriée les réalités des marchés caractérisés par l'incertitude et la tarification dynamique.
- B. L'approche LCOE fournit des coûts de production aux bornes de la centrale, et n'intègre pas les coûts de réseau d'un système électrique.
- C. L'approche LCOE révèle peu d'informations sur la contribution d'une technologie donnée à la sécurité énergétique et à la pérennité de l'environnement.
- D. L'approche LCOE ne précise pas la stabilité relative probable des coûts de production sur la durée de vie de la centrale, et par conséquent sa contribution potentielle à la stabilité des coûts et éventuellement des prix.

A. Incertitudes et risques

Une insuffisance intrinsèque de la méthodologie LCOE vient du fait qu'elle suppose essentiellement un monde statique dans lequel il n'existe aucune incertitude, et donc dans lequel les coûts apparaissent de la manière dont ils ont été « prévus » par un calendrier annuel fixe de flux de trésorerie. Bien que l'approche LCOE contribue pour une part importante à l'analyse des coûts de production, les places de marché réelles sont bien plus complexes et se caractérisent par de multiples risques et incertitudes qui dépassent la portée de cette méthodologie. Les risques de sous-estimation et de surestimation des coûts de production sont inhérents aux estimations de LCOE, par l'existence même de ces incertitudes. Le tableau 9.1 identifie les incertitudes et les risques essentiels auxquels les investisseurs sont confrontés.

Tableau 9.1. Principaux facteurs de risque pour les investisseurs dans la production d'électricité			
Risques centrale	Risques marché	Risques réglementaires	Risques politiques
Coûts de construction	Coût du combustible	Organisation du marché	Normes environnementales
Délai de construction	Demande	Régulation de la concurrence	Contraintes CO ₂
Coûts d'exploitation	Concurrence	Régulation du transport	Soutien de technologies spécifiques (renouvelables, nucléaire, CSC)
Disponibilité/Performances	Prix de l'électricité	Licences et autorisations	Efficacité énergétique

Source : AIE, 2007a.

Si certains risques sont partagés par toutes les technologies (par exemple, incertitude sur la demande et incertitude politique), la nature et le degré des risques diffèrent sensiblement d'un projet à l'autre, et d'une technologie à l'autre. Par exemple, le risque réglementaire peut être le plus important pour les projets de centrales nucléaires et au charbon, en raison des problèmes d'acceptation sociale et locale ainsi que de la complexité et de l'incertitude associées à l'implantation et aux autorisations. En outre, les projets nucléaires sont confrontés à des risques élevés de dépassement des coûts à cause de la faiblesse de l'expérience récente de construction (qui peut diminuer avec le temps), alors que les projets de centrales au charbon doivent affronter les risques d'une réglementation environnementale contraignante et des politiques climatiques. Le risque réglementaire des investissements dans la production d'électricité au gaz peut être faible, mais les investisseurs dans cette technologie, en particulier dans les pays dépendant fortement des importations de gaz, affrontent des risques relativement importants associés aux approvisionnements et à l'augmentation des prix du gaz, lesquels peuvent potentiellement affecter les coûts de production de cette filière. Au contraire, la filière nucléaire bénéficie de coûts d'exploitation stables, et d'un approvisionnement en combustible bien plus sûr. Les projets dans les énergies renouvelables, peut être généralement moins placés sous le feu des projecteurs environnementaux, doivent néanmoins affronter les risques associés au transport d'électricité, notamment à l'accès, à

l'interconnexion et à l'intégration – tous ces risques ont un impact sur les coûts, même si, comme le nucléaire, les énergies renouvelables bénéficient de coûts d'exploitation limités et stables.

Il existe d'autres méthodes qui comme le LCOE sont basées sur la méthodologie générale d'actualisation des flux de trésorerie (DCF), mais qui peuvent intégrer d'autres sources de risque dans le calcul et l'analyse des valeurs actualisées nettes (VAN) de différents projets, en tenant compte du capital-risque, de la proportion de financement par la dette et par les capitaux propres, de la fiscalité, etc. La méthode VAN calcule la valeur actualisée nette de tous les flux de trésorerie d'un projet, notamment des revenus, avec les mêmes types d'hypothèses que celles faites dans l'approche du coût moyen actualisé sur la durée de vie. La différence est que la méthode VAN s'intéresse directement à la rentabilité d'un projet plutôt qu'à son seul coût, introduisant de fait le prix de l'électricité dans l'équation. Cette méthode autorise des simulations dans lesquelles de multiples incertitudes et facteurs de risque sont pris en compte. Les hypothèses sur les résultats possibles et prévus des différents facteurs de coût détermineront les résultats possibles et prévus des calculs de VAN. Une simulation de Monte Carlo reposant sur une distribution probabiliste peut être utilisée pour apporter aux investisseurs et aux planificateurs des éclaircissements supplémentaires sur l'impact des risques techniques, d'exploitation et de prix, par rapport à la méthodologie du coût moyen actualisé.

B. Coûts de production et coûts de réseau

Les principaux éléments de coût d'un système électrique se rattachent à la production, au transport et à la distribution de l'électricité. En règle générale, les coûts de production représentent typiquement entre 60 % et les deux tiers de la facture électrique totale. Les autres 33 à 40 % se décomposent en coûts de transport, de distribution et de commercialisation. Ceux-ci sont des composantes de coût importantes qui vont au-delà de la portée de la méthodologie LCOE.

Même si toutes les technologies de production subissent des coûts d'intégration au réseau, l'intégration de la production d'électricité basée sur des ressources renouvelables variables telles que le vent et le soleil sera probablement plus coûteuse que celle des ressources non variables en raison du besoin d'augmenter la flexibilité du système. L'électricité éolienne peut être générée uniquement quand les vitesses du vent se situent dans une fourchette opérationnelle. Ainsi, des capacités de réserve sont généralement nécessaires pour maintenir la fiabilité de l'approvisionnement dans les périodes où les vitesses de vent sortent de cette fourchette. Ceci a des implications pour l'exploitation et l'équilibrage en temps réel du système, mais aussi pour son coût total et pour le développement à long terme du portefeuille de production et des réseaux (voir le chapitre 8).

Les résultats de la méthodologie LCOE ne reflètent pas non plus la dimension géographique de l'investissement. Dans une perspective systémique, une ferme éolienne proche de centres de charge qui peut être reliée au système de distribution en basse tension est plus avantageuse qu'une ferme éolienne de même capacité qui est éloignée et qui nécessite une nouvelle ligne de transport coûteuse pour être raccordée au réseau. Les coûts de réseau devraient augmenter avec la pénétration de l'énergie éolienne. Les grandes concentrations de production éolienne nécessitent d'importantes capacités de transport pour distribuer leur électricité sur de larges zones quand il y a du vent – et pour importer l'électricité depuis des sources de substitution quand les ressources sont insuffisantes. La construction de cette capacité de transport au bon endroit, au bon moment et avec la bonne capacité (la capacité de production éolienne augmentant) constitue un problème majeur en termes de réglementation et d'investissement. L'hydroélectricité à accumulation est particulièrement utile comme outil d'équilibrage et comme réserve pour l'électricité éolienne. Si les sources d'énergie hydraulique et éolienne ne se situent pas dans la même zone, il peut s'avérer rentable de les raccorder avec des lignes de transport, même si le coût initial est élevé. Ailleurs, des centrales au gaz ont assumé ce rôle, par exemple en Espagne.

Les évaluations comparatives de différentes technologies basées sur la méthodologie LCOE pourraient donc être sensiblement enrichies si elles étaient complétées par une prise en compte adéquate des coûts de réseau, d'intégration et d'équilibrage associés à ces technologies.

C. LCOE, sécurité énergétique et pérennité de l'environnement

Le secteur énergétique mondial doit relever le double défi de la sécurité énergétique et du changement climatique. La sécurité de l'approvisionnement électrique dépend fortement de la fiabilité et de la sécurité des approvisionnements en combustibles utilisés en production. Ces approvisionnements en combustibles peuvent être interrompus pour diverses raisons. L'interruption peut être provoquée par la météo (par exemple, ouragans), ou liée à une défaillance d'infrastructure, en particulier s'il n'existe qu'une ou deux chaînes d'approvisionnement. Ces risques semblent les plus critiques pour les approvisionnements en gaz, les pays de l'OCDE se dirigeant certainement vers une augmentation de leurs besoins d'importation. Comme pour les autres sources, les risques pesant sur les approvisionnements en gaz peuvent être atténués par des stocks, mais ces derniers sont relativement onéreux en comparaison de ceux de charbon ou d'uranium, et peuvent également être soumis à des risques d'infrastructure. D'autres mesures peuvent être envisagées, notamment la substitution des sources d'énergie et les contrats interruptibles.

Étant donné la nature variable des « combustibles » naturels comme le vent, le soleil et les rivières, la production d'électricité basée sur des ressources renouvelables variables ne peut pas fournir une électricité de base fiable sans des capacités de réserve appropriées. Si la production nucléaire peut compter sur des sources d'approvisionnement en uranium stables et sûres, la production d'électricité au gaz, en particulier en Europe, est soumise à des risques à long terme sur les approvisionnements.

Bien entendu, la diversification a toujours été un élément essentiel pour garantir la sécurité à long terme de l'approvisionnement électrique. Un portefeuille de production diversifié couplé à une répartition géographique des sources de combustibles et des voies et vecteurs d'approvisionnement atténuerait les risques d'interruption à long terme. Cette stratégie de diversification peut également s'appliquer au niveau de chaque société, à l'échelle nationale ou au niveau régional. Comme nous l'avons déjà indiqué, depuis 1990 environ, le gaz est devenu la plus importante source de production additionnelle d'électricité, et cette tendance s'est accélérée, de sorte que le gaz a fourni 80 % de l'augmentation des besoins dans la zone OCDE au cours de cette décennie. La plus grande partie de la capacité de production en construction dans la zone OCDE concerne des centrales au gaz, et cette tendance devrait se poursuivre au moins à moyen terme, en particulier si la croissance de la demande reste lente ou imprévisible. On peut soutenir que le gaz constitue une option flexible, à faibles charges de capital et à moindre risque, une manière efficace de répondre aux pointes de consommation et aux besoins de fiabilité, et un complément idéal pour la production renouvelable intermittente. Cependant, de nombreuses zones OCDE vont probablement devenir de plus en plus dépendantes des importations de gaz dans les décennies à venir, généralement à un coût supérieur et depuis des sources plus éloignées. Les interruptions des approvisionnements en gaz pourraient influencer la sécurité de l'approvisionnement électrique, nécessitant ainsi une surveillance plus poussée et une coordination plus étroite entre les industries du gaz et de l'électricité dans une perspective de sécurité de l'approvisionnement.

Tout comme diverses sources d'énergie jouent des rôles différents et potentiellement complémentaires dans la sécurité de l'approvisionnement, chaque technologie de production a aussi un impact unique sur l'environnement. On considère que l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables font partie des technologies « à faible empreinte carbone », alors que les centrales au charbon émettent généralement deux fois plus de CO₂ que les centrales au gaz. Ces aspects liés à la sécurité énergétique et à l'environnement vont au-delà de la portée de la méthodologie LCOE, mais doivent être pris en compte dans l'évaluation des diverses options de production.

Les coûts moyens actualisés constituent un outil important pour les décideurs dans leur compréhension des principaux facteurs de coût d'un système électrique et dans l'évaluation de l'importance d'une politique pour les coûts de production, par exemple de l'impact de la tarification du carbone. Les coûts moyens actualisés peuvent également fournir certains éclaircissements à des investisseurs dans une phase de choix préliminaire des options de production. Les analyses de sensibilité des facteurs de coût individuels tels que les coûts du CO₂ et des combustibles sont pertinentes du point de vue des investisseurs et des politiques publiques. Cependant, une analyse complète d'un projet d'investissement donné compléterait les coûts moyens actualisés par une analyse du risque plus détaillée, laquelle envisagerait de multiples risques.

9.2 Mécanismes des marchés de l'énergie et tarification de l'électricité sur les marchés concurrentiels

Dans le contexte traditionnel d'un monopole verticalement intégré, les tarifs réglementés pour les consommateurs reflétaient le coût moyen à long terme de la production d'électricité. La méthodologie LCOE produisait une estimation d'un prix réel constant de l'énergie qui compensait tous les coûts d'exploitation, de combustible et de financement. En tant que telle, cette méthodologie fournissait une bonne base d'estimation du coût de l'électricité, qui était normalement supporté entièrement par les consommateurs selon le modèle traditionnel de coût de service.

Sur les marchés concurrentiels actuels de la production, la relation entre coûts moyens et prix n'est plus aussi évidente, car les prix sont fixés par le coût marginal de la dernière technologie sollicitée (en fait celle avec le coût marginal le plus élevé de toutes les technologies sollicitées). Les coûts moyens ne peuvent donc plus être automatiquement répercutés sur les consommateurs, les détenteurs d'actifs et les exploitants de centrales devant par conséquent supporter le risque associé à la production des centrales et aux flux de revenus résultants. Les prix de gros au comptant de l'électricité reflètent fondamentalement les conditions dynamiques de l'offre et de la demande sur un marché donné, où la tarification marginale détermine le prix d'équilibre du marché à chaque instant. Les marchés sur lesquels le prix de l'électricité réellement vendue représente la rémunération reçue par une centrale uniquement pour sa production sont appelés marchés de l'électricité standard¹.

Les systèmes électriques se caractérisent par la variabilité de l'offre et de la demande et par l'absence d'un stockage rentable. Avec une part croissante de ressources intermittentes dans la production, reflétant le développement rapide de l'électricité éolienne et dans une moindre mesure de l'électricité solaire, l'approvisionnement sera certainement de plus en plus variable. Les ressources de production doivent être adaptées et suffisamment flexibles pour répondre rapidement aux fluctuations à court terme de l'offre et de la demande. Pour garantir la fiabilité de l'approvisionnement, les exploitants de réseaux ont besoin de différents types de réserves, ainsi que d'autres services dits auxiliaires. Ils contractent généralement ces services auprès d'acteurs commerciaux, souvent par des appels d'offres ouverts. Un paiement au titre des capacités de réserve fait partie du possible flux de revenus pour les actifs de production d'électricité. Dans le fonctionnement d'un système réel, les ressources de production doivent être disponibles pour répondre instantanément aux variations, ce qui nécessite une régulation automatique. À cet effet, les exploitants de réseaux contractent ce que l'on appelle des « réserves automatiques ». Ces réserves répondent à un signal technique – fréquence – plutôt qu'à un signal de prix économique, et sont essentiellement commercialisées à un prix par MW plutôt qu'un prix par MWh.

Une fois qu'une centrale est construite, l'investissement afférent est considéré comme un « coût irrécupérable ». La compétitivité d'une centrale dépend de son coût marginal, c'est-à-dire du coût de production d'une unité supplémentaire d'électricité, qui est répartie en fonction de son ordre de mérite économique. Les coûts marginaux traduisent principalement les coûts de combustible. Dans de nombreux cas, les centrales au gaz ou au fioul sont les centrales marginales qui déterminent le prix au comptant sur les marchés ouverts à la concurrence. Sur les marchés à terme, le prix est souvent fixé par les centrales CCGT. Ce prix d'équilibre de l'offre et de la demande est ensuite utilisé pour payer toutes les centrales. Ce système incite à l'efficacité, car une centrale fonctionnant plus efficacement et à moindre coût générera un profit supérieur.

Les investissements dans les capacités de production sont rentables pendant les heures où le prix dépasse le coût marginal d'une centrale spécifique. Les centrales de base ont tendance à présenter de faibles coûts marginaux, et sont donc exploitées pendant le plus grand nombre d'heures possibles. Les investissements correspondants sont rentables pendant les heures où les coûts marginaux des centrales sollicitées en charge moyenne à élevée (centrales « mid-merit ») et des centrales de pointe déterminent le prix. À leur tour, les centrales « mid-merit » bénéficient d'un rendement du capital investi pendant les heures de pointe.

1. Les marchés de l'électricité standard désignent ici des marchés sans aucune rémunération spécifique de la capacité disponible (qui s'ajouterait à la rémunération de la production).

Les centrales de pointe fournissent l'électricité nécessaire pour répondre à la demande pendant les quelques heures où la consommation est à son maximum. Typiquement, les prix montent pendant ces heures de pointe, ce qui permet à ces centrales d'être rentables. Pendant les heures de pointe, le prix est fixé par la dernière centrale de pointe disponible, laquelle peut mettre cette ressource sur le marché à n'importe quel prix – tant qu'il n'existe pas de plafonnement du prix ni de concurrence de la part d'autres centrales.

Plusieurs facteurs importants influencent le fonctionnement en temps réel d'une centrale spécifique et du système électrique auquel elle appartient. Selon les circonstances, ces facteurs peuvent ajouter de la valeur à un projet ou impliquer des coûts supplémentaires. Les facteurs les plus importants sont la flexibilité opérationnelle, la fiabilité et la taille de la centrale.

Les ressources électriques doivent être adaptées et suffisamment flexibles pour répondre aux fluctuations de l'offre et de la demande. La consommation d'électricité varie avec le temps, avec des pointes journalières et saisonnières, et dans certaines régions, la demande glisse de plus en plus vers une demande de pointe en raison de la charge due à la climatisation (par exemple, Espagne ou Australie). Les centrales doivent aussi être arrêtées à l'occasion, à des fins de maintenance, de réparation, de rénovation ou de rechargement en combustible (dans le cas des centrales nucléaires). Enfin, des défaillances de centrales surviennent de temps en temps, provoquant à l'improviste des arrêts temporaires forcés. En raison des limites d'un stockage de l'électricité rentable, les systèmes électriques doivent avoir accès à des ressources qui peuvent répondre rapidement aux fluctuations de l'offre de la demande.

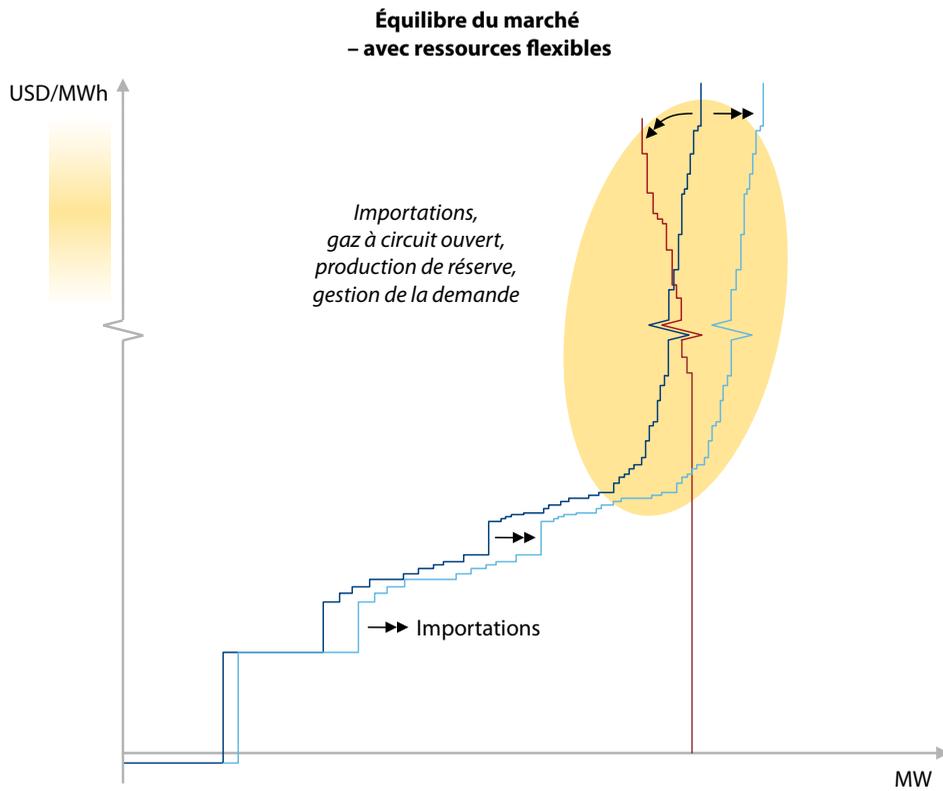
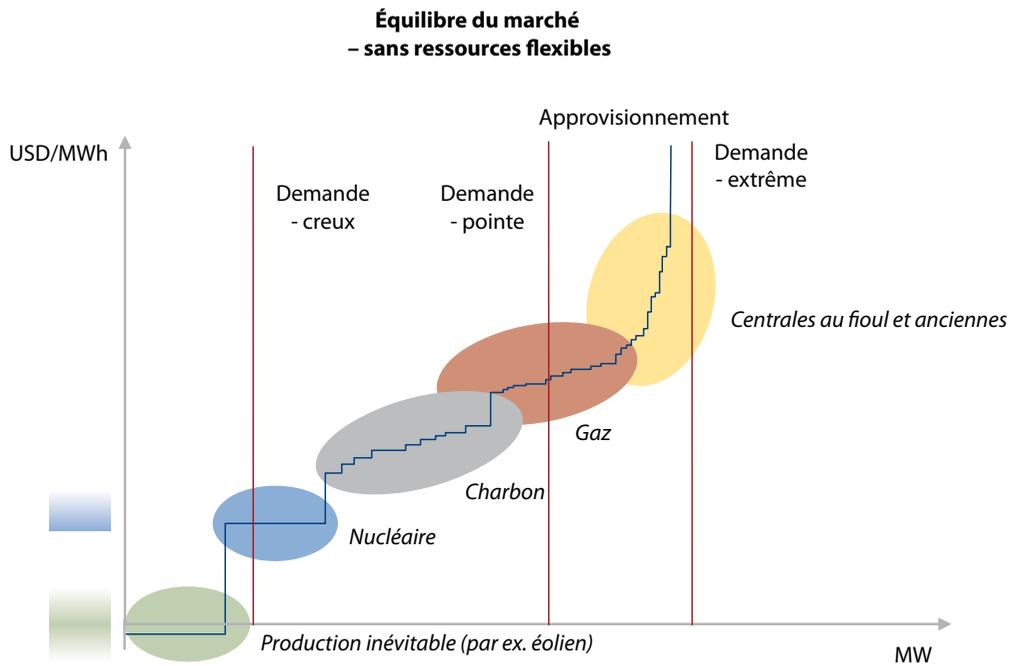
Toutefois, le maintien de la flexibilité peut s'avérer coûteux. Les tranches maintenues « en réserve tournante » alimentent le réseau pendant un nombre d'heures moins important, et nécessitent des prix élevés pendant les heures de pointe pour récupérer le capital investi. Un plafonnement des prix peut ainsi créer des problèmes de rémunération des investissements dans les capacités de pointe (problème des « revenus manquants »). Les centrales hydroélectriques, les centrales au charbon et au fioul plus anciennes et les centrales CCGT sont tout à fait adaptées pour assurer ces services de réserve. Les centrales nucléaires et éoliennes sont particulièrement mal adaptées.

