

# SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET ATTÉNUATION DU CHANGEMENT CLIMATIQUE

RÉSUMÉ À L'INTENTION DES DÉCIDEURS ET RÉSUMÉ TECHNIQUE

RAPPORT SPÉCIAL DU GROUPE  
D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL  
SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT



# Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation du changement climatique

Résumé à l'intention des décideurs  
Rapport du Groupe de travail III du GIEC

et

**Résumé technique**  
Rapport accepté par le Groupe de travail III du GIEC  
mais non approuvé dans le détail

Publié sous la direction de

**Ottmar Edenhofer**

Coprésident du Groupe de travail III  
Institut de recherche de Potsdam sur les  
effets du changement climatique (PIK)

**Ramón Pichs-Madruga**

Coprésident du Groupe de travail III  
Centro de Investigaciones  
de la Economía Mundial (CIEM)

**Youba Sokona**

Coprésident du Groupe de travail III  
Centre africain de politique climatique  
Commission économique pour  
l'Afrique de l'ONU (CEA)

**Kristin Seyboth**

**Patrick Matschoss**

**Susanne Kadner**

**Timm Zwickel**

**Patrick Eickemeier**

**Gerrit Hansen**

**Steffen Schlömer**

**Christoph von Stechow**

Unité d'appui technique du Groupe de travail III  
Institut de recherche de Potsdam sur les effets du changement climatique (PIK)

Publié pour le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

© 2011, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

ISBN 978-92-9169-231-6

Couverture: miroirs paraboliques d'une centrale solaire thermodynamique utilisés pour chauffer un fluide caloporteur.

©Michael Melford/National Geographic Stock

# Table des matières

## Section I

Avant-propos ..... vii

Préface ..... ix

## Section II

Résumé à l'intention des décideurs ..... 3

Résumé technique ..... 27

## Annexes

Annexe I Glossaire, abréviations, symboles chimiques et préfixes ..... 161

Annexe II Méthodologie ..... 181

Annexe III Coûts et performances actualisés de l'exploitation des énergies renouvelables ..... 209





# **Avant-propos et préface**



## Avant-propos

Le Rapport spécial du GIEC sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation du changement climatique analyse en détail ces formes d'énergie et les technologies correspondantes, leurs coûts et leurs avantages et le rôle qu'elles pourraient jouer dans le cadre de diverses options d'atténuation.

Pour la première fois, la comptabilisation de l'ensemble des coûts et des émissions de gaz à effet de serre pour un éventail de technologies et de scénarios confirme le rôle clé que les énergies renouvelables sont appelées à jouer, indépendamment de tout accord concret sur l'atténuation du changement climatique.

En tant qu'organisme intergouvernemental établi en 1988 par l'Organisation météorologique mondiale (OMM) et le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE), le GIEC n'a cessé de mettre à la disposition des responsables politiques les évaluations scientifiques et techniques les plus fiables et les plus objectives qui soient. Susceptibles d'orienter les politiques, ces évaluations ne préconisent pas pour autant des choix précis. Le présent rapport revêt une importance particulière à une époque où les gouvernements réfléchissent au rôle des énergies renouvelables dans le contexte de leurs politiques d'atténuation du changement climatique.

Si le présent rapport a pu voir le jour, c'est grâce aux efforts et au dévouement de centaines d'experts représentant diverses régions et disciplines. Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga et Youba Sokona, qui n'ont pas ménagé leur peine pour mener à bien le processus d'élaboration du rapport spécial, ainsi qu'à tous les auteurs coordonnateurs principaux, auteurs principaux, auteurs collaborateurs, éditeurs-réviseurs et examinateurs et au personnel de l'Unité d'appui technique du Groupe de travail III.

Nous apprécions vivement l'engagement de l'Allemagne et son soutien généreux, comme en témoigne notamment l'hébergement de l'Unité d'appui technique du Groupe de travail III. Nous tenons à remercier les Émirats arabes unis d'avoir accueilli la session plénière du GIEC durant laquelle le rapport a été approuvé, et nous exprimons aussi notre gratitude au Brésil, à la Norvège, au Royaume-Uni et au Mexique, qui ont accueilli les réunions successives des auteurs principaux, à tous ceux qui ont contribué aux travaux du Groupe d'experts par leur soutien financier et logistique et, enfin, au Président du GIEC, R.K. Pachauri, qui a su mener à bonne fin le processus d'élaboration du rapport spécial.



M. Jarraud  
Secrétaire général  
Organisation météorologique mondiale



A. Steiner  
Directeur exécutif  
Programme des Nations Unies pour l'environnement



## Préface

Le Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation du changement climatique, établi par le Groupe de travail III du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), livre une évaluation et une analyse approfondie des technologies des énergies renouvelables et du rôle qu'elles jouent ou pourraient jouer dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les conclusions présentées ici se fondent sur une évaluation détaillée de la littérature scientifique, y compris certaines études individuelles, mais aussi sur la synthèse de diverses études analysées à des fins plus générales. Le rapport combine les résultats d'études consacrées à des technologies particulières et les résultats de modèles intégrés à grande échelle et fournit aux décideurs des orientations, sans pour autant préconiser des choix précis, sur les caractéristiques et le potentiel technique de différentes familles de ressources. Il porte aussi sur l'historique des technologies considérées, les défis que pose leur adoption ainsi que leur impact socio-environnemental et compare le coût moyen actualisé des technologies des énergies renouvelables disponibles sur le marché aux coûts des énergies non renouvelables tels qu'ils ont été calculés récemment. Par ailleurs, la contribution des énergies renouvelables à la stabilisation des concentrations de gaz à effet de serre, comme il en est fait état dans le présent rapport, ainsi que la présentation et l'analyse des politiques envisagées pour faciliter la mise au point et l'application de technologies appropriées pour l'atténuation du changement climatique et à d'autres fins font partie des points importants que le rapport était censé aborder dès le départ.

### Procédure suivie

Le rapport a été établi conformément aux règles et aux procédures fixées par le GIEC et appliquées pour les rapports d'évaluation précédents. Après la tenue à Lübeck, en Allemagne, du 20 au 25 janvier 2008, d'une réunion visant à définir les grandes lignes du rapport, celles-ci ont été approuvées lors de la vingt-huitième session plénière du GIEC, qui s'est déroulée à Budapest, en Hongrie, les 9 et 10 avril 2008. Peu après, une équipe composée de 122 auteurs principaux (33 en provenance de pays en développement, 4 de pays à économie de transition et 85 de pays industrialisés), 25 éditeurs-réviseurs et 132 auteurs collaborateurs était constituée.

Le processus d'examen du GIEC a été appliqué, à savoir que les projets de texte rédigés par les auteurs ont été soumis à deux examens. Un total de 24 766 commentaires émanant de plus de 350 spécialistes, gouvernements et organisations internationales ont été pris en compte. Pour chaque chapitre, les éditeurs-réviseurs ont veillé à ce que tous les commentaires des experts gouvernementaux et des examinateurs soient dûment pris en considération.

Le Résumé à l'intention des décideurs a été approuvé ligne par ligne, et la version définitive du rapport a été acceptée à la onzième session du Groupe de travail III qui s'est tenue à Abu Dhabi, aux Émirats arabes unis, du 5 au 8 mai 2011. Le rapport spécial a été accepté dans sa totalité lors de la trente-troisième session plénière du GIEC organisée elle aussi à Abu Dhabi, du 10 au 13 mai 2011.

### Structure du rapport spécial

Le Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation du changement climatique est divisé en trois parties: un chapitre introductif, six chapitres consacrés à des technologies particulières (chapitres 2 à 7) et quatre chapitres portant sur des questions communes aux diverses technologies (chapitres 8 à 11).

Le chapitre 1 est le chapitre d'introduction qui entend replacer les technologies des énergies renouvelables dans le cadre plus général des options d'atténuation du changement climatique et définir les caractéristiques communes à ces technologies.

Chacun des six chapitres suivants (2 à 7) livre des informations sur les ressources potentiellement disponibles, sur l'état du marché et l'évolution technologique et sur les implications sociétales et environnementales de chaque source d'énergie renouvelable, y compris la bioénergie, l'énergie solaire directe, l'énergie géothermique, l'énergie hydraulique, l'énergie marine et l'énergie éolienne. Les perspectives d'innovation technique et de réduction des coûts sont également abordées, et un débat sur l'application potentielle des futures technologies vient clore le chapitre.

Le chapitre 8, premier des chapitres à portée plus générale, porte sur les modalités d'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes de distribution d'énergie existants et à venir. Il aborde aussi la question des modes de développement fondés sur une utilisation stratégique des énergies renouvelables dans les transports, les bâtiments, l'industrie et l'agriculture.

Les énergies renouvelables dans le contexte du développement durable font l'objet du chapitre 9, qui aborde également les implications sociétales, environnementales et économiques de ces formes d'énergie, y compris le potentiel d'amélioration de l'accès à l'énergie et de sécurisation des approvisionnements. Il est aussi question des obstacles techniques à l'exploitation des énergies renouvelables.

Passant en revue plus de 160 scénarios, le chapitre 10 étudie la manière dont les technologies des énergies renouvelables pourraient entrer en ligne de compte dans les divers scénarios de réduction des émissions de gaz à effet de serre, qu'il s'agisse des scénarios correspondant à la poursuite inchangée des activités ou de ceux qui reflètent des mesures ambitieuses de stabilisation des concentrations de gaz à effet de serre. Quatre scénarios sont analysés en détail, et la question du coût d'une mise en valeur généralisée des énergies renouvelables est également abordée.

Dernier chapitre du rapport, le chapitre 11 décrit les tendances actuelles en matière de politiques d'appui aux énergies renouvelables, ainsi que l'évolution des investissements dans les technologies correspondantes. Il passe en revue les politiques mises en oeuvre dans ce domaine, notamment les mesures destinées à accroître l'efficacité et l'efficience, et décrit la mesure dans laquelle un environnement favorable peut contribuer au succès de ces politiques.

Les auteurs du rapport ont puisé dans la littérature la plus récente disponible à l'époque de sa parution, mais le lecteur doit être conscient du fait que les domaines traités ici sont susceptibles d'évoluer rapidement, qu'il s'agisse de certaines technologies afférentes aux énergies renouvelables ou de l'état des connaissances concernant les problèmes d'intégration, les coûts des mesures d'atténuation, les avantages connexes, les incidences environnementales et sociales, les mesures d'intervention ou les options en matière de financement. Les frontières, appellations et désignations figurant sur les cartes géographiques que contient le présent rapport ne signifient pas qu'elles sont reconnues ou acceptées officiellement par les Nations Unies. La ligne en pointillé tracée sur le Jammu-et-Cachemire correspond approximativement à la Ligne de contrôle admise par l'Inde et le Pakistan. Les parties en présence ne se sont pas encore mises d'accord sur le statut définitif du Jammu-et-Cachemire.

## Remerciements

La production du présent rapport a constitué une entreprise majeure qui a fait intervenir un grand nombre de personnes du monde entier et suscité des contributions fort diverses. Nous souhaitons remercier à cet égard les gouvernements et les organismes concernés pour leur générosité, qui a permis aux auteurs, aux éditeurs-réviseurs, aux examinateurs et aux experts gouvernementaux de prendre part à ce processus.

Nous sommes particulièrement reconnaissants au Gouvernement allemand et notamment au Ministère fédéral de l'éducation et de la recherche (BMBF) d'avoir soutenu cette entreprise en finançant l'Unité d'appui technique du Groupe de travail III du GIEC. Chargés de coordonner les opérations de financement, Gregor Laumann et Christiane Textor, du Centre allemand d'aéronautique et d'astronautique (DLR), ont toujours su consacrer à l'ensemble de l'équipe le temps et l'énergie nécessaires. Nous voudrions aussi exprimer notre gratitude au Ministère fédéral de l'environnement, de la protection de la nature et de la sécurité nucléaire (BMU). En outre, l'Institut de recherche de Potsdam sur les effets du changement climatique (PIK) a aimablement accepté d'héberger les bureaux de l'Unité d'appui technique.

Nous tenons beaucoup à remercier les gouvernements brésilien, norvégien, britannique et mexicain qui ont accueilli, en collaboration avec des organismes locaux, les réunions des auteurs principaux respectivement à São José dos Campos (janvier 2009), Oslo (septembre 2009), Oxford (mars 2010) et Mexico (septembre 2010). Nous souhaitons aussi remercier le Gouvernement des États-Unis d'Amérique et l'Institute for Sustainability ainsi que le Founder Society Technologies for Carbon Management Project d'avoir accueilli à Washington, en février 2010, une réunion d'experts consacrée au rapport spécial. Enfin, nous sommes

reconnaissants à l'Institut de recherche de Potsdam sur les effets du changement climatique d'avoir accueilli dans ses locaux les auteurs coordonnateurs principaux du rapport spécial pour une réunion de clôture (janvier 2011).

Le présent rapport spécial n'a pu voir le jour que grâce à la compétence et au dévouement des auteurs coordonnateurs principaux et des auteurs principaux, qui ont toujours visé l'excellence, aidés en cela par un grand nombre d'auteurs collaborateurs. Nous voulons aussi exprimer notre gratitude aux examinateurs et aux experts gouvernementaux, qui ont consacré beaucoup de temps et d'efforts aux diverses versions du rapport, pour lesquelles ils ont formulé de précieuses observations. Les éditeurs-réviseurs ont joué eux aussi un rôle crucial en aidant l'équipe de rédaction à prendre en compte les commentaires reçus et à traiter objectivement les différentes questions.

C'est avec plaisir que nous rendons hommage aux efforts inlassables déployés par les membres de l'Unité d'appui technique du Groupe de travail III, Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Kristin Seyboth, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen, Steffen Schloemer, Christoph von Stechow, Benjamin Kriemann, Annegret Kuhnigk, Anna Adler et Nina Schuetz, qui étaient assistés par Marilyn Anderson, Lelani Arris, Andrew Ayres, Marlen Goerner, Daniel Mahringer et Ashley Renders. En sa qualité de conseillère principale auprès de l'Unité d'appui technique, Brigitte Knopf a fourni en permanence des orientations qui se sont révélées fort utiles. Nous exprimons aussi notre gratitude à Kay Schröder et à son équipe pour les travaux graphiques réalisés à Daily Interactive Digitale Kommunikation, ainsi qu'à Valarie Morris et Arroyo Writing LLC pour la mise en page.

Le Bureau du Groupe de travail III, dont les membres sont Antonina Ivanova Boncheva (Mexique), Carlo Carraro (Italie), Suzana Kahn Ribeiro (Brésil), Jim Skea (Royaume-Uni), Francis Yamba (Zambie), Taha Zatari (Arabie saoudite) et, avant son accession à la vice-présidence du GIEC, Ismail A.R. Elgizouli (Soudan), a secondé sans relâche les coprésidents du Groupe de travail III tout au long de l'élaboration du rapport spécial.

Nous tenons à remercier Renate Christ, Secrétaire du GIEC, et le personnel du Secrétariat, Gaetano Leone, Mary Jean Burer, Sophie Schlingermann, Judith Ewa, Jesbin Baidya, Joëlle Fernandez, Annie Courtin, Laura Biagioni, Amy Smith Aasdam et Rockaya Aidara, qui ont apporté un soutien logistique pour la liaison avec les gouvernements et pour les déplacements des experts provenant de pays en développement et de pays à économie de transition.

Nous exprimons aussi toute notre reconnaissance à Rajendra Pachauri, Président du GIEC, pour son soutien et sa précieuse contribution à l'élaboration du présent rapport.



Ottmar Edenhofer  
Coprésident du Groupe  
de travail III du GIEC



Ramon Pichs-Madruga  
Coprésident du Groupe  
de travail III du GIEC



Youba Sokona  
Coprésident du Groupe  
de travail III du GIEC



Patrick Matschoss  
Responsable de l'Unité d'appui  
technique du Groupe de travail III  
du GIEC



Kristin Seyboth  
Scientifique principale au  
Groupe de travail III du GIEC  
Responsable du rapport spécial

Le présent rapport est dédié à

**Wolfram Krewitt, Allemagne**  
**Auteur coordonnateur principal pour le chapitre 8**

Wolfram Krewitt est décédé subitement le 8 octobre 2009. Il travaillait au Centre allemand d'aéronautique et d'astronautique (DLR), situé à Stuttgart en Allemagne.

**Raymond Wright, Jamaïque**  
**Auteur principal pour le chapitre 10**

Raymond Wright est décédé le 7 juillet 2011. Il travaillait à la Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ) à Kingston, en Jamaïque.

Wolfram Krewitt a apporté une contribution substantielle au présent rapport, et son projet pour le chapitre 8 (Intégration des énergies renouvelables dans les systèmes énergétiques actuels et futurs) imprègne le texte qui porte sa marque.

Raymond Wright était un membre éminent de l'équipe de rédaction du chapitre 10 (Potentiel et coûts des mesures d'atténuation), dont les points de vue éclairés ont grandement contribué à l'équilibre et à la crédibilité du Rapport spécial. Ces deux auteurs étaient des membres talentueux et dévoués de l'équipe de rédaction du GIEC, et leur disparition représente une lourde perte pour la communauté scientifique internationale, en particulier pour les climatologues et les énergéticiens. Leurs co-auteurs gardent d'eux un souvenir ému.



## Résumés



## Résumé à l'intention des décideurs

### Auteurs coordinateurs principaux:

Ottmar Edenhofer (Allemagne), Ramon Pichs-Madruga (Cuba),  
Youba Sokona (Éthiopie/Mali) et Kristin Seyboth (Allemagne/États-Unis d'Amérique)

### Auteurs principaux:

Dan Arvizu (États-Unis d'Amérique), Thomas Bruckner (Allemagne), John Christensen (Danemark),  
Helena Chum (États-Unis d'Amérique/Brésil), Jean-Michel Deverny (France), Andre Faaij (Pays-Bas),  
Manfred Fischedick (Allemagne), Barry Goldstein (Australie), Gerrit Hansen (Allemagne),  
John Huckerby (Nouvelle-Zélande), Arnulf Jäger-Waldau (Italie/Allemagne), Susanne Kadner  
(Allemagne), Daniel Kammen (États-Unis d'Amérique), Volker Krey (Autriche/Allemagne), Arun Kumar  
(Inde), Anthony Lewis (Irlande), Oswaldo Lucon (Brésil), Patrick Matschoss (Allemagne),  
Lourdes Maurice (États-Unis d'Amérique), Catherine Mitchell (Royaume-Uni), William Moomaw  
(États-Unis d'Amérique), José Moreira (Brésil), Alain Nadai (France), Lars J. Nilsson (Suède),  
John Nyboer (Canada), Atiq Rahman (Bangladesh), Jayant Sathaye (États-Unis d'Amérique),  
Janet Sawin (États-Unis d'Amérique), Roberto Schaeffer (Brésil), Tormod Schei (Norvège),  
Steffen Schlömer (Allemagne), Ralph Sims (Nouvelle-Zélande), Christoph von Stechow (Allemagne),  
Aviel Verbruggen (Belgique), Kevin Urama (Kenya/Nigéria), Ryan Wiser (États-Unis d'Amérique),  
Francis Yamba (Zambie) et Timm Zwickel (Allemagne)

### Conseiller spécial:

Jeffrey Logan (États-Unis d'Amérique)

### Le présent chapitre doit être cité ainsi:

GIEC, 2011: Résumé à l'intention des décideurs. In: Rapport spécial du GIEC sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation des effets des changements climatiques [sous la direction de O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer et C. von Stechow], Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni et New York (État de New York), États-Unis d'Amérique



## Sommaire

1.	Introduction .....	6
2.	Énergies renouvelables et changements climatiques .....	7
3.	Technologies et marchés concernant les énergies renouvelables .....	7
4.	Intégration dans les systèmes énergétiques actuels et à venir .....	15
5.	Énergies renouvelables et développement durable .....	18
6.	Potentiel d'atténuation et coûts de l'atténuation .....	20
7.	Politiques, mise en œuvre et financement .....	24
8.	Progrès des connaissances concernant les énergies renouvelables .....	26

## 1. Introduction

Le Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation des effets des changements climatiques rédigé par le Groupe de travail III du GIEC présente une évaluation de la documentation concernant les aspects scientifiques, techniques, environnementaux, économiques et sociaux de la contribution de six sources d'énergie renouvelable (ÉR) à l'atténuation des effets des changements climatiques. Ce rapport a pour objet de présenter des informations stratégiques aux gouvernements, processus intergouvernementaux et autres parties intéressées. Le présent Résumé à l'intention des décideurs donne un aperçu du Rapport spécial, dont il résume les principales conclusions.

Le Rapport spécial comprend 11 chapitres. Le chapitre premier établit le contexte propre aux ÉR et aux changements climatiques, les chapitres 2 à 7 donnent des informations sur six technologies concernant les énergies renouvelables (ou technologies ÉR) et les chapitres 8 à 11 portent sur des questions d'intégration (voir la figure SPM.1).

### Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation des effets des changements climatiques

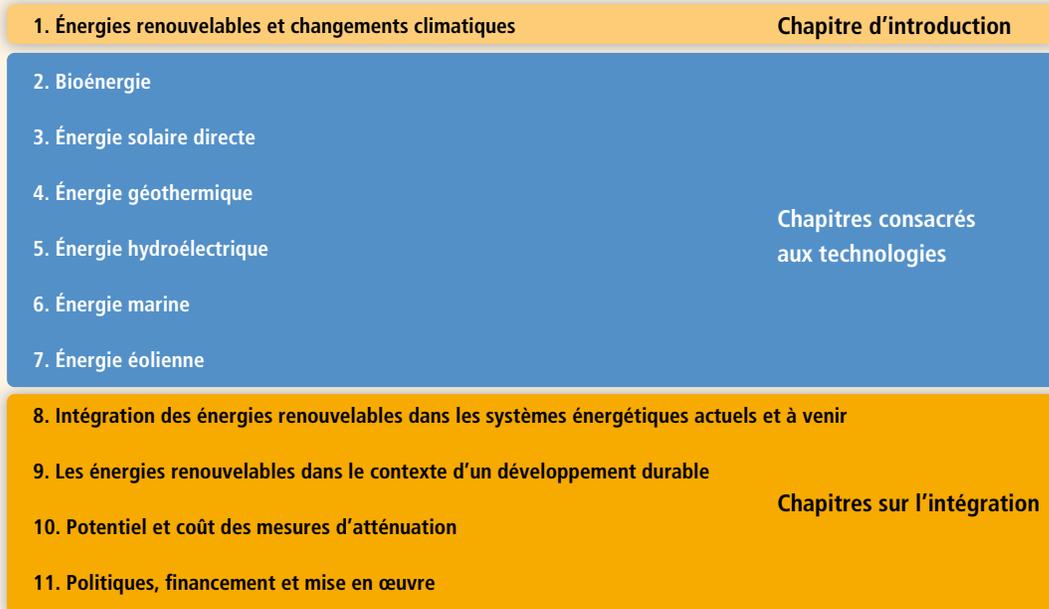


Figure SPM.1 | Structure du Rapport spécial. [Figure 1.1, 1.1.2]

Les références aux chapitres et aux sections sont indiquées par les numéros correspondants des chapitres et sections, mis entre crochets. On trouvera, dans le glossaire du Rapport spécial (annexe I), une explication des termes, abréviations et symboles chimiques utilisés dans le présent résumé. On trouvera, dans les annexes II et III, les conventions et les méthodes permettant de déterminer les coûts, l'énergie primaire et d'autres points à analyser. Le présent rapport rend compte de l'incertitude, le cas échéant<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Le présent rapport rend compte de l'incertitude, par exemple en montrant les résultats des analyses de sensibilité et en présentant quantitativement les fourchettes des coûts et les fourchettes des résultats de scénarios. On n'y emploie pas la terminologie officielle du GIEC concernant l'incertitude, car, au moment de son approbation, les directives du Groupe d'experts concernant l'incertitude étaient en cours de révision.

## 2. Énergies renouvelables et changements climatiques

**La demande d'énergie et de services connexes pour assurer un développement économique et social et améliorer le bien-être et la santé est à la hausse.** Toutes les sociétés ont besoin de services énergétiques pour répondre aux besoins fondamentaux de l'homme (éclairage, cuisson des aliments, confort, mobilité, communications, etc.) et pour favoriser les processus de production. [1.1.1, 9.3.2]. Depuis 1850 environ, l'exploitation mondiale de combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz) s'est accrue jusqu'à assurer l'essentiel des approvisionnements en énergie, ce qui a entraîné une augmentation rapide des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). [Figure 1.6]

**Les émissions de gaz à effet de serre (GES) résultant de la prestation de services énergétiques ont nettement contribué à un accroissement historique de la concentration de GES dans l'atmosphère.** Dans son quatrième Rapport d'évaluation, le GIEC a conclu que «l'essentiel de l'élévation de la température moyenne du globe observée depuis le milieu du XX<sup>e</sup> siècle est très probablement<sup>2</sup> attribuable à l'augmentation observée de la concentration de gaz à effet de serre d'origine humaine».

**Des données récentes confirment que la consommation de combustibles fossiles représente la majorité des émissions mondiales de GES d'origine humaine<sup>3</sup>.** Les émissions continuent de s'accroître et, fin 2010, la concentration de CO<sub>2</sub> est passée à plus de 390 ppm, soit 39 % de plus que les niveaux préindustriels. [1.1.1, 1.1.3]

**Il existe de nombreuses solutions pour réduire les émissions de GES issues du système énergétique tout en répondant à la demande mondiale de services énergétiques.** [1.1.3, 10.1] Certaines des solutions envisageables telles que la conservation de l'énergie et l'amélioration du rendement énergétique, le renoncement aux combustibles fossiles, les ÉR, l'énergie nucléaire et le captage et le stockage du carbone (CSC) ont été évaluées dans le quatrième Rapport d'évaluation. Une évaluation globale d'un éventail donné de possibilités d'atténuation supposerait une évaluation de chacune de ces possibilités, de leur apport au développement durable et de tous les risques et coûts associés. [1.1.6] Le présent rapport porte essentiellement sur le rôle que peut jouer la mise en valeur de technologies ÉR au sein d'un tel éventail.

**Outre qu'elles recèlent un vaste potentiel d'atténuation des effets des changements climatiques, les ÉR peuvent offrir d'autres avantages.** Si elles sont mises en œuvre correctement, elles peuvent contribuer au développement économique et social, à l'accès à l'énergie, à la sûreté des approvisionnements en énergie et à la réduction des incidences négatives sur l'environnement et la santé. [9.2, 9.3]

**Dans la plupart des cas, l'augmentation de la part des ÉR dans les sources d'énergie va exiger des politiques destinées à favoriser l'évolution du système énergétique.** La mise en place de technologies ÉR s'est nettement accélérée au cours des dernières années, et l'on prévoit que la part qu'elles représentent va augmenter sensiblement dans les scénarios les plus ambitieux concernant l'atténuation. [1.1.5, 10.2] D'autres politiques seraient en outre nécessaires pour stimuler les investissements indispensables dans les technologies et l'infrastructure. [11.4.3, 11.5, 11.6.1, 11.7.5]

## 3. Technologies et marchés concernant les énergies renouvelables

**Les ÉR englobent un ensemble hétérogène de technologies** (encadré SPM.1). Les divers types d'ÉR peuvent fournir de l'électricité, de l'énergie thermique ou de l'énergie mécanique et produire des combustibles susceptibles de répondre à de multiples besoins en matière de services énergétiques. [1.2] Certaines technologies ÉR peuvent être mises en place à l'endroit où elles sont utilisées (technologies décentralisées), en milieu rural ou urbain, tandis que d'autres sont employées essentiellement au sein de grands réseaux énergétiques (technologies centralisées). [1.2, 8.2, 8.3, 9.3.2] Bien qu'un nombre croissant de technologies ÉR soient parfaitement au point sur le plan technique et soient appliquées à grande échelle, d'autres en sont à un stade moins avancé de maturité technique et de développement commercial ou occupent des niches du marché spécialisées. [1.2] Le rendement énergétique des technologies ÉR peut être i) variable et imprévisible dans une certaine mesure à diverses échelles temporelles (allant de quelques minutes à plusieurs années), ii) variable mais prévisible, iii) constant ou iv) contrôlable. [8.2, 8.3]

<sup>2</sup> Selon la terminologie officielle concernant l'incertitude employée dans le quatrième Rapport d'évaluation, «très probablement» indique une probabilité d'occurrence évaluée à plus de 90 %.

<sup>3</sup> En 2004, la part des GES d'origine humaine dans les émissions totales indiquée dans le quatrième Rapport d'évaluation, exprimée en équivalent CO<sub>2</sub>, était la suivante: CO<sub>2</sub> émanant de combustibles fossiles (56,6 %), CO<sub>2</sub> émanant du déboisement, de la décomposition de la biomasse, etc. (17,3 %), CO<sub>2</sub> provenant d'autres sources (2,8 %), méthane (14,3 %), oxyde de diazote (7,9 %) et gaz fluorés (1,1 %). [Figure 1.1b, quatrième Rapport d'évaluation, Groupe de travail III, chapitre 1. On trouvera d'autres informations sur les émissions sectorielles, y compris la foresterie, dans la figure 1.3b et les notes en bas de page correspondantes.]

## Encadré SPM.1 | Sources d'énergie renouvelable et technologies connexes examinées dans le présent rapport

On peut produire de la **bioénergie** à partir de diverses réserves de biomasse, dont les résidus issus des forêts, de l'agriculture et de l'élevage; de plantations forestières à rotation rapide; de cultures énergétiques; de la fraction organique des déchets urbains solides; et d'autres déchets organiques. Grâce à divers procédés, ces matières premières peuvent être utilisées directement pour produire de l'électricité ou de la chaleur ou indirectement pour obtenir des combustibles gazeux, liquides ou solides. Il existe une vaste gamme de technologies bioénergétiques, plus au moins au point sur le plan technique. On peut prendre comme exemples de technologies disponibles dans le commerce les chaudières de petite ou grande capacité, les systèmes de chauffage domestique à base de granulés et la production d'éthanol à partir de sucre ou d'amidon. Les modernes centrales intégrées gazéification/cycle mixte à biomasse et les carburants à base de lignocellulose sont des exemples de technologies encore au stade précommercial, alors que la production de biocombustibles liquides à partir d'algues et certaines autres techniques de transformation biologique en sont au stade de la recherche-développement. Les technologies bioénergétiques ont des applications dans des cadres centralisés ou décentralisés, l'emploi traditionnel de la biomasse dans les pays en voie de développement étant l'application actuelle la plus répandue<sup>4</sup>. En général, la bioénergie permet une production constante ou contrôlable. Les projets faisant appel à la bioénergie dépendent généralement des disponibilités en combustibles sur le plan local et régional, mais on a pu constater dernièrement que la biomasse solide et les biocombustibles liquides se négociaient de plus en plus sur le plan international. [1.2, 2.1, 2.3, 2.6, 8.2, 8.3]

Les technologies fondées sur l'**énergie solaire directe** permettent de maîtriser l'énergie de l'éclairage énergétique du soleil pour produire de l'électricité grâce au solaire photovoltaïque et au solaire thermodynamique et de l'énergie thermique (chauffage ou refroidissement par des techniques passives ou actives), pour répondre aux besoins en matière d'éclairage direct et, éventuellement, pour produire des combustibles et carburants utilisables pour les transports et à d'autres fins. Le degré de maturité technique des applications solaires va de la recherche-développement (par ex. pour les combustibles produits à partir de l'énergie solaire) à une relative maturité (par ex. pour le solaire thermodynamique) et à une maturité complète (par ex. pour le chauffage solaire passif ou actif et le solaire photovoltaïque à base de plaquettes de silicium). Nombre de techniques – mais pas toutes – sont modulaires, ce qui permet de les utiliser dans des systèmes énergétiques centralisés ou décentralisés. L'énergie solaire est variable et, dans une certaine mesure, imprévisible, bien que, dans certains cas, le profil temporel de son rendement corresponde relativement bien à la demande d'énergie. Le stockage de l'énergie thermique offre la possibilité d'améliorer le contrôle de la production pour certaines technologies telles que le solaire thermodynamique et le chauffage solaire direct. [1.2, 3.1, 3.3, 3.5, 3.7, 8.2, 8.3]

L'**énergie géothermique** fait appel à l'énergie thermique disponible à l'intérieur de la Terre. La chaleur est extraite de réservoirs géothermiques au moyen de puits ou d'autres techniques. Les réservoirs qui sont, à l'état naturel, suffisamment chauds et perméables sont appelés réservoirs hydrothermiques, alors que ceux qui sont suffisamment chauds mais qui nécessitent une stimulation hydraulique sont appelés systèmes géothermiques améliorés. Lorsqu'ils parviennent à la surface du sol, les liquides de température variable peuvent servir à produire de l'électricité ou, plus directement, à des applications qui exigent une énergie thermique, y compris le chauffage urbain ou l'emploi de liquides à température plus basse émanant de puits peu profonds pour faire fonctionner des pompes à chaleur géothermique employées pour le chauffage ou le refroidissement. Les centrales hydrothermiques et les applications thermiques de l'énergie géothermique sont des technologies éprouvées, alors que les projets de systèmes géothermiques améliorés en sont au stade de la démonstration ou des projets pilotes, tout en faisant l'objet d'activités de recherche-développement. Lorsqu'elles servent à produire de l'électricité, les centrales géothermiques offrent en général une production constante. [1.2, 4.1, 4.3, 8.2, 8.3]

L'**énergie hydroélectrique** met à profit l'énergie de l'eau qui se déplace d'un point haut vers un point bas, essentiellement pour produire de l'électricité. Les projets de production d'énergie hydroélectrique englobent des projets de barrages-réservoirs, de centrales d'éclusées ou au fil de l'eau et de centrales dans le courant à toutes les échelles de projet. Cette diversité permet à l'énergie hydroélectrique de répondre aux importants besoins urbains centralisés ainsi qu'aux besoins ruraux décentralisés. Les technologies faisant appel à l'énergie hydroélectrique sont éprouvées. Dans les projets de centrales hydroélectriques, on exploite une ressource qui varie dans le temps. Cependant, la production contrôlable des centrales qui disposent de réservoirs peut être utilisée pour répondre à la demande d'électricité en période de pointe et contribuer ainsi à équilibrer les systèmes d'alimentation électrique fondés pour une bonne part sur une production d'ÉR variable. L'exploitation des réservoirs des centrales hydroélectriques est souvent liée à leurs multiples usages, comme l'alimentation en eau potable, l'irrigation, la maîtrise des crues et des sécheresses et la navigation, en plus de la production d'énergie. [1.2, 5.1, 5.3, 5.5, 5.10, 8.2]

<sup>4</sup> La biomasse traditionnelle est définie par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) comme la consommation de biomasse dans le secteur résidentiel des pays en développement et désigne l'emploi souvent non durable de bois, de charbon de bois, de résidus agricoles et de déjections animales pour la cuisson des aliments et le chauffage. Tous les autres emplois de la biomasse sont définis comme modernes [annexe I].

L'**énergie marine** provient de l'énergie potentielle, cinétique, thermique et chimique de l'eau de mer, qui peut servir à produire de l'électricité, de l'énergie thermique ou de l'eau potable. Des technologies très diverses peuvent être employées, comme les centrales marémotrices, les turbines sous-marines exploitant les marées et les courants océaniques, les échangeurs de chaleur fondés sur la transformation de l'énergie thermique des océans et divers systèmes qui tirent profit de l'énergie des vagues et des gradients de salinité. À l'exception des centrales marémotrices, les technologies océaniques en sont au stade de la démonstration et des projets pilotes, et nombre d'entre elles exigent davantage de recherche-développement. Certaines de ces technologies se caractérisent par une forte variabilité de la production énergétique et des niveaux de prévisibilité (par ex. vagues, amplitude des marées et courants), alors que d'autres sont susceptibles d'être exploitées de façon quasi continue ou même contrôlable (par ex. l'énergie thermique des océans et le gradient de salinité). [1.2, 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.6, 8.2]

L'**énergie éolienne** se fonde sur l'énergie cinétique de l'air en mouvement. La principale application en matière d'atténuation des effets des changements climatiques consiste à produire de l'électricité à l'aide de grandes éoliennes implantées sur terre (terrestres) ou en mer ou en eau douce (au large des côtes). Les moyens de production d'énergie éolienne terrestre sont déjà fabriqués et mis en place à grande échelle. Les technologies de production d'énergie éolienne au large des côtes présentent de plus vastes possibilités d'innovation technique permanente. L'électricité produite par le vent est à la fois variable et, dans une certaine mesure, imprévisible, mais l'expérience acquise et diverses études approfondies réalisées dans de nombreuses régions indiquent qu'en général, l'intégration de l'énergie éolienne ne pose pas de problèmes techniques insurmontables. [1.2, 7.1, 7.3, 7.5, 7.7, 8.2]

**Sur le plan mondial, on estime qu'en 2008, les ÉR représentaient 12,9 % des 492 exajoules (EJ)<sup>5</sup> correspondant à l'approvisionnement total en énergie primaire** (encadré SPM.2 et figure SPM.2). La source la plus importante d'ÉR était la biomasse (10,2 %), dont la plus grande partie (60 % environ) était la biomasse traditionnelle utilisée pour la cuisson des aliments et le chauffage dans les pays en développement, l'usage de la biomasse moderne s'accélérait rapidement<sup>6</sup>. L'énergie hydroélectrique représentait 2,3 %, alors que les autres sources d'ÉR totalisaient 0,4 %. [1.1.5] En 2008 toujours, les ÉR contribuaient pour environ 19 % à la production mondiale d'électricité (16 % pour l'énergie hydroélectrique, 3 % pour les autres ÉR) et les biocarburants, pour 2 % à la production mondiale de carburants pour les transports routiers. La biomasse traditionnelle (17 %), la biomasse moderne (8 %) et l'énergie thermique solaire et géothermique (2 %) permettaient ensemble de répondre à 27 % de la demande mondiale totale en matière de chaleur. Quant à la contribution des ÉR à l'approvisionnement en énergie primaire, elle variait sensiblement selon les pays et les régions. [1.1.5, 1.3.1, 8.1]

**La mise en valeur des ÉR s'est accrue rapidement ces dernières années** (figure SPM.3). Divers types de politiques gouvernementales, la diminution du coût de nombreuses technologies ÉR, l'évolution du prix des combustibles fossiles, l'augmentation de la demande d'énergie et d'autres facteurs ont favorisé un recours accru aux ÉR. [1.1.5, 9.3, 10.5, 11.2, 11.3] Malgré les incertitudes financières à l'échelle du globe, la capacité en matière d'ÉR a continué de croître rapidement en 2009 par rapport à la puissance installée cumulée de l'année précédente, notamment pour ce qui concerne l'énergie éolienne (augmentation de 32 %, en progression de 38 gigawatts (GW)), l'énergie hydroélectrique (3 %, en progression de 31 GW), l'énergie photovoltaïque raccordée au réseau (53 %, en progression de 7,5 GW), l'énergie géothermique (4 %, en progression de 0,4 GW) et le solaire pour la production d'eau chaude et le chauffage (21 %, en progression de 31 GW). Les biocarburants ont représenté 2 % de la demande mondiale de carburants pour les transports routiers en 2008 et près de 3 % en 2009. La production annuelle d'éthanol est passée à 1,6 EJ (76 milliards de litres) fin 2009 et la production de biogazole, à 0,6 EJ (17 milliards de litres). [1.1.5, 2.4, 3.4, 4.4, 5.4, 7.4]

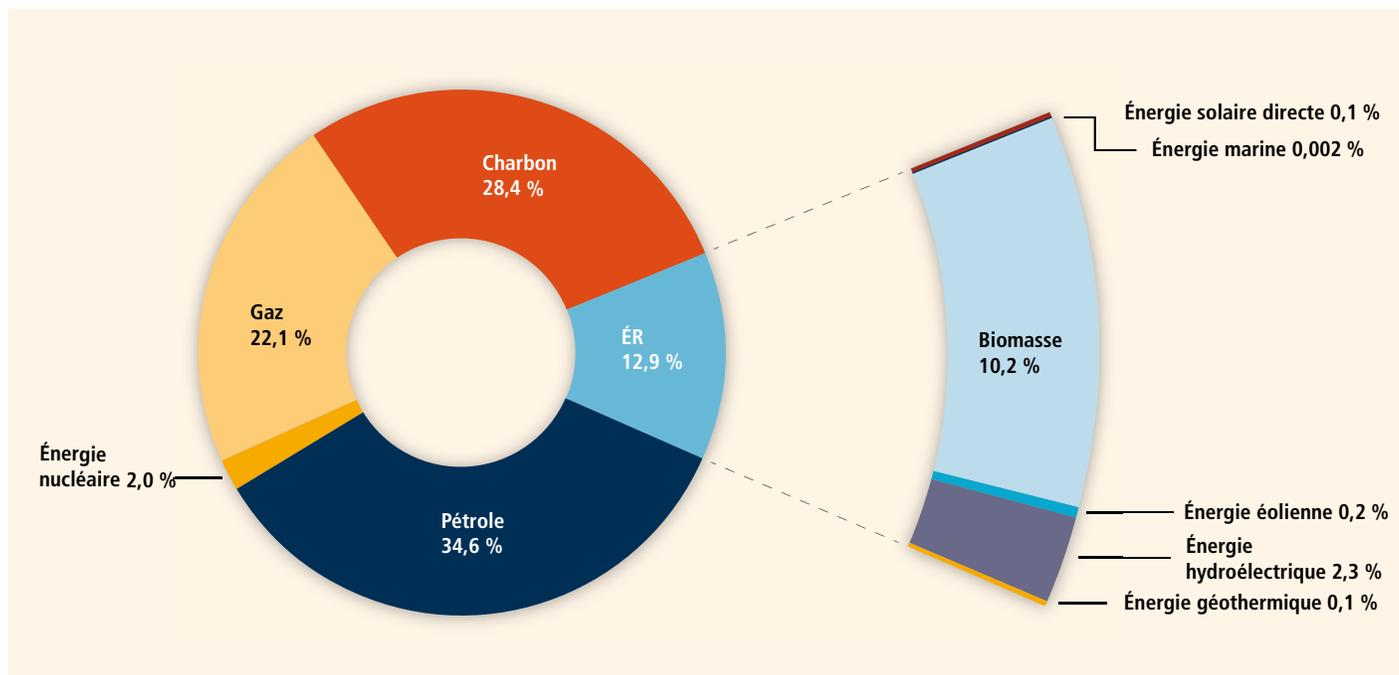
Sur les 300 GW environ de capacité supplémentaire de production d'électricité au niveau mondial pendant la période biennale 2008-2009, 140 GW provenaient des ÉR. Collectivement, les pays en développement représentent 53 % de la capacité mondiale de production d'électricité émanant d'ÉR. [1.1.5] Fin 2009, les ÉR utilisées pour la production d'eau chaude et le chauffage incluaient la biomasse moderne (270 GW<sub>th</sub>), l'énergie solaire (180 GW<sub>th</sub>) et l'énergie géothermique (60 GW<sub>th</sub>). L'utilisation d'ÉR décentralisées (à l'exclusion de la biomasse traditionnelle) pour répondre aux besoins en énergie rurale au niveau des ménages ou des villages avait également augmenté grâce notamment à des centrales hydroélectriques, à diverses options fondées sur la biomasse moderne, à l'énergie photovoltaïque, à l'énergie éolienne ou à des systèmes hybrides associant des technologies multiples. [1.1.5, 2.4, 3.4, 4.4, 5.4]

<sup>5</sup> 1 exajoule = 10<sup>18</sup> joules = 23,88 millions de tonnes d'équivalent-pétrole (MTép)

<sup>6</sup> Outre cette proportion de 60 % de la biomasse traditionnelle, il faudrait aussi tenir compte de l'usage de la biomasse – estimée à 20 à 40 % – non déclarée dans les bases de données officielles sur l'énergie primaire, comme les déjections animales, la production non comptabilisée de charbon de bois, l'exploitation forestière illégale, le ramassage de bois de chauffage et l'utilisation de résidus agricoles. [2.1, 2.5]

## Encadré SPM.2 | Méthode de comptabilisation de l'énergie primaire dans le Rapport spécial

Il n'existe pas de moyen clair et exclusif de tenir compte, pour le calcul de l'énergie primaire, de celle issue de sources d'énergie non combustibles telles que les sources d'ÉR non combustibles et l'énergie nucléaire. Dans le Rapport spécial, on a adopté la méthode de l'«équivalent direct» pour évaluer l'approvisionnement en énergie primaire. D'après cette méthode, les combustibles fossiles et la bioénergie sont pris en compte selon leur pouvoir calorifique, alors que les sources d'énergie non combustibles, y compris l'énergie nucléaire et l'ensemble des ÉR non combustibles, sont comptabilisées selon l'énergie secondaire qu'elles produisent. Cela peut conduire à sous-estimer la contribution des ÉR non combustibles et de l'énergie nucléaire par rapport à la bioénergie et aux combustibles fossiles d'un facteur de l'ordre de 1,2 à 3. Le choix de la méthode de calcul se répercute aussi sur la part relative des diverses sources d'énergie. Les comparaisons de données et de chiffres présentées dans le Rapport spécial entre combustibles fossiles et bioénergie d'une part et ÉR et énergie nucléaire de l'autre reflètent cette méthode de calcul. [1.1.9, annexe II.4]



**Figure SPM.2** | Proportion des diverses sources d'énergie dans l'approvisionnement mondial total en énergie primaire en 2008 (492 EJ). La biomasse moderne représente 38 % de la part totale de la biomasse. [Figure 1.10, 1.1.5]

Note: Les données retenues pour cette figure ont été converties selon la méthode de l'«équivalent direct» pour le calcul de l'approvisionnement en énergie primaire. [Encadré SPM.2, 1.1.9, annexe II.4]

**Le potentiel technique mondial<sup>7</sup> des sources d'ÉR ne va pas limiter l'augmentation continue de l'emploi d'ÉR.** La documentation présente un large éventail d'estimations, mais, d'après les études réalisées, on a constaté régulièrement que le potentiel technique mondial total des ÉR était sensiblement plus élevé que la demande mondiale d'énergie (figure SPM.4). [1.2.2, 10.3, annexe II] Le potentiel technique de l'énergie solaire est le plus élevé parmi les sources d'ÉR, mais il existe un potentiel technique important pour les six sources d'ÉR. Même dans les régions disposant d'un potentiel technique relativement faible pour toutes les sources d'ÉR, on trouve généralement de vastes possibilités pour une mise en valeur accrue par rapport aux niveaux actuels. [1.2.2, 2.2, 2.8, 3.2, 4.2, 5.2, 6.2, 6.4, 7.2, 8.2, 8.3, 10.3] À long terme et à un niveau supérieur de mise en application, les potentiels techniques semblent cependant indiquer une limite de l'apport de certaines technologies ÉR. Des facteurs tels que les préoccupations concernant la pérennité [9.3], l'acceptation par le public [9.5], l'intégration des systèmes et les contraintes en matière d'infrastructure [8.2] ou les facteurs économiques [10.3] peuvent également limiter la mise en valeur des technologies ÉR.