Le critère N-1 est une norme de fiabilité souvent utilisée dans l'industrie afin de s'assurer que le système dispose de réserves suffisantes pour faire face à la perte de n'importe quelle unité individuelle de production ou de transport. Le besoin de réserves augmente ainsi avec la taille de la plus grosse unité du système. Tant que les unités les plus conventionnelles étaient à peu près de la même taille (400 à 600 MW), l'application du critère N-1 pouvait ne pas représenter un gros problème. Mais comme les tranches nucléaires sont sensiblement plus puissantes (jusqu'à 1 600 MW), ce critère peut ajouter des coûts qui peuvent être indirectement imputables à un projet spécifique. Par ailleurs, de petites unités de production bien réparties réduisent potentiellement la vulnérabilité du système en cas de défaillance d'une unité isolée.

Quand la demande augmente, un nombre plus important de centrales doit fonctionner, et les centrales plus coûteuses fixent le prix du marché. Si le prix du charbon ou du gaz baisse, on peut donc espérer que le prix de l'électricité diminuera également. Plus particulièrement, la relation entre prix du gaz et prix de l'électricité est désormais bien établie, et elle s'observe sur de nombreux marchés où elle constitue une barrière naturelle entre les prix fluctuants du gaz et des revenus de l'électricité fixés par le marché. Quand un imprévu survient dans le fonctionnement en temps réel du système, le prix varie rapidement en fonction de la nature de l'incident.

La figure 9.1 illustre les principes sous-jacents du processus d'équilibre de l'offre de la demande et de l'impact crucial que peuvent avoir les ressources flexibles, en particulier en temps de pénurie de l'approvisionnement.

Figure 9.1 : Équilibre illustratif de l'offre et de la demande sur un marché de l'électricité basé sur les coûts marginaux



Une capacité de production supplémentaire ne constitue pas l'unique source de flexibilité. Des échanges transfrontaliers améliorés permettent de mieux partager les ressources sur des zones plus vastes. Ces échanges contribuent à améliorer la flexibilité du système si les interconnexions sont adaptées. La participation des consommateurs contribue aussi à la flexibilité, par un décalage de la demande vers des périodes moins critiques (périodes creuses). La gestion de la demande possède le potentiel de devenir une ressource cruciale dans les situations de rareté. En temps de pénurie, même un très petit degré d'élasticité des prix peut s'avérer suffisant pour libérer les ressources essentielles permettant d'équilibrer le système, en particulier si les prix sont autorisés à flamber. De plus, des ressources moins traditionnelles telles que la puissance de réserve et la production décentralisée sont considérées comme jouant de nouveaux rôles en terme de valeur ajoutée. Ces technologies peuvent contribuer à des réserves opérationnelles et à d'autres services auxiliaires.

Les ressources flexibles issues des importations et de la gestion de la demande peuvent s'avérer cruciales dans des situations de demande extrême. La moitié supérieure de la figure 9.1 illustre les principes d'équilibre de l'offre et de la demande dans un système qui ne compte pas sur des ressources flexibles. Les prix d'équilibre des marchés sont déterminés par la centrale marginale qui correspond au point d'intersection entre la demande et la courbe d'approvisionnement. Certaines centrales comme les centrales éoliennes et de cogénération doivent fonctionner quelles que soient les circonstances (centrales « must-run »), et leur production sera mise sur le marché à un prix nul, voire négatif. L'hydroélectricité, qui n'est pas représentée sur le graphique, n'entrera pas dans l'ordre de mérite selon ses coûts marginaux, qui sont négligeables, mais plutôt en fonction du coût d'opportunité espéré à un moment donné. Ceci est particulièrement important quand la ressource en eau est limitée. Les centrales nucléaires présentent les coûts marginaux les plus bas de toutes les sources de production d'électricité dispatchables. Les centrales au charbon viennent souvent ensuite. Les centrales au gaz fixent le prix marginal la plupart du temps. Pendant les quelques heures de pointe, les ressources disponibles avec les coûts marginaux les plus élevés dans le système doivent être utilisées, souvent dans un délai très court. Il peut s'agir de centrales au fioul ou au gaz, et à l'occasion d'autres centrales anciennes qui ont été construites pour fonctionner en base, mais qui sont maintenant rejetées en fin de classement de l'ordre de mérite dans la mesure où elles peuvent être mobilisées rapidement.

La partie inférieure de la figure 9.1 montre que les ressources issues de la gestion de la demande et d'autres ressources flexibles peuvent considérablement réduire les prix d'équilibre des marchés, ce qui fait fonctionner ces derniers plus efficacement.

Les centrales au charbon, nucléaires et hydroélectriques ont historiquement occupé des positions dominantes dans les portefeuilles de production, typiquement comme technologies de base. Elles sont généralement de grande taille – bénéficiant d'importantes économies d'échelle – et créent probablement des cycles d'investissement plus tranchés. La faible croissance de la consommation d'électricité qui est observée dans de nombreuses économies de la zone OCDE et qui va probablement se poursuivre à moyen terme augmente encore le risque lié à la construction d'une nouvelle centrale de base de grande taille. La concurrence, les échanges transfrontaliers et l'émergence des centrales CCGT ont modifié ce schéma. Les échanges transfrontaliers ont également tendance à lisser les cycles d'investissement. Dans de nombreux pays, les portefeuilles de production intègrent aussi désormais des centrales CCGT, éoliennes et d'autres formes de technologies décentralisées. Avec leurs tailles plus petites, leurs coûts d'investissement inférieurs et leur moindre sensibilité aux facteurs de capacité (à l'exception de l'électricité éolienne), ces technologies sont moins risquées à la marge, et contribuent également à un cycle d'investissement plus régulier.

Les centrales hydroélectriques disposent d'un avantage essentiel de suivi de la charge, ce qui signifie que nombres d'entre elles peuvent être mobilisées dans la minute en fonction des besoins d'équilibrage en temps réel. La plupart des autres centrales (centrales thermiques classiques, au charbon et au gaz) nécessitent un certain temps pour démarrer ou monter en température, souvent entre quatre et huit heures. Ces centrales ne peuvent être disponibles pour un équilibrage en

temps réel que dans la mesure où elles sont déjà sollicitées partiellement, mais pas entièrement. Il existe un risque réel pour qu'une centrale maintenue en état de réserve tournante pour l'équilibrage en temps réel ne soit pas appelée, même si elle est disponible. Cela ajoute une prime de risque – un coût d'opportunité – aux offres sur le marché en temps réel. Globalement, les coûts de réservation à l'avance de capacités devraient être inférieurs aux primes de risque moyennes que les acteurs commerciaux factureront quand ils mettront sur le marché en temps réel les dernières ressources.

9.3 Évaluation qualitative des risques principaux associés aux technologies de production

Les coûts de production sont des facteurs importants dans le choix d'une technologie en vue de répondre à la croissance de la demande et de remplacer des centrales vieillissantes. La méthodologie LCOE fournit un cadre pour l'analyse de ces coûts et pour la comparaison des coûts de diverses technologies de production. Elle fournit une mine d'informations pertinentes sur les paramètres d'une centrale, et sur l'impact des variations de facteurs de coût individuels. Cependant, dans la réalité, une décision d'investissement dans une capacité de production d'électricité est un processus bien plus complexe qui implique la prise en compte des diverses incertitudes sur les coûts et d'autres facteurs sans rapport avec ces coûts.

Les acteurs du marché qui évaluent des opportunités d'investissement dans des centrales sont confrontés à des risques découlant de nombreuses sources qui ne peuvent pas être appréhendés par une analyse de LCOE. Le tableau 9.2 identifie les principaux facteurs de risque, et fournit une évaluation qualitative des niveaux de risque que comportent ces facteurs.

Tableau 9.2. Évaluation qualitative des risques associés aux technologies de production

Technologie	Taille des unités	Délai de construction	Coût en capital/kW	Coûts d'exploitation	Coût du combustible	Émissions de CO ₂	Risque réglementaire
CCGT	Moyenne	Court	Faible	Faibles	Élevé	Moyennes	Faible
Charbon	Grande	Long	Élevé	Faibles	Moyen	Élevées	Élevé
Nucléaire	Très grande	Long	Élevé	Moyens	Faible	Nulles	Élevé
Hydraulique	Très grande	Long	Très élevé	Très faibles	Nul	Nulles	Élevé
Éolien	Petite	Court	Élevé	Moyens	Nul	Nulles	Moyen

Remarque : les émissions de CO₂ font référence aux émissions pendant la combustion/reformation uniquement.

Tous les projets d'investissement sont confrontés à des risques et des incertitudes de degré variable que les investisseurs doivent gérer. Ces derniers utilisent généralement les connaissances et les informations disponibles les meilleures pour évaluer la fourchette probable de résultats financiers de leur projet, en analysant différents scénarios. Ils peuvent également entreprendre une analyse stochastique dans laquelle des valeurs probabilistes de variables incertaines sont utilisées dans des cycles successifs d'un modèle de flux de trésorerie. Ils peuvent ainsi calculer une « valeur attendue » (valeur moyenne pondérée de tous les scénarios) de la viabilité financière du projet.

Ils utiliseront ensuite cette valeur pour vérifier si le rendement financier attendu d'un projet respecte leurs critères d'investissement. Dans la pratique, ils considéreront la probabilité d'une fourchette de résultats financiers, car celle-ci fournit une indication sur les implications financières du projet. Les entreprises intégreront également des considérations stratégiques, comme la façon dont le projet s'adapte à leur portefeuille d'actifs existant, et la façon dont il affecte leur profil de risque et leur position concurrentielle sur un marché donné.

Face à des d'incertitudes, et en particulier en cas de demande très faible, une réponse possible d'investisseurs potentiels consiste à différer la décision d'investissement afin de recueillir des informations complémentaires qui s'accumulent avec le temps, réduisant ainsi l'incertitude et le

risque. Si les entreprises intègrent cette « valeur de l'option d'attente », elles peuvent au bout du compte réaliser une valeur supérieure à partir de leur projet, car elles peuvent intégrer ces informations complémentaires dans la décision d'investissement. À l'inverse, si la valeur attendue du projet est suffisamment élevée pour l'emporter sur la valeur de l'option d'attente, les entreprises investiront immédiatement, malgré l'incertitude future. La valeur supplémentaire d'un projet nécessaire pour déclencher un investissement immédiat revient en fait à une prime de risque s'ajoutant au taux de rendement normal.

On peut raisonnablement affirmer que la valeur de l'option réelle permet d'expliquer de façon plausible pourquoi la plupart des investissements des 15 dernières années dans de nouvelles capacités de production dans les pays de l'OCDE l'ont été en faveur d'une production au gaz, même si les coûts moyens actualisés du gaz sont généralement supérieurs à ceux du nucléaire et du charbon. La faible valeur d'option des centrales CCGT s'expliquant par des charges de capital relativement basses, des délais de construction courts, une grande modularité et de faibles émissions en comparaison du charbon devrait continuer à soutenir les investissements dans cette technologie, sauf si les incertitudes politiques liées au climat peuvent être sensiblement réduites par des politiques énergétiques et climatiques claires, stables et à long terme.

Les incertitudes ont un coût à la fois pour les investisseurs et pour les consommateurs. Par exemple, les politiques environnementales constituent une zone majeure d'incertitude, car les instruments politiques sont encore loin d'être en place. Les incertitudes et les risques résultants se refléteront finalement dans les coûts d'investissement et dans le coût de l'électricité. Les primes de risque devraient être récupérées par des prix de l'électricité plus élevés. Il est probable que plus le niveau d'incertitude et de risque sera grand, plus cette hausse des prix de l'électricité sera importante. Une récente étude de l'AIE sur l'incertitude a estimé que les prix de l'électricité devraient augmenter d'environ 5-8 % pour compenser les risques associés à l'incertitude sur les politiques de lutte contre le changement climatique (AIE, 2007b). L'étude a également constaté qu'en étendant la période de réduction des émissions de CO₂ de 5 à 10 ans, on peut réduire les primes de risque de 4 à 40 % selon la technologie.

Les incertitudes des marchés affecteront finalement l'utilisation de la capacité d'une centrale, et par conséquent son coût moyen de production d'électricité, ainsi que les performances financières et la rentabilité de l'investissement. Le taux d'utilisation de la capacité sur la durée de vie du projet sera influencé par les conditions de marché. Par exemple, les centrales nucléaires et au charbon conviennent bien pour l'approvisionnement en base et devraient atteindre une utilisation élevée de leur capacité sur leur durée d'exploitation, mais si la capacité de base installée totale est supérieure à la demande intérieure et extérieure minimale, une certaine capacité de base est contrainte à quitter le marché pendant certaines périodes creuses. C'est un risque pour les systèmes électriques avec une part importante de capacité de base, ou quand une partie de la demande de base disparaît, par exemple à cause d'une restructuration industrielle. La combinaison des inquiétudes sur les risques de marché et la sensibilité aux facteurs de capacité ont tendance à faire pencher la balance en faveur des centrales CCGT comme choix logique pour répondre aux charges moyennes à élevées. Il s'agit d'un autre critère qui pourrait aider à comprendre le choix de ces centrales comme technologie privilégiée pour les investissements dans les pays de l'OCDE.

Les marchés intègrent ces incertitudes et ces risques dans des évaluations institutionnelles du coût du capital. Le niveau de risque détermine aussi par voie de conséquence le ratio de financement par la dette et par les capitaux propres, ainsi que le taux de rendement nécessaire sur ces deux types de financement. Pour les projets caractérisés par un risque relativement faible, il est possible de financer une plus grande part des besoins en capitaux par la dette et à des taux plus bas. Plus le projet est risqué, plus le rendement des capitaux propres exigé par les investisseurs augmente.

La stabilité des coûts de certaines technologies, notamment du nucléaire, peut également être séduisante pour certaines classes d'investisseurs et d'acheteurs d'électricité soucieux d'assurer par exemple un coût de l'électricité stable à long terme afin de préserver et d'améliorer la compétitivité de la production industrielle.

Ainsi, la décision d'investir dans une technologie spécifique dépend d'un certain nombre de facteurs. La compétitivité des coûts en est une, mais il existe d'autres facteurs sans rapport avec les coûts qui dans certains cas peuvent être plus importants. Les incertitudes, les risques et leur gestion sont probablement les plus gros défis que doivent relever les investisseurs. Plus particulièrement, les incertitudes politiques peuvent agir comme des barrières à l'investissement dans la production d'électricité. Au contraire, des engagements politiques à long terme réduisent les risques et encouragent un climat d'investissement plus sain.

En définitive, les investissements sont réalisés sur des places de marché relativement incertaines, et ils doivent ainsi traduire la valeur attendue d'un projet, le profil de risque de l'investisseur et les ressources financières de ce dernier. Bref, ils doivent correspondre à la stratégie d'entreprise des investisseurs.

9.4 Considérations politiques

Le secteur de l'électricité dans la zone OCDE regorge de formidables opportunités pour les investissements dans les centrales électriques dans les décennies à venir. Ces investissements devraient aboutir à un portefeuille de production plus vert et plus propre, qui au bout du compte sera en grande partie décarboné. Les défis de l'investissement ne sont pas insurmontables. Innovation, technologie et efforts collectifs sont néanmoins nécessaires pour garantir que ces investissements convergeront vers une réponse appropriée au double défi de la sécurité énergétique et de la pérennité de l'environnement. Un des rôles de l'industrie et des gouvernements est de s'assurer que les investissements réalisés aujourd'hui contribueront à la poursuite de ces objectifs politiques.

Assurer la sécurité de l'électricité exige des investissements réalisés aux bons moments, diversifiés, adaptés, correctement dimensionnés et situés dans tous les segments de la chaîne de valeur. La réalité est qu'il existe des barrières majeures à l'investissement, notamment des incertitudes politiques et commerciales. Dans l'environnement macro-économique actuellement médiocre, avec une croissance de la demande énergétique faible et incertaine, les technologies de production d'électricité avec un coût du capital élevé et de longs délais de mise en œuvre telles que les centrales nucléaires peuvent être pénalisés. La faible acceptation par le public de certaines technologies (par exemple, charbon sans CSC) et les projets de transport d'électricité couplés à des processus d'implantation et d'autorisation complexes, longs et coûteux constituent une autre caractéristique persistante des investissements dans le secteur de l'énergie. De nouveau, cela pénalise les projets fortement capitalistiques et risqués. En outre, l'incertitude sur les politiques climatiques et (peut-être de façon plus importante) leur calendrier ont sans doute un effet préjudiciable sur l'investissement. Certains gouvernements ont pris l'initiative de proposer des incitations (par exemple, tarifs de soutien pour les énergies renouvelables en Allemagne ou en Espagne, garanties de prêts pour les nouvelles centrales nucléaires aux États-Unis) afin de soutenir le développement de certaines technologies, mais selon leurs objectifs, ils pourraient être contraints d'intervenir encore plus fortement.

Un objectif essentiel d'une politique de lutte contre le changement climatique est d'orienter l'investissement dans la production d'électricité vers les technologies qui émettent moins de gaz à effet de serre. À cet égard, le déploiement rapide des énergies renouvelables de ces dernières années va dans la bonne direction. Cependant, un développement à plus grande échelle de l'énergie éolienne nécessitera des investissements plus importants dans le transport et les réseaux intelligents pour rendre les systèmes électriques plus flexibles. Sans orientation politique claire, il existe un risque pour que les décisions d'investissement soient entièrement différées, en particulier pour les projets à haut risque, en compromettant finalement la fiabilité des systèmes.

Les marchés auraient tout à gagner de signaux plus stables, transparents et à long terme sur le futur cadre de la lutte contre le changement climatique. Des instruments de marché tels que le Système communautaire d'échange de quotas d'émissions (SCEQE) ont été mis en place dans les pays de l'OCDE pour orienter les investissements vers une production plus propre. Fixer un prix

pour les émissions de CO₂ traduirait un objectif politique (c'est-à-dire une réduction donnée des émissions) en un facteur de coût quantifiable dont les investisseurs pourraient tenir compte dans leur prise de décision. Le coût des quotas d'émission ferait peser une pression à la hausse sur les coûts de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, ce qui inciterait à se détourner des sources de production à forte empreinte carbone.

Un défi essentiel pour les investisseurs est le choix de la technologie, qui en fin de compte a des implications importantes pour l'environnement et pour la sécurité de l'approvisionnement. Les coûts moyens actualisés de production de l'électricité peuvent orienter les choix vers des technologies rentables et fournissent des estimations des niveaux d'investissement qui seraient nécessaires pour répondre aux besoins des consommateurs. Les investisseurs répondent à la demande des marchés en investissant dans le type de technologie la plus attractive sur le plan commercial.

Les coûts moyens actualisés des centrales de production au charbon, au gaz, nucléaires et éoliennes se situent tous dans une fourchette concurrentielle qui les rend dignes de considération dans un portefeuille de production diversifié. Les centrales CCGT sont généralement considérées comme la technologie offrant la plus grande flexibilité et le risque le plus faible, même si l'on considère leur exposition aux augmentations potentielles des prix du gaz. Les centrales nucléaires et hydroélectriques se distinguent comme des technologies matures à faible empreinte carbone qui peuvent produire de l'électricité en base à des prix compétitifs. En dehors de l'hydroélectricité, pour laquelle peu de sites sont disponibles dans la plupart des pays de l'OCDE, les centrales au charbon présentent généralement des coûts moyens actualisés faibles dans la plupart des circonstances, sauf en présence d'un prix élevé du CO₂. Des avancées dans les technologies de captage et de stockage du carbone seront nécessaires pour maintenir la compétitivité du charbon dans un secteur de l'énergie sous contrainte carbone.

Comme les investisseurs n'intègrent généralement pas les coûts des facteurs externes dans leurs décisions d'investissement, une intervention des gouvernements serait nécessaire pour « internaliser les coûts externes » des atteintes à l'environnement résultant de la production d'électricité. Ainsi, les gouvernements sont les mieux placés pour évaluer à grande échelle les coûts et les bénéfices sociaux et environnementaux associés à la production d'électricité, de même que les aspects liés à la sécurité énergétique, par exemple une forte dépendance aux importations de gaz naturel destinées au secteur de l'électricité.

Une fois que les centrales sont construites, certaines technologies comme les énergies renouvelables et le nucléaire profitent d'avantages en terme de stabilité des prix, ce qui n'est pas non plus appréhendé par la méthodologie LCOE. D'autres technologies comme le charbon et encore plus le gaz sont plutôt soumises à une volatilité des prix des combustibles, et contribuent donc au risque de volatilité des prix de l'électricité. La valeur de flexibilité de certaines technologies comme le gaz avec des délais de construction courts ou de l'hydroélectricité à accumulation dans le contexte d'un vaste déploiement des énergies renouvelables et/ou d'une augmentation de la consommation d'électricité de pointe n'est pas non plus appréhendée dans l'analyse du LCOE. En outre, en fonction de la structure de l'économie, certaines technologies peuvent verser une plus grande contribution que d'autres à la croissance de l'emploi et du PIB. *A priori*, il est difficile de dire quelle technologie possède la valeur macro-économique la plus élevée, valeur qui dépend en partie de la structure industrielle d'une économie nationale ou régionale donnée.

Les marchés devraient être soutenus par des interventions gouvernementales appropriées pour que les investissements trouvent un équilibre entre efficacité, diversité, rareté, fiabilité et responsabilité environnementale, et ce, non seulement en terme de quantité, mais aussi de qualité des investissements. Le principal objectif collectif reste de s'assurer que des investissements suffisants sont faits aux bons moments et aux bons endroits, en utilisant des technologies de production propres. Les gouvernements peuvent jouer un rôle stratégique et proactif en proposant des incitations fortes aux investisseurs, principalement en envoyant des signaux aux marchés afin de minimiser les risques de sous-investissement, et en orientant ces marchés par des politiques énergétiques et climatiques claires, transparentes, cohérentes et stables.

En tant qu'animateurs de marchés fonctionnant correctement, les gouvernements jouent ainsi un rôle crucial alors que les économies se dirigent vers un monde sous contrainte carbone. Comme les investissements privés ne soutiennent pas tous au même niveau de tels objectifs politiques, les gouvernements devraient avoir pour but de privilégier les choix d'investissement dans les bonnes technologies de production par des réglementations, des politiques et des mesures conçues pour atteindre ces objectifs.

Les nouvelles capacités de production d'électricité constituent un élément important pour répondre à la demande énergétique croissante, mais il ne s'agit pas de la seule option. Les besoins supplémentaires en électricité peuvent également être assouvis par une combinaison de sources comprenant de nouvelles unités de production, une efficacité énergétique accrue au niveau de la consommation finale, mais aussi de la production et du transport, et des interconnexions et importations améliorées. Les investissements dans les systèmes de transport et une meilleure intégration de la participation des consommateurs constituent ainsi d'importants substituts aux nouvelles sources de production. Tous les choix doivent être évalués pour s'assurer que les meilleures options sont retenues.

En résumé, la présente étude s'intéresse principalement aux coûts moyens actualisés et à l'analyse de sensibilité de diverses options technologiques pour la production d'électricité en 2015. Ces estimations de coûts sont essentielles pour les décisions d'investissement dans les centrales, et en tant que telles, elles fournissent des informations précieuses aux marchés. Cependant, au regard des incertitudes et des risques impliqués, d'autres facteurs doivent aussi être évalués avec soin dans le contexte de décisions d'investissement prises dans le monde réel. Comme nous l'avons déjà mentionné, les coûts moyens actualisés sont également utiles aux décideurs, mais ils doivent être complétés par d'autres formes d'analyse afin de garantir des décisions équilibrées.

Références

AIE (2007a), *Tackling Investment Challenges in Power Generation*, OCDE, Paris, France.

AIE (2007b), *Climate Policy Uncertainty and Investment Risk*, OCDE, Paris, France.

Captage et stockage du carbone

10.1 Introduction

Le besoin d'atténuer les émissions de gaz à effet de serre (GES), notamment de celles engendrées par la production et la consommation d'énergie, se fait de plus en plus pressant pour éviter les graves conséquences que pourrait provoquer le changement climatique. Le rapport 2008 sur les perspectives des technologies énergétiques de l'AIE (ETP, *Energy Technology Perspectives*) prédit que sans aucun effort pour combattre le changement climatique, les émissions mondiales de CO₂ augmenteront de 130 % entre 2005 et 2050 (AIE, 2008a). Éviter un tel développement passera par une véritable révolution énergétique : amélioration de l'efficacité énergétique, meilleure utilisation des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire, et décarbonation de l'utilisation des combustibles fossiles. Pour y parvenir, la production d'électricité devra être virtuellement décarbonée. La seule technologie disponible pour atténuer les émissions des GES engendrées par l'utilisation à grande échelle de combustibles fossiles est le captage et le stockage du CO₂ (CSC). Le scénario BLUE de l'ETP, qui vise une réduction globale des GES de 50 % en 2050, démontre que le CSC devra contribuer pour près d'un cinquième aux réductions des émissions nécessaires pour atteindre cet objectif à un coût raisonnable. Dans la production d'électricité, un quart de la réduction nécessaire du CO₂ est imputable au CSC. Ces chiffres soulignent le rôle important que peut jouer cette technologie dans la production d'électricité afin d'obtenir des réductions substantielles de CO₂.

Malgré son potentiel à plus long terme, en 2015, l'année de référence de l'analyse des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité*, le CSC ne devrait pas jouer un rôle majeur dans la production d'électricité, même si des projets de démonstration et de déploiement doivent être lancés sur cette période pour faire avancer son développement technique et son intégration à long terme. Le CSC est susceptible de devenir disponible à l'échelle commerciale au cours de la durée de vie des centrales construites aujourd'hui, et doit donc être pris en compte dans les décisions d'investissement qui seront prises à court terme, que ce soit au niveau des centrales en prévoyant l'addition ultérieure d'un équipement de CSC, ou au niveau stratégique, car une centrale avec CSC peut devenir une option de production concurrentielle sur la durée de vie d'une centrale construite aujourd'hui.

Dans ce contexte, les lignes qui suivent donnent un aperçu du CSC, en commençant par les perspectives de cette technologie dans le cadre de scénarios analysés avec le modèle du rapport ETP de l'AIE, une vue d'ensemble des options technologiques et de leurs coûts, ainsi que des défis de la recherche et du développement (R&D) pour le captage du CO₂ dans la production d'électricité, puis pour son transport et son stockage.

10.2 Rôle du CSC dans la réduction des émissions de CO₂

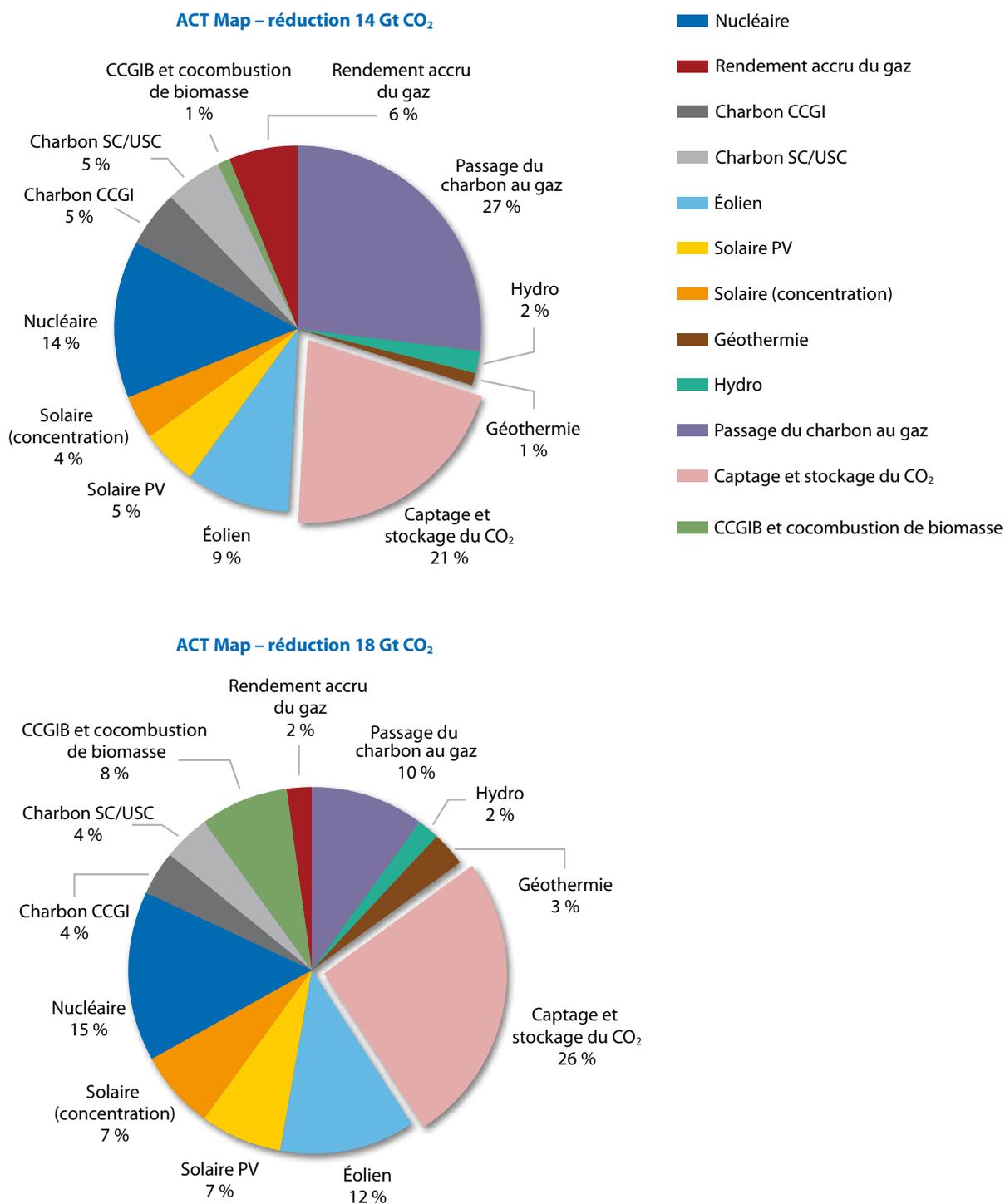
Le rôle que le CSC pourrait jouer dans l'obtention de réductions substantielles des GES a été évalué dans une analyse de scénarios que l'on peut retrouver dans l'étude de l'AIE intitulée *CO₂ capture and storage: A key abatement option* (AIE, 2008b). Alors que le scénario BASE présenté dans cette étude reflète les évolutions prévues sur la base des politiques énergétiques et climatiques mises en œuvre et planifiées jusqu'à ce jour, deux ensembles de scénarios explorent les implications d'une part de la stabilisation des émissions mondiales de CO₂ en 2050 au niveau de 2005 (scénarios ACT), et d'autre part d'une réduction de moitié de ces émissions en 2050 (scénarios BLUE). Pour encourager la réduction des émissions de CO₂ dans les scénarios ACT, on a supposé une taxe CO₂ incitative de 50 USD par tonne rendant les mesures et les politiques de réduction à ce niveau de coût compétitives. Dans les scénarios BLUE, la taxe CO₂ incitative passe à 200 USD/t(CO₂). Chacun des deux ensembles de scénarios se compose d'un scénario Map avec des hypothèses relativement optimistes concernant les futures caractéristiques technologiques, et de variantes analysant la disponibilité et les caractéristiques futures des technologies (forte présence nucléaire (« hiNUC ») : capacité nucléaire mondiale de 2 000 GW au lieu de 1 250 GW ; absence de CSC (« noCCS ») : pas de technologie de captage et de stockage du carbone disponible ; faible présence des énergies renouvelables (« loREN ») : hypothèse de réduction inférieure des coûts pour les technologies de production d'électricité renouvelable ; faibles gains d'efficacité au niveau de l'utilisation finale (« loEFF ») : hypothèse d'une amélioration de l'efficacité énergétique annuelle inférieure de 0,3 % par rapport au scénario BLUE Map).

Un résultat central de l'analyse est que l'obtention des réductions des émissions de CO₂ envisagées dans les scénarios devra passer non pas par une technologie individuelle quelle qu'elle soit, mais par un portefeuille de technologies. Le CSC dans la production d'électricité constitue une option importante parmi les autres mesures de réduction telles que le CSC dans l'industrie et les secteurs amont, l'amélioration de l'efficacité énergétique, ou l'utilisation supérieure des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire.

La production d'électricité dans le scénario BASE augmente de 179 % entre 2005 et 2050. Les centrales au charbon et au gaz représentent les trois quarts de la production d'électricité en 2050, à comparer aux deux tiers de 2005. Les émissions mondiales de CO₂ liées au secteur énergétique augmentent de 27 Gt en 2005 à 62 Gt en 2050. La part imputable à la production d'électricité n'augmente que légèrement, de 41 à 44 %, malgré la part plus importante de combustibles fossiles, car l'efficacité de la production d'électricité fossile s'améliore avec le temps, de sorte que l'intensité en CO₂ de la production d'électricité de 2050 est légèrement inférieure à celle de 2005.

Dans le scénario ACT Map, les émissions engendrées par la production d'électricité sont réduites de 14 Gt en 2050 par rapport au scénario base. Le CSC représente un cinquième de cette réduction en 2050, soit près de 3 Gt (figure 10.1). Dans le scénario BLUE, la contribution du CSC à la réduction du CO₂ augmente davantage en valeur relative (26 %) comme en valeur absolue (4,7 Gt).

Figure 10.1 : Réduction des émissions de CO₂ en 2050 par rapport au scénario de base dans le secteur de l'électricité, dans les scénarios ACT et BLUE, par technologie



Source : AIE, 2008b.

La plus grande partie de l'électricité produite au charbon dans les scénarios ACT Map et BLUE Map, et la moitié de celle produite au gaz dans le scénario BLUE Map proviennent de centrales équipées du CSC. Un post-équipement en CSC des centrales au charbon joue un rôle significatif dans le scénario ACT Map ; et au prix de 200 USD/tCO₂ retenu dans le scénario BLUE Map, une incitation économique suffisante existe pour remplacer les centrales inefficaces avant qu'elles n'atteignent la fin de leur durée de vie.

La croissance du CSC dans le scénario BLUE Map comparée à celle du scénario ACT Map est largement imputable à l'installation du CSC dans des centrales au gaz et à biomasse. Comme la biomasse contient du carbone capturé dans l'atmosphère, le captage et le stockage de ce carbone entraînent une élimination nette du CO₂ de l'atmosphère. Cela peut compenser d'autres émissions. Cependant, cette option est coûteuse : les coûts de transport de la biomasse limitent la taille des centrales, alors que le CSC bénéficie d'économies d'échelle.

Le tableau 10.1 présente le portefeuille de production d'électricité pour les différents scénarios ACT et BLUE en 2050. Avec des hypothèses moins optimistes concernant les technologies renouvelables (loREN) et l'amélioration de l'efficacité (loEFF), le CSC gagne des parts dans la production d'électricité par rapport au scénario MAP. Une plus forte pénétration du nucléaire (hiNUC) ne remplace que partiellement la production des centrales avec CSC ; au contraire, elle remplace aussi une partie de la production renouvelable, et la fourniture globale d'électricité augmente, ce qui entraîne un remplacement des combustibles fossiles dans les secteurs d'utilisation finale. Le seul scénario BLUE qui aboutit à des émissions de CO₂ sensiblement supérieures se caractérise par une absence du CSC (noCCS). Dans ce scénario, les émissions de CO₂ dépassent celles du scénario BLUE Map de plus de 40 %. Pour atteindre de nouveau le même objectif de réduction dans le scénario BLUE noCCS que dans le scénario MAP, la taxe CO₂ incitative devrait être pratiquement doublée, pour passer de 200 à 394 USD par tonne. Ces chiffres illustrent le rôle significatif que le CSC peut jouer dans la réalisation des objectifs climatiques.

Tableau 10.1. Portefeuille de production d'électricité en 2050 dans le scénario BASE et différentes variantes du scénario BLUE							
Production d'électricité (TWh/an)	2005	Base	Blue map	2050 Blue noCCS	Blue hiNUC	Blue loREN	Blue loEFF
Nucléaire	2 771	3 884	9 857	9 857	15 877	9 857	9 857
Fioul	1 186	1 572	133	123	150	210	332
Charbon	7 334	25 825	0	353	0	0	0
Charbon + CSC	0	3	5 468	0	4 208	7 392	7 461
Gaz	3 585	10 557	1 751	4 260	1 570	1 747	2 073
Gaz + CSC	0	83	5 458	0	4 926	6 711	6 820
Hydro	2 922	4 590	5 260	5 504	5 203	5 114	5 385
Bio/déchets	231	1 682	1 617	3 918	1 606	1 448	1 689
Bio + CSC	0	0	835	0	678	1 103	1 077
Géothermie	52	348	1 059	1 059	1 059	1 059	1 059
Éolien	111	1 208	5 174	6 743	4 402	3 988	5 951
Marée	1	10	413	2 389	419	165	806
Solaire	3	167	4 754	5 297	4 220	2 314	4 987
Hydrogène	0	4	559	517	472	664	649
Total	18 196	49 933	42 338	40 020	44 790	41 772	48 146
CO ₂ en 2050 (Gt CO ₂ /an)	27	62	14	20.4	13.4	14.2	15
Coût marginal pour atteindre l'objectif (USD/tCO ₂)			200	394	182	206	230

Source : AIE, 2008b.

10.3 Captage et stockage du CO₂ dans le secteur de l'électricité

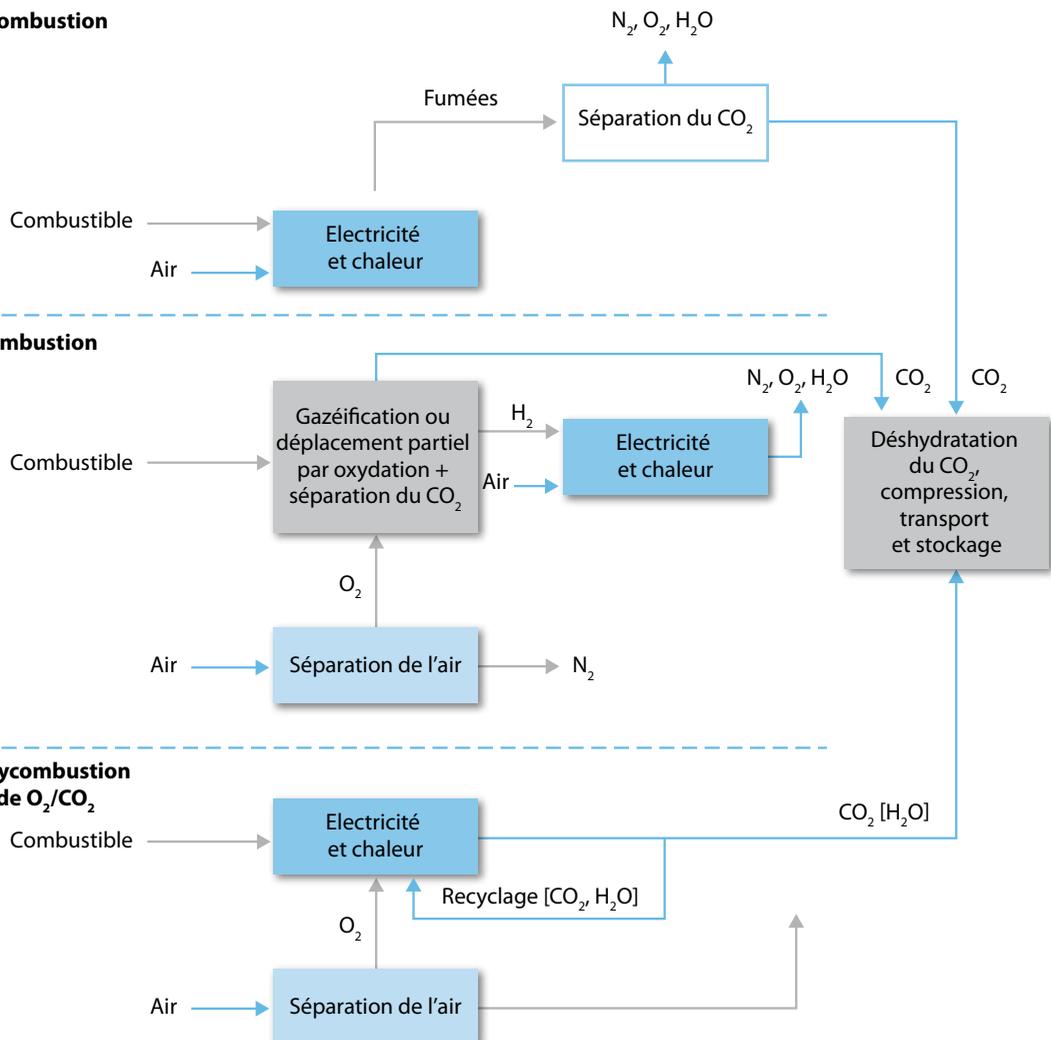
Il existe trois options technologiques principales pour capter le CO₂ : le captage post-combustion en captant le CO₂ dans les fumées, le captage pré-combustion en séparant le carbone du combustible avant de brûler ce dernier, et l'oxycombustion sous atmosphère d'oxygène qui permet d'obtenir un courant de fumées principalement composé de CO₂ pour le stockage final (figure 10.2).

Procédés de captage dans la production d'électricité

Dans le procédé post-combustion, le CO₂ est capté dans les fumées, lesquelles contiennent de 4 à 8 % de CO₂ en volume pour les centrales au gaz naturel, et de 10 à 15 % en volume pour les centrales au charbon. La technologie de base pour séparer le CO₂ des fumées repose sur un procédé d'absorption chimique (avec des solvants aminés tels que la monoéthanolamine) et a été appliquée dans l'industrie à une échelle commerciale pendant des décennies. Cependant, le défi est de récupérer le CO₂ à partir du solvant avec une pénalité énergétique minimale et un coût acceptable. Les besoins calorifiques pour la régénération du solvant varient entre 4,4 et 3,2 MJ/t(CO₂) pour l'un des plus récents systèmes d'absorption chimique (Feron, 2006 ; Peeters et coll., 2007).

Figure 10.2 : Procédés de captage du CO₂

Captage post-combustion



Sources : AIE, 2008b, basé sur GIEC, 2005.

La valeur inférieure correspond à une centrale au charbon, alors que les centrales au gaz nécessitent une plus grande énergie spécifique de régénération à cause de la plus faible concentration de CO₂ dans les fumées. Pour les centrales au charbon, la régénération du solvant engendre une perte de rendement d'environ 6 %. En tenant compte des besoins en électricité pour comprimer le CO₂ à une pression de 110 bars (pour le transport par pipeline) et pour les équipements auxiliaires tels que les ventilateurs pour les fumées et les pompes à solvant, la perte globale de rendement passe à 10 %.

La recherche d'améliorations de la technologie post-combustion se concentre sur la réduction de la perte de rendement provoquée par la séparation du CO₂ des fumées. Des solvants de remplacement tels que l'ammoniaque réfrigérée, les liquides ioniques, les solutions de carbonate de sodium ou les sels d'acides aminés sont étudiés, de même que d'autres procédés de séparation tels que les membranes. Réduire par exemple l'énergie de régénération du solvant de 3,2 à 2 GJ/t(CO₂) permettrait de faire passer la perte globale de rendement d'une centrale au charbon avec captage de 10 à 8 % (Feron, 2006). Pour les solutions d'amines, une augmentation de la concentration du solvant réduit l'énergie nécessaire à la régénération. Cependant, elle amplifie dans le même temps le caractère corrosif du solvant, ce qui affecte les performances économiques de l'installation par une disponibilité réduite ou une durée de vie des équipements plus courte. L'amélioration des inhibiteurs de dégradation et de corrosion du solvant constitue donc un autre axe de recherche.

Le procédé de captage pré-combustion sépare le CO₂ du combustible avant de brûler ce dernier. Ce procédé peut être utilisé pour divers combustibles. On doit d'abord gazéifier un combustible liquide ou solide avant de le faire réagir avec de l'oxygène et/ou de la vapeur d'eau, puis de le transformer dans un réacteur de déplacement pour produire un gaz de synthèse constitué d'hydrogène et de CO₂. Le CO₂ est capté à partir d'un mélange gazeux à haute pression (jusqu'à 70 bars) qui contient entre 15 et 40 % de CO₂. L'hydrogène est utilisé pour générer de l'électricité et de la chaleur dans une turbine à gaz à cycle combiné. En plus de la production d'électricité, l'hydrogène peut servir à des piles à combustible, dans la production d'autres combustibles, ou comme matière première dans l'industrie. En raison de la concentration comparativement élevée de CO₂ dans le gaz de synthèse, un procédé d'absorption physique peut être utilisé pour sa séparation, procédé dans lequel un solvant absorbe le CO₂ à haute pression et le libère à une pression plus basse. Les besoins énergétiques pour la régénération du solvant représentent à peu près la moitié de ceux d'un procédé d'absorption chimique (Gibbins et Chalmers, 2008). Toutefois, des pénalités de rendement sont associées à l'énergie utilisée pour la réaction de déplacement et à la production d'oxygène, ainsi qu'à la gazéification nécessaire dans le cas des combustibles solides ou liquides. La perte globale de rendement d'une centrale au charbon avec captage pré-combustion (centrale à cycle combiné à gazéification intégrée, CCGI) est estimée à court terme entre 8 et 10 % par rapport à une centrale CCGI sans captage du CO₂ (Damen, 2007).