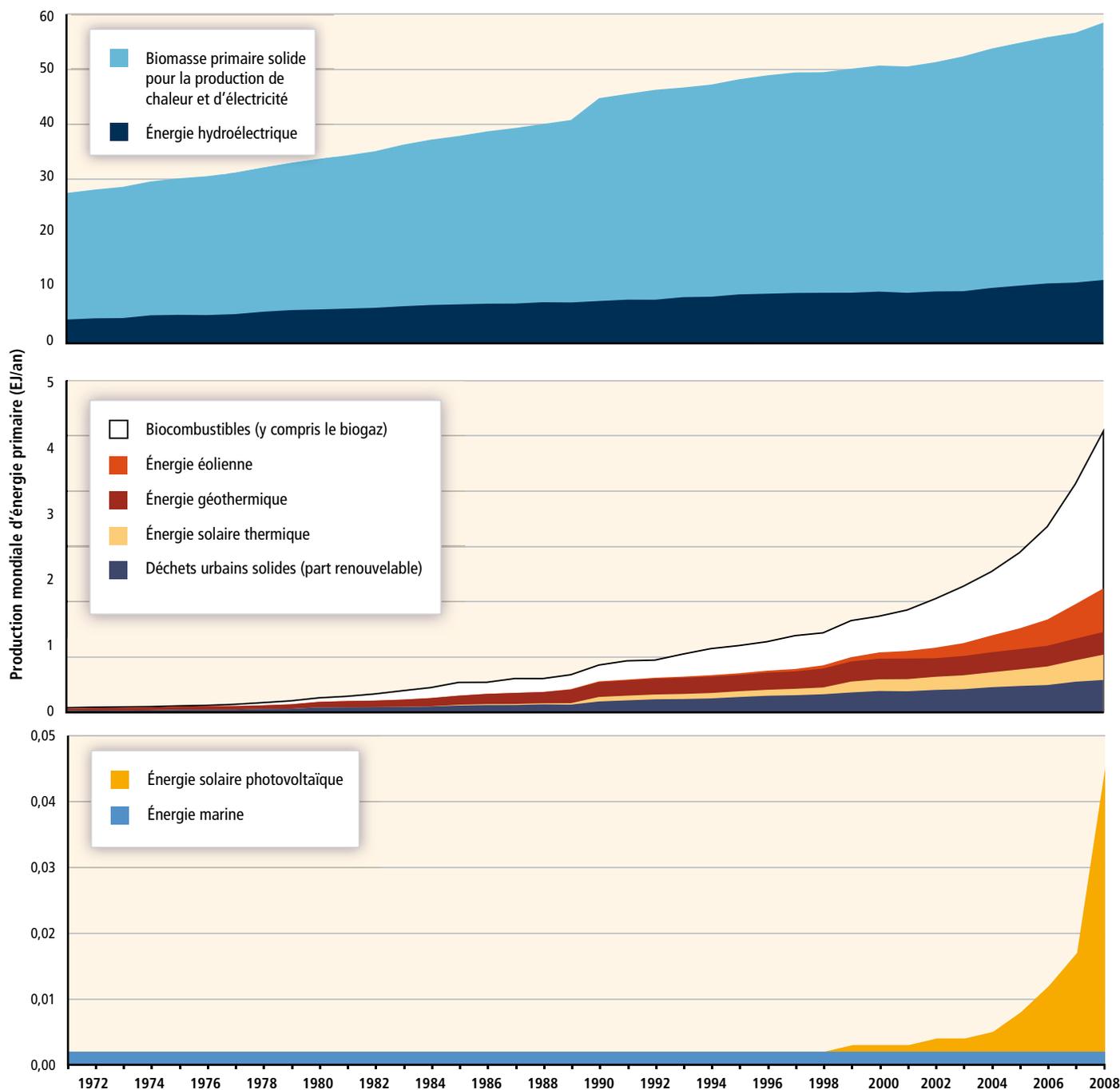


Figure SPM.3 | Évolution historique de l'approvisionnement mondial en énergie primaire émanant de sources d'énergie renouvelable de 1971 à 2008. [Figure 1.12, 1.1.5]

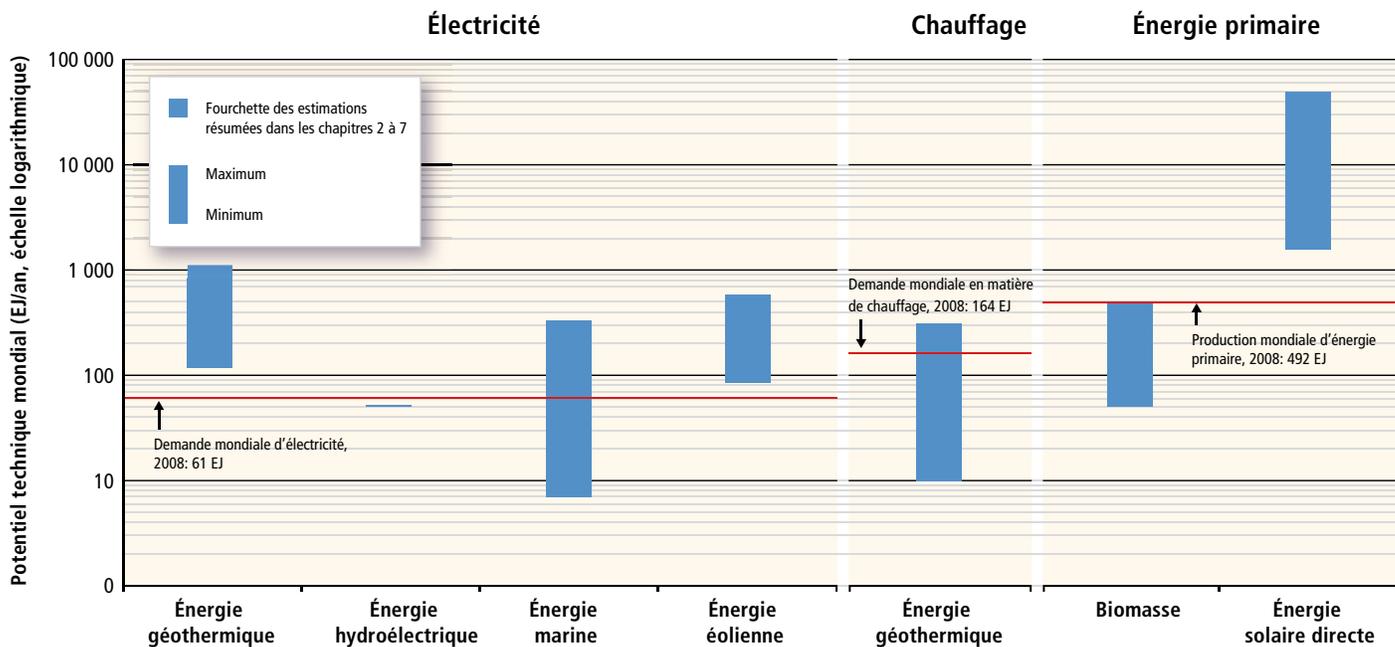
Note: Les technologies renvoient à des unités verticales distinctes aux fins de présentation uniquement. Les données sous-jacentes à la figure ont été converties selon la méthode de l'«équivalent direct» pour calculer l'approvisionnement en énergie primaire [encadré SPM.2, 1.1.9, annexe II.4], sauf que le contenu énergétique des biocombustibles est indiqué selon l'énergie secondaire produite (la biomasse primaire utilisée pour produire des biocombustibles étant plus élevée en raison de pertes lors de la conversion). [2.3, 2.4]

**Les changements climatiques vont se répercuter sur l'ampleur et la répartition géographique du potentiel technique des sources d'ÉR, mais les recherches sur l'importance de ces effets possibles en sont à leurs débuts.** Du fait que, dans de nombreux cas, les sources d'ÉR dépendent du climat, l'évolution mondiale de ce dernier va influencer sur la base de ressources énergétiques renouvelables, malgré les incertitudes concernant la nature et l'importance précises de ces répercussions. À l'avenir, le potentiel technique de la bioénergie pourrait subir l'influence de l'évolution du climat en raison d'incidences sur la production de biomasse telles que l'altération de l'état des sols, les précipitations, la productivité des cultures et d'autres facteurs. L'impact global d'une élévation moyenne mondiale de la

température de moins de 2 °C sur le potentiel technique de la bioénergie devrait être relativement faible à l'échelle planétaire. Toutefois, on peut s'attendre à des différences considérables selon les régions, et les incertitudes sont plus importantes et plus difficiles à évaluer que pour d'autres technologies ÉR en raison du grand nombre de mécanismes de rétroaction à prendre en compte. [2.2, 2.6] Pour ce qui est de l'énergie solaire, même si les changements climatiques devraient influencer sur la répartition et la variabilité de la nébulosité, on s'attend à de faibles répercussions de ces changements sur le potentiel technique global. [3.2] Pour l'énergie hydroélectrique, on prévoit que les incidences globales sur le potentiel technique mondial seront légèrement positives. Cependant, les résultats indiquent qu'il pourrait y avoir des variations sensibles selon les régions et même à l'intérieur des pays. [5.2] Selon les recherches effectuées à ce jour, l'évolution du climat ne devrait pas avoir une incidence marquée sur le potentiel technique mondial de l'énergie éolienne, mais on peut s'attendre à des fluctuations de la répartition régionale des ressources liées à cette énergie. [7.2] Enfin, les changements climatiques ne devraient pas avoir de répercussions notables sur l'importance ou la répartition géographique des ressources en matière d'énergie géothermique ou marine. [4.2, 6.2]

À ce jour, le coût moyen actualisé de l'énergie<sup>8</sup> pour de nombreuses technologies ÉR est plus élevé que le prix actuel de l'énergie, bien que dans de nombreux cas, les ÉR soient déjà compétitives sur le plan économique. Les fourchettes des coûts moyens actualisés récents de l'énergie correspondant à certaines technologies ÉR disponibles dans le commerce sont larges et dépendent de divers facteurs, dont les caractéristiques de ces technologies, les variations régionales des coûts et des performances et les différences entre les taux d'actualisation (figure SPM.5). [1.3.2, 2.3, 2.7, 3.8, 4.8, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5, annexe III] Certaines technologies ÉR sont tout à fait compétitives par rapport aux prix actuels de l'énergie sur le marché. Nombre des autres technologies ÉR

8 Le coût moyen actualisé de l'énergie représente le coût d'un système de production d'énergie pendant sa durée de vie utile. On le calcule en déterminant le prix unitaire auquel l'énergie doit être produite à partir d'une source donnée pendant sa durée de vie utile pour qu'on atteigne le seuil de rentabilité. Ce coût inclut généralement l'ensemble des coûts privés qui s'accumulent en amont dans la chaîne de valeur, mais ne prend pas en compte le coût en aval de livraison au client final, le coût d'intégration et les coûts externes, environnementaux ou autres. Les subventions, les primes et les aides fiscales ne sont pas incluses elles non plus.



Fourchette des estimations des potentiels techniques mondiaux

Max. (EJ/an)	1 109	52	331	580	312	500	49 837
Min. (EJ/an)	118	50	7	85	10	50	1 575

Figure SPM.4 | Fourchettes des potentiels techniques mondiaux des sources d'ÉR selon les études présentées dans les chapitres 2 à 7. La biomasse et l'énergie solaire sont classées parmi les énergies primaires en raison de leurs usages multiples. On notera que la figure est présentée à l'échelle logarithmique en raison de l'écart important des données évaluées. [Figure 1.17, 1.2.3]

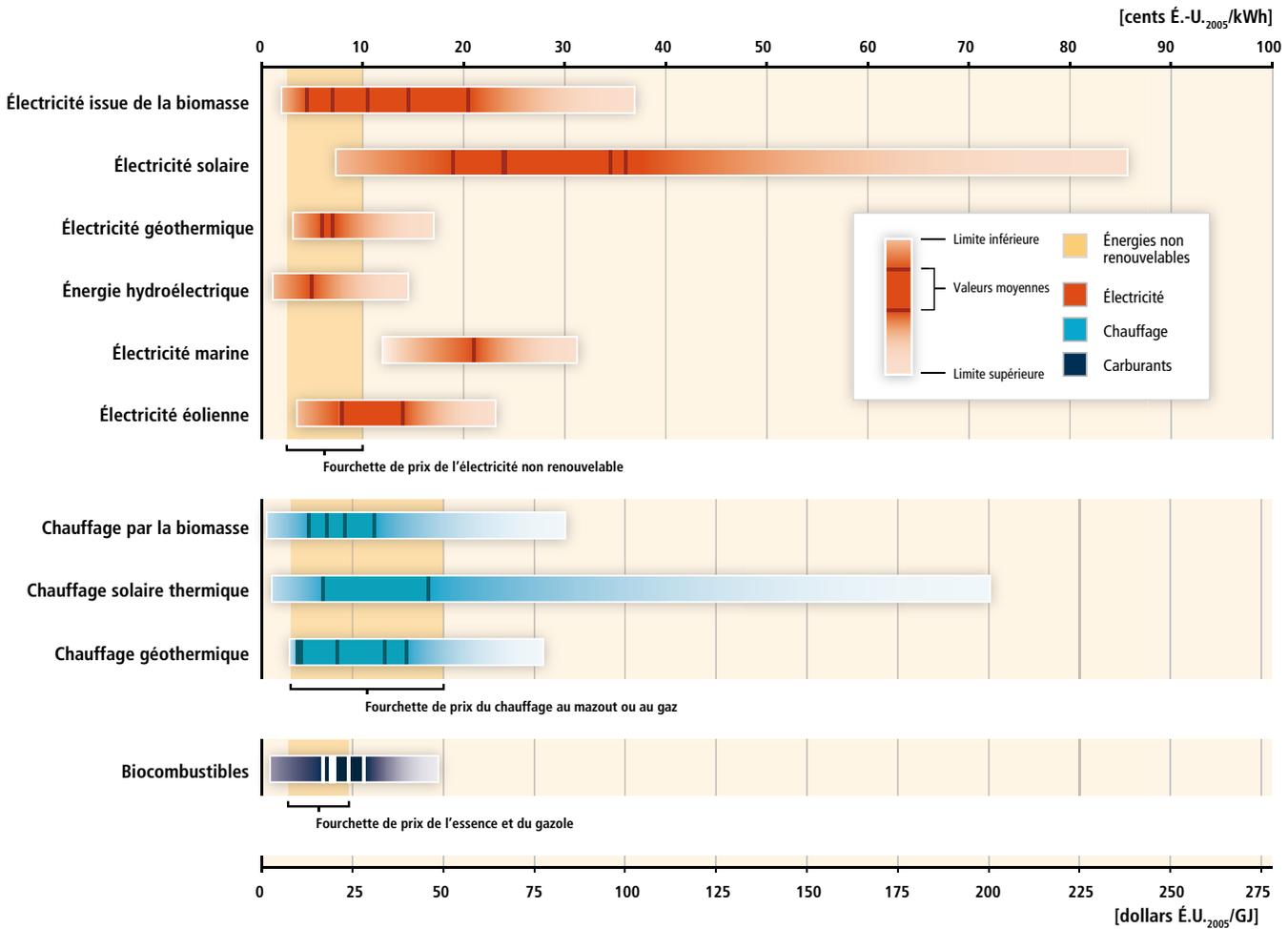
Note: Les potentiels techniques évoqués ici représentent les potentiels mondiaux totaux de la production annuelle d'ÉR. On n'en déduit aucun potentiel déjà comptabilisé. On notera que les sources d'électricité renouvelable peuvent également être utilisées pour le chauffage, alors que la biomasse et les ressources solaires ne sont classées que parmi les énergies primaires, mais peuvent être utilisées pour répondre à divers besoins en matière de services énergétiques. Les fourchettes, déterminées selon différentes méthodes, s'appliquent à diverses années à venir. C'est pourquoi elles ne sont pas strictement comparables selon les technologies. Pour les données de la figure SPM.4 et autres notes supplémentaires pertinentes, voir le chapitre 1, annexe, tableau A.1.1 (ainsi que les chapitres sous-jacents).

peuvent assurer la prestation de services énergétiques concurrentiels dans certaines circonstances, par exemple dans des régions où la situation en matière de ressources se révèle favorable ou qui ne disposent pas de l'infrastructure voulue pour assurer un approvisionnement en énergie à partir d'autres sources à faible prix. Dans la plupart des régions du monde, des mesures de politique générale sont toujours nécessaires pour la mise en valeur rapide de nombreuses sources d'ÉR. [2.3, 2.7, 3.8, 4.7, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5]

En monétisant les coûts externes de l'approvisionnement en énergie, on améliorerait la compétitivité relative des ÉR. Il en irait de même si les prix du marché augmentaient pour d'autres motifs (figure SPM.5). [10.6] Le coût moyen actualisé de l'énergie pour une technologie donnée n'est pas le seul facteur déterminant de sa valeur ou de sa compétitivité économique. L'intérêt d'une forme donnée d'approvisionnement en énergie dépend également d'aspects économiques, environnementaux et sociaux plus vastes ainsi que de la contribution que cette technologie apporte à la prestation de certains services énergétiques (par ex. la demande d'électricité en période de pointe) ou impose sous forme de frais accessoires pour le système énergétique considéré (par ex. le coût d'intégration). [8.2, 9.3, 10.6]

**Le coût de la plupart des technologies ÉR a baissé, et d'autres progrès techniques attendus devraient entraîner de nouvelles baisses.** Des progrès sensibles des technologies ÉR et une baisse correspondante des prix sur le long terme ont eu lieu depuis quelques dizaines d'années, bien qu'on ait parfois observé des périodes de hausse des prix (par exemple en raison d'une augmentation de la demande d'ÉR, qui a dépassé l'offre) (figure SPM.6). On ne comprend pas toujours parfaitement le rôle des divers facteurs concernés (comme la recherche-développement, les économies d'échelle, l'apprentissage axé sur la mise en valeur ou la concurrence accrue des fournisseurs d'ÉR sur les marchés). [2.7, 3.8, 7.8, 10.5] On s'attend à d'autres baisses des prix, qui amélioreront les possibilités de mise en valeur de ces technologies et qui favoriseront par conséquent l'atténuation des effets des changements climatiques. Voici quelques exemples de domaines importants où des progrès techniques sont possibles: mise au point de nouveaux systèmes de production et de fourniture de matières premières ou amélioration des systèmes existants ; production de biocombustibles par de nouveaux procédés (permettant d'obtenir ce qu'on appelle des biocombustibles avancés ou de nouvelle génération, comme les biocombustibles lignocellulosiques) et par un bioraffinage avancé [2.6]; technologies et processus de production avancés pour ce qui concerne le solaire photovoltaïque et thermodynamique [3.7]; systèmes géothermiques perfectionnés [4.6]; multiples technologies marines nouvelles [6.6]; conception des fondations et des turbines pour l'énergie éolienne au large des côtes. [7.7] Les nouvelles réductions des coûts de l'énergie hydroélectrique devraient être moins importantes que pour certaines des autres technologies ÉR, mais il existe des possibilités de recherche-développement pour rendre les projets hydroélectriques réalisables sur le plan technique à des endroits plus divers et pour améliorer les performances techniques des projets actuels et nouveaux. [5.3, 5.7, 5.8]

**Divers problèmes propres aux technologies (en plus du coût) devront sans doute être résolus pour que les ÉR puissent contribuer davantage à la réduction des émissions de GES.** Dans la perspective d'une utilisation accrue et durable de la bioénergie, une approche appropriée de la conception, de la mise en œuvre et du contrôle des facteurs de durabilité peut réduire au minimum les incidences négatives et maximiser les avantages sur le plan économique, social et environnemental. [SPM.5, 2.2, 2.5, 2.8] Des obstacles réglementaires et institutionnels peuvent entraver la mise en valeur de l'énergie solaire, tout comme diverses questions d'intégration et de transport [3.9]. Dans le cas de l'énergie géothermique, il importe de démontrer que des systèmes géothermiques améliorés peuvent être mis en place de façon économique et durable et à grande échelle. [4.5, 4.6, 4.7, 4.8] De nouveaux projets faisant appel à l'énergie hydroélectrique peuvent avoir des répercussions écologiques et sociales qui varient considérablement selon les emplacements concernés, et une mise en valeur accrue de cette forme d'énergie peut exiger de meilleurs outils d'évaluation de la durabilité de ces projets ainsi qu'une collaboration régionale et multipartite pour répondre aux besoins en matière d'énergie et d'eau. [5.6, 5.9, 5.10] La mise en valeur de l'énergie marine pourrait bénéficier des travaux de centres d'essais pour des projets de démonstration ainsi que de l'adoption de politiques et de réglementations visant spécifiquement à favoriser un déploiement rapide. [6.4] Dans le cas de l'énergie éolienne, il serait bon d'apporter des réponses techniques et institutionnelles aux problèmes de transport et d'intégration opérationnelle et de faire évoluer l'opinion publique sur un certain nombre de questions concernant essentiellement les incidences sur le paysage. [7.5, 7.6, 7.9]

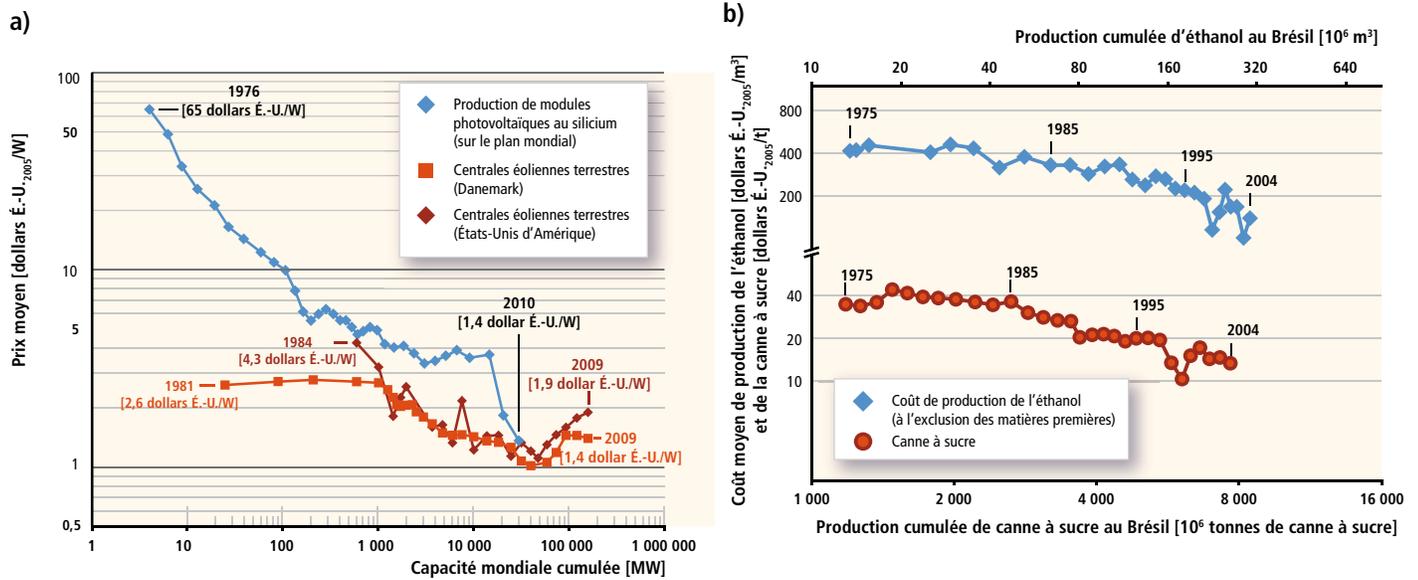


Note: Les valeurs moyennes sont indiquées pour les sous-catégories suivantes, présentées dans l'ordre où apparaissent dans les fourchettes correspondantes (de gauche à droite):

Électricité	Chauffage	Carburants
<p><b>Biomasse:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cocombustion</li> <li>2. Production combinée à petite échelle de chaleur et d'électricité (moteur à combustion interne alimenté par gazéification)</li> <li>3. Chargeur direct spécialisé et production combinée</li> <li>4. Production combinée à petite échelle de chaleur et d'électricité (turbine à vapeur)</li> <li>5. Production combinée à petite échelle de chaleur et d'électricité (cycle organique de Rankine)</li> </ol> <p><b>Électricité solaire:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Solaire thermodynamique</li> <li>2. Système photovoltaïque à fins commerciales (un seul axe et panneaux fixes)</li> <li>3. Système photovoltaïque commercial pour toiture</li> <li>4. Système photovoltaïque résidentiel pour toiture</li> </ol> <p><b>Électricité géothermique:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Centrale flash à condensation</li> <li>2. Centrale à cycle binaire</li> </ol> <p><b>Énergie hydro-électrique:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tous types</li> </ol> <p><b>Électricité marine:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Usine marémotrice</li> </ol> <p><b>Électricité éolienne:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Terrestre</li> <li>2. Au large des côtes</li> </ol>	<p><b>Chauffage par la biomasse:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Production combinée de chaleur et d'électricité à partir de déchets urbains solides</li> <li>2. Production combinée de chaleur et d'électricité par digestion anaérobie</li> <li>3. Production combinée de chaleur et d'électricité par turbine à vapeur</li> <li>4. Système de chauffage par granulés</li> </ol> <p><b>Chauffage solaire thermique:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Systèmes de production d'eau chaude dans les foyers chinois</li> <li>2. Chauffage de l'eau et des espaces</li> </ol> <p><b>Chauffage géothermique:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Serres</li> <li>2. Bassins d'aquaculture non couverts</li> <li>3. Chauffage urbain</li> <li>4. Pompes à chaleur géothermiques</li> <li>5. Chauffage géothermique d'immeubles</li> </ol>	<p><b>Biocarburants:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Éthanol de maïs</li> <li>2. Biogazole de soja</li> <li>3. Éthanol de blé</li> <li>4. Éthanol de canne à sucre</li> <li>5. Biogazole d'huile de palme</li> </ol>

La limite supérieure du coût moyen actualisé de l'énergie pour chaque technologie ÉR est fondée sur une combinaison des valeurs d'entrée les plus favorables, alors que la limite inférieure est fondée sur une combinaison des valeurs d'entrée les moins favorables. Les fourchettes de référence présentées à l'arrière-plan de la figure pour les sources d'électricité non renouvelable indiquent le coût moyen actualisé de la production centralisée d'électricité non renouvelable. Les fourchettes de référence pour le chauffage correspondent aux technologies de production de chaleur selon les prix récemment déterminés du pétrole et du gaz. Les fourchettes de référence pour les carburants sont fondées sur le prix au comptant récemment déterminé du pétrole brut, qui s'établit entre 40 et 130 dollars \$-U. le baril, et sur le prix hors taxes correspondant du gazole et de l'essence.

**Figure SPM.5 |** Fourchette des prix actualisés de l'énergie déterminés récemment pour certaines technologies ÉR disponibles dans le commerce par rapport aux prix des énergies non renouvelables déterminés récemment. Les sous-catégories de technologies et les taux d'actualisation ont été regroupés pour cette figure. On trouvera des figures connexes avec moins de regroupements ou sans regroupement dans [1.3.2, 10.5, annexe III].



**Figure SPM.6** | Courbes d'expérience sélectionnées à l'échelle logarithmique concernant a) le prix des modules photovoltaïques au silicium et des centrales éoliennes terrestres par unité de puissance et b) le coût de production de l'éthanol à partir de la canne à sucre [d'après figure 3.17, 3.8.3, figure 7.20, 7.8.2, figure 2.21, 2.7.2].

Note: Des baisses de prix peuvent se produire à diverses échelles géographiques selon l'endroit. Les exemples de portée nationale présentés ici sont tirés de la documentation publiée. Aucun jeu de données mondial sur le prix ou le coût des centrales éoliennes n'est disponible. La baisse du coût ou du prix d'une technologie par unité de puissance sous-estime les réductions du coût moyen actualisé de l'énergie pour cette technologie lorsque les performances s'améliorent. [7.8.4, 10.5]

## 4. Intégration dans les systèmes énergétiques actuels et à venir

Diverses ressources énergétiques renouvelables sont déjà intégrées avec succès dans les systèmes d'approvisionnement en énergie [8.2] et dans les secteurs d'utilisation finale [8.3]. (Figure SPM.7)

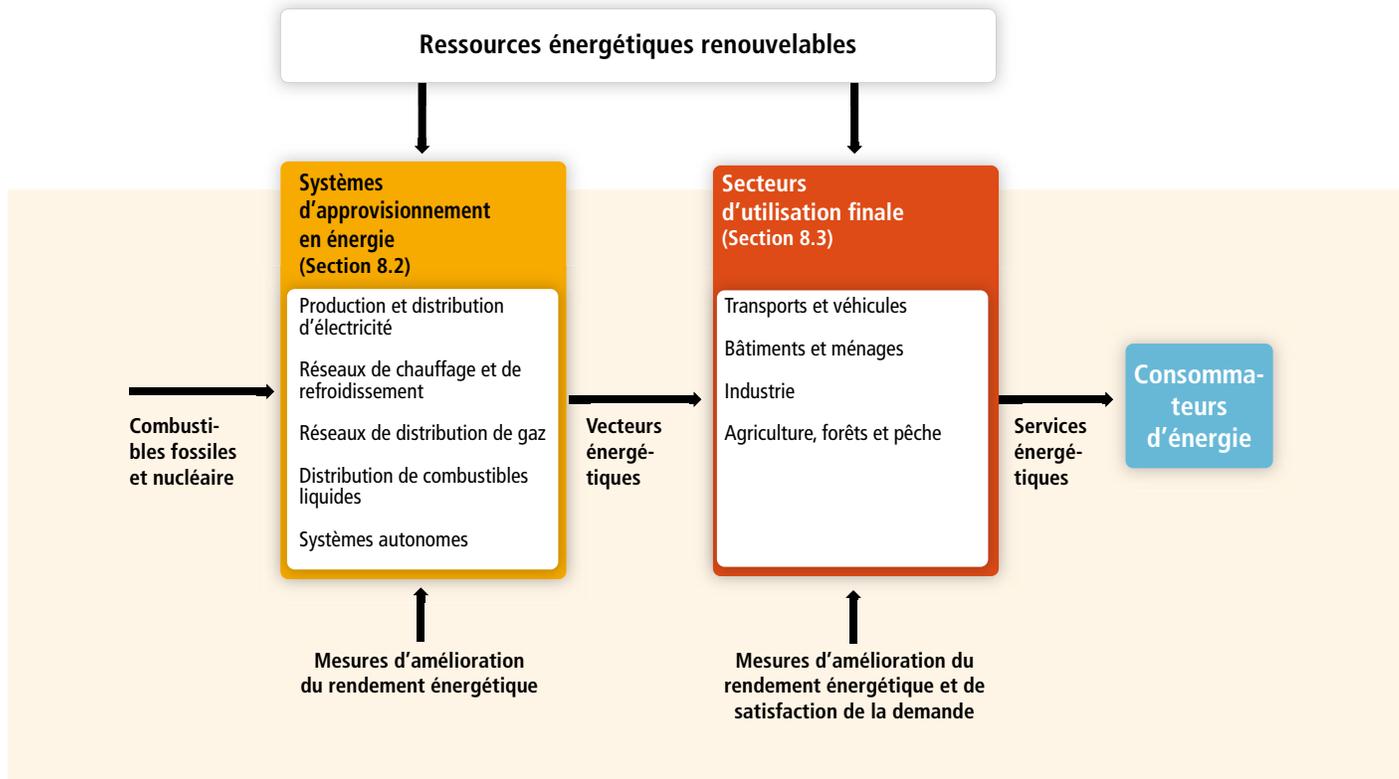
Les caractéristiques des diverses sources d'ÉR peuvent influencer sur l'échelle des modes d'intégration. Certaines ressources énergétiques renouvelables ont une vaste répartition géographique. D'autres, comme l'énergie hydroélectrique à grande échelle, peuvent être plus centralisées, mais leurs possibilités d'intégration sont limitées par leur situation géographique. Certaines de ces ressources sont variables, et leur prévisibilité est limitée. Quelques-unes ont une densité énergétique plus faible que celle des combustibles fossiles et des spécifications techniques différentes. Ces caractéristiques peuvent limiter le processus d'intégration et impliquer des coûts systémiques supplémentaires, surtout lorsque la proportion d'ÉR devient élevée. [8.2]

L'intégration à un rythme accéléré des ER dans la plupart des systèmes d'approvisionnement en énergie et des secteurs d'utilisation finale existants – qui conduit à une plus grande proportion d'ÉR – est réalisable sur le plan technique, mais devrait occasionner plusieurs nouveaux problèmes. On prévoit une augmentation de la part des ER dans l'éventail global des technologies entraînant de faibles émissions de GES. [10.3, tableaux 10.4-10.6] Qu'il s'agisse de l'électricité, du chauffage, du refroidissement et des combustibles gazeux ou liquides, les problèmes d'intégration des ER dépendent du contexte et du lieu et supposent l'ajustement des systèmes actuels d'approvisionnement en énergie. [8.2, 8.3]

Le coût et les problèmes d'intégration d'une proportion croissante d'ÉR dans tout système actuel d'approvisionnement en énergie dépendent de la part actuelle des ER, de la disponibilité et des caractéristiques des ressources énergétiques renouvelables, des caractéristiques du système et de la façon dont celui-ci évoluera et se développera à l'avenir.

- Les ER peuvent être intégrées dans tous les types de réseaux électriques, depuis les vastes réseaux continentaux reliés entre eux [8.2.1] jusqu'aux petits réseaux autonomes et aux bâtiments individuels. [8.2.5] Au nombre des caractéristiques pertinentes de ces systèmes figurent les parts relatives des différentes sources d'énergie dans la production d'électricité et leur souplesse, l'infrastructure des réseaux, la conception et les règles institutionnelles des marchés de l'énergie, le lieu et le profil de la demande et la capacité de contrôle et de communication. L'énergie éolienne, l'énergie photovoltaïque et le solaire thermodynamique sans stockage peuvent être plus difficiles à intégrer que l'énergie hydroélectrique répartissable<sup>9</sup>, la bioénergie, le solaire thermodynamique avec stockage et l'énergie géothermique.

<sup>9</sup> Les centrales électriques qui peuvent programmer la production d'énergie selon les besoins sont classées comme des centrales à production répartissable. [ 8.2.1.1, annexe I] Les technologies de production variable d'ÉR (c.-à-d. uniquement lorsque les ressources énergétiques renouvelables sont disponibles) sont partiellement répartissables. Les centrales thermodynamiques sont classées comme des centrales à production répartissable lorsque la chaleur est stockée en vue d'un usage nocturne ou lors des périodes de faible ensoleillement.



**Figure SPM.7** | Modes d'intégration des ÉR pour fournir des services énergétiques, soit dans les systèmes d'approvisionnement en énergie, soit sur site à l'intention des secteurs d'utilisation finale. [Figure 8.1, 8.1]

Lorsque la part des sources d'ÉR variables augmentera, le maintien de la fiabilité des réseaux pourrait devenir plus difficile et coûteux. La mise en place d'un éventail de technologies ÉR complémentaires est une solution envisageable pour réduire les risques et les coûts d'intégration des ÉR. Parmi les autres solutions figurent la mise en place d'une production complémentaire souple et l'exploitation plus flexible des systèmes existants; l'amélioration des prévisions à courte échéance, de l'exploitation des systèmes et des outils de planification; une demande d'électricité qui puisse varier selon l'offre disponible; la mise en œuvre de techniques de stockage de l'énergie (y compris l'énergie hydroélectrique stockable); et la modification des dispositions institutionnelles. Le transport par réseaux électriques (y compris les interconnexions entre réseaux) et/ou l'infrastructure de distribution devront peut-être être renforcées et élargies, du fait notamment de la répartition géographique et de l'emplacement fixe éloigné de nombreuses ressources énergétiques renouvelables. [8.2.1]

- Les *réseaux de chauffage urbain* peuvent faire appel à des ÉR thermiques à basse température telles que l'énergie solaire, l'énergie géothermique ou encore la biomasse, et notamment à des sources à usages restreints, comme les combustibles tirés des ordures. Le refroidissement urbain peut être assuré par des cours d'eau froids. Une capacité de stockage thermique et une cogénération souple peuvent permettre de résoudre les problèmes de variabilité de l'offre et de la demande et de répondre à la demande dans les réseaux électriques. [8.2.2]
- S'il est possible d'injecter du biométhane ou, à l'avenir, de l'hydrogène issu d'ÉR et du gaz naturel synthétique dans les *réseaux de distribution de gaz* pour diverses applications, une intégration fructueuse exige que des normes appropriées concernant la qualité du gaz soient respectées et que les gazoducs soient améliorés si nécessaire. [8.2.3]
- Les *systèmes à combustibles liquides* peuvent intégrer des biocombustibles pour les transports, la cuisson des aliments et le chauffage. En général, les biocombustibles purs (à 100 %) et, plus généralement, ceux mélangés à des combustibles extraits du pétrole doivent respecter des normes techniques correspondant aux spécifications relatives aux carburants destinés aux moteurs des véhicules. [8.2.4, 8.3.1]

**Il existe de nombreux moyens d'accroître la part des ÉR dans tous les secteurs d'utilisation finale. La facilité d'intégration varie selon la région, les caractéristiques propres au secteur considéré et la technologie employée.**

- Dans le secteur des *transports*, les biocarburants liquides et gazeux sont déjà intégrés et devraient continuer à l'être dans les systèmes d'approvisionnement en carburants d'un nombre de plus en plus élevé de pays. Les possibilités d'intégration peuvent inclure la production décentralisée sur site ou centralisée d'hydrogène issu d'ÉR pour les véhicules équipés de piles à combustible et d'électricité issue d'ÉR pour les véhicules électriques et sur rails [8.2.1, 8.2.3], selon l'infrastructure et les progrès techniques concernant les véhicules. [8.3.1] À l'avenir, la demande de véhicules électriques pourrait permettre d'accroître la souplesse des systèmes de production d'électricité. [8.2.1, 8.3.1]
- Dans le secteur des *bâtiments*, les technologies ÉR peuvent être intégrées dans des structures nouvelles et existantes pour produire de l'électricité et assurer le chauffage et le refroidissement. L'approvisionnement en énergie supplémentaire est possible, surtout dans les bâtiments économes en énergie. [8.3.2] Dans les pays en développement, l'intégration des systèmes d'approvisionnement en ÉR est réalisable, même pour des logements modestes. [8.3.2, 9.3.2]
- Les secteurs de l'*agriculture* et de la *transformation des aliments et des fibres* ont souvent recours à la biomasse pour répondre directement à la demande locale de chauffage et d'énergie. Ces secteurs peuvent être également des exportateurs nets de combustibles, de chaleur et d'électricité vers des systèmes d'approvisionnement adjacents. [8.3.3, 8.3.4] L'augmentation de l'intégration des ÉR destinées aux industries est une possibilité dans plusieurs sous-secteurs, par exemple par le biais de technologies électrothermiques ou, à long terme, en utilisant l'hydrogène issu des ÉR. [8.3.3]

**Les coûts associés à l'intégration des ÉR, que ce soit pour la production d'électricité, le chauffage, le refroidissement ou la production de combustibles gazeux ou liquides, dépendent du contexte et du site considéré et sont généralement difficiles à déterminer.** Ils peuvent inclure des coûts supplémentaires pour les investissements dans l'infrastructure des réseaux, l'exploitation des systèmes et les pertes connexes et d'autres ajustements à apporter aux systèmes actuels de production d'énergie, selon les besoins. La documentation sur les coûts d'intégration est peu abondante, et les chiffres sont souvent insuffisants ou très variables.

**Afin de prendre en compte la forte proportion d'ÉR, les systèmes énergétiques vont devoir évoluer et s'adapter.** [8.2, 8.3] Les activités d'intégration à long terme pourraient inclure des investissements dans une infrastructure propice; la modification des cadres institutionnels et de gouvernance; la prise en compte des aspects sociaux, des marchés et de la planification; et le renforcement des capacités en prévision du développement des ÉR. [8.2, 8.3] En outre, l'intégration de technologies moins maîtrisées telles que celles concernant les biocombustibles produits par de nouveaux procédés (également appelés biocombustibles avancés ou biocombustibles de nouvelle génération), les combustibles issus de l'énergie solaire, le refroidissement solaire, les technologies faisant appel à l'énergie marine, les piles à combustible et les véhicules électriques vont exiger des investissements soutenus dans les activités de recherche, développement et démonstration, le renforcement des capacités et d'autres mesures de soutien. [2.6, 3.7, 11.5, 11.6, 11.7]

À l'avenir, les ÉR pourraient fortement influencer sur les systèmes d'approvisionnement en énergie et les systèmes d'utilisation finale, en particulier pour l'électricité qui, sur le plan mondial, devrait compter une proportion plus élevée d'ÉR plus tôt que les secteurs du chauffage et des carburants. [10.3] Le développement parallèle des véhicules électriques [8.3.1], l'emploi de plus en plus important de l'électricité (y compris les pompes à chaleur) pour le chauffage et le refroidissement [8.2.2, 8.3.2, 8.3.3], des services souples pour la prise en compte de la demande (y compris l'usage de compteurs intelligents) [8.2.1], le stockage de l'énergie et d'autres technologies pourraient être associés à cette tendance.