D'autres recherches en sciences des matériaux seront nécessaires pour le gazéificateur, afin de rendre les matériaux de construction plus résistants contre les scories fluides et les gaz corrosifs apparaissant aux températures de fonctionnement comprises entre 1 350 et 1 600 °C. Pour la turbine, le coefficient de transfert de chaleur de l'hydrogène, plus élevé que celui du gaz naturel ou du gaz de synthèse, nécessite des matériaux pouvant supporter des températures dépassant 1 400 °C. Un autre axe de recherche important concerne le développement de procédés de substitution pour la séparation à l'air en vue de réduire la perte de rendement associée au procédé cryogénique actuellement utilisé. Globalement, les pertes de rendement pourraient être réduites à 6 % à long terme par ces améliorations (AIE-GES, 2003).

Le procédé d'oxycombustion implique le retrait de l'azote de l'air dans une unité de séparation d'air (ASU), ou potentiellement dans le futur, à l'aide de membranes. Le combustible fossile est ensuite brûlé avec de l'oxygène pratiquement pur en utilisant les fumées recyclées pour contrôler la température de combustion. Les fumées se composent principalement de CO₂ et de vapeur d'eau, avec une concentration en CO₂ comprise entre 70 et 85 % en fonction du combustible brûlé. Dans le cas du charbon, des oxydes d'azote et de soufre ainsi que d'autres polluants peuvent être

présents, et doivent être retirés avant de stocker le CO₂. Pour une centrale au charbon à vapeur, la production d'oxygène par la séparation cryogénique classique de l'air (pureté 99,5 %) représente une perte de rendement de 7 %, de sorte qu'avec l'électricité nécessaire pour la compression du CO₂, la perte globale avoisine 10 %. En réduisant la pureté de l'oxygène à 95 % et en optimisant davantage le procédé de séparation de l'air, la perte de rendement pourrait être réduite à 8 % dans le futur (Pfaff et Kather, 2009).

La recherche se concentre sur la réduction des besoins énergétiques pour la production d'oxygène. L'utilisation de membranes de transport d'ions (MTI) fonctionnant entre 800 et 900 °C pour produire de l'oxygène à partir d'air comprimé pourrait constituer une alternative à la séparation cryogénique de l'air actuellement disponible. Les membranes MTI devraient réduire la consommation d'énergie pour la production d'oxygène de 25-35 % par rapport à la séparation cryogénique (Broek et coll., 2009). L'anaéroc combustion est une variante de l'oxycombustion dans laquelle on fait passer l'oxygène pour la combustion sur un support à oxygène solide dans un réacteur à air. Dans le réacteur de combustion, l'oxygène sur le support est réduit en brûlant le combustible. Comme aucun contact direct ne survient entre l'air et le combustible, un courant de CO₂ relativement pur peut être obtenu à partir des fumées après avoir condensé la vapeur d'eau.

Rénovation/Centrales prêtes pour le captage

La demande mondiale d'électricité devrait continuer à augmenter dans le futur. De nombreuses centrales au charbon sont actuellement en phase de construction ou de planification, en particulier dans des pays non membres de l'OCDE. En raison de la longue durée de vie de ces centrales et de l'absence d'incitation suffisante pour investir aujourd'hui dans le CSC, la plupart des centrales au charbon construites au cours de la prochaine décennie ne seront pas équipées de cette technologie. Si la réduction des émissions de CO₂ devient une priorité, ces centrales pourraient devenir des candidats pour une rénovation incluant un équipement de CSC. Au regard de la pénalité de rendement infligée par le captage du CO₂, une telle mise à niveau n'aura de sens que pour les centrales existantes avec des efficacités élevées. Pour les centrales au charbon, cela signifie que le rendement électrique net devra être supérieur à 40 % pour faire de la rénovation une option économiquement viable. Cela exclut 90 % du stock actuel de capacités, et cela implique que seules les centrales au charbon récemment construites seront éligibles. Équiper a posteriori des centrales au gaz nécessitera des rendements supérieurs à 50 % pour que cela ait un sens économique.

Deux options sont disponibles pour la mise à niveau des centrales au gaz ou au charbon classiques : le captage post-combustion et l'oxycombustion. Dans le cas de la rénovation d'une centrale avec un système de captage post-combustion, une tour de lavage pour séparer le CO₂ et une colonne pour régénérer le solvant doivent être installées. Un post-équipement avec un système d'oxycombustion nécessite une unité de séparation d'air pour la production d'oxygène et une réfection de la chaudière pour permettre une recirculation du CO₂ afin de contrôler la température de chaudière. Les deux options ont besoin d'espace sur le site de la centrale pour accueillir les équipements supplémentaires. Une centrale CCGI peut être équipée a posteriori d'un réacteur de déplacement et d'une tour de lavage pour capter le CO₂. Dans tous les cas, la mise à niveau s'accompagne de pertes de rendement, de sorte que la production d'électricité maximale diminue.

L'idée de l'équipement ultérieur d'une centrale avec un système de captage pourrait également être intégrée lors de la phase de planification d'une nouvelle centrale, si la construction d'une centrale dotée dès le départ d'installations de captage du CO₂ ne constitue pas une solution de substitution viable pour des raisons économiques ou réglementaires. On parle alors de centrales « prêtes pour le captage », concept qui englobe les exigences liées à un espace suffisant et à un accès pour ajouter plus tard des installations supplémentaires de captage, ainsi que les exigences d'identification de voies de transport raisonnables jusqu'à un site de stockage du CO₂.

Transport et stockage

Le CO₂ doit être transporté depuis l'installation de captage jusqu'au site de stockage. Il peut l'être par pipelines, par bateaux ou par camions-citernes. Pour les grandes quantités, le pipeline constitue le moyen de transport le plus rentable. Les pipelines de CO₂ sont similaires à ceux de gaz naturel, mais ils sont constitués d'un acier non corrodé par le CO₂. De plus, le CO₂ est déshydraté pour réduire le risque de corrosion. Les principaux paramètres de construction d'un pipeline affectant son débit et ses coûts sont le diamètre, l'épaisseur de paroi et la perte de pression le long du pipeline. Le débit peut être accru par un plus grand diamètre ou par une chute de pression supérieure, c'est-à-dire en augmentant le rapport entre pression à l'entrée et pression à la sortie. Cependant, le plus grand diamètre et la plus forte épaisseur de paroi rendue nécessaire par une pression à l'entrée supérieure augmentent les besoins en acier pour le pipeline, tandis qu'une chute de pression supérieure nécessite un plus grand nombre de compresseurs ainsi qu'une recompression supplémentaire. Par conséquent, la conception du pipeline doit être déterminée en fonction de la situation de transport réelle, par un processus d'optimisation.

Le coût du transport du CO₂ par unité de poids est bien plus faible que celui du gaz naturel ou de l'hydrogène, car il est transporté à l'état liquide ou supercritique avec une densité 10 à 100 fois supérieure à celle du gaz naturel. Selon la conception du pipeline, les coûts estimés par tonne de CO₂ transportée sur 100 km peuvent varier de 2 à 6 USD par an pour une quantité de CO₂ de 2 Mt, ce qui correspond approximativement à la quantité de CO₂ produite en un an par une centrale au charbon de 400 MW. Les effets d'échelle réduisent les coûts pour 10 Mt transportés sur la même distance, coûts qui se situent alors dans une fourchette de 1 à 3 USD/tCO₂.

Diverses options existent pour stocker le CO₂ capté. Le CO₂ peut être séquestré dans des aquifères salins profonds, roches sédimentaires contenant de l'eau salée. On en trouve partout dans le monde, et ils semblent constituer l'option la plus prometteuse pour stocker le CO₂ à long terme. Une évaluation détaillée de ces structures géologiques est cependant nécessaire pour mieux comprendre le potentiel de stockage. Les estimations du potentiel mondial de stockage varient entre 2 000 et 20 000 Gt de CO₂. Selon les conditions géologiques, les coûts de stockage dans des aquifères salins peuvent varier de moins de 1 USD/tCO₂ à 33 USD/tCO₂ (GIEC, 2005).

Le CO₂ est déjà injecté dans des gisements de pétrole pour améliorer la récupération lors des phases finales d'exploitation (récupération assistée du pétrole par injection de CO₂, RAP-CO₂). Le stockage du CO₂ en cas de RAP miscible varie de 2,4 à 3 tonnes de CO₂ par tonne de pétrole produite. Les coûts de production du pétrole avec RAP varient de 7 à 14 USD/bbl. En supposant un prix du pétrole de 85 USD/bbl et un taux d'injection de 2,5 tonnes de CO₂ par tonne de pétrole, le profit pourrait s'élever à 200-220 USD/tCO₂ si le CO₂ était fourni gratuitement. Pour évaluer précisément le potentiel du RAP-CO₂, une évaluation gisement par gisement est nécessaire. Les estimations du potentiel de stockage varient énormément, de quelques Gt de CO₂ à plusieurs centaines de Gt de CO₂.

Le CO₂ peut également être injecté dans un gisement de gaz naturel épuisé pour re-pressuriser ce dernier et augmenter ainsi sa productivité (récupération assistée de gaz par injection de CO₂, RAG-CO₂). Le gisement épuisé peut encore contenir, en fonction des caractéristiques géologiques, de 10 à 40 % du gaz initialement en place. Cependant, l'économie du RAG-CO₂ est moins favorable que celle du RAP-CO₂, car le revenu par tonne de CO₂ injectée est inférieur. Environ 0,03-0,05 tonne de CH₄ est récupérée pour chaque tonne de CO₂ injectée. En retenant un prix du gaz de 10 USD/GJ CH₄ et des coûts de stockage du CO₂ de 10 USD/tCO₂, le RAG-CO₂ pourrait générer des revenus atteignant 6-17 USD par tonne de CO₂ injectée, si le CO₂ était fourni gratuitement. Une première prospection des gisements de gaz épuisés pour l'injection de CO₂ (AIE-GES, 2003) suggère un potentiel mondial de stockage de 800 Gt pour un coût de 150 USD/tCO₂ (plus de 6 fois le coût du RAP). Une autre estimation des coûts de stockage, qui s'élève à 10 USD/tCO₂, considère que le potentiel total de stockage du CO₂ dans des gisements de gaz est supérieur à 150 Gt.

On appelle veines de charbon non exploitables les gisements trop profonds ou trop minces pour justifier une exploitation commerciale. Le charbon contient presque tout le temps du méthane absorbé dans ses pores. L'injection de CO₂ dans des veines de charbon profondes non

exploitables peut être utilisée pour améliorer la production de méthane de houille et pour stocker le CO₂ (récupération assistée du méthane de houille). Cependant, il faut au préalable que le charbon présente une perméabilité appropriée. Le potentiel mondial de stockage pour la récupération assistée du méthane de houille a été estimé autour de 150 à 230 Gt de CO₂.

Parmi les autres options de stockage du CO₂, on citera les cavernes de sel, le stockage dans les océans, la carbonatation minérale, les étangs de chaux, la bioséquestration dans les algues et l'utilisation industrielle. Les cavernes de sel offrent une capacité très limitée en comparaison des autres options géologiques. Le stockage dans les océans est controversé en raison de son impact inconnu sur la flore et la faune marines. Pour l'Atlantique du Nord-Est, le stockage dans les océans a été interdit en 2007 par la Convention pour la protection du milieu marin OSPAR. La carbonatation minérale est basée sur la réaction du silicate de magnésium ou de calcium de la terre avec le CO₂ pour former un carbonate solide. En raison des gros volumes de matière impliqués¹, il paraît douteux que la minéralisation constitue une opportunité pour le stockage de grandes quantités de CO₂. Le concept de dissolution des fumées contenant le CO₂ dans des étangs avec de l'eau et de la chaux dissoute nécessiterait d'énormes étangs et est considéré très hypothétique. L'approche consistant à fixer le CO₂ dans des algues par la photosynthèse fait actuellement l'objet de recherches. Le CO₂ est aujourd'hui utilisé dans de nombreux secteurs industriels, notamment l'agroalimentaire et l'horticulture. Le volume de ces utilisations (100 à 200 Mt de CO₂ par an) est cependant assez faible au regard des futurs besoins annuels de stockage (plusieurs gigatonnes par an).

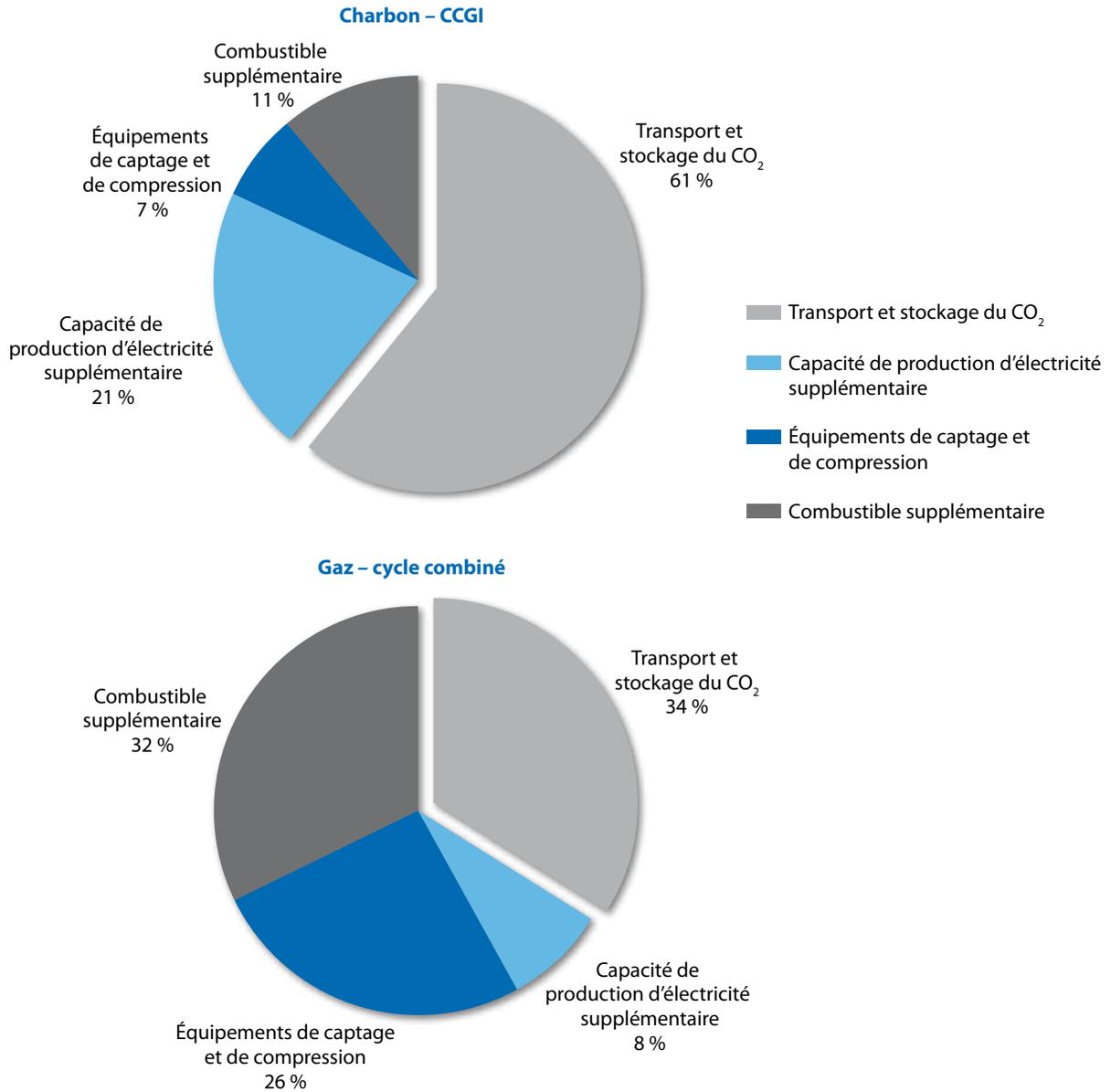
Coût du captage du CO₂ dans le secteur de l'électricité

Les étapes de captage, de transport et de stockage du CO₂ déterminent le coût total de captage et de stockage du CO₂ d'une centrale.

Le coût du captage du CO₂ entraîne une augmentation des coûts globaux de la centrale en raison de l'équipement supplémentaire nécessaire, des coûts engendrés par la perte de rendement électrique qui nécessite une plus grande capacité brute pour la même production d'électricité nette, et du coût du combustible supplémentaire également lié à la baisse globale du rendement. Pour une centrale CCGI avec captage, les coûts de transport et de stockage peuvent représenter plus de la moitié du coût total du captage, comme l'illustre la figure 10.3².

1. 1 tonne de CO₂ nécessite 1,6 à 4,7 tonnes de matière et crée 2,6 à 5,7 tonnes de produits solides.
 2. Ce résultat devrait mettre en perspective les chiffres du CC(S) indiqués dans cette étude, qui englobent uniquement le coût du captage du carbone, mais pas les coûts de transport et de stockage.

Figure 10.3 : Composantes du coût du captage pour une centrale au charbon et au gaz naturel



Source : AIE, 2008b.

Les coûts de l'équipement de captage et de la capacité de production d'électricité supplémentaire affectent les coûts d'investissement d'une centrale avec captage. Le tableau 10.2 présente les fourchettes de coûts d'investissement de différents types de centrales avec et sans captage. Les données sont basées sur la référence (AIE, 2008), mais les coûts ont été actualisées en tenant compte de la hausse observée ces dernières années. Les surcoûts d'investissement des centrales au charbon avec captage se situent dans une fourchette de 700 à 1 300 USD/kW pour les premières centrales commerciales en 2015-2020, ce qui équivaut à environ 30 à 70 % des coûts d'une centrale sans captage. Une augmentation similaire des coûts relatifs peut être observée entre les centrales au gaz avec et sans captage.

Le grand écart des estimations de coûts d'investissement s'explique par le fait que jusqu'ici, aucune centrale avec captage n'a été construite à une échelle commerciale. Un autre aspect

contribuant à cette incertitude concerne l'augmentation des coûts qui a pu être observée pour les centrales classiques ces dernières années, laquelle a été analysée plus haut. Dans le scénario BLUE, le taux de construction de nouvelles centrales au charbon reste à peu près constant sur l'horizon du scénario, ce qui détendrait la situation sur le front de la fourniture de chaudières, le composant le plus cher avec une part d'environ un tiers du coût total des centrales au charbon (NETL, 2007). En tenant compte de cet aspect, mais aussi des effets d'apprentissage qui apparaîtront entre 2015 et 2030, une réduction des coûts de 20-25 % a été supposée pour les centrales au charbon avec captage sur la même période.

Le tableau 10.2 donne une vue d'ensemble des caractéristiques techniques et économiques attendues de différentes centrales avec captage. Le coût de production de l'électricité d'une centrale avec captage est comparé à celui d'une centrale de référence, qui est pour les centrales au charbon à vapeur et CCGI une centrale au charbon ultra-supercritique sans captage, et pour les centrales au gaz une centrale à cycle combiné sans captage. Le coût supplémentaire de l'électricité pour le charbon se situe dans la fourchette de 0,03 à 0,06 USD/kWh, tandis que pour le gaz il se situe entre 0,02 et 0,04 USD/kWh.

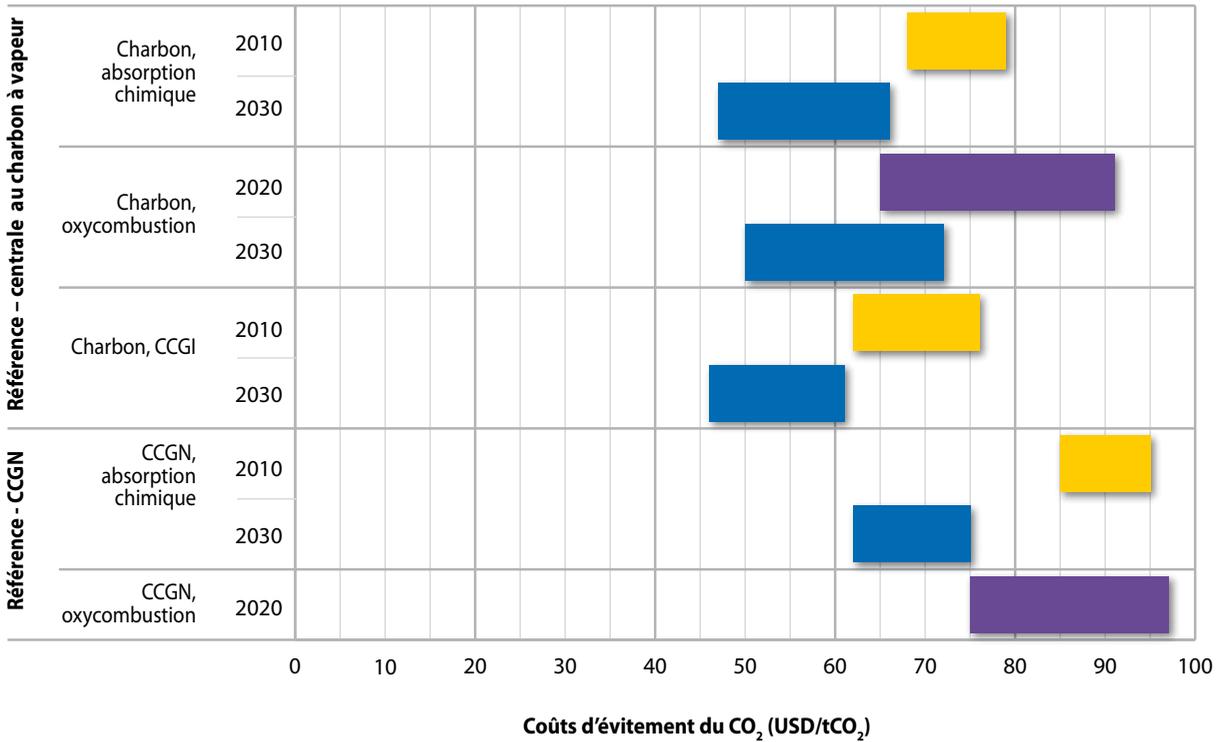
Tableau 10.2. Caractéristiques techniques et économiques des centrales avec captage du carbone

Technologie	Début	Coûts d'investissement		Rendement PCI (%)	Diff. rendement/centrale réf. PCI (%)	Taux capt. (%)	LCOE	
		Avec captage (USD/kW)	Centrale de référence (USD/kW)				Avec captage (USD/MWh)	Centrale de référence (USD/MWh)
Charbon, cycle vapeur, AC	2015	3 100-3 700	2 000-2 400	36	10	85	104-118	63-71
	2030	2 150-3 250	1 500-2 300	44	8	85	76-102	51-66
Charbon, cycle vapeur, oxycombustion	2020	3 000-4 200	1 750-2 350	36	10	90	100-128	58-70
	2030	2 300-3 500	1 500-2 300	44	8	90	79-108	51-66
Charbon, CCGI, Selexol	2015	3 000-3 700	2 000-2 400	35	11	85	102-119	63-71
	2030	2 200-3 200	1 500-2 300	48	4	85	75-98	51-66
Gaz, CC, AC	2015	1 300-1 600	800-1 000	49	8	85	103-110	78-82
	2030	950-1 350	600-1 000	56	7	85	86-95	70-75
Gaz, CC, oxycombustion	2020	1 400-1 800	700-1 000	48	10	95	107-116	75-81

Remarque : Basé sur un taux d'actualisation de 10 %, une durée de vie de 40 ans pour les centrales au charbon et de 30 ans pour les centrales au gaz, et des coûts annuels d'exploitation et de maintenance représentant 2 % des coûts d'investissement pour les centrales de référence et 4 % pour les centrales avec captage. Les coûts d'investissement englobent les coûts indirects de construction et les aléas. Les coûts de production de l'électricité englobent les intérêts intercalaires basés sur un délai de construction de 4 ans pour les centrales au charbon et de 2 ans pour les centrales au gaz. Prix du CO₂ : 30 USD/tonne. Prix du gaz : 11 USD/MBtu. Prix du charbon : 90 USD/tonne. AC : absorption chimique, CC : cycle combiné, CCGI : cycle combiné à gazéification intégrée.