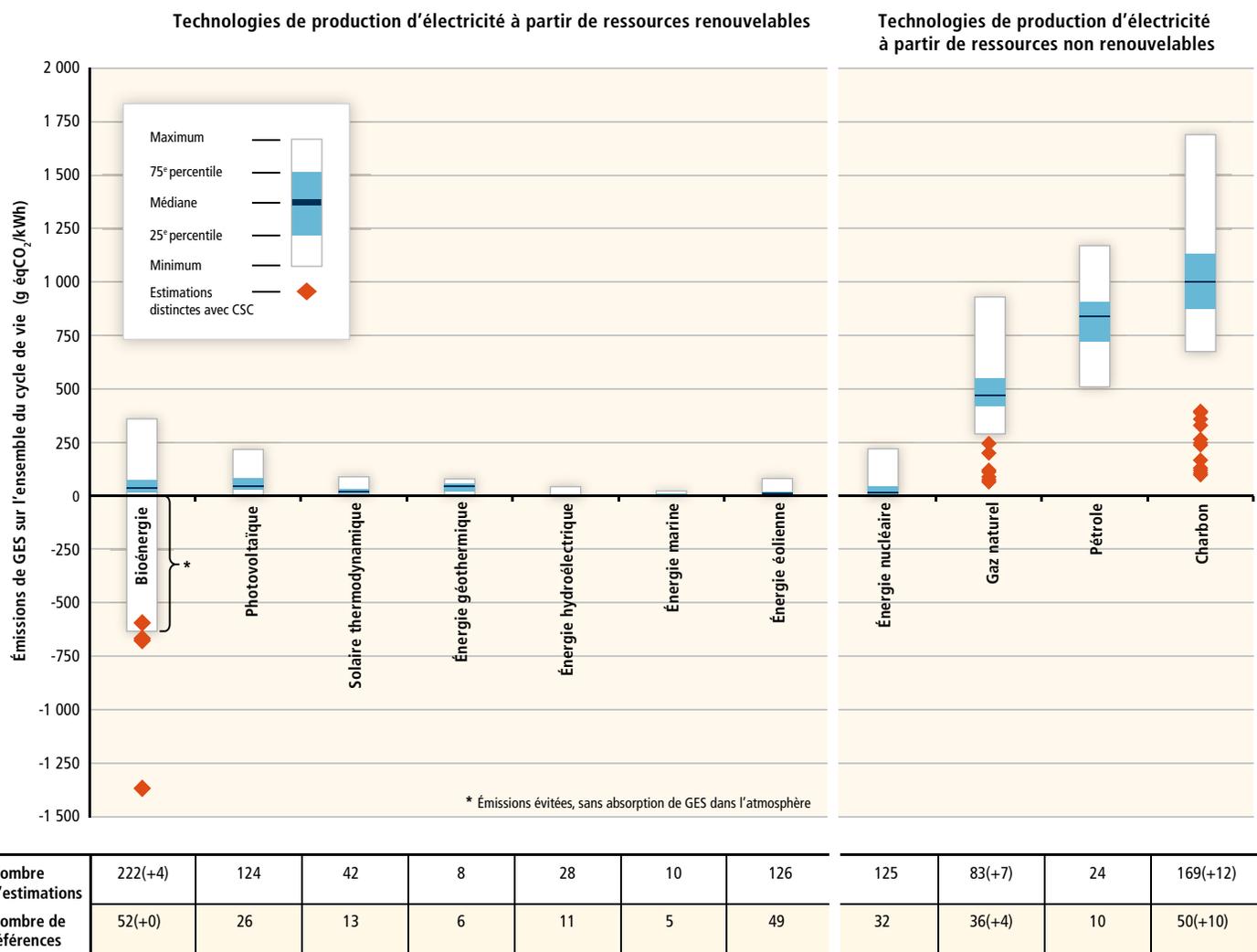
**À mesure que l'infrastructure et les systèmes énergétiques se développent et malgré la complexité des processus engagés, il n'existe guère de limites techniques fondamentales en ce qui concerne l'intégration d'un éventail de technologies ÉR pour faire face à la plus grande partie de la demande totale d'énergie aux endroits disposant ou pouvant disposer de ressources énergétiques renouvelables appropriées.** Toutefois, le rythme actuel d'intégration et la proportion résultante d'ÉR seront influencés par des facteurs tels que les coûts, les politiques, les questions environnementales et les aspects sociaux. [8.2, 8.3, 9.3, 9.4, 10.2, 10.5]

## 5. Énergies renouvelables et développement durable

Par le passé, le développement économique était étroitement lié à l'emploi croissant d'énergie et à l'accroissement des émissions de GES. Les ÉR peuvent contribuer à suspendre cette corrélation et concourir ainsi à un développement durable. Bien que l'apport exact des ÉR au développement durable reste à évaluer au niveau des pays, les ÉR offrent la possibilité de contribuer au développement économique et social, à l'accès à l'énergie, à la sûreté de l'approvisionnement énergétique, à l'atténuation des effets des changements climatiques et à la réduction des incidences négatives sur l'environnement et la santé. [9.2] Garantir l'accès à des services énergétiques modernes contribuerait en outre à la réalisation des objectifs du Millénaire pour le développement. [9.2.2, 9.3.2]

- **Les ÉR peuvent contribuer au développement économique et social.** Dans des conditions favorables, on peut faire des économies par rapport aux énergies non renouvelables, en particulier à des endroits reculés et dans des zones rurales pauvres n'ayant pas accès à des sources d'énergie centralisées. [9.3.1, 9.3.2] Il est souvent possible de réduire les coûts associés à l'importation d'énergie grâce à la mise en valeur de technologies ÉR nationales qui sont déjà compétitives. [9.3.3] Les ÉR peuvent avoir des incidences positives sur la création d'emplois, bien que les études disponibles divergent quant à l'ampleur de l'emploi net. [9.3.1]
- **Les ÉR peuvent contribuer à accélérer l'accès à l'énergie, en particulier pour le 1,4 milliard de personnes qui n'ont pas accès à l'électricité et le 1,3 milliard de plus qui ont recours à la biomasse traditionnelle.** Le niveau de base d'accès à des services énergétiques modernes peut avoir des avantages importants pour les communautés et les ménages. Dans de nombreux pays en développement, les réseaux décentralisés fondés sur les ÉR et l'inclusion d'ÉR dans les réseaux énergétiques centralisés ont élargi et amélioré l'accès à l'énergie. En outre, les technologies ÉR hors électricité offrent également des possibilités de modernisation des services énergétiques, par exemple grâce à l'emploi de l'énergie solaire pour le chauffage de l'eau et le séchage des récoltes, des biocarburants pour les transports, des biogaz et de la biomasse moderne pour le chauffage, le refroidissement, la cuisson des aliments et l'éclairage et du vent pour le pompage de l'eau. [9.3.2, 8.1] Le nombre de personnes n'ayant pas accès à des services énergétiques modernes devrait rester le même sauf si des politiques nationales appropriées sont mises en œuvre, éventuellement soutenues ou complétées par une assistance internationale, selon les besoins. [9.3.2, 9.4.2]
- **Les possibilités offertes par les ÉR peuvent contribuer à un approvisionnement plus sûr en énergie, bien qu'il faille tenir compte de problèmes particuliers en matière d'intégration.** La mise en valeur des ÉR peut réduire la vulnérabilité aux perturbations en matière d'approvisionnement et à la volatilité du marché, si la concurrence s'accroît et que les sources d'énergie soient diversifiées. [9.3.3, 9.4.3] Selon les études de scénarios, les préoccupations en ce qui concerne la sûreté de l'approvisionnement en énergie pourraient persister à l'avenir faute d'améliorations techniques dans le secteur des transports. [2.8, 9.4.1.1, 9.4.3.1, 10.3] Le profil variable de la production assurée par certaines technologies ÉR nécessite souvent des mesures techniques et institutionnelles correspondant aux conditions locales, afin de garantir la fiabilité de l'approvisionnement en énergie. [8.2, 9.3.3]
- **Outre qu'elles réduisent les émissions de GES, les technologies ÉR peuvent avoir d'autres avantages importants pour l'environnement. La maximisation de ces avantages dépend de la technologie employée, de la gestion et des caractéristiques du site associées à chaque projet concernant les ÉR.**
  - **Les analyses du cycle de vie pour la production d'électricité indiquent que les émissions de GES émanant de technologies ÉR sont généralement beaucoup plus faibles que celles issues de technologies faisant appel à des combustibles fossiles et, dans certaines conditions, inférieures à celles correspondant à l'utilisation de combustibles fossiles avec captage et stockage du carbone (CSC).** Les valeurs médianes pour toutes les énergies renouvelables s'échelonnent de 4 à 46 g  $\text{éqCO}_2/\text{kWh}$ , alors que pour les combustibles fossiles, elles vont de 469 à 1 001 g  $\text{éqCO}_2/\text{kWh}$  (à l'exclusion des émissions dues aux changements d'affectation des sols). (Figure SPM. 8)
  - **Les systèmes bioénergétiques les plus courants, y compris ceux qui font appel aux biocombustibles liquides, donnent lieu à des réductions des émissions de GES, et la plupart des biocombustibles produits par de nouveaux procédés (également appelés biocombustibles avancés ou de nouvelle génération) permettent des réductions encore plus importantes. Le bilan des GES pourrait subir l'influence des changements d'affectation des sols et de l'évolution correspondante des émissions et des absorptions.** La bioénergie peut contribuer à éviter des émissions de GES émanant des résidus et des déchets présents dans les décharges et des produits connexes; la combinaison de la bioénergie et du captage et du stockage du carbone peut permettre des réductions encore plus importantes (voir la figure SPM.8). Il existe des incertitudes considérables en ce qui concerne les effets des GES liés aux changements de gestion et d'affectation des sols se rapportant aux stocks de carbone. [2.2, 2.5, 9.3.4.1]

- La viabilité de la bioénergie, notamment en fonction des émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie, subit l'influence des pratiques en matière de gestion des ressources en sols et en biomasse.** Les changements dans l'exploitation ou la gestion des sols et des forêts qui, selon un nombre considérable d'études, pourraient résulter *directement* ou *indirectement* de la production de biomasse comme source de combustibles, d'énergie ou de chaleur sont à même de réduire ou d'accroître les stocks de carbone dans le sol. Selon ces mêmes études, il existe des incertitudes considérables quant aux modifications indirectes de ces stocks de carbone qui ne sont pas observables directement, dont la modélisation s'avère complexe et qu'il est difficile d'attribuer à une seule cause. Une gouvernance appropriée de l'utilisation des sols, du zonage et du choix des systèmes de production de biomasse sont des considérations essentielles pour les décideurs. [2.4.5, 2.5.1, 9.3.4, 9.4.4] Des politiques ont été mises en œuvre, qui visent à garantir les avantages de la bioénergie tels que le développement rural, l'amélioration globale de la gestion de l'agriculture et la contribution à l'atténuation des effets des changements climatiques, mais leur efficacité n'a pas été évaluée. [2.2, 2.5, 2.8]



**Figure SPM.8** | Évaluation des émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie (g éqCO<sub>2</sub>/kWh) pour les grandes catégories de technologies de production d'électricité et pour certaines technologies intégrées avec captage et stockage du carbone. L'évolution nette des stocks de carbone liée à l'utilisation des sols (s'appliquant essentiellement à la bioénergie et à l'énergie hydroélectrique issue de réservoirs) et les incidences de la gestion des sols ne sont pas prises en compte. Les estimations négatives<sup>10</sup> concernant la bioénergie sont fondées sur des hypothèses relatives aux émissions évitées en provenance des résidus et déchets présents dans les décharges et des produits connexes. Les références et les méthodes employées pour l'étude sont présentées à l'annexe II. Le nombre d'estimations est supérieur au nombre de références du fait que, dans de nombreuses études, on a envisagé des scénarios multiples. Les chiffres indiqués entre parenthèses ont trait à des références et à des estimations supplémentaires qui ont permis d'évaluer les technologies recourant au captage et au stockage du carbone. Les informations sur la distribution concernent les estimations présentées dans la documentation actuelle sur l'évaluation du cycle de vie, et pas nécessairement les extrêmes théoriques ou pratiques sous-jacents, ainsi que la tendance centrale véritable lorsque l'on considère toutes les conditions de mise en valeur. [Figure 9.8, 9.3.4.1]

<sup>10</sup> Dans le cadre de la terminologie des analyses du cycle de vie présentée dans le Rapport spécial, les « estimations négatives » se rapportent aux émissions évitées. Contrairement au cas de la bioénergie avec captage et stockage du carbone, les émissions évitées ne correspondent pas à la suppression d'une certaine quantité de GES dans l'atmosphère.

- **Les technologies ÉR, et en particulier celles qui ne sont pas fondées sur la combustion, peuvent offrir des avantages en ce qui concerne la pollution de l'air et les problèmes de santé connexes.** [9.3.4.3, 9.4.4.1] Les améliorations apportées en matière d'utilisation de la biomasse traditionnelle peuvent réduire sensiblement la pollution de l'air locale et intérieure (en plus des effets positifs sur les émissions de GES, le déboisement et la dégradation des forêts) et diminuer les répercussions associées sur la santé, surtout chez les femmes et les enfants des pays en développement. [2.5.4, 9.3.4.4]
- **Les disponibilités en eau pourraient influencer sur le choix des technologies ÉR.** Les centrales thermiques traditionnelles refroidies par eau peuvent être particulièrement vulnérables en cas de pénurie d'eau et d'évolution du climat. Dans les endroits où la rareté de l'eau est déjà un problème, des technologies ÉR non thermiques ou des technologies ÉR thermiques faisant appel à un refroidissement par voie sèche peuvent assurer des services énergétiques sans solliciter davantage les ressources en eau. L'énergie hydroélectrique et certains systèmes bioénergétiques dépendent des disponibilités en eau et peuvent aussi bien accroître la concurrence qu'atténuer la rareté de l'eau. De nombreux effets peuvent être atténués par le choix des sites et une planification intégrée. [2.5.5.1, 5.10, 9.3.4.4]
- **Les conditions propres aux sites déterminent la mesure dans laquelle les technologies ÉR se répercutent sur la biodiversité.** Les incidences des ÉR sur la biodiversité peuvent être positives ou négatives. [2.5, 3.6, 4.5, 5.6, 6.5, 9.3.4.6]
- **Les technologies ÉR entraînent peu d'accidents mortels.** Les risques d'accidents dus à ces technologies ne sont pas négligeables, mais la structure souvent décentralisée de ces dernières limite nettement les risques de décès. Cependant, les barrages construits dans le cadre de certains projets hydroélectriques peuvent induire un risque défini selon des facteurs propres aux sites. [9.3.4.7]

## 6. Potentiel d'atténuation et coûts de l'atténuation

**La majorité des 164 scénarios examinés dans le Rapport spécial font état d'un accroissement sensible de la mise en valeur des ÉR d'ici 2030, 2050 et au-delà.**<sup>11</sup> En 2008, la production totale d'ÉR était d'environ 64 EJ/an (12,9 % de l'approvisionnement total en énergie primaire), dont plus de 30 EJ/an provenaient de la biomasse traditionnelle. Plus de la moitié de ces scénarios prévoient, pour 2050, des niveaux de mise en valeur des ÉR supérieurs à 173 EJ/an et, dans certains cas, à 400 EJ/an. (Figure SPM.9) Vu que l'emploi de la biomasse traditionnelle diminue dans la plupart des scénarios, on prévoit une augmentation générale correspondante de la production d'ÉR (à l'exclusion de la biomasse traditionnelle), qui serait multipliée par un chiffre variant approximativement de 3 à plus de 10. La part des ÉR dans l'approvisionnement mondial en énergie primaire varie sensiblement selon les scénarios. Plus de la moitié des scénarios prévoient que les ÉR devraient contribuer pour plus de 17 % à l'approvisionnement en énergie primaire en 2030 et pour plus de 27 % en 2050. Les scénarios les plus optimistes quant à la part des ÉR font état de 43 % en 2030 et de 77 % en 2050. [10.2, 10.3]

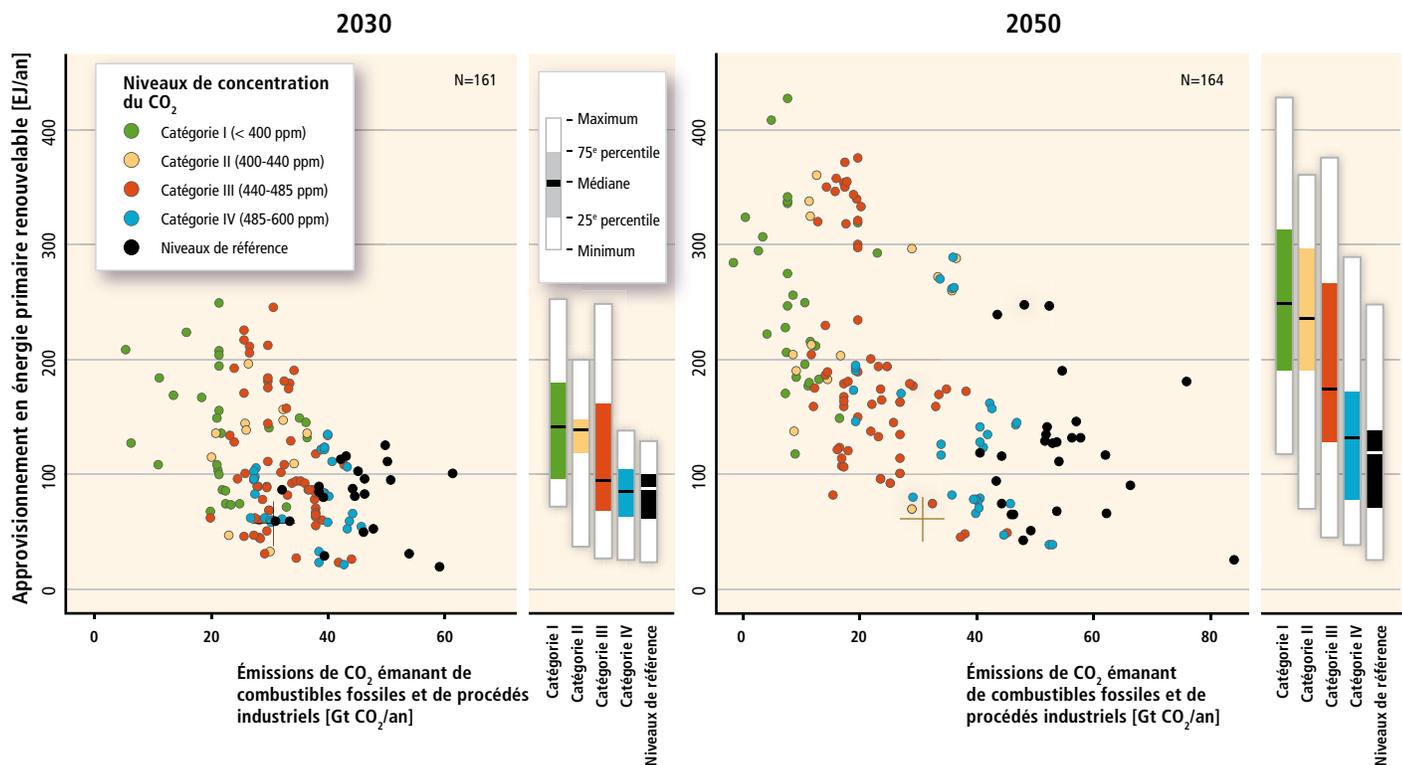
**On peut s'attendre à ce que les ÉR se développent, même dans le cas des scénarios de référence.** La plupart des scénarios de référence font état d'une mise en valeur des ÉR nettement supérieure au niveau de 2008 – 64 EJ/an –, pouvant atteindre 120 EJ/an en 2030. Pour 2050, nombre de scénarios de référence prévoient des niveaux de mise en valeur des ÉR supérieurs à 100 EJ/an, allant dans certains cas jusqu'à 250 EJ/an environ. (Figure SPM.9) Ces niveaux de base résultent d'un ensemble d'hypothèses, dont la croissance continue de la demande de services énergétiques pendant tout le XXI<sup>e</sup> siècle, la capacité des ÉR à faciliter l'accès à l'énergie et une moindre disponibilité des ressources fossiles à long terme. D'autres hypothèses (comme la baisse des coûts et l'amélioration des performances des technologies ÉR) rendent ces technologies de plus en plus compétitives sur le plan économique dans de nombreux cas, même en l'absence d'une politique climatique. [10.2]

**La mise en valeur des ÉR augmente très nettement dans les scénarios à faible concentration de GES en phase de stabilisation.** En moyenne, ces scénarios prévoient une mise en valeur des ÉR plus importante que les scénarios de référence. Toutefois, pour tout objectif à long terme donné concernant la concentration de GES, les scénarios présentent une large gamme de niveaux de mise en valeur des ÉR. (Figure SPM.9) Dans les scénarios prévoyant la stabilisation de la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère à un niveau inférieur à 440 ppm, le niveau médian de mise en valeur des ÉR est de 248 EJ/an en 2050 (139 en 2030), les niveaux les plus élevés atteignant 428 EJ/an en 2050 (252 en 2030). [10.2]

<sup>11</sup> Pour cela, on a étudié 164 scénarios mondiaux établis par 16 modèles intégrés à grande échelle. Bien que l'ensemble des scénarios permette de procéder à une évaluation satisfaisante de l'incertitude, les 164 scénarios étudiés ne constituent pas un échantillon entièrement aléatoire en vue d'une analyse statistique rigoureuse et ne représentent pas toujours l'éventail complet des ÉR (à ce jour, par exemple, l'énergie marine n'est envisagée que dans quelques scénarios). [10.2.2] Pour obtenir une analyse plus précise, on s'est fondé sur un sous-ensemble de quatre scénarios représentatifs sur les 164 scénarios utilisés. Ces quatre scénarios consistent en un scénario de référence sans objectifs précis en matière d'atténuation et en trois scénarios correspondant à divers niveaux de stabilisation du CO<sub>2</sub>. [10.3]

**Nombre de combinaisons de solutions envisageables pour un approvisionnement en énergie à faible intensité de carbone et d'améliorations du rendement énergétique peuvent permettre d'obtenir de faibles niveaux de concentration de GES, les ÉR devenant la principale solution à cet égard d'ici 2050 selon la majorité des scénarios.** Ce vaste éventail de résultats se fonde sur un certain nombre d'hypothèses concernant des facteurs tels que l'évolution des technologies ÉR (y compris la bioénergie avec CSC) et de leurs bases de ressources et des coûts associés; l'intérêt que peuvent présenter pour leur part les autres possibilités d'atténuation (amélioration du rendement énergétique dans les secteurs d'utilisation finale, énergie nucléaire, énergie d'origine fossile avec captage et stockage du carbone, etc.); les modes de consommation et de production; les principaux facteurs de la demande de services énergétiques (y compris la croissance démographique et économique); la capacité d'intégrer des sources d'ÉR variables dans les réseaux électriques; les ressources en combustibles fossiles; les approches stratégiques précises du processus d'atténuation; et les taux d'émissions à atteindre pour parvenir à des niveaux de concentration à long terme donnés. [10.2]