Les « coûts d'évitement du CO₂ » en 2030 par rapport à la centrale de référence se situent pour le charbon dans la fourchette de 50 à 70 USD/tCO₂, et pour le gaz sur la période 2020-2030 dans la fourchette de 60 à 100 USD/tCO₂ (figure 10.4). Il faut noter que les coûts d'évitement sont influencés par la technologie de référence choisie, qui est supposée être remplacée par la centrale avec captage, et par ses caractéristiques techniques et économiques. En supposant qu'une centrale au gaz avec captage du CO₂ remplace une centrale au charbon plutôt qu'une centrale au gaz sans captage, les coûts d'évitement des centrales au gaz baissent pour se retrouver dans la fourchette de 50 à 70 USD/tCO₂.

Figure 10.4 : Coût de la réduction des émissions de CO₂ pour différentes centrales au charbon et au gaz entre 2010 et 2030



10.4 Démonstration et déploiement du CSC

Une démonstration réussie et un déploiement rapide du CSC dans les 10 à 15 prochaines années seront essentiels pour contribuer à une réduction sensible des émissions de CO₂ à long terme. Au jour d'aujourd'hui, aucune centrale avec captage du CO₂ n'est exploitée à l'échelle commerciale. Bien qu'un grand nombre des composants technologiques utilisés dans le captage et le stockage du CO₂ soient utilisés depuis de nombreuses années dans des usines à grande échelle (par exemple, gazéification du charbon pour produire des substances chimiques, absorption chimique dans l'industrie alimentaire), l'intégration dans la conception d'une centrale des différents composants nécessaires au captage du CO₂ n'a pas été démontrée à l'échelle commerciale. De plus, la fiabilité des différents procédés de stockage de CO₂ doit être vérifiée, et les questions juridiques et réglementaires associées au transport et au stockage de CO₂ doivent être étudiées dans de nombreux pays. Pour s'attaquer à ces défis, des installations pilotes sont cruciales pour acquérir plus d'expérience sur la construction et l'exploitation du CSC. Une récente feuille de route sur le CSC présentée par l'AIE (AIE, 2009) conclut que pour atteindre la réduction de 50 % des émissions de CO₂ en 2050 dans le scénario BLUE, 38 projets de CSC dans la production d'électricité devront être opérationnels en 2020. Au cours de la décennie suivante, le déploiement devra s'accélérer pour atteindre un niveau de 3 500 centrales avec captage du CO₂ en 2030. Alors qu'au départ sa démonstration et son déploiement concerneront des pays de l'OCDE à cause des besoins d'investissement correspondants, le CSC devra aussi se propager rapidement aux pays en voie de développement pour y contribuer aux réductions des émissions, compte tenu de la domination de la production d'électricité au charbon dans nombre de ces pays. Parallèlement à la démonstration et au déploiement, la recherche et le développement devront s'intéresser à l'amélioration du rendement global de la production d'électricité fossile et à la réduction des pertes de rendement associées au captage du CO₂.

Références

- AIE (2008a), *Energy Technology and Perspectives 2008: Scenarios and Strategies to 2050*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2008b), *CO₂ Capture and Storage: A Key Abatement Option*, Agence internationale de l'énergie, OCDE, Paris, France.
- AIE (2009), *Technology roadmap: carbon capture and storage*, OCDE, Paris, France. www.iea.org/roadmaps/ccs_power.asp
- AIE-GES (2000), *Barriers to overcome in implementation of CO₂ capture and storage (1): Storage in disused oil and gas fields*, Programme de R&D sur les gaz à effet de serre de l'AIE, rapport numéro PH3/22, février, Cheltenham, Royaume-Uni.
- AIE-GES (2003), *Potential for improvement in gasification combined cycle power generation with CO₂ capture*, Programme de R&D sur les gaz à effet de serre de l'AIE, rapport numéro PH4/19, May, Cheltenham, Royaume-Uni.
- Broek van den, M., Hoefnagels, R., Rubin, E., Turkenburg, W. et Faaij, A. (à paraître), Effects of technological learning on future cost and performance of power plants with CO₂ capture, *Progress in Energy Combustion and Science*.
- Damen, K. (2007), *Reforming fossil fuel use: The merits, costs and risks of carbon dioxide capture and storage*, Dissertation, Université d'Utrecht.
- Feron, P.H.M. (2006), *Progress in post-combustion CO₂ Capture*, First Regional Carbon Management Symposium, (May) Dhahran, Saudi Arabia.
- Gibbins, J., Chalmers, H. (2008), Carbon capture and storage, *Energy Policy*, Vol. 36, pp. 4317-4322.
- GIEC (2005), *Carbon Capture and Storage*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Cambridge University Press, Royaume-Uni.
- IHS CERA (2009), *Nonnuclear construction costs fall after nearly a decade of steady escalation*, Communiqué de presse, 23 juin 2009, www.cera.com.
- NETL (2007), *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants*, DOE/NETL-2007/1281, National Energy Technology Laboratory, mai 2007, État-Unis. www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/Bituminous%20Baseline_Final%20Report.pdf.
- Peeters, A.N.M., A.P.C. Faaij, W.C. Turkenburg (2007), Techno-economic analysis of natural gas combined cycles with post-combustion CO₂ absorption, including a detailed evaluation of the development potential, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 1, pp. 396-417.
- Pfaff, I., A. Kather (2009), Comparative thermodynamic analysis and integration issues of CCS steam power plants based on oxy-combustion with cryogenic or membrane based air separation, *Energy Procedia*, Vol. 1, pp. 495-502.

Synthèse d'autres études sur le coût moyen actualisé de l'électricité

11.1 Introduction

De nombreuses études ont évalué le coût moyen actualisé de l'électricité pour différentes technologies de production. Ce chapitre présente une brève analyse des résultats d'une sélection des études les plus récentes, et tire un certain nombre d'enseignements basés sur la comparaison de ces études. Les rapports analysés sont les suivants :

MIT (2003), *Future of Nuclear Power*, Cambridge, États-Unis.

CERI (2004), *Levelized Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario*, Canadian Energy Research Institute, Calgary, Canada.

RAE (2004), *The Cost of Generating Electricity*, Royal Academy of Engineering, Londres, Royaume-Uni.

Université de Chicago (2004), *The Economic Future of Nuclear Power*, Chicago, États-Unis.

AIE/AEN (2005), *Coûts prévisionnels de production de l'électricité*, OCDE, Paris, France.

DTI (2006), *The Energy Challenge*, Department of Trade and Industry, Londres, Royaume-Uni.

MIT (2007), *Future of Coal*, Cambridge, États-Unis.

CBO (2008), *Nuclear Power's Role in Generating Electricity*, Congressional Budget Office, Washington, DC, États-Unis.

CE (2008), *Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport*, Commission européenne, COM(2008)744, Bruxelles, Belgique.

Chambre des Lords (2008), *The Economics of Renewable Energy*, 4th Report of Session 2007-08, Vol. I: Report, Select Committee on Economic Affairs, Londres, Royaume-Uni.

EPRI (2008), *Program on Technology Innovation: Power Generation (Central Station) Technology Options*, Executive Summary, Electric Power Research Institute, Palo Alto, États-Unis.

MIT (2009), *Update on the Cost of Nuclear Power*, Cambridge, États-Unis.

Les tableaux 11.1 et 11.2 donnent les coûts moyens actualisés fournis dans ces études, ainsi que les coûts de construction de base, les coûts des combustibles et les facteurs de capacité. Le tableau 11.1 couvre les technologies de production traditionnellement dominantes : nucléaire, charbon pulvérisé et gaz, ainsi que les centrales au charbon à cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI), et les biocombustibles. Le tableau 11.2 couvre diverses technologies éoliennes, hydro-électriques et solaires.

Tableau 11.1a. LCOE des centrales nucléaires, au charbon pulvérisé, CCGI, au gaz et à biomasse (différentes études)							
		MIT 2003	CERI 2004	RAE 2004	Université de Chicago 2004	AIE/AEN 2005	DTI 2006
		[C]	[D]	[E]	[F]	[G]	[H]
Nucléaire							
Coûts de construction de base	USD/kW	2 208	1 778-252	2 233	1 299-1 948	1 179-2 717	2 644
Coût du cycle du combustible [A]	USD/MWh	6,5	2,8- 4,1	7,8	5,8	3-12,7	7,5
Facteur de capacité		85 %	90 %	>90 %	85 %	85 %	85 %
LCOE	USD/MWh	74	56-67	44	51-77	33-74	71
Charbon pulvérisé							
Coûts de construction de base	USD/kW	1 435	1 212	1 592	1 287	778-2 540	1 657-1 725
Prix du combustible	USD/GJ	1,3	1,4	2,3		0,2-3	2
Facteur de capacité		85 %	90 %	>90 %		85 %	90 %
LCOE	USD/MWh	47	45	51	36-44	28-75	51-53
CCGI							
Coûts de construction de base	USD/kW			1 942	1 448	1 479-2 096	1 935-1 725
Prix du combustible	USD/GJ			2,3		1,4-2,8	2
Facteur de capacité				>90 %		85 %	90 %
LCOE	USD/MWh			62		41-58	53-60
Gaz [B]							
Coûts de construction de base	USD/kW	552	539	583	639	3 94-1 115	827
Prix du combustible	USD/GJ	3,7	4,5	4,2	3,5-4,6	3,8-6,1	6,5
Facteur de capacité		85 %	90 %	>90 %		85 %	85 %
LCOE	USD/MWh	45	57	43	38-49	44-69	66
Biomasse							
Coûts de construction de base	USD/kW			3 573		1 840-2 358	
Prix du combustible	USD/GJ			1,3			
Facteur de capacité						85 %	
LCOE	USD/MWh			131		54-109	

Tableau 11.1b. LCOE des centrales nucléaires, au charbon pulvérisé, CCGI, au gaz et à biomasse (différentes études)

		MIT 2007	CBO 2008	CE 2008	EPRI 2008	Chambre des Lords 2008	MIT 2009
		[I]	[J]	[K]	[L]	[M]	[N]
Nucléaire							
Coûts de construction de base	USD/kW		2 405	2 552-4 378	3 980	3 000	4 000
Coût du cycle du combustible [A]	USD/MWh		9	10,5	8,2	8,8	8
Facteur de capacité			90 %	85 %	90 %	77 %	85 %
LCOE	USD/MWh		73	65-110	73	90	84
Charbon pulvérisé							
Coûts de constr. de base	USD/kW	1 332-1 415	1 529	1 295-1 865	2 450	2 140	2 300
Prix du combustible	USD/GJ	1,5	1,7	2,8	1,7	4,1	2,5
Facteur de capacité		85 %	85 %	85 %	80 %	81 %	85 %
LCOE	USD/MWh	49-50	56	52-65	64	82	62
CCGI							
Coûts de constr. de base	USD/kW	1 487,8		1 813-2 137	2 900		
Prix du combustible	USD/GJ	1,5		2,8	1,7		
Facteur de capacité		85 %		85 %	80 %		
LCOE	USD/MWh	53		58-71	70		
Gaz [B]							
Coûts de constr. de base	USD/kW		699	622-946	800	1 046	850
Prix du combustible	USD/GJ		6,1	7,7	7,6-9,5	7,7	6,6
Facteur de capacité			87 %	85 %	80 %	81 %	85 %
LCOE	USD/MWh		58	65-78	73-87	78	65
Biomasse							
Coûts de constr. de base	USD/kW			2 617-6 580	3 235	3 674	
Prix du combustible	USD/GJ			2,8-5	1,16-2,1	26	
Facteur de capacité				85 %	80 %	80 %	
LCOE	USD/MWh			104-253	73-86	180	

Remarques :

- Les résultats présentés concernent le scénario de base sans CSC et avec les hypothèses financières indiquées au tableau 11.3.
- Toutes les valeurs sont en USD (valeur 2007). Les résultats donnés dans certaines études dans des monnaies différentes et/ou pour d'autres années ont été converties en USD 2007 en utilisant le taux de change annuel moyen et un taux d'inflation annuel de 2 %.
- Tous les résultats excluent les pénalités carbone.
- Les données manquantes dans les tableaux ne sont pas indiquées dans les études.
- [A] Le coût du cycle du combustible comprend tous les coûts depuis l'exploitation de l'uranium jusqu'à l'élimination des déchets, à l'exception des études du DTI (2006) et de la Chambre des Lords (2008) qui ne tiennent pas compte de l'élimination des déchets.
- [B] Les centrales au gaz sont des centrales CCGT.
- [C] Le coût du combustible nucléaire présente un taux de croissance réel de 0,5 %, et le coût du gaz un taux de croissance réel de 1,5 %.
- [D] Nous utilisons le taux de change retenu dans l'étude, qui est de 0,70 USD/CAD ; les données concernent le scénario de base pour les centrales commerciales ; la valeur inférieure du nucléaire concerne l'ACR-700 et la valeur supérieure le réacteur CANDU 6 ; le prix du gaz présente un taux de croissance réel de 1,8 %.
- [E] Les résultats présentés concernent le scénario « actuel » ; nous supposons que les coûts sont donnés en livres sterling (valeur 2003) ; la biomasse fait référence à la combustion en lit fluidisé de déchets d'élevage de volaille dont le pouvoir calorifique est estimé à 0,01 MJ.
- [F] La fourchette des coûts de construction de base de la filière nucléaire correspond aux différences entre les coûts d'ingénierie des têtes de série ; le LCOE du charbon englobe également les centrales CCGT.
- [G] Le LCOE concerne le scénario de base avec un coût du capital de 10 % ; le coût du combustible pour le charbon et le gaz renvoie à l'hypothèse de l'année 2010 ; la biomasse comprend deux centrales au gaz de décharge.
- [H] Les coûts de construction de base de la filière nucléaire englobent les coûts de démantèlement ; le coût du cycle du combustible n'inclut pas l'élimination des déchets ; nous considérons que le pouvoir calorifique d'un kg de charbon est de 24 MJ.
- [I] La fourchette des valeurs s'explique par les différentes technologies.
- [J] Les données pour le charbon et le gaz concernent des centrales classiques.
- [K] Les données concernent le LCOE de l'année 2007 dans le scénario de modération des prix des combustibles ; les coûts de construction de base de la filière nucléaire englobent les coûts de démantèlement ; la biomasse concerne les centrales thermiques à combustion de biomasse.
- [L] Les données concernent le LCOE de l'année 2015 ; les coûts de construction de base englobent les coûts financiers ; nous considérons que le pouvoir calorifique du combustible nucléaire est de 10 300 BTU/kWh.
- [M] Nous supposons que les données sont en livres sterling (valeur 2007) ; le coût du cycle du combustible n'inclut pas l'élimination des déchets.
- [N] Le coût du combustible nucléaire présente un taux de croissance réel de 0,5 %, et le coût du gaz un taux de croissance réel de 1,5 %.

Tableau 11.2. LCOE des centrales éoliennes, hydroélectriques, solaires PV et solaires thermiques (différentes études)

		RAE 2004	AIE/AEN 2005	DTI 2006	CE 2008	Chambre des Lords 2008	EPRI 2008
		[A]	[B]		[C]	[D]	[E]
Éolien terrestre							
Coûts de construction de base	USD/kW	1 437	1 056-1 769	1 539	1 295-1 775	2 222	1 995
Facteur de capacité		35 %	17-38 %	33 %	23 %	27 %	33 %
LCOE	USD/MWh	104	50-156	154	97-142	146	91
Éolien en mer							
Coûts de construction de base	USD/kW	1 787	1 772-2 838	2 878	2 267-3 562	3 148	1 995
Facteur de capacité		35 %	40-45 %	33 %	39 %	37 %	33 %
LCOE	USD/MWh	140	71-134	101	110-181	162	91
Hydro							
Coûts de construction de base	USD/kW		1 734-7 561		1 166-8 549		
Facteur de capacité			50 %		50-57 %		
LCOE	USD/MWh		69-262		45-240		
Solaire PV							
Coûts de construction de base	USD/kW		3 640-11 002		5 311-8 938		
Facteur de capacité			9-24 %		11 %		
LCOE	USD/MWh		226-2 031		674-1 140		
Solaire thermique							
Coûts de construction de base	USD/kW		3 004		5 181-7 772		4 600
Facteur de capacité			9-24 %		41 %		34 %
LCOE	USD/MWh		292		220-324		175

Remarques :

- Les données recueillies concernent le scénario de base sans CSC et avec les hypothèses financières indiquées au tableau 3.
- Toutes les valeurs sont en USD (valeur 2007). Les résultats donnés dans certaines études dans des monnaies différentes et/ou pour d'autres années ont été converties en USD 2007 en utilisant le taux de change annuel moyen et un taux d'inflation annuel de 2 %.
- Toutes les données excluent les pénalités carbone.
- [A] Les données indiquées concernent le scénario « actuel » ; nous supposons que les données sont en livres sterling (valeur 2003) ; pour l'énergie éolienne, le LCOE englobe le coût d'une centrale au gaz de réserve dont la capacité de production permet d'atteindre un facteur de capacité de 100 %.
- [B] Le LCOE concerne le scénario de base avec un coût du capital de 10 %.
- [C] Les données concernent le LCOE de l'année 2007 dans le scénario de modération des prix des combustibles ; la fourchette des coûts de l'hydroélectricité rend compte des différentes configurations, de la construction d'une nouvelle centrale à la transformation d'un aménagement hydraulique existant, en passant par l'extension d'une centrale existante ; pour le solaire thermique, le LCOE englobe le coût d'une centrale au gaz de réserve qui consomme 385 TJ par an.
- [D] Nous supposons que les données sont en livres sterling (valeur 2003).
- [E] Les données concernent le LCOE de l'année 2015 ; l'EPRI calcule un LCOE d'ensemble pour les fermes éoliennes terrestres et en mer ; les coûts de construction de base englobent les coûts financiers.

Pour bien comprendre les résultats de chaque étude, il convient de les interpréter en tenant compte des complexités de l'industrie de l'électricité. Il est également important de garder à l'esprit que les diverses études visent des objectifs variés. Nous présentons ici certains des principaux facteurs à prendre en considération.

Tout d'abord, l'électricité n'est pas une marchandise aussi homogène que ce que l'on pourrait imaginer. Certaines technologies peuvent être mieux adaptées pour produire de l'électricité de base. D'autres sont plus flexibles et conviennent pour répondre à une demande variable. D'autres encore, comme l'éolien et le solaire, fournissent de l'électricité intermittente, dont la valeur dépend de la façon dont son profil stochastique épouse le profil stochastique de la demande et de la flexibilité d'autres sources d'approvisionnement. Face à cette diversité, certaines études choisissent de ne s'intéresser qu'à quelques technologies sélectionnées qui sont comparables. Par exemple, les études du MIT (2003 et 2009), du CERI (2004), du CBO (2008) et de l'Université de Chicago (2006) se limitent aux technologies de production en base ; les autres technologies produisant d'autres types d'électricité ne sont pas prises en compte. Une autre approche tente d'englober un éventail plus large de technologies en forçant la comparabilité – par exemple, en calculant un coût pour les technologies éoliennes et solaires qui englobe le coût de la fourniture d'électricité de réserve, que celle-ci prenne la forme d'une capacité de production au gaz naturel de remplacement ou d'un stockage. Cette approche est utilisée par la RAE (2004) et la Communauté européenne (2006) pour le solaire thermique. Les autres études indiquent un coût de l'énergie éolienne ou solaire sans réserve, laissant au lecteur le soin d'estimer la différence entre les types d'électricité produite.

Même au sein d'un type de technologie donnée, par exemple la production d'électricité au charbon, un large choix d'options spécifiques existe. Pour le charbon, on citera, entre autres, les centrales au charbon pulvérisé, CCGI et à lit fluidisé. Les performances économiques de chaque option dépendent de nombreux facteurs associés au contexte dans lequel elle est évaluée. Certaines options sont adaptées à des types particuliers de combustible – la combustion en lit fluidisé, par exemple, convient bien pour le charbon riche en cendres, les déchets de charbon pauvres en carbone et le lignite. D'autres technologies permettent de réduire efficacement les émissions de polluants majeurs, comme, d'après leurs défenseurs, les centrales CCGI. Par conséquent, certaines études présentent des informations concernant tout le panel d'options, mais sans comparer les chiffres de coût moyen actualisé. Le rapport du MIT (2007) appartient à cette classe d'études. Il analyse les principales technologies au charbon sans exception, et il calcule le coût moyen actualisé de chacune. Le lecteur est invité à comprendre que la meilleure option technologique dépend de nombreux facteurs en plus du coût moyen actualisé indiqué, notamment du type de combustible disponible ou des réglementations sur les émissions applicables à divers polluants. En effet, le coût moyen actualisé réel d'une centrale au charbon donnée dépend de facteurs spécifiques concernant le charbon utilisé, et ces études sont généralement obligées de choisir un type de charbon de référence. Le lecteur informé comprendra que le coût moyen actualisé réel d'une centrale dépend des choix faits pour cette centrale.

Les considérations idiosyncrasiques sont particulièrement importantes pour les technologies comme l'hydroélectricité, l'éolien et le solaire. Les coûts de construction d'une centrale hydroélectrique sont très sensibles aux caractéristiques spécifiques du site. En outre, les coûts de construction de base par MWh sont très sensibles à la taille de la centrale. Par conséquent, il est difficile de se prononcer sur les caractéristiques d'une centrale générique pour laquelle un coût moyen actualisé doit être calculé. Une façon de surmonter ce problème consiste à préciser la taille de la centrale analysée. L'étude de la Communauté européenne (2008) présente des résultats pour l'hydroélectricité en scindant cette technologie en deux ensembles, avec d'un côté les centrales de grande taille (supérieures à 10 MW), et de l'autre côté les centrales de petite taille (inférieures à 10 MW). Le rapport de l'AIE/AEN (2005) s'intéresse principalement aux centrales hydroélectriques de petite taille. Le calcul du coût moyen actualisé de l'électricité éolienne se heurte à un problème similaire, puisque le site où est implantée la ferme éolienne joue un rôle important. En particulier, il existe une différence significative de coût entre les fermes terrestres et les fermes en mer. Par conséquent, la plupart des études analysent les deux cas séparément.

Un autre facteur important dans l'interprétation des études sur le coût moyen actualisé de différentes technologies concerne le volume de données disponibles pour chacune. De nombreuses données existent pour les technologies relativement matures, comme le charbon pulvérisé, ainsi que pour quelques technologies plus récentes, comme les centrales à cycle combiné (CCGT), pour lesquelles de nombreuses tranches ont été construites ces dernières années. À l'inverse, les nouvelles technologies comme l'énergie solaire sont moins testées, et la pénurie de données sur de véritables projets complique l'obtention d'une estimation fiable du coût réel. De plus, les données récentes sur les coûts semblent moins pertinentes pour une nouvelle technologie connaissant une innovation et des améliorations plus rapides que des technologies plus matures. Certaines études abordent ce problème en établissant une distinction entre le coût de la première centrale d'un type donné et celui de la N^{ième} centrale. Par exemple, dans l'étude de l'Université de Chicago (2004), des coûts de construction de base différents sont supposés pour les centrales nucléaires en fonction de la maturité de la conception. Pour les conceptions plus avancées, des coûts d'ingénierie liés à la nouveauté sont ajoutés aux coûts de construction de base. Dans le rapport de la CE (2008), il est supposé que les coûts d'une technologie se déplacent le long d'une courbe d'apprentissage. Un coût moyen actualisé de l'électricité est calculé pour des centrales dont l'exploitation débute à des moments différents (2007, 2020 et 2030), mais qui utilisent la même technologie. Cette étude considère qu'en 2020 et 2030, la technologie sera plus mature et moins coûteuse, de sorte que les coûts de construction de base estimés pour ces années sont plus faibles que ceux de l'année 2007.

La situation géographique constitue également un déterminant important du coût moyen actualisé de différentes technologies, puisque les coûts des facteurs de production varient souvent en fonction du pays et de la région. Par conséquent, de nombreuses études s'intéressent à une région spécifique. Les chiffres du MIT (2003 et 2007), du CBO (2006), de l'Université de Chicago (2004) et de l'EPRI (2008) concernent les États-Unis. Le CERI (2004) se concentre sur le Canada. Les rapports de la RAE (2004), du DTI (2006) et de la Chambre des Lords (2008) ont trait au Royaume-Uni. L'étude du Centre commun de recherche (CCR) de la CE (2008) s'intéresse à l'Union européenne. Par opposition, le rapport de l'AIE/AEN (2005) rassemble des données de plus de 130 centrales récemment construites ou planifiées dans 15 pays différents. Par conséquent, cette étude fournit des informations utiles sur la façon dont les coûts de construction, les coûts d'exploitation, les coûts de combustible, et par voie de conséquence les coûts moyens actualisés, varient d'un pays à l'autre. Aucune option de production d'électricité ne présente le coût le plus bas dans le monde entier.

Il faut également reconnaître que les études diffèrent par les hypothèses sur les valeurs prévisionnelles de données essentielles, en particulier sur les coûts prévisionnels des combustibles fossiles. Il s'agit là d'un point crucial, car pour certaines technologies, en particulier le gaz naturel, et dans une moindre mesure le charbon, le coût moyen actualisé dépend fortement du coût du combustible. La plupart des études dressent leurs propres hypothèses explicites sur les prix prévisionnels des combustibles ou élaborent divers scénarios de prix des combustibles. L'étude du CCR de la CE (2008) considère deux scénarios différents pour les prix des combustibles, basés sur les projections de la Commission européenne. Les résultats du rapport de l'AIE/AEN (2005) reflètent des hypothèses de prix des combustibles différentes pour chaque pays.

D'importantes différences peuvent également être constatées sur un autre facteur essentiel, à savoir le taux d'actualisation ou le coût du capital utilisé pour actualiser les coûts encourus au cours de différentes années à travers la série temporelle de production d'électricité. Le tableau 11.3 présente les taux d'actualisation réels retenus dans les différentes études considérées ici. Dans certains cas, le taux d'actualisation est indiqué dès le départ en valeur réelle, alors que dans d'autres, nous avons converti le taux nominal indiqué en un taux réel afin de faciliter la comparaison. Certaines études précisent simplement le taux d'actualisation qu'elles ont appliqué, tandis que d'autres expliquent la combinaison d'hypothèses financières utilisées pour aboutir au taux choisi. Quand une méthodologie est détaillée, il s'agit dans l'écrasante majorité des cas de la formule du coût moyen pondéré du capital (CMPC). Les paramètres de cette formule sont le coût de la dette, R_D , le coût des capitaux propres, R_E , la part de la dette dans le financement de la

centrale, D/V , et le taux d'imposition, t : $GMPC = (D/V) R_D (1-t) + (E/V) R_E$, où $D + E = V$. La part de la dette dans le financement de la centrale peut varier selon la technologie, tout comme les coûts de la dette et des capitaux propres.

Trois remarques doivent être faites sur la façon dont un taux d'actualisation ou un coût du capital est retenu. Premièrement, le coût du capital d'un projet dépend du cadre institutionnel dans lequel ce projet est lancé. Trois cadres différents sont généralement étudiés. Il s'agit (i) de l'étatisation, (ii) de la réglementation du taux de rendement, et (iii) du modèle marchand dans lequel la centrale vend son électricité sur un marché de gros soumis à la concurrence. On pense généralement que le coût du capital est le plus faible pour l'étatisation et le plus élevé dans le modèle marchand. À certains égards, un taux d'actualisation plus bas peut refléter des risques dont se sont débarrassés les détenteurs et les crédettes du projet, mais qui pèsent toujours sur une partie ou une autre. Par exemple, les risques que les actionnaires d'un service public réglementé sont capables d'éviter peuvent simplement être des risques désormais assumés par les contribuables. Le déplacement des risques ne fait pas vraiment baisser le coût du projet d'un point de vue macro-économique ou social. Par conséquent, le coût moyen actualisé calculé pour des centrales publiques ne peut pas vraiment représenter le coût total, mais simplement le coût inférieur que le projet doit récupérer afin de payer ses actionnaires et ses crédettes. Les contribuables supportent un coût qui n'a pas été intégré dans le calcul du coût moyen actualisé. Que l'étatisation abaisse réellement le risque total et donc le coût total ou déplace simplement les risques reste discutable. Pour cette raison, le coût du capital dans le modèle marchand a acquis une certaine popularité, même s'il n'est pas universellement accepté. Toutes les études examinées dans ce rapport calculent le coût moyen actualisé dans le modèle marchand. Seul le CERI (2004) a également effectué une analyse dans le modèle de service public.

Tableau 11.3. Hypothèses financières des différentes études

		Coût du capital	Coût de la dette	% dette	Coût des capitaux propres	% capitaux propres	Imposition	Inflation
MIT 2003 [A]	Nucléaire	6,80 %	4,90 %	50 %	11,70 %	50 %	38 %	3 %
	Charbon et gaz	4,60 %	4,90 %	60 %	8,70 %	40 %	38 %	3 %
CERI 2004 [A]		8,80 %	8 %	50 %	12 %	50 %	30 %	2 %
RAE 2004 [B]		7,50 %						
Université de Chicago 2004 [C]	Nucléaire	7,40 %	6,80 %	50 %	11,70 %	50 %	38 %	3 %
	Charbon et gaz	5,00 %	3,90 %	50 %	8,70 %	50 %	38 %	3 %
AIE/AEN 2005		5 %/10 %						
DTI 2006		10 %						
MIT 2007		5,20 %	4,40 %	55 %	9,30 %	45 %	39,20 %	2 %
CBO 2008 [A]		10 %	8 %	45 %	14 %	55 %	39 %	2 %
CCR CE 2008		10 %						
EPRI 2008 [C]		5,50 %	4,40 %	50 %	8,30 %	50 %	38 %	2,50 %
Chambre des Lords 2008		10 %						
MIT 2009	Nucléaire	6,80 %	4,90 %	50 %	11,70 %	50 %	37 %	3 %
	Charbon et gaz	4,70 %	4,90 %	60 %	8,70 %	40 %	37 %	3 %

Remarques :

- Les valeurs concernent le scénario de base dans le modèle marchand.
- Tous les chiffres sont en valeurs réelles.
- [A] Les données renvoient aux valeurs initiales.
- [B] Le coût du capital est en valeur nominale, les autres données financières ne sont pas indiquées.
- [C] La valeur de l'inflation retenue dans les études se trouve dans : MIT (2007), *The Potential for a Nuclear Renaissance: The Development of Nuclear Power Under Climate Change Mitigation*, par Nicolas Osouf, Cambridge, États-Unis.
- [D] Les valeurs de l'EPRI ont été obtenues au cours d'une réunion privée avec des cadres de cet institut.

Deuxièmement, certaines études indiquent un taux d'actualisation réel sans expliquer leurs hypothèses sur le taux d'inflation ou le taux d'imposition. Comme un taux d'actualisation réel est utilisé, il pourrait sembler qu'une hypothèse sur le taux d'inflation est superflue, mais ce raccourci n'a pas forcément un caractère universel¹. Troisièmement, le ratio d'endettement est supposé diminuer avec le temps, car la dette est amortie bien avant que la centrale atteigne la fin de sa durée de vie utile. Dans les cas concernés, le ratio d'endettement indiqué est le ratio initial. C'est vrai pour les rapports du MIT (2003), du CERI (2004), du CBO (2006) et de l'Université de Chicago (2004). Un effet secondaire en est que le coût effectif du capital appliqué dans le calcul du coût moyen actualisé évolue sur la durée de vie du projet. Typiquement, ce coût effectif augmente. Cela corrige généralement à la baisse la valeur des futurs flux de trésorerie provenant de la vente d'électricité, et le coût moyen actualisé s'en trouve augmenté. Il est souvent difficile de discerner si c'est le cas dans une étude, sauf si les détails complets du calcul sont publiés d'une manière ou d'une autre.

Enfin, il est important de mentionner un autre élément dont de nombreuses études tiennent compte, à savoir les perspectives des pénalités carbone, qui apparaissent par exemple dans les rapports du MIT (2003 et 2007), du CERI (2004), de la RAE (2004), de l'Université de Chicago (2004), du DTI (2006), du CBO (2006) et de la CE (2008). L'existence d'une taxe sur les émissions de dioxyde de carbone entraîne une augmentation du coût de production de l'électricité des centrales au charbon et au gaz, les premières étant particulièrement touchées. Les technologies avec peu ou pas d'émissions de dioxyde de carbone en deviennent plus compétitives, notamment les énergies renouvelables et le nucléaire, ainsi que le charbon ou le gaz avec captage et stockage du carbone (CSC). Les études du MIT (2007), du DTI (2006), du CBO (2006) et de la CE (2008) ont également calculé le coût moyen actualisé de l'électricité d'une centrale avec CSC. La valeur de la pénalité nécessaire pour inverser l'apparent avantage concurrentiel par les coûts du charbon dépend de tous les facteurs étudiés précédemment.

11.2 Enseignements généraux

Bien que les études analysées aient été réalisées à des années et avec des approches différentes, il est néanmoins possible de tirer quelques conclusions générales.

Tout d'abord, toutes les études s'accordent sur les facteurs essentiels auxquels le coût moyen actualisé est le plus sensible. Ces facteurs peuvent se répartir dans trois catégories : coûts d'investissement², coûts de combustible et coûts d'E&M hors combustible. Les catégories les plus importantes sont les coûts d'investissement et de combustible. Certains types d'énergie (hydroélectrique, éolienne et solaire) n'ont aucun coût de combustible, de sorte que le coût moyen actualisé ne dépend que des coûts d'investissement et d'E&M. La filière nucléaire se distingue par un coût du combustible très faible, mais est très sensible aux coûts d'investissement. À l'inverse, le gaz et le charbon sont plus sensibles au coût du combustible et donc à son prix. En particulier, le gaz présente une sensibilité très élevée au coût du combustible en raison de ses coûts de construction de base relativement faibles.

1. Dans le cadre des principes comptables généralement reconnus aux États-Unis, par exemple, la valeur actualisée des flux de trésorerie après impôt d'un projet est presque toujours affectée par le taux d'inflation supposé, car les protections fiscales sur les amortissements sont généralement déterminées sur la base de flux de trésorerie nominaux, et la valeur actuelle de ces protections diminuera donc si le taux d'inflation augmente. Si les impôts sont intégrés dans le calcul des coûts moyens actualisés, le taux d'imposition constituera un autre déterminant de la valeur actualisée des flux de trésorerie après impôt d'un projet, car l'importance de la différence de valeur actuelle entre la date de l'investissement initial et celle de la dépense des protections fiscales sur les amortissements dépend du niveau du taux d'imposition.

2. Les coûts d'investissement englobent les coûts de construction de base et les intérêts intercalaires (II). Les coûts de construction de base tout comme le taux d'actualisation utilisés dans le calcul des coûts moyens actualisés jouent un rôle important dans l'économie des projets de production d'électricité.

Pour les technologies de production nucléaire, au charbon et au gaz, une tendance à la hausse est apparue ces dernières années dans l'évolution des coûts. Les études prises en compte ont été publiées à des années différentes, entre 2003 et 2009. Les figures 11.1 à 11.4 présentent les coûts moyens actualisés des centrales nucléaires, au charbon pulvérisé, CCGI et au gaz en fonction de l'année de publication des études. Pour ces technologies, les coûts moyens actualisés estimés dans les études antérieures ont tendance à être inférieurs à ceux indiqués dans les études les plus récentes. Cette période spécifique a connu une augmentation surprenante et énorme du prix des composants majeurs des coûts pour le nucléaire, le charbon et le gaz, laquelle a entraîné une hausse substantielle des coûts de production de l'électricité. En particulier, la filière nucléaire a subi une forte augmentation des coûts de construction de base, le gaz du coût du combustible, et le charbon des coûts de construction de base et de combustible.

Figure 11.1 : LCOE des centrales nucléaires (différentes études)

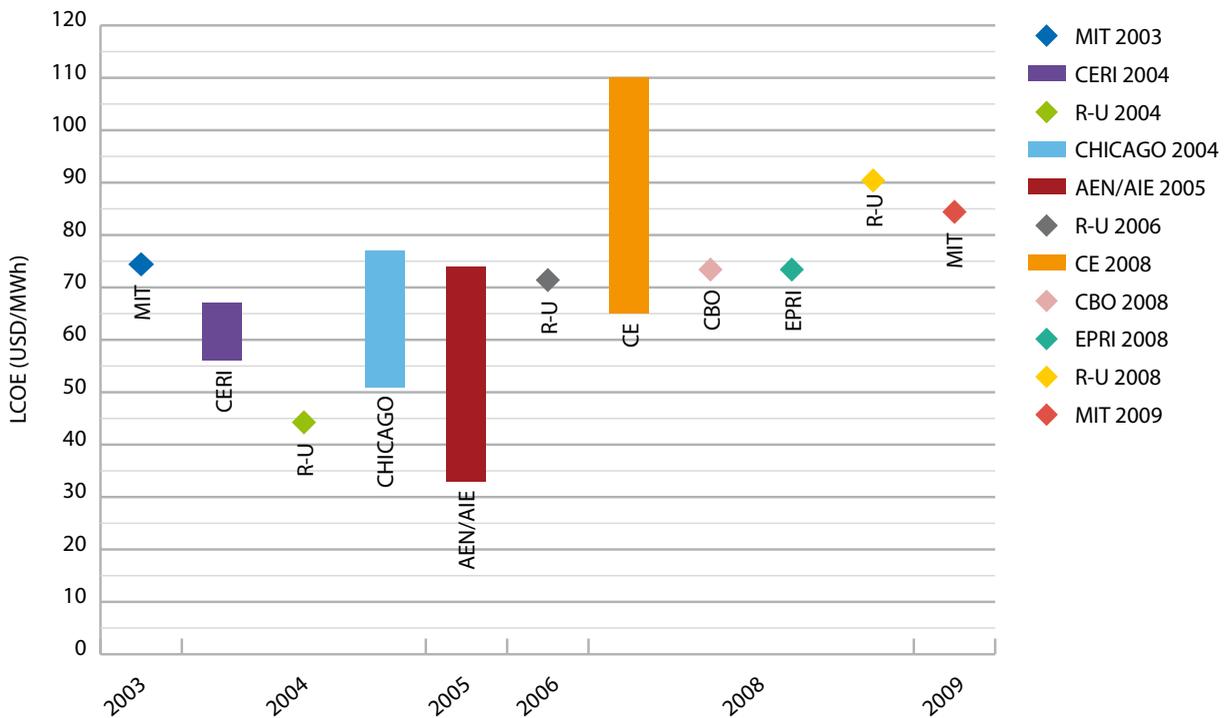


Figure 11.2 : LCOE des centrales au charbon pulvérisé (différentes études)

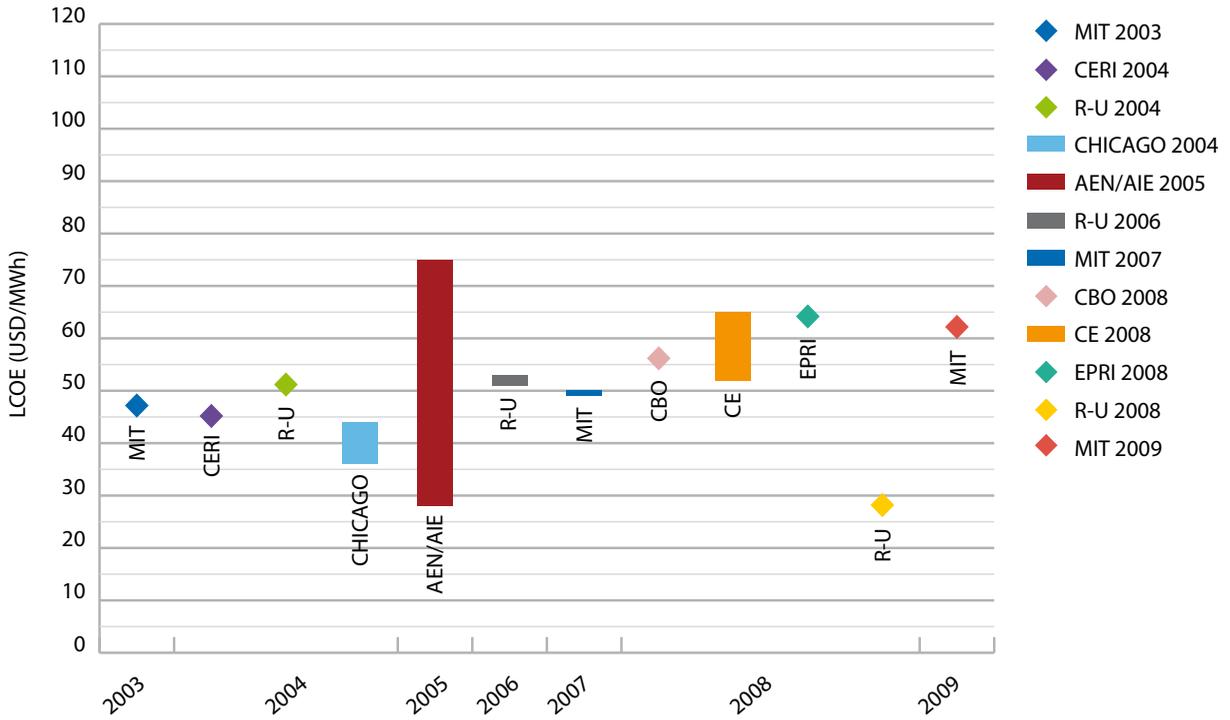


Figure 11.3 : LCOE des centrales CCGI (différentes études)

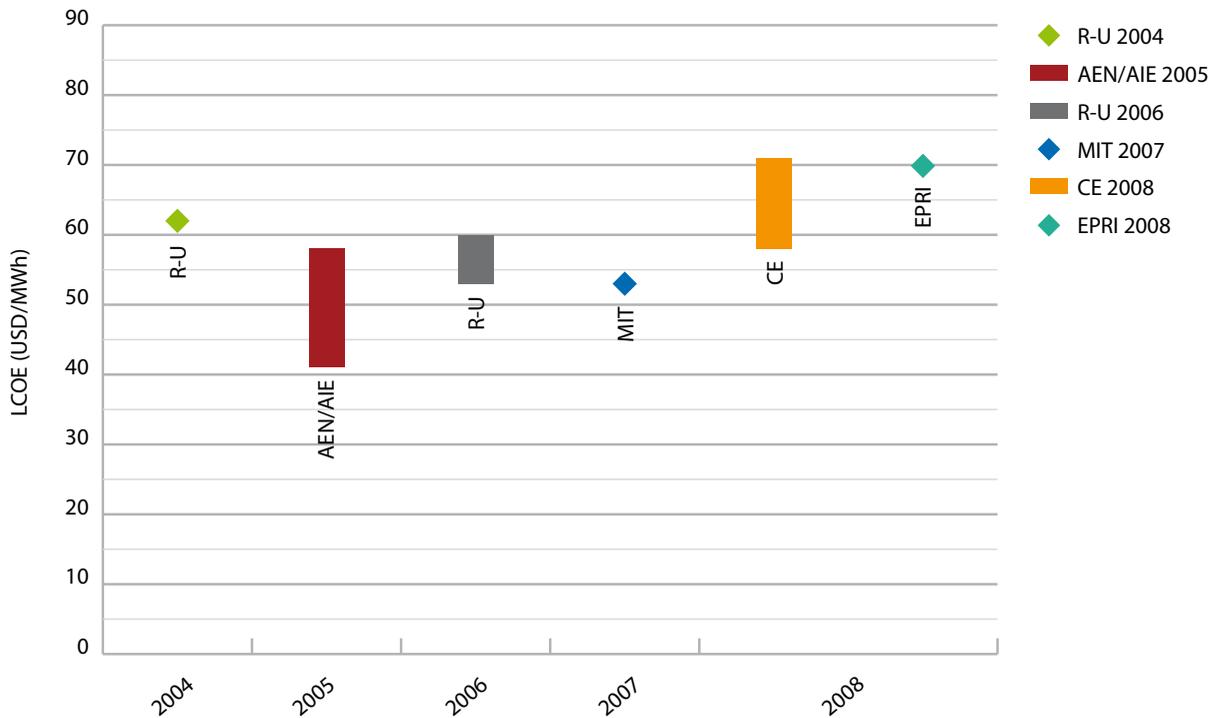
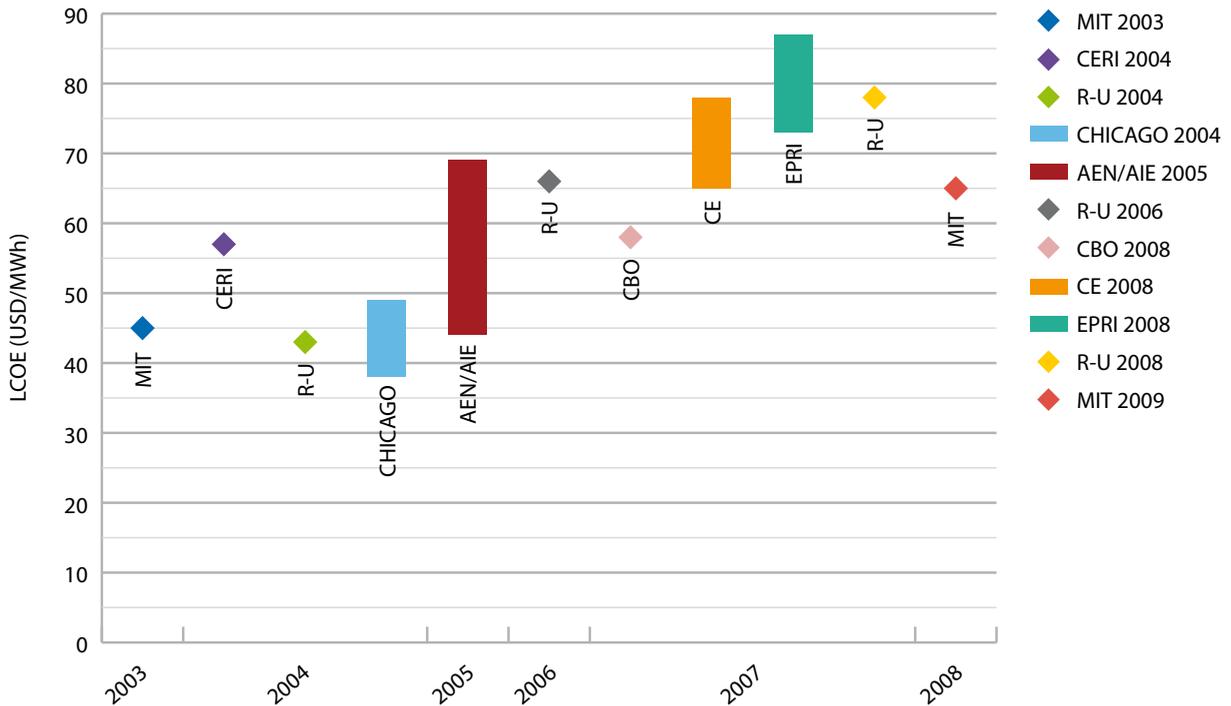