**Selon l'étude des scénarios figurant dans le Rapport spécial, les ÉR disposent d'un vaste potentiel de réduction des émissions de GES.** Quatre scénarios illustratifs indiquent, pour les réductions cumulées d'émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle du globe entre 2010 et 2050, une fourchette comprise entre 220 et 560 Gt CO<sub>2</sub> environ, par comparaison avec des émissions cumulées de CO<sub>2</sub> issues de la combustion de combustibles fossiles et d'origine industrielle d'environ 1 530 Gt prévues pour la même période dans le scénario de référence présenté dans les Perspectives énergétiques mondiales de 2009. L'attribution précise de potentiels d'atténuation aux ÉR dépend du rôle que les scénarios attribuent aux technologies d'atténuation concernées, du comportement de systèmes complexes et, en particulier, des sources d'énergie que les ÉR remplacent. Ainsi, il faut envisager avec toute la prudence voulue l'attribution de potentiels d'atténuation précis aux diverses ÉR. [10.2, 10.3, 10.4]



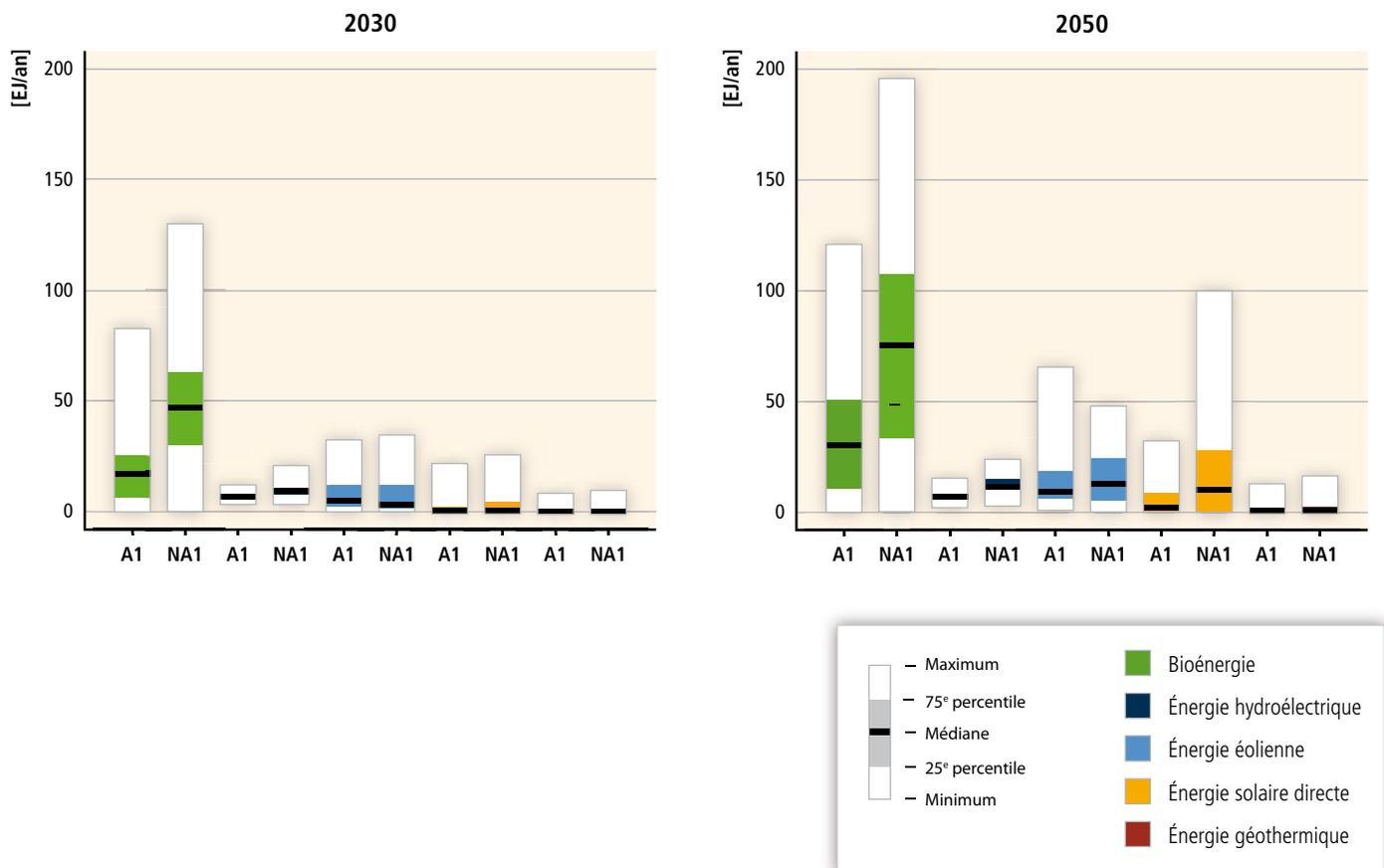
**Figure SPM.9** | Appvisionnement mondial en énergie primaire renouvelable (équivalent direct), d'après 164 scénarios à long terme, par rapport aux émissions de CO<sub>2</sub> d'origine industrielle ou issues de la combustion de combustibles fossiles en 2030 et 2050. Le codage couleur est fondé sur des catégories de niveaux de stabilisation de la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère définies pour correspondre à celles du quatrième Rapport d'évaluation. Les barres situées à droite des nuages de points indiquent les niveaux de mise en valeur des ÉR pour chacune des catégories de concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Les traits noirs épais correspondent aux médianes, les segments de barres colorés, aux intervalles interquartiles (25e au 75e percentile) et les extrémités de la partie blanche des barres, à la fourchette complète pour tous les scénarios étudiés. Les croix grises correspondent à la situation en 2007. [Figure 10.2, 10.2.2.2]

Note: Les résultats pour 2030 indiqués ici sont tirés de 161 scénarios seulement (sur un ensemble complet de 164 scénarios) pour des raisons de communication des données. Si certains niveaux de mise en valeur des ÉR sont inférieurs à ceux d'aujourd'hui, c'est en raison des sorties de modèles et de la disparité des méthodes de prise en compte de la biomasse traditionnelle. On trouvera, dans l'encadré SPM.2, des détails sur l'emploi de la méthode de l'«équivalent direct» pour la détermination de l'approvisionnement en énergie primaire et sur le soin à apporter à l'interprétation des résultats issus des scénarios. On notera que les catégories V et plus ne sont pas incluses et que la catégorie IV voit sa limite supérieure passer de 570 à 600 ppm, du fait que tous les scénarios de stabilisation indiquent des valeurs inférieures à 600 ppm de CO<sub>2</sub> en 2100 et que les scénarios de référence les plus bas atteignent des niveaux de concentration légèrement supérieurs à 600 ppm à l'horizon 2100.

**En général, les scénarios indiquent que la progression des ÉR s'effectuera dans le monde entier.** Bien que la répartition précise de la mise en valeur des ÉR dans les régions varie sensiblement selon les scénarios, ceux-ci s'accordent globalement à prévoir une progression générale de la mise en valeur des ÉR sur le plan mondial. En outre, dans la plupart des scénarios, la mise en valeur totale des ÉR est plus importante à long terme dans le groupe des pays non visés à l'annexe I<sup>12</sup> que dans le groupe de pays visés à cette annexe. (Figure SPM.10) [10.2, 10.3]

**Les scénarios n'indiquent pas de technologie ÉR manifestement prédominante sur le plan mondial. En outre, les potentiels techniques globaux au plan mondial ne limitent pas la contribution future des ÉR.** Bien que la contribution des technologies ÉR varie selon les scénarios, la biomasse moderne, l'énergie éolienne et l'énergie solaire directe représenteront en 2050 les contributions les plus importantes de ces technologies au système énergétique. (Figure SPM.11) Tous les scénarios évalués confirment que les potentiels techniques ne limiteront pas le développement des ÉR sur le plan mondial. Malgré des différences techniques et régionales sensibles dans les quatre scénarios illustratifs, moins de 2,5 % du potentiel technique des ÉR disponible au plan mondial est exploité. [10.2, 10.3]

<sup>12</sup> Les expressions «visés à l'annexe I» et «non visés à l'annexe I» renvoient à des catégories de pays définies dans la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC).

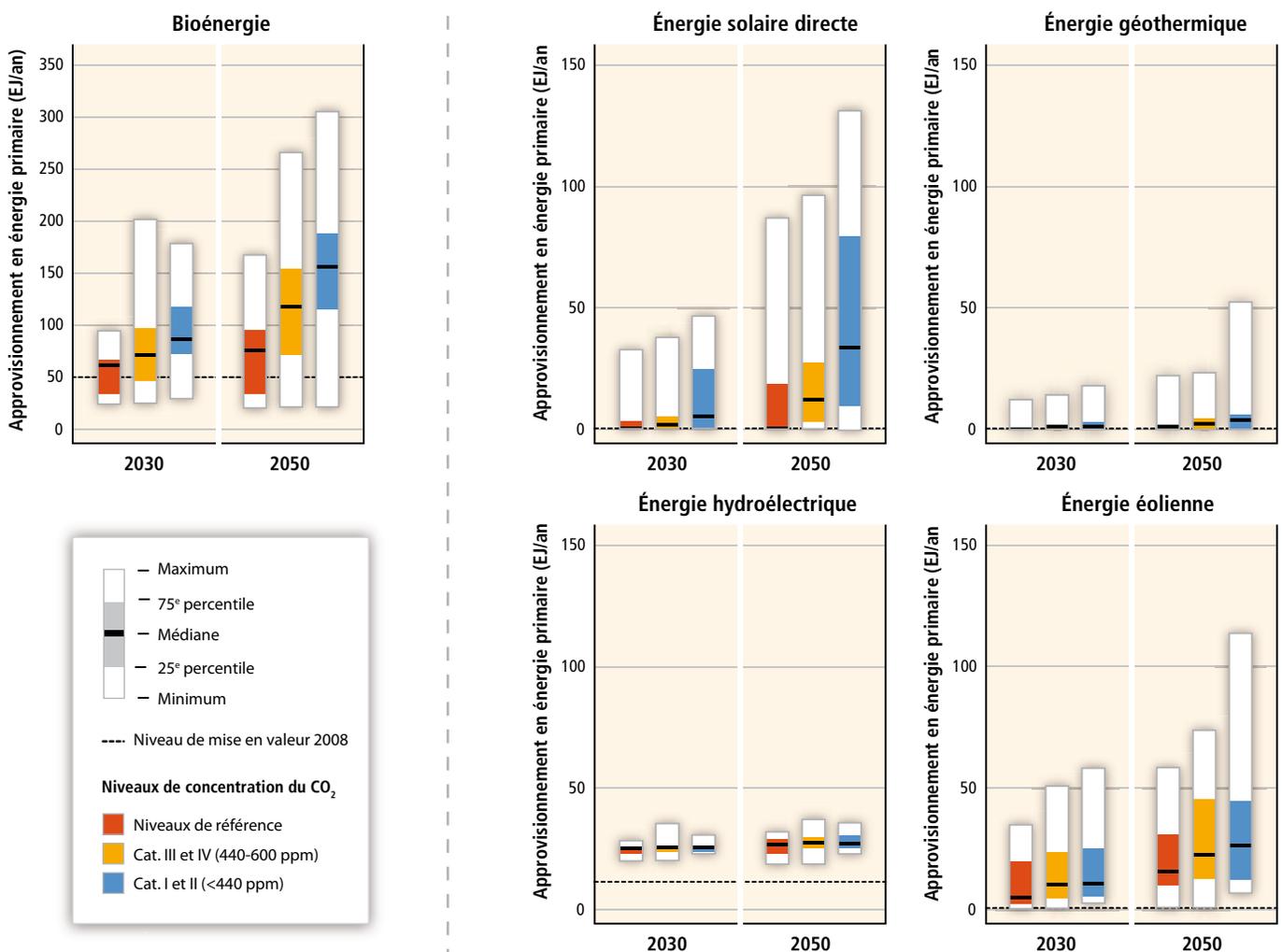


**Figure SPM.10** | Approvisionnement mondial en énergie primaire renouvelable (équivalent direct) par source pour le groupe de pays visés à l'annexe I (A1) et le groupe de pays non visés à l'annexe I (NA1) selon 164 scénarios à long terme à l'horizon 2030 et 2050. Les traits noirs épais correspondent aux médianes, les segments de barres colorés, aux intervalles interquartiles (25e à 75e percentiles) et les extrémités de la partie blanche des barres, à la fourchette complète pour tous les scénarios étudiés. [Figure 10.8, 10.2.2.5]

Note: On trouvera dans l'encadré SPM.2 des détails sur l'emploi de la méthode de l'«équivalent direct» pour déterminer l'approvisionnement en énergie primaire et sur le soin à apporter à l'interprétation des résultats issus des scénarios. Plus précisément, on peut considérer que les fourchettes de l'énergie secondaire issue de la bioénergie, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire directe sont d'une importance comparable dans les scénarios de pénétration les plus favorables pour 2050. L'énergie marine n'est pas présentée ici, du fait que très peu de scénarios prennent en compte cette technologie.

Des études particulières montrent que, si la mise en valeur des ÉR est limitée, les coûts d'atténuation vont augmenter et une stabilisation à une faible concentration de GES risque d'échouer. Un certain nombre d'études se sont intéressées au point de vue des scénarios qui supposent que des contraintes s'exercent sur la mise en valeur des diverses options en matière d'atténuation, y compris les ÉR ainsi que l'énergie nucléaire et l'énergie tirée de la combustion de combustibles fossiles avec captage et stockage du carbone. Il existe des points de désaccord quant à l'ampleur précise des hausses de coûts. [10.2]

Le passage à une économie caractérisée par une faible concentration de GES et une part accrue d'ÉR suppose une augmentation des investissements dans les technologies et l'infrastructure. Selon les quatre scénarios illustratifs analysés en détail dans le Rapport spécial, les investissements cumulés totaux dans les ÉR (uniquement dans le secteur de la production d'énergie) seraient compris entre 1 360 et 5 100 milliards de dollars É.U. de 2005 pour la décennie 2011-2020 et entre 1 490 et



L'approvisionnement en bioénergie s'entend avant conversion

L'approvisionnement en énergie primaire est fondé sur l'énergie secondaire produite

**Figure SPM.11** | Approvisionnement mondial en énergie primaire (équivalent direct) issue de la bioénergie, de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire directe, de l'énergie hydroélectrique et de l'énergie géothermique, regroupé selon diverses catégories de concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère définies conformément aux catégories présentées dans la quatrième Rapport d'évaluation, selon 164 scénarios à long terme à l'horizon 2030 et 2050. Les traits noirs épais correspondent aux médianes, les segments de barres colorés, aux intervalles interquartiles (25e à 75e percentiles) et les extrémités de la partie blanche des barres, à la fourchette complète pour tous les scénarios étudiés. [Extrait de la figure 10.9, 10.2.2.5]

Note: On trouvera dans l'encadré SPM.2 des détails sur l'emploi de la méthode de l'«équivalent direct» pour déterminer l'approvisionnement en énergie primaire et sur le soin à apporter à l'interprétation des résultats issus des scénarios. Plus précisément, on peut considérer que les fourchettes de l'énergie secondaire émanant de la bioénergie, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire directe sont d'une importance comparable dans les scénarios de pénétration les plus favorables pour 2050. L'énergie marine n'est pas présentée ici du fait que très peu de scénarios prennent en compte cette technologie. On notera que les catégories V et plus ne sont pas incluses et que la catégorie IV voit sa limite supérieure passer de 570 à 600 ppm du fait que tous les scénarios de stabilisation indiquent des valeurs inférieures à 600 ppm de CO<sub>2</sub> en 2100 et que les scénarios de référence les plus bas atteignent des niveaux de concentration légèrement supérieurs à 600 ppm en 2100.

7 180 milliards de dollars É.U. de 2005 pour la décennie 2021-2030. Les valeurs basses correspondent au scénario de référence présenté dans les Perspectives énergétiques mondiales de 2009 et les valeurs élevées à un scénario prévoyant la stabilisation de la teneur de l'atmosphère en CO<sub>2</sub> (uniquement) à 450 ppm. Les moyennes annuelles de ces besoins en investissements représentent moins de 1 % du produit intérieur brut (PIB) mondial. Au-delà des différences de conception des modèles utilisés pour étudier ces scénarios, l'écart entre les valeurs extrêmes s'explique principalement par des différences dans la concentration de GES évaluée et par les contraintes imposées sur l'ensemble des technologies d'atténuation envisageables. L'augmentation de la capacité installée des centrales utilisant des ÉR va réduire la quantité de combustibles fossiles et nucléaires qui serait autrement nécessaire pour faire face à une demande donnée d'électricité. Outre les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance et, le cas échéant, des matières premières pour les centrales faisant appel aux ÉR, il faut, pour toute évaluation de la charge économique globale associée à leur application, tenir compte des coûts des combustibles évités ainsi que des coûts d'investissement substitués. Même si l'on ne tient pas compte des coûts évités, la limite inférieure des investissements dans les ÉR évoqués ci-dessus est plus faible que le montant des investissements correspondants indiqués pour 2009. Quant aux valeurs supérieures de la moyenne annuelle des investissements réalisés dans le secteur des ÉR, elles correspondent à peu près à cinq fois la valeur des investissements mondiaux dans ce secteur déclarés pour 2009. [10.5, 11.2.2]

## 7. Politiques, mise en œuvre et financement

**La mise en œuvre d'un nombre croissant de politiques très diverses au sujet des ÉR, motivées par de nombreux facteurs, ont entraîné un développement intensif des technologies ÉR ces dernières années.** [1.4, 11.2, 11.5, 11.6] Les politiques gouvernementales jouent un rôle essentiel dans l'accélération de la mise en valeur de ces technologies. L'accès à l'énergie et le développement économique et social ont été les principaux éléments moteurs dans la plupart des pays en développement, alors que la sûreté des approvisionnements en énergie et les préoccupations environnementales ont joué un rôle primordial dans les pays développés. [9.3, 11.3] Les politiques, axées essentiellement au départ sur l'électricité produite au moyen d'ÉR, englobent désormais le chauffage, le refroidissement et les transports à base d'ÉR. [11.2, 11.5]

Les politiques mises en œuvre en matière de recherche, de développement, de démonstration et de mise en valeur pour les énergies renouvelables permettent d'homogénéiser les règles pour l'ensemble des ÉR. Certaines d'entre elles sont d'ordre réglementaire, comme les tarifs d'alimentation, les quotas, l'accès prioritaire au réseau, les mandats en matière de construction, les exigences de panachage des biocombustibles et les critères de viabilité de la bioénergie. [2.4.5.2, 2.ES, TS.2.8.1] Parmi les autres catégories de politiques figurent les incitations fiscales telles que les politiques fiscales ou les versements publics directs (rabais, subventions, etc.) et les mécanismes de financement publics tels que les prêts et garanties. Des politiques plus générales visant à réduire les émissions de GES, comme les mécanismes de tarification du carbone, peuvent être également favorables aux ÉR.

Les politiques peuvent être axées sur des secteurs d'activité particuliers, être mises en œuvre aux niveaux local, provincial (ou des États), national et, dans certains cas, régional et être complétées par une coopération bilatérale, régionale ou internationale. [11.5]

**Les politiques ont favorisé la multiplication des installations augmentant la capacité des ÉR en contribuant à éliminer divers obstacles.** [1.4, 11.1, 11.4, 11.5, 11.6] Les obstacles à la mise en valeur des ÉR sont les suivants:

- Obstacles institutionnels et stratégiques relatifs à l'industrie, à l'infrastructure et à la réglementation du système énergétique existantes;
- Défaillances du marché, y compris la non-intériorisation des coûts pour l'environnement et la santé, le cas échéant;
- Manque d'informations générales et d'accès aux données concernant la mise en valeur des ÉR et insuffisance des capacités sur le plan technique et sur celui des connaissances;
- Obstacles liés aux valeurs sociétales et personnelles affectant la perception et l'acceptation des technologies ÉR. [1.4, 9.5.1, 9.5.2.1]

**Les investissements publics dans la recherche-développement sont particulièrement efficaces lorsqu'ils sont complétés par d'autres instruments stratégiques, et notamment par des politiques de mise en valeur qui accroissent simultanément la demande de nouvelles technologies.** Prises dans leur ensemble, la recherche-développement et les politiques de mise en valeur créent un cycle de rétroaction positive, qui favorise les investissements du secteur privé. La mise en œuvre rapide de politiques de mise en valeur lors du développement d'une technologie donnée peut accélérer l'apprentissage en stimulant la recherche-développement privée, qui à son tour réduit encore les coûts et incite encore plus à utiliser cette technologie. [11.5.2]

**Il est avéré que certaines politiques ont effectivement la capacité d'accélérer la mise en valeur des ÉR. Cependant, il n'existe pas de politique unique convenant dans tous les cas.** L'expérience montre que différentes politiques ou combinaisons de politiques peuvent être plus efficaces et efficaces selon des facteurs tels que le niveau de maturité technique, les disponibilités en capitaux, la facilité d'intégration dans le système existant et la base locale et nationale de ressources énergétiques renouvelables. [11.5]

- Selon plusieurs études, certains tarifs d'alimentation ont permis de promouvoir l'électricité issue d'ÉR, principalement grâce à la combinaison de prix fixes à long terme ou du versement de primes, de connexions au réseau et de l'achat garanti de toute la production d'électricité à partir d'ÉR. Les politiques de quotas peuvent être efficaces si elles sont conçues de façon à réduire les risques, par exemple grâce à des contrats à long terme. [11.5.4]
- Les gouvernements sont de plus en plus nombreux à recourir à des incitations fiscales pour le chauffage et le refroidissement à partir d'ÉR. L'obligation d'utiliser des moyens de chauffage à partir d'ÉR attire l'attention du fait de sa capacité potentielle d'encourager la croissance indépendamment d'un soutien financier public. [11.5.5]
- Dans le secteur des transports, les mandats concernant les carburants produits à partir d'ÉR et les exigences en matière de mélange sont des facteurs clés du développement de la plupart des entreprises modernes de production de biocarburants. D'autres politiques incluent des versements publics directs ou des réductions d'impôts. Ces politiques ont influé sur le développement des échanges internationaux de biocarburants. [11.5.6]

Il importe de disposer d'une certaine souplesse permettant d'apporter les corrections nécessaires à mesure que les technologies, les marchés et autres facteurs évoluent. Les modalités de la conception et de la mise en œuvre jouent un rôle essentiel dans l'efficacité et l'efficience d'une politique. [11.5] Des cadres réglementaires généraux transparents et dynamiques permettent de réduire les risques liés aux investissements et facilitent la mise en valeur des ÉR et l'évolution des applications à faible coût. [11.5, 11.6]