Figure 11.4 : LCOE des centrales au gaz (différentes études)



Concernant les énergies renouvelables, il ressort des tableaux 11.2 et 11.3 que la fourchette des valeurs de coût moyen actualisé est très grande, bien plus que pour le nucléaire, le charbon et le gaz. Cela s'explique par la forte incertitude pesant sur l'estimation de leurs coûts. Le coût de l'hydroélectricité dépend fortement du site où est construite la centrale. Les biocarburants, le solaire et l'éolien sont des technologies relativement nouvelles pour lesquelles peu de centrales commerciales ont été construites, ce qui limite les données disponibles. En outre, ces technologies connaissent un développement rapide et une évolution de leur structure de coûts. Cependant, il est important de souligner que même si le gaz, le charbon et le nucléaire sont des technologies disposant d'un retour d'expérience plus long, il existe toujours certaines incertitudes sur l'estimation de leurs coûts. La filière nucléaire a en particulier traversé une période récente marquée par une pénurie de nouvelles constructions, aucune nouvelle centrale nucléaire n'ayant été construite aux États-Unis depuis 1996. Par conséquent, d'importantes incertitudes accompagnent les coûts de construction d'une nouvelle centrale nucléaire aux États-Unis. Pour le gaz et le charbon, la volatilité du prix du combustible rend le coût de production de l'électricité imprévisible. Enfin, les perspectives des pénalités carbone constituent une autre incertitude qui pourrait modifier le coût moyen actualisé de la production d'électricité au gaz naturel, et encore plus au charbon.

Annexes



Problèmes liés aux données émanant de pays non membres de l'OCDE et hypothèses pour le calcul des coûts de production de l'électricité

L'édition 2010 des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité*, tout comme les précédentes, expose des données non seulement pour les pays de l'OCDE, mais aussi pour certains pays non membres, à savoir l'Afrique du Sud, le Brésil, la Chine et la Russie, qui concentrent la plus grande part de la croissance de la production d'électricité. Pour cette nouvelle édition, le Secrétariat, assisté par la Direction pour le dialogue mondial sur l'énergie de l'AIE, a identifié et invité des experts reconnus des pays « BRICS » (les 4 pays précités plus l'Inde) à participer aux travaux du Groupe d'experts et à fournir des données sur leur propre pays et leur jugement d'experts.

Les cinq pays invités ont tous été impliqués d'une manière ou d'une autre, même si seuls des experts de l'Afrique du Sud, du Brésil et de la Russie ont pu fournir des données complètes sur les coûts de production de l'électricité de différentes technologies dans leur pays respectif. Un représentant de la Central Electricity Authority indienne a assisté à la première réunion du Groupe d'experts et participé à la mise en forme de l'étude finale, en particulier à la définition de l'ensemble d'hypothèses qui s'appliquent aux pays non membres de l'OCDE. Pour la Chine, le Secrétariat a collecté lui-même de nombreuses données sur un nombre important de centrales et sur des paramètres de coût essentiels, en utilisant des sources officielles chinoises et d'autres sources publiques d'information, et a vérifié toutes les données sélectionnées et les résultats des calculs de coûts en collaboration bilatérale avec l'Administration nationale de l'énergie, qui a fourni des commentaires utiles pour la publication finale.

L'étude a ainsi bénéficié d'une perspective plus large qui a permis de tirer certaines conclusions sur les différentes conditions entourant les coûts de production d'électricité dans les pays membres de l'OCDE et des pays non membres essentiels. Néanmoins, les résultats des calculs de coûts concernant les pays en dehors de la zone OCDE ne sont pas directement comparables à ceux des pays de l'OCDE, car un ensemble différent d'hypothèses a été appliqué. Principale divergence, après une discussion au sein du Groupe d'experts en présence de représentants des pays BRICS, il a été convenu qu'aucun coût ne serait imputé pour les émissions de CO₂ à l'extérieur de la zone OCDE, puisqu'il est peu probable que ces pays adoptent à court terme un type quelconque de tarification du CO₂. Dans la pratique, les nouveaux projets actuellement envisagés dans les pays BRICS n'internalisent pas les futurs coûts liés au CO₂. Par contre, dans certains de ces pays, d'autres réglementations environnementales importantes s'appliquent, par exemple en matière de pollution de l'air, et ont donc été prises en compte dans les calculs.

De façon générale, il a été décidé que pour les pays BRICS, le LCOE serait basé autant que possible sur les hypothèses domestiques au regard de leurs conditions de coûts très différentes, par exemple en ce qui concerne les prix et les pouvoirs calorifiques des combustibles, ou les coûts de démantèlement. D'autres hypothèses génériques adoptées dans la présente étude n'ont été appliquées que pour aboutir à une harmonisation minimale, par exemple en matière de durée de vie des centrales, ou comme valeurs par défaut en l'absence de données recueillies, par exemple sur le coût des aléas ou du démantèlement. Dans la suite de ce chapitre, nous résumons brièvement les principaux aspects sous-jacents qui doivent être pris en compte dans l'interprétation des résultats des calculs de LCOE pour les pays non membres de l'OCDE.

Afrique du Sud

Les conseillères en charge des questions d'économie environnementale et des finances de la compagnie d'Eskom Holding, respectivement Mmes Gina Downes et Luyanda Qwemesha, ont été invitées à participer au Groupe d'experts en tant que représentantes de l'industrie. Elles ont fourni des données sur les coûts de deux projets de production d'électricité en Afrique du Sud, une centrale au charbon pulvérisé supercritique et une centrale de turbines à gaz à circuit ouvert (OCGT).

Charges de capital

- Il est à noter que pour la centrale au charbon, l'étude des coûts date de la mi-2006, et que ces coûts faisaient l'objet d'une révision au moment de leur inclusion dans cette étude, pour être probablement revus à la hausse. Le taux de change moyen appliqué est de 8,2.
- Les chiffres des coûts de construction de base englobent les provisions pour aléas de construction, et une remise à neuf majeure est estimée (et comptabilisée) comme un pourcentage fixe de lots de travaux affectés et non affectés, pourcentage qui s'élève à 11 % en moyenne pour la centrale au charbon et 10 % pour la centrale OCGT.
- Les coûts de réseau n'ont pas été pris en compte, mais Eskom estime que d'importants investissements seront nécessaires pour intégrer ces centrales, mais aussi pour construire deux postes supplémentaires, 6 lignes de transport d'électricité à 765 kV sur une distance de 460 km, ainsi que plusieurs lignes de transport à 400 kV plus courtes.

Facteurs de charge et durées de vie

- Même si la centrale OCGT, avec une capacité totale de 1 050 MW pour 7 turbines, présente un facteur de charge réel de 6 %, cette étude a retenu une hypothèse de 85 % afin de comparer les coûts des technologies de production en base. En réalité, ces turbines joueront un rôle de capacité de pointe sur le réseau national d'électricité. La centrale indiquée devrait donc être exploitée à un facteur de charge de 6 % et sur une durée de vie technique de 20 ans, plutôt que sur les 30 années standards qui ont été appliquées.

Prix des combustibles

- Pour la centrale au charbon, le principal combustible est un charbon sous-bitumineux domestique riche en cendres avec un PCI de 17,9 GJ/tonne. L'hypothèse de prix du charbon domestique est de 120 ZAR/tonne, soit 14,63 USD/tonne.
- Le combustible des turbines à gaz à circuit ouvert est appelé « diesel », avec un PCI de 48,28 GJ/tonne. L'hypothèse de prix du diesel est de 9,77 ZAR/MBtu, soit 1,19 USD/MBtu.

Taxes

- Même s'il n'a pas été pris en compte, un nouveau prélèvement de 2 c/kWh sur l'électricité brute produite à partir de sources d'énergie non renouvelables a été introduit en Afrique du Sud le 1^{er} juillet 2009.

Coûts environnementaux

- Comme pour les autres pays non membres de l'OCDE, aucun coût n'a été appliqué pour les émissions de CO₂. L'Afrique du Sud s'est cependant dotée d'autres normes de protection environnementale.

- La loi sur la qualité de l'air (National Environment Air Quality Act No. 39) de 2004 remplacera définitivement la totalité de la loi sur la prévention de la pollution atmosphérique (Atmospheric Pollution Prevention Act No. 45) de 1965. Cette nouvelle loi a été publiée au journal officiel en février 2005, et certaines de ses sections sont entrées en vigueur le 11 septembre 2005. Pendant la phase de transition, une demande de certificat d'enregistrement sous l'ancienne législation (APPA) sera considérée comme une demande de licence d'émission atmosphérique dans le cadre de la nouvelle loi sur la qualité de l'air. Un ensemble de normes sur la qualité de l'air ambiant a aujourd'hui été proposé, lequel permettra d'introduire des normes plus strictes de manière progressive. Des limites d'émission ont également été proposées en juillet 2009 pour les différents secteurs de l'industrie, et celles-ci sont également en cours de révision par le comité de normalisation concerné, même s'il reste du chemin à parcourir jusqu'à la finalisation. Les coûts de la centrale au charbon considérée ici englobent une estimation du contrôle de la pollution nécessaire pour respecter les normes d'émission minimale, provisoirement fixées à 50 mg/Sm³ pour les particules, 500 mg/Sm³ pour le SO₂, et 750 mg/Sm³ pour les NOx.

D'après les indications d'Eskom, les coûts associés à la désulfuration des fumées ont été ajoutés aux coûts variables d'E&M.

Brésil

Le ministère brésilien des Mines et de l'Énergie (Secrétariat pour la planification et le développement de l'énergie), et en son nom, Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRÁS), ont fourni des données concernant 7 centrales typiques au Brésil, dont 1 nucléaire, 3 hydroélectriques, 1 au charbon, 1 au gaz et 1 à biomasse (copeaux de bois).

Facteurs de charge

- Le LCOE des centrales de production en base a été calculé avec les hypothèses génériques d'un facteur de charge de 85 % et d'une durée de vie standard (60, 40 et 30 ans, respectivement) pour les centrales nucléaires, au charbon et au gaz, à l'image des pays de l'OCDE. Le facteur de charge indiqué pour la centrale nucléaire était cependant de 95 %, pour une durée de vie de 40 ans.
- Dans le cas des centrales au charbon et au gaz, le Brésil a fait remarquer que le chiffre de 85 % était supérieur aux moyennes du pays, en précisant en particulier que les capacités actuelles d'exploitation du charbon sont limitées pour alimenter ces types de centrales. Le facteur de charge réel des centrales au charbon et au gaz au Brésil avoisine 60 %, car la répartition centralisée est basée sur les coûts. En fait, la plupart des centrales brésiliennes (avec une capacité installée supérieure à 50 MWe) sont réparties par l'exploitant du réseau national. Le secteur de l'électricité brésilien se compose principalement de centrales hydroélectriques dont les coûts d'exploitation sont plus bas, et qui fournissent l'électricité en base. Dans ce cas, les centrales thermiques commencent à être exploitées chaque fois que leur coût variable (appelé CVU) est inférieur au coût marginal national, ce qui signifie qu'elles ne fonctionnent pas en permanence.
- Puisque les centrales thermiques ont des contrats à long terme, et comme lors des dernières années le coût marginal national a été inférieur au CVU, ces centrales ont dû acheter les différences entre l'électricité des contrats et l'électricité produite sur le marché au comptant. En outre, ces centrales reçoivent tous les mois la quantité de charbon nécessaire pour leur production mensuelle minimale, ce qui les rend relativement peu flexibles.
- Le facteur de charge moyen du pays pour l'hydroélectricité est d'environ 55 %, valeur qui a été retenue pour le calcul du LCOE des trois centrales hydroélectriques.

Nucléaire

- La durée de construction des centrales nucléaires est de 8 années. Les coûts de construction de base s'élèvent à 291 millions BRL ou 126,5 millions USD par an (2008), et englobent les provisions pour aléas, égales à 5 % des coûts de construction. Les coûts de remise à neuf s'élèvent à 36,3 millions BRL par an à partir de la 11^e année du cycle d'exploitation (durant 50 ans) (de 2026 à 2055). L'année de démantèlement est fixée à 2055. Les coûts de démantèlement des centrales nucléaires s'élèvent à 16 163 000 BRL/an. Le coût du cycle du combustible n'a pas été indiqué dans les réponses de ce pays, et a donc été ajouté comme suit :
 - 21,30 BRL/MWh (2008) = 9,26 USD/MWh (combustible déchargé)
 - Les coûts de gestion des déchets (environ 25 %) ont été séparés du coût total du cycle du combustible.
 - Coûts de gestion des déchets indiqués :
 - 2031: 69,0 millions BRL
 - 2051: 368,0 millions BRL
 - 2055 : 368,0 millions BRL
- TOTAL : 805,0 millions BRL

Hydroélectricité

- Les trois centrales hydroélectriques incluses dans l'étude ont des durées de vie de 30 ans pour la plus petite (15 MW) et 50 ans pour les deux plus grandes (300 et 800 MW, respectivement).
- Les centrales hydroélectriques d'une capacité installée inférieure à 30 MW bénéficient d'une réduction de 50 % sur les tarifs de transport.

Gaz

- La durée de vie indiquée pour les centrales au gaz est de 15 ans. Afin d'améliorer la comparabilité des résultats des centrales de production en base, les hypothèses génériques sur les facteurs de charge et les durées de vie ont été retenues pour toutes les centrales fonctionnant en base, comme indiqué ci-dessus.
- Le budget des coûts de construction de base considère que des provisions de 8 % couvrent tous les aléas. Le prix du gaz naturel est de 8,13 USD ou 14,88 BRL par MMBtu (selon les perspectives 2008-2017 publiées par le ministère des Mines et de l'Énergie), sans les taxes ni la commercialisation. Les limites d'émission sont définies par la « Resolução CONAMA 003/90 » comme suit.

Tableau A.1. Limites d'émission de certains polluants atmosphériques

Polluant	Temps	Niveau primaire µg/m ³	Niveau secondaire µg/m ³
Particules MP	24 heure (1)	240	150
	Moyenne géométrique annuelle	80	60
SO ₂	24 heures	365	100
	Moyenne arithmétique annuelle	80	40
CO	1 heure (1)	40 000	40 000
	8 heures	10 000	10 000
O ₃	1 heure (1)	160	160
Brouillard de pollution	24 heure (1)	150	100
	Moyenne arithmétique annuelle	50	40
Particules inhalables PI	24 heure (1)	150	150
	Moyenne arithmétique annuelle	50	50
NO ₂	1 heure (1)	320	190
	Moyenne arithmétique annuelle	100	100

1. Pas plus d'une fois par an.

Charbon

- Le combustible principal est le charbon (« CE 3300 ») – le deuxième est le fioul – qui est produit par le pays et présente un minimum acceptable de pouvoir calorifique supérieur à sec de 2 850 kcal/g. Le pouvoir calorifique inférieur est de 2 450 kcal/kg. L'hypothèse de prix retenue pour les calculs de coûts est de 60,56 BRL ou 33,09 USD/tonne. Cependant, il existe des différences de prix importantes à l'intérieur même du Brésil. Ces prix varient de 20 USD/tonne pour le lignite produit par le pays à 100 USD/tonne pour la houille importée.

Biomasse

- La durée de vie de 20 ans indiquée a été retenue, mais le facteur de charge indiqué (82,19 %) a été remplacé par l'hypothèse standard pour les centrales fonctionnant en base (85 %). Le prix de la biomasse (copeaux de bois) est de 21,16 BRL ou 11,56 USD/tonne.

Chine

L'AIE a tenté d'obtenir la participation du Conseil de l'électricité de Chine en tant qu'autorité chinoise concernée possédant une vision nationale des coûts, pour obtenir les données nécessaires à cette étude. Parallèlement, des contacts d'un niveau élevé ont été établis avec des hauts fonctionnaires de l'Administration nationale de l'énergie. Malgré une réaction très favorable, les autorités chinoises n'ont pas pu, dans le laps de temps limité pour achever cette édition 2010, soumettre des données sur les coûts ou envoyer un représentant aux réunions du Groupe d'experts. Elles ont cependant été informées en temps réel ou après coup des résultats définitifs de l'étude pour la Chine. Cette section est le fruit d'un travail réalisé de façon unilatérale par le Secrétariat de l'AIE, avec l'aide d'un stagiaire chinois, M. Alex Zhang, qui a effectué les recherches nécessaires sur les données durant l'été 2009.

Le Groupe d'experts a décidé de procéder de la sorte en l'absence de données officielles émanant des autorités chinoises invitées. Les résultats, après l'examen de centaines de centrales, rassemblent des données sur les coûts de 20 centrales sélectionnées actuellement en construction en Chine (à l'exception notable de la centrale hydroélectrique des Trois-Gorges sur le Yang-Tsé Kiang, déjà achevée, mais incluse en raison de sa taille et de son importance), ce qui représente le plus grand échantillon de tous les pays ayant participé à l'étude.

Toutes les données indiquées proviennent de nombreuses sources chinoises d'information publiques, la plus grande partie ayant été collectée sur le site Web de l'Administration nationale de l'énergie à Pékin, auprès des administrations locales de l'énergie, dans des journaux scientifiques, auprès de grandes entreprises d'électricité, et enfin auprès du Conseil de l'électricité de Chine, notamment dans sa dernière publication annuelle sur le secteur de l'électricité chinois. Le Secrétariat de l'AIE dispose d'un fichier contenant la liste complète des références externes, et peut le communiquer sur demande. L'AIE a également eu recours à ses statistiques internes et à ses propres sources de données afin de définir les hypothèses par défaut nécessaires – en l'absence de données plus spécifiques au niveau national ou de chaque centrale – concernant des paramètres essentiels comme les facteurs de charge, l'autoconsommation des centrales, les rendements thermiques, les caractéristiques et les prix des combustibles, les prix de la chaleur, etc. Toutes les hypothèses faites par le Secrétariat sont également précisées ci-dessous.

Coûts de construction de base

- Pour la Chine, nous supposons que le coût des aléas est inclus dans les chiffres des coûts de construction de base publiés.

Capacité des centrales

- Selon les statistiques annuelles 2008 sur l'industrie de l'électricité du Conseil de l'électricité de Chine, l'autoconsommation est supposée représenter 6,79 % pour les centrales au charbon et 0,36 % pour les centrales hydroélectriques.
- Quant aux autres technologies, nous utilisons des chiffres de 3 % pour le gaz et 0 % pour le nucléaire, le solaire et l'éolien, conformément aux hypothèses internationales standards, pour calculer la capacité nette à partir de la capacité installée brute indiquée.

Facteurs de charge

- Les centrales en base – nucléaires, au charbon, au gaz et hydroélectriques – sont supposées être exploitées à un facteur de charge de 85 % selon l'hypothèse standard de l'étude.
- Pour les centrales solaires et éoliennes, les facteurs de charge escomptés de chaque centrale ont été retenus pour les calculs de coûts.

Tableau A.2. Coûts de construction de base des centrales chinoises

Nom de la centrale	Technologie	Capacité retenue pour les estimations de coûts (MWe)	Production d'électricité annuelle estimée (GWh)	Coûts de construction de base			Durée de construction (années)	Facteur de charge domestique
				MCNY	MUSD	USD/kWe		
Fujian Ningde	Nucléaire CPR-1000	4 × 1 000		49 000,00	7 051,37	1 762,84	4	0,88
Liaoning Hongyanhe	Nucléaire CPR-1000	4 × 1 000		48 600,00	6 993,81	1 748,45	5	0,88
Shandong Haiyang	Nucléaire AP-1000	2 × 1 250		40 000,00	5 756,22	2 302,49	5,7	0,88
Yumen Changma	Éolien terrestre	200		1 700,00	240,00	1 200,00	3,00	0,27
CPI Dalian Tuoshan	Éolien terrestre	33 × 1,5	115,5	530,00	76,27	1 540,81	1,25	0,27
Xianjuding	Éolien terrestre	30	51,5	330,00	47,49	1 582,96	1,2	0,20
Xinyang Jigongshan	Éolien terrestre	41 × 0,85	66,84	394,05	56,71	1 627,14	1	0,22
Pinhai	Charbon ultra-supercritique	2 × 1 000		8 500,00	1 223,20	611,60	2	0,56
Xiangyang	Supercritique	2 × 600	6 600	4 680,00	673,48	561,23	2	0,56
Huadian Liuan	Supercritique	600		2 610,00	375,59	625,99	2	0,56
Putian	Cycle combiné gaz-vapeur	4 × 350	6 000	5 080,00	731,04	522,17	1,33	0,56
Shanghai Lingang	Cycle combiné gaz-vapeur	4 × 350		5 500,00	791,48	565,34	2	0,56
Guodian Anshan	Cogénération	2 × 300	3 900	3 000,00	431,72	719,53	1,5	
Qinghai Delingha	Photovoltaïque	10	15,36	260,00	37,42	3 741,55	1,33	0,18
Qinghai Geemu	Photovoltaïque	20	36	400,00	57,56	2 878,11	1	0,21
Gansu Dunhuang	Photovoltaïque	10	18,05	203,00	29,21	2 921,28	1,2	0,21
Ningxia Pingluo	Photovoltaïque	10	16	250,00	35,98	3 597,64	1,5	0,18
Longtan	Hydroélectricité	9 × 700	18 700	33 000,00	4 748,88	753,79	6	0,34
Trois-Gorges	Hydroélectricité	26 × 700	84 700	199 450,55	28 702,05	1 577,04	55	0,53
Yalongjiang Jinping	Hydroélectricité	4 800	24 000	29 770,00	4 284,07	892,51	6	0,57

Source : Recherches de l'AIE, sur la base de diverses sources.

Prix des combustibles

- Le coût du combustible nucléaire retenu, conformément à l'hypothèse commune, est respectivement de 7 et 2,33 USD/MWh pour le cycle amont et le cycle aval.
- Le prix du charbon domestique a été estimé en fonction du prix actuel et des tendances du port de Qinhuangdao. L'hypothèse résultante sur le prix du charbon aboutit à 86,34 USD/tonne (600 CNY/tonne). Le pouvoir calorifique moyen du charbon produit et consommé domestiquement en Chine est supposé être de 22 274 MJ/tonne, selon les dernières statistiques sur le charbon de l'AIE.

Tableau A.3. Prix du charbon domestique à Qinhuangdao (CNY/tNAR)

	Type de charbon	4 mai	11 mai	18 mai	25 mai	1 juin	15 juin	22 juin	29 juin	6 juillet	13 juillet
Avant déchargement	Mélange Datong premium	570-590	580-600	580-600	580-600	580-600	570-590	570-590	570-590	570-590	570-580
	Mélange Shanxi premium	540-560	550-570	550-570	550-570	550-570	550-565	540-560	540-550	540-540	540-550
	Mélange Shanxi	465-480	475-490	475-490	475-490	475-490	475-490	475-490	470-485	475-485	470-485
	Charbon mixte général 1	405-420	405-420	405-420	405-420	405-420	390-405	390-400	385-395	385-395	385-395
	Charbon mixte général 2	340-355	340-355	340-355	340-355	340-355	335-345	335-345	330-340	330-340	330-340
Prix de référence (FAB)	Mélange Datong premium	600-620	610-630	610-630	610-630	610-630	600-620	600-620	590-610	590-605	590-605
	Mélange Shanxi premium	570-585	580-590	580-590	580-590	580-590	575-585	565-580	560-575	560-570	560-570
	Mélange Shanxi	490-505	505-520	505-520	505-520	505-520	500-515	500-515	495-510	490-505	490-505
	Charbon mixte général 1	430-445	430-445	435-445	430-445	435-445	420-430	415-425	410-420	410-420	410-420
	Charbon mixte général 2	365-375	365-375	365-375	365-375	365-375	355-365	355-365	350-360	350-360	350-360

Source : Autorités du port de Qinhuangdao.

- Selon la China National Petroleum Corporation, le prix du gaz domestique pour le secteur de l'électricité à Shanghai était de 1 230 CNY/1 000 m³ (4,67 USD/MBtu) en 2008.

Tableau A.4. Gaz de pipeline Ouest-Est (projet WEPP) (2008)

Destination	Secteur	CNY/1 000 m ³			USD/MBtu
		Prix départ centrale	Tarif pipeline	Prix rendu	Prix rendu
Henan	Industrie	960	640	1 600	6,08
	Résidentiel	560	680	1 240	4,71
Anhui	Industrie	960	750	1 710	6,50
	Résidentiel	560	750	1 310	4,98
Jiangsu	Industrie	960	790	1 750	6,65
	Résidentiel	560	940	1 500	5,70
	Électricité	560	620	1 180	4,48
Zhejiang	Industrie	960	980	1 940	7,37
	Résidentiel	560	980	1 540	5,85
	Électricité	560	720	1 280	4,86
Shanghai	Industrie	960	800	1 760	6,69
	Résidentiel	560	980	1 540	5,85
	Électricité	560	670	1 230	4,67

Source : China National Petroleum Corporation (CNPC).

Hypothèse sur le prix de la chaleur

- L'hypothèse de prix de la chaleur domestique est de 0,147 RMB/kWh ou 19 USD (valeur 2007)/kWh, selon le tarif indexé de la chaleur repris par le rapport ESMAP 300/08 de la Banque mondiale publié en mars 2008.

Échantillon de données sélectionnées pour la Chine

- **CHN-N1** : 4 réacteurs nucléaires CPR-1000 de 1 000 MW à Ningde, province du Fujian. La construction des deux premiers réacteurs a démarré le 18 février 2008, et les réacteurs N° 1, 2, 3 et 4 seront respectivement mis en service en mars 2012, 2013, 2014 et 2015.
- **CHN-N2** : 4 réacteurs nucléaires CPR-1000 de 1 000 MW à Dalian, province du Liaoning. Le projet a été lancé le 18 août 2007, le premier réacteur sera mis en service en 2012, et les trois autres seront terminés en 2014.
- **CHN-N3** : 2 réacteurs nucléaires AP-1000 de 1 250 MW à Haiyang, province du Shandong. Le projet a démarré le 29 juillet 2008, et les réacteurs N° 1 et 2 seront respectivement mis en service en mai 2014 et mars 2015.
- **CHN-W1** : Centrale éolienne terrestre d'une capacité totale de 200 MW à Yumen, province du Gansu. La construction d'une durée de 36 mois a débuté en 2008, pour une mise en service en 2010.
- **CHN-W2** : Centrale éolienne terrestre avec 33 turbines de 1,5 MW à Dalian, province du Shandong. La centrale occupe 62 km², la construction ayant débuté le 26 août 2008 pour une mise en service fin 2009.
- **CHN-W3** : Centrale éolienne terrestre d'une capacité totale de 30 MW à Dawu, province du Hubei. Le projet a été lancé le 18 octobre 2008 ; mise en service fin 2009, la centrale générera 51,5 GWh par an.
- **CHN-W4** : Centrale éolienne terrestre avec 41 turbines de 0,85 MW à Xinyang, province du Henan. La construction s'est étalée sur 2008 et 2009, et le projet générera 66,84 GWh par an après la mise en service.
- **CHN-C1** : Centrale au charbon ultra-supercritique avec 2 turbines de 1 000 MW à Huidong, province du Guangdong. Il s'agit de la plus grande centrale thermique du Guangdong, qui a prévu la construction de six tranches de 1 000 MW sur deux périodes. La première période, qui concerne deux tranches, a été approuvée par la Commission nationale du développement et des réformes (CNDR) le 7 octobre 2008, pour une mise en service en 2010.

- **CHN-C2** : Centrale au charbon supercritique avec 2 turbines de 600 MW à Xingyang, province du Henan. Ce projet sera mis en service à la fin de l'année 2010.
- **CHN-C3** : Centrale au charbon supercritique avec 1 turbine de 600 MW à Liuan, province du Anhui. Le projet est géré par la China Huadian Corporation, l'un des cinq plus grands groupes de production d'électricité chinois.
- **CHN-G1** : Centrale à cycle combiné gaz-vapeur de 4 turbines de 350 MW à Putian, province du Fujian. Il s'agit du premier projet de cycle combiné GNL-vapeur du Fujian, la première turbine ayant été mise en service le 12 octobre 2008.
- **CHN-G2** : Centrale CCGT de 4 turbines de 350 MW à Shanghai. Il s'agit du plus grand projet de production d'électricité au gaz de Shanghai, avec un rendement de production de 56 % et un taux d'autoconsommation de 3 %. Les deux premières tranches seront mises en service en 2010, et la construction des deux autres tranches se terminera à l'été 2011.
- **CHN-CHP** : Centrale de cogénération avec 2 unités de 300 MW à Anshan, province du Liaoning. Guodian investira pour le projet d'Anshan 10 milliards CNY (1,44 milliard USD) dans 8 unités de cogénération de 300 MW, planifiées en trois phases. La construction des deux premières unités de 300 MW, d'un budget de 3,0 milliards CNY (431,72 millions USD), a débuté en 2009, pour une mise en service en 2010. Le projet générera 3,9 milliards de kWh d'électricité et fournira 600 GJ de chaleur par an, alimentant une superficie de 12 km² après sa mise en service.
- **CHN-S1** : Centrale solaire photovoltaïque de 10 MW à Delingha, province du Qinghai. Le projet a débuté à la fin du mois d'août 2009, et s'achèvera fin 2010. Il produira 15,36 MWh avec 2 187,7 heures de production par an.
- **CHN-S2** : Centrale solaire photovoltaïque de 200 MW à Geermu, province du Qinghai. La première tranche de 20 MW a été lancée le 20 août 2009 et devrait être mise en service en septembre 2010, pour produire 36 GWh par an.
- **CHN-S3** : Centrale solaire photovoltaïque de 10 MW couvrant 1 km² à Dunhuang, province du Gansu. Ce projet sera construit en 14 mois, et devrait générer 18,05 MWh par an.
- **CHN-S4** : Centrale solaire photovoltaïque de 50 MW à Pingluo, province du Ningxia. L'ensemble du projet coûtera au total 1,25 milliard CHN (17,99 millions USD), pour 50 MW. La première tranche de 10 MW a été lancée le 25 juin 2009 et devrait être mise en service en 2010, pour produire 16 GWh par an.
- **CHN-H1** : Centrale hydroélectrique avec 9 turbines de 700 MW à Tiane, province du Guanxi, deuxième plus grand projet hydroélectrique de la Chine. Il a été lancé le 1^{er} juillet 2001, et la première turbine a été mise en service en mai 2007. Fin 2009, les 9 unités ont été mises en service, pour générer 18,7 TWh par an.
- **CHN-H2** : Centrale hydroélectrique avec 26 turbines de 700 MW au barrage de Trois-Gorges sur le Yang-Tsé Kiang, plus grand projet hydroélectrique de la Chine. Il a débuté en 1992, a duré 17 ans, et s'est terminé le 29 octobre 2008, quand la 26^e turbine a été mise en service.
- **CHN-H3** : Grande centrale hydroélectrique avec une capacité totale de 4 800 MW sur le Yalong, province du Sichuan. Le projet a démarré en janvier 2007, et la turbine N° 1 devrait être mise en service en 2012. La construction de l'ensemble de la centrale se terminera en 2015, pour générer plus de 24 TWh par an.

Russie

Pour cette étude, les chiffres de presque tous les types de centrales utilisant les différentes ressources énergétiques ont été recueillis par le Dr. Fedor Veselov, invité par l'AIE au Groupe d'experts en tant que responsable du Laboratoire des marchés de l'énergie à l'Institut russe de recherche sur l'énergie, en charge de l'analyse des options d'investissement potentielles pour la planification à long terme du secteur de l'énergie du gouvernement russe, notamment dans le cadre de la stratégie énergétique nationale, et de son plan général pour la répartition de l'industrie de l'électricité. Étant donné le rôle important que jouent traditionnellement les technologies de cogénération dans le secteur de l'électricité russe, et comme ces technologies représentent actuellement près de 37 % de la capacité totale installée, l'échantillon de la Russie comprend, sur les 11 projets signalés, 5 centrales utilisant différentes technologies de cogénération.

Charges de capital – champ et incertitudes

- Les estimations des coûts de construction ont été préparées sur la base de données préalables de faisabilité et de données sur des projets des sociétés d'ingénierie et de développement, du dernier programme d'investissement dans la production thermique (annoncé par RAO EES en 2008), ainsi que du suivi régulier des différents types de contrats de construction clés en main. Toutes les données sur les coûts de construction de base sont exprimées en roubles (valeur 01/01/08). Le taux de change appliqué est de 24,85.
- Le montant des aléas pour un projet est estimé à 10 % des coûts de construction. Ce chiffre permet de couvrir la plus grande partie des risques associés à la mise en œuvre d'un projet individuel dans les phases de pré-construction et de construction.
- Toutes les données présentées correspondent à des projets de nouvelles centrales se situant en Russie centrale (région de Moscou), elles sont ramenées à une unité (à l'exception bien évidemment de l'électricité éolienne), et elles sont limitées aux bornes de la centrale, excluant de fait les coûts de réseau. Un certain nombre de facteurs expliquent les différences de charges de capital entre projets (technologiquement) similaires qui peuvent s'observer dans la réalité :
 - Extension de centrales existantes ou construction de nouvelles centrales. Les nouvelles tranches mises en service sur un site existant peuvent être 10 à 15 % moins chères qu'une nouvelle centrale similaire, les installations auxiliaires et les infrastructures existantes permettant des économies potentielles considérables.
 - Les coûts de renforcement du réseau peuvent en moyenne ajouter près de 10 % de charges de capital, mais ce chiffre peut aussi atteindre 25-30 % pour les nouvelles centrales éloignées des centres de consommation. L'intégration du renforcement du réseau dans les charges de capital d'une centrale relève d'un choix spécifique du projet défini en accord avec la Federal Grid Company (exploitant du réseau de transport d'électricité russe).
 - L'emplacement géographique des centrales peut ajouter des coûts supplémentaires liés aux dépenses de transport des équipements, et aux différences régionales sur les prix des matériaux de construction et les coûts de main-d'œuvre. Les coûts de construction augmentent considérablement en se déplaçant vers l'est de la Russie – en raison des coûts de transport et des conditions géologiques et climatiques. Au regard de l'effet du contexte régional sur l'économie d'une centrale, on peut s'attendre à ce que les coûts augmentent de 20-25 % entre la région de Moscou et la Sibérie, et même de 50-100 % dans les conditions climatiques extrêmes des régions du Nord ou de l'Est.

Facteurs de charge

- Le LCOE est calculé dans l'hypothèse générale d'un facteur de capacité annuel de 85 % (à l'exception des énergies renouvelables). Les hypothèses nationales utilisées dans les

prévisions à long terme du secteur de l'électricité russe ont par contre retenu un chiffre de 74 % pour tous les types de centrales, excepté pour la cogénération. Pour les centrales CHP, un facteur de charge de 63 % a été supposé, car une certaine période de leur exploitation se fait en mode cogénération.

Prix des combustibles – tarification et influences régionales

- Les prix du gaz en Russie sont réglementés et le resteront à court et moyen terme, mais le gouvernement russe a récemment autorisé d'importantes augmentations. Il est supposé qu'après 2015, les prix du gaz auront rejoint les prix des exportations vers l'UE fixés en fonction de la valorisation des produits (valeur « netback »).
- Les prix du charbon sont principalement le résultat de la somme des coûts de production de charbon et des tarifs réglementés de transport par voie ferrée.
- En raison de l'étendue du pays, les prix des combustibles présentent des écarts significatifs entre les différentes régions de la Russie. Les prix du gaz et du charbon dans les zones de production sont souvent deux fois plus bas qu'en Russie centrale du fait des coûts de transport (pipeline pour le gaz et voie ferrée pour le charbon).
- Aux fins d'une évaluation économique, les coûts de combustible ont été estimés d'après les prix correspondant à la Russie centrale (région de Moscou), où ils sont suffisamment élevés pour garantir une concurrence effective entre combustibles dans la production d'électricité au gaz, au charbon et nucléaire :
 - Le prix du gaz est estimé à 5 000 roubles ou environ 200 USD/1 000 m³ (5,97 USD/GJ ou 6,30 USD/MMBtu).
 - Le prix du charbon est estimé à 1 940 roubles, soit environ 78 USD/tonne d'équivalent charbon (2,66 USD/GJ ou 2,81 USD/MMBtu).

Hypothèse sur le prix de la chaleur

- En 2007, le tarif moyen de la chaleur en Russie était d'environ 15 USD/Gcal de chaleur (12,9 USD/MWh). Pour la période débutant en 2015, l'année de la mise en service, et pendant toute la durée de vie économique des centrales examinées dans cette étude, le prix prévisionnel de la chaleur est de 30 USD/Gcal de chaleur (25,8 USD/MWh).

Coûts du carbone

- Il existe encore un écart considérable entre les émissions réelles de CO₂ et l'objectif russe du niveau de 1990. La politique énergétique actuelle de la Russie n'a encore intégré aucune mesure permettant une forte stimulation économique en direction des technologies à empreinte carbone faible ou nulle, comme la tarification du CO₂, les taxes, ou les subventions pour les énergies renouvelables. Il est évident que l'introduction d'un prix pour le CO₂ affectera les coûts et la compétitivité des technologies à combustible fossile (principalement le charbon). Cependant, les calculs de coûts de production de l'électricité en base en Russie sont effectués et présentés sans tarification du CO₂.

Fonds de sécurité nucléaire

- Pour les centrales nucléaires russes, la législation actuelle dispose que des affectations de fonds spéciaux (en pourcentage du revenu brut) doivent être intégrées aux coûts d'exploitation. Ces affectations sont destinées à faire fonctionner les installations de gestion et de stockage définitif des déchets (1,3 %), garantir la sûreté nucléaire, la radioprotection, la sécurité incendie et la sécurité technique (3,2 %), et assurer la sécurité physique et le contrôle des matières nucléaires (0,9 %).

Liste des abréviations et acronymes

ABWR	Réacteur à eau bouillante avancé (Advanced Boiling Water Reactor)
AC	Refroidi à l'air (Air-cooled)
AGT	Turbine à gaz avancée (Advanced Gas Turbine)
APR	Réacteur de puissance avancé (Advanced Power Reactor)
APWR	Réacteur à eau sous pression avancé (Advanced Pressurised Water Reactor)
ASU	Unité de séparation d'air (Air Separation Unit)
BioG	Biogaz
BioM	Biomasse
BRICS	Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud
CAF	Coût, assurance et fret
CB	Charbon brun (lignite et charbon sous-bitumineux)
CC(S)	Captage du carbone sans stockage inclus
CCGI	Cycle combiné à gazéification intégrée
CCGT	Centrale à cycle combiné (Combined Cycle Gas Turbine)
CERA	Cambridge Energy Research Associates (société de conseil dans le secteur de l'énergie)
CHP	Cogénération (Combined Heat and Power)
CLF	Combustion en lit fluidisé
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
CN	Charbon noir ou houille (charbon à coke et charbon-vapeur)
Com	Commercial
CP	Charbon pulvérisé
CPE	Coûts de production de l'électricité
CPR	REP de conception chinoise (Chinese Pressurised Reactor)

CSC	Captage et stockage du carbone
CSP	Énergie solaire à concentration (Concentrating Solar Power)
DCF	Actualisation des flux de trésorerie (Discounted Cash Flow)
E&M	Exploitation et maintenance
EPR	Réacteur à eau sous pression européen (European Pressurised Reactor)
EPRI	Institut américain de recherche sur l'énergie électrique (Electric Power Research Institute)
ERvar	Sources d'énergie renouvelables variables
ESAA	Energy Supply Association of Australia (représente l'industrie australienne de l'électricité et du gaz naturel)
ETP	<i>Perspectives des technologies énergétiques (Energy Technology Perspectives)</i>
FOAK	Tête de série (First-of-a-kind)
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GJ	Gigajoules
GNL	Gaz naturel liquéfié
HH	Henry Hub (point de tarification des contrats de gaz naturel échangés sur le NYMEX, situé en Louisiane)
IAC	Ingénierie, approvisionnement et construction
IAGC	Ingénierie, approvisionnement et gestion de la construction
Indus	Industriel
II	Intérêts intercalaires
kW	Kilowatt
kWe	Kilowatt de capacité électrique
LCOE	Coût moyen actualisé de l'électricité (Levelised Cost of Electricity)
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MMBtu (et MBtu)	Million d'unités thermiques britanniques (unité courante pour le gaz naturel)
MOX	Combustible à oxyde mixte (Mixed-Oxide)
MWh	Mégawatt-heure
NBP	National Balancing Point (point de livraison du réseau anglais)
NSU	Groupe de compréhension du secteur nucléaire de l'OCDE (Nuclear Sector Understanding)
OCGT	Turbine à gaz à circuit ouvert (Open Cycle Gas Turbine)

OPR	Réacteur de puissance optimisé (Optimised Power Reactor)
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PCCI	Indice du coût du capital du secteur de l'électricité (Power Capital Cost Index)
PPI	Indice des prix à la production de l'électricité [(Electric Power Generation) Producer Price Index]
PV	Photovoltaïque
RAP	Récupération assistée du pétrole
REP	Réacteur à eau sous pression
REN	Énergies renouvelables
Rés	Résidentiel
S-C	Sous-critique
SC	Supercritique
SCEQE	Système communautaire d'échange de quotas d'émission
STEG	Production d'électricité solaire thermique (Solar Thermal Electricity Generation)
TJ	Térajoules
UMN	Unité monétaire nationale
USC	Ultra-supercritique
USD	Dollar des États-Unis
VAN	Valeur actualisée nette
VVER	Réacteur de puissance à caloporteur et modérateur eau de type REP
WC	Refroidi à l'eau (Water-cooled)
WEO	<i>Perspectives énergétiques mondiales (World Energy Outlook)</i>

Les éditions de l'OCDE, 2 rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16

Imprimé par Actuel Graphic, France.

Crédits photos pages 29, 101 et 213 : Centrale au charbon de Niederaussem (RWE Energie),

Centrale nucléaire de South Texas (NRG South Texas) et ferme éolienne (Vattenfall AB).

Coûts prévisionnels de production de l'électricité

Ce rapport conjoint de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) est la septième d'une série d'études consacrées aux coûts de production d'électricité. Elle présente les données les plus récentes disponibles sur un large éventail d'énergies et de technologies, notamment le charbon et le gaz (avec et sans capture du carbone), le nucléaire, l'hydro-électrique, l'éolien (à terre et en mer), la biomasse, le solaire, l'énergie des vagues et l'énergie marémotrice, ainsi que la production combinée de chaleur et d'électricité. Elle indique les coûts moyens actualisés de l'électricité (LCOE, *levelised costs of electricity*) par MWe pour près de 200 centrales, sur la base de données couvrant 21 pays (dont quatre pays importants non-membres de l'OCDE), ainsi que plusieurs sociétés industrielles et organisations. Pour la première fois, le rapport contient une analyse de sensibilité approfondie de l'impact sur le LCOE de la variation des principaux paramètres, tels les taux d'actualisation, les prix des énergies et les coûts du carbone. D'autres impacts sur les choix en matière de production d'électricité sont également étudiés.

L'étude montre que la compétitivité des différentes technologies de production d'électricité dépend d'un certain nombre de facteurs qui peuvent varier d'un pays, voire d'une zone géographique à l'autre. Les lecteurs trouveront tous les détails et des analyses complètes, étayées par plus de 130 illustrations et tableaux, dans ce rapport qui devrait constituer un outil précieux pour les décideurs et les chercheurs intéressés par les politiques énergétiques et le changement climatique.