**Les politiques de «facilitation» favorisent le développement et la mise en valeur des ÉR.** On peut créer un environnement favorable aux ÉR en tenant compte des interactions possibles d'une politique donnée avec d'autres politiques relatives aux ÉR et avec des politiques énergétiques et non énergétiques (concernant par exemple l'agriculture, les transports, la gestion des ressources en eau et l'urbanisme); en permettant à ceux qui développent les ÉR d'obtenir plus facilement les crédits nécessaires et d'implanter sans difficulté leurs projets; en éliminant les obstacles qui s'opposent à l'accès aux réseaux et aux marchés pour les installations et la production d'ÉR; en améliorant l'éducation et la sensibilisation grâce à des initiatives ciblées en matière de communication et de dialogue; et en assurant un transfert de technologie. Par ailleurs, l'existence d'un environnement «facilitant» peut accroître l'efficacité et l'efficience des politiques de promotion des ÉR. [9.5.1.1, 11.6]

**Deux défaillances distinctes du marché justifient un soutien complémentaire des technologies ÉR innovantes à fort potentiel de développement technologique, même s'il existe un marché des émissions (ou une politique générale de tarification des GES).** La première de ces défaillances porte sur le coût externe des émissions de GES. La deuxième concerne le secteur de l'innovation: si des entreprises sous-estiment les avantages futurs des investissements dans l'apprentissage des technologies ÉR ou si elles ne peuvent pas se procurer ces avantages, elles feront des investissements qui ne seront pas optimaux d'un point de vue macroéconomique. Outre les politiques de tarification des GES, les politiques propres aux ÉR peuvent être opportunes d'un point de vue économique si l'on tient compte des possibilités connexes de développement technologique (ou si l'on s'est fixé d'autres objectifs que l'atténuation des effets du climat). Des conséquences potentiellement négatives telles que le blocage, les «fuites» de carbone et les effets de rebond devraient être prises en compte lors de la conception d'un ensemble de politiques. [11.1.1, 11.5.7.3]

**La documentation existante indique que les objectifs à long terme pour les ÉR et la souplesse permettant de tirer les enseignements voulus de l'expérience acquise sont essentiels pour assurer une percée marquée et peu coûteuse des ÉR.** Il faut pour cela concevoir systématiquement des cadres réglementaires généraux qui réduisent les risques et procurent des rendements intéressants pour assurer la stabilité sur une période de temps correspondant aux investissements. Une combinaison appropriée et fiable des moyens d'action, y compris des politiques d'amélioration du rendement énergétique, est encore plus importante si l'infrastructure énergétique est encore en cours de développement et qu'on prévoit que la demande d'énergie augmentera à l'avenir. [11.5, 11.6, 11.7]

## 8. Progrès des connaissances concernant les énergies renouvelables

Les progrès des connaissances scientifiques et techniques devraient conduire à des améliorations des résultats et à des réductions du coût des technologies ÉR. D'autres connaissances concernant les ÉR et leur rôle dans la diminution des émissions de GES doivent être encore acquises dans un certain nombre de secteurs d'envergure, dont les secteurs suivants [pour plus de précisions, voir le tableau 1.1]:

- Coût et calendrier à venir de la mise en valeur des ÉR;
- Potentiel technique réalisable pour les ÉR à toutes les échelles géographiques;
- Problèmes techniques et institutionnels et coût de l'intégration des diverses technologies ÉR dans les systèmes énergétiques et sur les marchés de l'énergie;
- Évaluations d'ensemble des aspects socioéconomiques et environnementaux des technologies ÉR et des autres technologies énergétiques;
- Possibilités de répondre aux besoins des pays en développement grâce à des services viables relatifs aux ÉR;
- Mécanismes réglementaires, institutionnels et financiers permettant la mise en valeur à bas coût des ÉR dans des contextes très divers.

Les connaissances concernant les ÉR et leur potentiel d'atténuation des effets des changements climatiques continuent à progresser. Les connaissances scientifiques actuelles sont importantes et peuvent faciliter le processus de décision [1.1.8].

## Résumé technique

### Auteurs principaux:

Dan Arvizu (États-Unis d'Amérique), Thomas Bruckner (Allemagne), Helena Chum (États-Unis d'Amérique/Brésil), Ottmar Edenhofer (Allemagne), Segen Estefen (Brésil), Andre Faaij (Pays-Bas), Manfred Fischedick (Allemagne), Gerrit Hansen (Allemagne), Gerardo Hiriart (Mexique), Olav Hohmeyer (Allemagne), K. G. Terry Hollands (Canada), John Huckerby (Nouvelle-Zélande), Susanne Kadner (Allemagne), Ånund Killingtveit (Norvège), Arun Kumar (Inde), Anthony Lewis (Irlande), Oswaldo Lucon (Brésil), Patrick Matschoss (Allemagne), Lourdes Maurice (États-Unis d'Amérique), Monirul Mirza (Canada/Bangladesh), Catherine Mitchell (Royaume-Uni), William Moomaw (États-Unis d'Amérique), José Moreira (Brésil), Lars J. Nilsson (Suède), John Nyboer (Canada), Ramon Pichs-Madruga (Cuba), Jayant Sathaye (États-Unis d'Amérique), Janet L. Sawin (États-Unis d'Amérique), Roberto Schaeffer (Brésil), Tormod A. Schei (Norvège), Steffen Schlömer (Allemagne), Kristin Seyboth (Allemagne/États-Unis d'Amérique), Ralph Sims (Nouvelle-Zélande), Graham Sinden (Royaume-Uni/Australie), Youba Sokona (Éthiopie/Mali), Christoph von Stechow (Allemagne), Jan Steckel (Allemagne), Aviel Verbruggen (Belgique), Ryan Wiser (États-Unis d'Amérique), Francis Yamba (Zambie) et Timm Zwickel (Allemagne)

### Éditeurs-réviseurs:

Leonidas O. Girardin (Argentine) et Mattia Romani (Royaume-Uni/Italie)

### Conseiller spécial:

Jeffrey Logan (États-Unis d'Amérique)

### Le présent Résumé technique doit être cité ainsi:

Arvizu, D., T. Bruckner, O. Edenhofer, S. Estefen, A. Faaij, M. Fischedick, G. Hiriart, O. Hohmeyer, K. G. T. Hollands, J. Huckerby, S. Kadner, Å. Killingtveit, A. Kumar, A. Lewis, O. Lucon, P. Matschoss, L. Maurice, M. Mirza, C. Mitchell, W. Moomaw, J. Moreira, L. J. Nilsson, J. Nyboer, R. Pichs-Madruga, J. Sathaye, J. Sawin, R. Schaeffer, T. Schei, S. Schlömer, K. Seyboth, R. Sims, G. Sinden, Y. Sokona, C. von Stechow, J. Steckel, A. Verbruggen, R. Wiser, F. Yamba et T. Zwickel, 2011: Résumé technique. In: Rapport spécial du GIEC sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation des effets des changements climatiques [sous la direction de O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer et C. von Stechow], Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni et New York (État de New York), États-Unis d'Amérique

# Sommaire

<b>1.</b>	<b>Vue d'ensemble des changements climatiques et des énergies renouvelables</b> .....	<b>33</b>
1.1	Contexte .....	33
1.2	Résumé concernant les ressources énergétiques renouvelables et leur potentiel .....	37
1.3	Satisfaction des besoins en matière de services énergétiques et situation actuelle .....	40
1.4	Opportunités, obstacles et problèmes .....	40
1.5	Rôle des politiques, de la recherche-développement, de la mise en valeur et des stratégies de mise en œuvre.....	44
<b>2.</b>	<b>La bioénergie</b> .....	<b>46</b>
2.1	Introduction à la biomasse et à la bioénergie .....	46
2.2	Potentiel des ressources en bioénergie .....	46
2.3	Technologies et applications de la bioénergie .....	48
2.4	Situation mondiale et régionale des marchés et de la mise en valeur à l'échelon industriel .....	49
2.5	Incidences environnementales et sociales .....	50
2.6	Perspectives d'amélioration et d'intégration des technologies .....	53
2.7	Coûts actuels et tendances .....	54
2.8	Niveaux de mise en valeur potentiels .....	56
<b>3.</b>	<b>Énergie solaire directe</b> .....	<b>60</b>
3.1	Introduction .....	60
3.2	Potentiel de la ressource .....	60
3.3	Technologies et applications .....	60
3.4	Situation du marché mondial et régional et utilisation industrielle .....	63
3.5	Intégration dans un système énergétique élargi .....	65
3.6	Impacts environnementaux et sociaux .....	66

3.7	Perspectives en matière d'améliorations technologiques et d'innovations .....	67
3.8	Tendances en matière de coûts .....	68
3.9	Mise en valeur potentielle.....	71
<b>4.</b>	<b>L'énergie géothermique .....</b>	<b>73</b>
4.1	Introduction.....	73
4.2	Potentiel de la ressource.....	73
4.3	Technologies et applications.....	74
4.4	Situation du marché mondial et régional et évolution de l'industrie .....	74
4.5	Impacts environnementaux et sociaux.....	76
4.6	Perspectives en matière d'amélioration, d'innovation et d'intégration des technologies .....	77
4.7	Tendances en matière de coûts .....	78
4.8	Potentiel de mise en valeur .....	80
<b>5.</b>	<b>L'énergie hydroélectrique .....</b>	<b>80</b>
5.1	Introduction.....	80
5.2	Potentiel des ressources .....	80
5.3	Technologie et applications.....	82
5.4	Situation mondiale et régionale du marché et développement de l'industrie.....	82
5.5	Intégration dans des systèmes énergétiques plus vastes.....	83
5.6	Incidences écologiques et sociales.....	84
5.7	Perspectives d'amélioration et d'innovation des technologies .....	85
5.8	Tendances en matière de coûts .....	86

5.9	Potentiel de mise en valeur .....	87
5.10	Intégration dans des systèmes de gestion des ressources en eau .....	87
<b>6.</b>	<b>L'énergie marine</b> .....	<b>88</b>
6.1	Introduction .....	88
6.2	Potentiel énergétique .....	89
6.3	Technologies et applications .....	90
6.4	État du marché et développement du secteur à l'échelle mondiale et régionale .....	92
6.5	Incidences sur la société et l'environnement .....	93
6.6	Perspectives d'amélioration, d'innovation et d'intégration technologiques .....	94
6.7	Évolution des coûts .....	95
6.8	Potentiel de mise en valeur .....	95
<b>7.</b>	<b>L'énergie éolienne</b> .....	<b>95</b>
7.1	Introduction .....	95
7.2	Potentiel .....	96
7.3	Technologie et applications .....	97
7.4	État du marché et développement du secteur à l'échelle mondiale et régionale .....	98
7.5	Problèmes à court terme concernant l'intégration au réseau .....	99
7.6	Conséquences environnementales et sociales .....	100
7.7	Perspectives d'améliorations et d'innovations technologiques .....	101
7.8	Évolution des coûts .....	103
7.9	Potentiel de mise en valeur .....	104

<b>8.</b>	<b>Intégration des énergies renouvelables dans les systèmes énergétiques actuels et à venir</b> ..	<b>104</b>
8.1	Introduction.....	104
8.2	Intégration des énergies renouvelables dans les systèmes d'alimentation électrique .....	107
8.3	Intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de chauffage et de refroidissement.....	111
8.4	Intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution de gaz .....	112
8.5	Intégration des énergies renouvelables dans les combustibles liquides .....	113
8.6	Intégration des énergies renouvelables dans les systèmes autonomes .....	113
8.7	Les secteurs d'utilisation finale: éléments stratégiques pour trouver des voies de transition .....	114
<b>9.</b>	<b>Les énergies renouvelables dans le contexte d'un développement durable</b> .....	<b>120</b>
9.1	Introduction.....	120
9.2	Interactions du développement durable et des énergies renouvelables .....	120
9.3	Incidences sociales, environnementales et économiques: évaluation mondiale et régionale.....	120
9.4	Incidences des voies de développement durable sur les énergies renouvelables .....	127
9.5	Obstacles aux énergies renouvelables et possibilités offertes par ces énergies dans le cadre d'un développement durable... ..	129
9.6	Synthèse, lacunes dans les connaissances et besoins futurs en matière de recherche.....	130
<b>10.</b>	<b>Potentiel et coûts des mesures d'atténuation</b> .....	<b>131</b>
10.1	Introduction.....	131
10.2	Synthèse des scénarios d'atténuation pour différentes stratégies en matière d'énergies renouvelables .....	131
10.3	Évaluation de scénarios d'atténuation représentatifs pour différentes stratégies en matière d'énergies renouvelables ...	134
10.4	Courbes des coûts régionaux des mesures d'atténuation fondées sur la mise en valeur des sources d'énergie renouvelable ..	138
10.5	Coûts de la commercialisation et de l'utilisation.....	141
10.6	Coûts et avantages sociaux et environnementaux .....	146

<b>11.</b>	<b>Politiques, financement et mise en œuvre</b> .....	<b>147</b>
11.1	Introduction.....	147
11.2	Tendances actuelles sur le plan des politiques, du financement et des investissements.....	148
11.3	Éléments moteurs clés, opportunités et avantages.....	150
11.4	Obstacles à l'adoption de politiques en matière d'énergies renouvelables, à leur mise en œuvre et à leur financement ..	150
11.5	Expérience concernant les options en matière de politiques et évaluation.....	150
11.6	Conditions favorables et questions régionales.....	155
11.7	Évolution structurelle.....	158

# 1. Vue d'ensemble des changements climatiques et des énergies renouvelables

## 1.1 Contexte

Toutes les sociétés ont besoin de services énergétiques pour répondre aux besoins humains fondamentaux (éclairage, cuisson des aliments, confort des espaces, mobilité, communications, etc.) et pour assurer les processus de production. Aux fins d'un développement durable, la prestation de services énergétiques doit être assurée sans incidences néfastes sur l'environnement. Un développement économique et social durable exige un accès sûr et peu coûteux aux ressources énergétiques nécessaires pour fournir des services énergétiques essentiels et viables. Cela peut conduire à l'application de différentes stratégies à diverses étapes du développement économique. Pour ne pas nuire à l'environnement, les services énergétiques doivent avoir de faibles incidences sur le milieu et entraîner peu d'émissions de gaz à effet de serre (GES). Toutefois, selon le quatrième Rapport d'évaluation du GIEC, les combustibles fossiles représentaient 85 %<sup>1</sup> de l'énergie primaire totale en 2004 tout comme en 2008. En outre, la combustion de combustibles fossiles était à l'origine de 56,6 % de l'ensemble des émissions de GES d'origine humaine (éqCO<sub>2</sub>)<sup>2</sup> en 2004. [1.1.1, 9.2.1, 9.3.2, 9.6, 11.3]

Les sources d'énergie renouvelable (ÉR) jouent un rôle dans la prestation durable de services énergétiques et, en particulier, dans l'atténuation des effets du changement climatique. Le présent Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation des effets des changements climatiques étudie l'apport et le potentiel actuels des sources d'ÉR à la prestation de services énergétiques en vue d'un développement économique et social durable. Il inclut des évaluations des ressources et des technologies disponibles pour ce qui concerne les ER, des coûts et des avantages connexes, des obstacles qui s'opposent à leur application à grande échelle et des besoins en matière d'intégration, des scénarios futurs et des politiques envisageables. Il présente en particulier des informations à l'intention des décideurs, du secteur privé et de la société civile à propos des points suivants:

- Recensement des ressources énergétiques renouvelables et des technologies disponibles et incidences des changements climatiques sur ces ressources [chapitres 2 à 7];
- État actuel des technologies et du marché, perspectives et rythme prévu de mise en place [chapitres 2 à 7 et 10];
- Options et contraintes de l'intégration dans le système d'approvisionnement en énergie et d'autres marchés, y compris le stockage de l'énergie, les modes de transport, l'intégration dans les systèmes existants et autres options [chapitre 8];
- Liens entre la croissance des ER, les opportunités et le développement durable [chapitre 9];
- Répercussions sur la sûreté de l'approvisionnement énergétique [chapitre 9];

- Coûts, avantages, risques et incidences économiques et environnementaux de la mise en valeur des ER [chapitres 9 et 10];
- Potentiel d'atténuation des ressources énergétiques renouvelables [chapitre 10];
- Scénarios démontrant comment on peut accélérer la mise en valeur de façon durable [chapitre 10];
- Renforcement des capacités, transfert de technologie et financement [chapitre 11];
- Options stratégiques, résultats et conditions d'efficacité [chapitre 11].

Le Rapport comprend 11 chapitres. Le chapitre 1 présente les ER et les changements climatiques, les chapitres 2 à 7 donnent des informations sur six technologies faisant appel aux ER et les chapitres 8 à 11 portent sur des questions d'intégration (figure TS.1.1). Le Rapport indique le degré d'incertitude, le cas échéant<sup>3</sup>. Le présent Résumé technique donne un aperçu du Rapport, dont il résume les principales conclusions.

Le Résumé technique ayant à peu près la même structure que le Rapport complet, les références aux divers chapitres et sections concernés sont indiquées par les numéros des chapitres et sections correspondants placés entre crochets. On trouvera à l'annexe I une explication des termes, des abréviations et des symboles chimiques utilisés dans le présent résumé; à l'annexe II, les conventions et les méthodes utilisées pour déterminer les coûts, l'énergie primaire et d'autres éléments à analyser; et à l'annexe III, des informations sur le coût moyen actualisé des ER.

Les émissions de GES associées à la prestation de services énergétiques sont une cause majeure d'évolution du climat. Le quatrième Rapport d'évaluation a conclu que «la plus grande partie de l'augmentation observée de la température moyenne mondiale depuis la moitié du XXe siècle est très probablement imputable à l'accroissement observé de la concentration de GES d'origine humaine». Depuis la publication de ce rapport, cette concentration a continué de croître jusqu'à dépasser, fin 2010, 390 ppm de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), soit 39 % au-dessus des niveaux préindustriels. Depuis 1850 environ, l'exploitation mondiale de combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz) a augmenté jusqu'à assurer l'essentiel de l'approvisionnement en énergie, ce qui a entraîné un accroissement rapide des émissions de CO<sub>2</sub> [figure 1.6]. La quantité de carbone présent dans les réserves et ressources de combustibles fossiles non encore brûlées [figure 1.7] a le potentiel, s'il est brûlé dans les siècles à venir, de rejeter de fortes quantités de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère qui dépasseraient les valeurs extrêmes de tous les scénarios envisagés dans le quatrième Rapport d'évaluation [figure 1.5] ou dans le chapitre 10 du présent Rapport. [1.1.3, 1.1.4]

Malgré l'important processus de décarbonisation associé, la grande majorité des projections en cas de non-intervention indiquent, pour 2100, des émissions beaucoup plus élevées qu'en 2000, donnant lieu à une concentration croissante de GES et, partant, à une augmentation de la température moyenne du globe. Pour éviter de telles répercussions défavorables des changements climatiques sur les ressources en eau, les écosystèmes, la sécurité alimentaire, la santé et

<sup>1</sup> Le quatrième Rapport d'évaluation parle de 80 %, pourcentage qui a été converti par suite du remplacement de la méthode du contenu physique pour la comptabilité de l'énergie par la méthode de l'équivalent direct, qui est utilisée dans le présent rapport. On trouvera des détails sur la méthodologie employée dans la section 1.1.9 et l'annexe II (section A.II.4).

<sup>2</sup> Les apports d'autres sources et/ou gaz sont les suivants: CO<sub>2</sub> émanant du déboisement, de la décomposition de la biomasse, etc. (17,3 %); CO<sub>2</sub> émanant d'autres sources (2,8 %); CH<sub>4</sub> (14,3 %); N<sub>2</sub>O (7,9 %); et gaz fluorés (1,1 %).

<sup>3</sup> Le Rapport prend en compte l'incertitude, par exemple en montrant les résultats d'analyses de sensibilité et en présentant quantitativement les fourchettes des coûts et des résultats des scénarios. Le Rapport n'emploie pas la terminologie officielle du GIEC concernant l'incertitude, car au moment de son approbation, les indications relatives à l'incertitude étaient en cours de révision.

## Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation des effets des changements climatiques

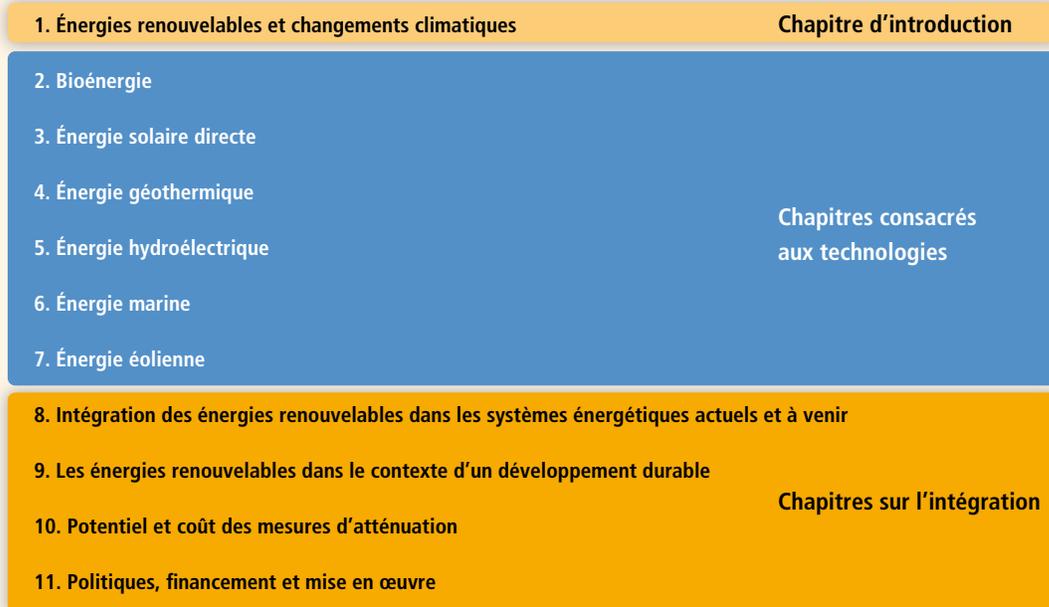


Figure TS.1.1 | Structure du Rapport. [Figure 1.1]

les populations côtières, avec des changements abrupts et potentiellement irréversibles pour le système climatique, les accords de Cancún préconisent une limitation de la hausse de la température moyenne à l'échelle du globe à un maximum de 2 °C au-dessus des valeurs préindustrielles et conviennent d'envisager de limiter cette hausse à 1,5 °C. Pour être sûr que la hausse de la température à l'équilibre n'excède pas 2 à 2,4 °C, la concentration de GES dans l'atmosphère devrait être stabilisée entre 445 et 490 ppm  $\text{eqCO}_2$ . Cela suppose que, d'ici 2050, les émissions mondiales de  $\text{CO}_2$  diminuent de 50 à 85 % par rapport aux niveaux de 2000 et qu'elles commencent à décroître (au lieu de continuer à augmenter comme maintenant) en 2015 au plus tard. [1.1.3]

Afin de mettre au point des stratégies de réduction des émissions de  $\text{CO}_2$ , on peut employer l'équation de Kaya pour décomposer les émissions de  $\text{CO}_2$  liées à l'énergie en quatre facteurs: 1) la population, 2) le produit intérieur brut (PIB) par habitant, 3) l'intensité énergétique (l'approvisionnement en énergie primaire total (AÉPT)) par rapport au PIB) et 4) l'intensité en carbone (émissions de  $\text{CO}_2$  par rapport à l'AÉPT). [1.1.4]

$$\text{Émissions de } \text{CO}_2 = \text{population} \times (\text{PIB}/\text{population}) \times (\text{AÉPT}/\text{PIB}) \times (\text{CO}_2/\text{AÉPT})$$

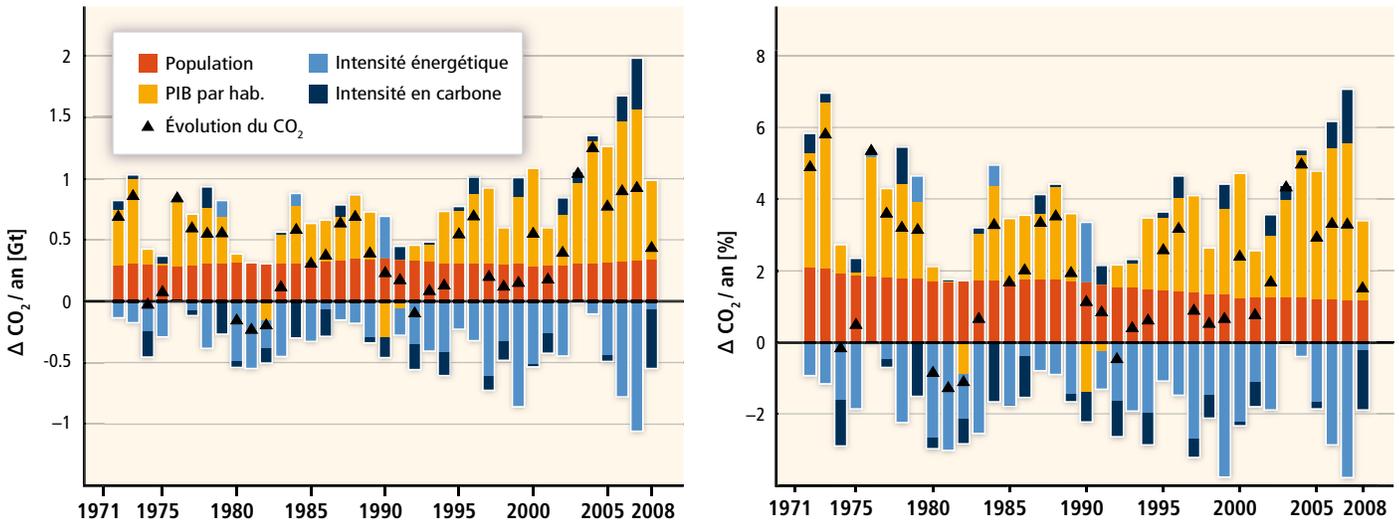
L'évolution annuelle de ces quatre éléments est illustrée à la figure TS.1.2. [1.1.4]

Alors que le PIB par habitant et la croissance démographique sont les facteurs qui ont eu l'effet le plus important sur l'augmentation des émissions au cours des décennies précédentes, la diminution de l'intensité énergétique a sensiblement ralenti cette augmentation de 1971 à 2008. Par le passé, l'intensité en carbone a chuté grâce à l'amélioration du rendement énergétique, au passage du charbon

au gaz naturel et au développement de l'énergie nucléaire dans les années 70 et 80, impulsé en particulier par les pays visés à l'annexe I<sup>4</sup>. Ces dernières années (2000 à 2007), l'augmentation de l'intensité en carbone a été due essentiellement à l'usage accru du charbon dans les pays développés et en développement, bien que l'emploi du charbon et du pétrole ait légèrement diminué depuis 2007. En 2008, cette tendance s'est inversée en raison de la crise financière. Depuis le début des années 2000, l'approvisionnement en énergie s'est caractérisé par une plus grande intensité en carbone, ce qui a amplifié l'augmentation résultant de la croissance du PIB par habitant. [1.1.4]

Sur le plan mondial, on estime que les ÉR ont représenté, en 2008, 12,9 % des 492 EJ correspondant à l'approvisionnement total en énergie primaire. La source d'ÉR la plus importante a été la biomasse (10,2 %), la majorité (environ 60 %) des combustibles issus de la biomasse ayant servi à des applications traditionnelles – cuisson des aliments et chauffage dans les pays en développement –, bien que l'utilisation de la biomasse moderne ait augmenté rapidement<sup>5</sup>. L'énergie hydroélectrique a représenté 2,3 % des ÉR, alors que les autres sources d'ÉR ont représenté 0,4 % (figure TS.1.3). En 2008, les ÉR ont contribué pour environ 19 % à l'approvisionnement mondial en électricité (énergie hydroélectrique: 16 %; autres sources d'ÉR: 3 %). [1.1.5]

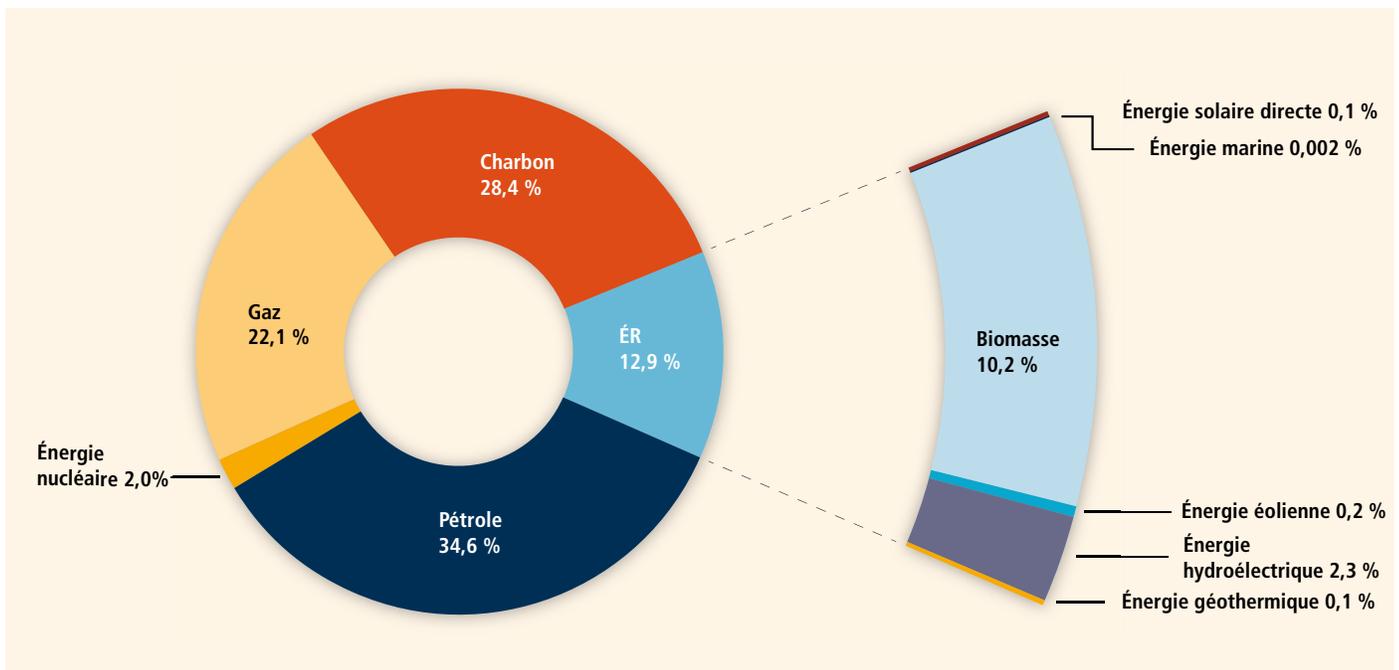
La mise en valeur des ÉR a progressé rapidement ces dernières années. Dans la plupart des cas, l'augmentation de la part des ÉR dans l'éventail des sources d'énergie va exiger des politiques destinées à stimuler cette évolution du



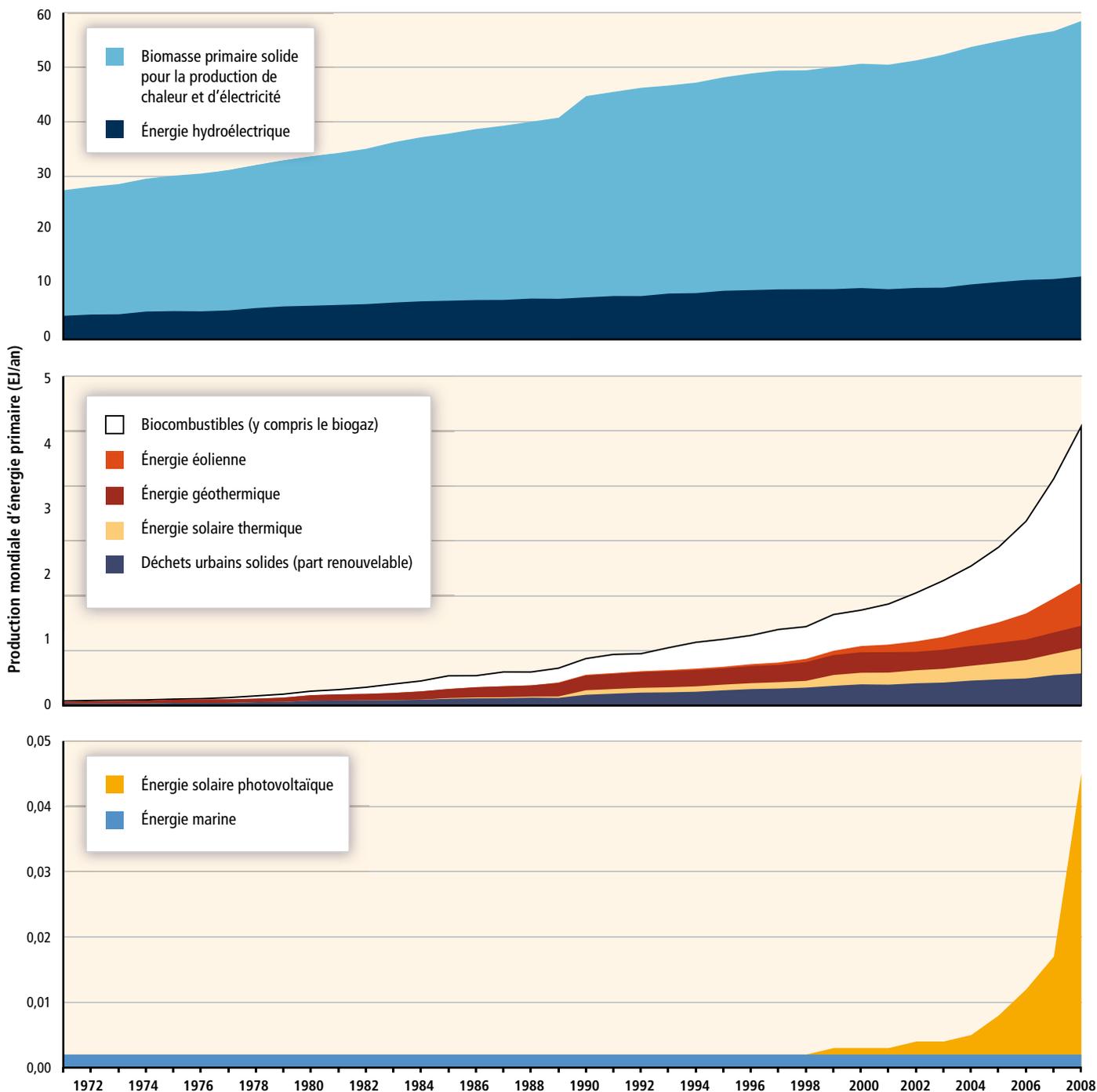
**Figure TS.1.2** | Décomposition de l'évolution annuelle absolue (à gauche) et du taux annuel de croissance (à droite) des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie selon les facteurs de l'équation de Kaya: population (rouge), PIB par habitant (orange), intensité énergétique (bleu clair) et intensité en carbone (bleu foncé) de 1971 à 2008. Les couleurs indiquent les changements qui se produiraient sous l'effet de chaque facteur pris isolément, les autres facteurs restant constants. Les changements annuels totaux sont indiqués par un triangle noir. [Figure 1.8]

système énergétique. Les politiques gouvernementales, la diminution du coût de nombreuses technologies concernant les énergies renouvelables (ou technologies ÉR), l'évolution du prix des combustibles fossiles et d'autres facteurs ont contribué à l'augmentation continue de l'emploi des ÉR. Si la part des ÉR reste relativement modeste, leur développement s'est accéléré au cours des dernières années, comme l'indique la figure TS.1.4. En 2009, malgré les problèmes financiers mondiaux, la capacité en matière d'ÉR a continué de croître rapidement: énergie éolienne (32 %, 38 GW de plus), énergie hydroélectrique (3 %, 31 GW de plus), énergie photovoltaïque reliée au réseau (53 %, 7,5 GW de plus), énergie géothermique (4 %, 0,4 GW de plus) et énergie solaire pour la production d'eau

chaude et le chauffage (21 %, 31 GW<sub>th</sub> de plus). Les biocarburants ont représenté 2 % de la demande mondiale de carburants pour les transports routiers en 2008 et près de 3 % en 2009. La production annuelle d'éthanol est passée à 1,6 EJ (76 milliards de litres) fin 2009 et la production de biogazole à 0,6 EJ (17 milliards de litres). Sur les 300 GW environ de capacité supplémentaire de production d'électricité relevée mondialement de 2008 à 2009, 140 GW environ provenaient des ÉR. Collectivement, les pays en développement disposent de 53 % de la capacité mondiale de production d'électricité provenant d'ÉR (y compris toutes les formes d'énergie hydroélectrique), la Chine ayant accru davantage sa capacité de production d'ÉR que tout autre pays en 2009. Les États-Unis d'Amérique et le Brésil



**Figure TS.1.3** | Proportion des diverses sources d'énergie dans l'approvisionnement mondial total en énergie primaire en 2008 (492 EJ). La biomasse moderne représente 38 % de la part totale de la biomasse. [Figure 1.10]



**Figure TS.1.4** | Évolution historique de la production mondiale d'énergie primaire émanant de sources d'énergie renouvelable de 1971 à 2008. [Figure 1.12]

Note: Les technologies renvoient à des unités verticales distinctes à des fins de présentation uniquement. Les données sous-jacentes à la figure ont été converties selon la méthode de l'«équivalent direct» pour prendre en compte la production d'énergie primaire [1.1.9, annexe II.4], sauf que le contenu énergétique des biocombustibles est indiqué selon l'énergie secondaire (la biomasse primaire utilisée pour produire des biocombustibles étant plus élevée en raison de pertes lors de la conversion) [2.3, 2.4].

ont produit respectivement 54 et 35 % du bioéthanol produit mondialement en 2009, alors que la Chine occupait la première place en matière d'utilisation d'eau chaude solaire. Fin 2009, les ÉR utilisées pour la production d'eau chaude et le chauffage incluaient la biomasse moderne (270 GW<sub>th</sub>), l'énergie solaire (180 GW<sub>th</sub>) et l'énergie géothermique (60 GW<sub>th</sub>). L'emploi des ÉR (à l'exclusion de la biomasse traditionnelle) pour répondre aux besoins en énergie des zones rurales a également augmenté, incluant des centrales hydroélectriques à petite échelle, diverses solutions faisant appel à la biomasse moderne et des systèmes

photovoltaïques, éoliens ou hybrides associant de multiples technologies au niveau des ménages ou des villages. [1.1.5]

Il existe de nombreux moyens de réduire les émissions de GES émanant du système énergétique tout en fournissant les services énergétiques souhaités. On a recensé, dans le quatrième Rapport d'évaluation, diverses façons de diminuer les émissions émanant de sources d'énergie qui retiennent la chaleur tout en fournissant des services énergétiques requis [1.1.6]:

- Améliorer l'efficacité de la conversion, du transport et de la distribution de l'énergie côté offre, notamment en combinant production de chaleur et d'électricité;
- Améliorer l'efficacité côté demande dans les secteurs et applications appropriés (bâtiments, procédés industriels et agricoles, transports, chauffage, refroidissement, éclairage, etc.);
- Passer des vecteurs énergétiques gros producteurs de GES tels que le charbon et le pétrole à des vecteurs énergétiques faibles producteurs de GES tels que le gaz naturel, les combustibles nucléaires et les sources d'ÉR;
- Recourir au captage et au stockage du carbone pour éviter que le CO<sub>2</sub> issu de la postcombustion ou de procédés industriels se propage dans l'atmosphère, cette technologie offrant la possibilité d'éliminer le CO<sub>2</sub> de l'atmosphère lorsque la biomasse est traitée, par exemple par combustion ou fermentation;
- Changer de comportement de façon à mieux gérer l'exploitation de l'énergie ou à utiliser moins de biens et de services à forte intensité de carbone et d'énergie.

À l'avenir, la part des applications des ÉR va dépendre fortement des objectifs en matière d'atténuation des effets des changements climatiques, de l'importance des services énergétiques nécessaires et des besoins résultants en matière d'énergie, ainsi que de leurs avantages relatifs dans l'éventail des technologies peu ou pas gourmandes en carbone (figure TS.1.5). Une évaluation globale de l'ensemble des mesures d'atténuation envisageables nécessiterait une évaluation de leur potentiel d'atténuation respectif, des risques associés, de leur coût et de leur contribution à un développement durable. [1.1.6]

Pour établir un objectif de protection du climat sous forme d'évolution admissible de la température moyenne à la surface du globe, il faut en gros définir une limite correspondante de la concentration de GES avec un bilan associé du

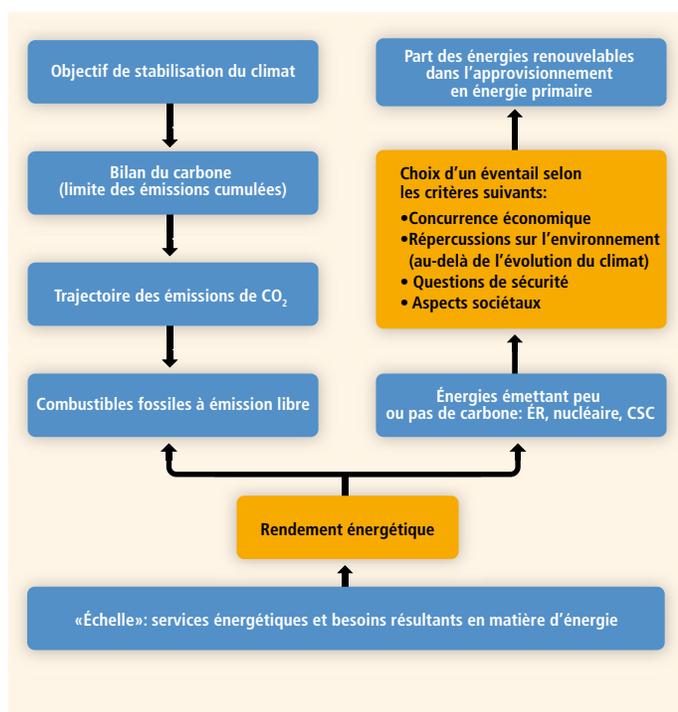


Figure TS.1.5 | Rôle des énergies renouvelables dans l'éventail des options d'atténuation émettant peu ou pas de carbone (description qualitative). [Figure 1.14]

CO<sub>2</sub> et la trajectoire ultérieure des émissions en fonction du temps, ce qui permet alors de définir la quantité admissible de combustibles fossiles rejetant librement des émissions. La contribution complémentaire d'énergies à émission de carbone faible ou nulle à l'approvisionnement en énergie primaire subit l'influence de l'«échelle» des services énergétiques requis. [1.1.6]

Comme de nombreuses solutions à bas prix visant à améliorer le rendement énergétique global sont déjà intégrées dans les scénarios ne supposant aucune intervention, les possibilités supplémentaires de réduire l'intensité énergétique afin d'atténuer les effets des changements climatiques sont limitées. Pour qu'on atteigne des objectifs ambitieux en matière de protection du climat, les seules améliorations du rendement énergétique ne suffisent pas, et il faut mettre en œuvre d'autres technologies émettant peu ou pas de carbone. La part des ÉR dans cet éventail des technologies à faible émission de carbone dépend largement de la concurrence économique entre ces technologies, d'une comparaison de la charge environnementale relative (au-delà de l'évolution du climat) qui leur est associée ainsi que des questions de sécurité et des aspects sociétaux (figure TS.1.5). [1.1.6]

Il existe déjà un vaste ensemble de connaissances scientifiques concernant les ÉR et leur contribution possible aux objectifs de réduction des émissions de GES, qui sont réunies et évaluées dans le présent rapport. Toutefois, compte tenu notamment de la variabilité des ÉR selon l'endroit considéré, de la diversité des technologies ÉR, des besoins multiples en matière de services énergétiques que ces technologies peuvent satisfaire au stade de l'utilisation finale, de l'ensemble des marchés et dispositions réglementaires régissant leur intégration et de la complexité des changements de système énergétique, les connaissances concernant les ÉR et leur potentiel d'atténuation des effets des changements climatiques continuent de progresser. D'autres connaissances concernant les ÉR et leur rôle possible dans la réduction des émissions de GES doivent être encore acquises dans un certain nombre de secteurs d'envergure [1.1.8]:

- Coût et calendrier à venir de la mise en valeur des ÉR;
- Potentiel technique réalisable pour les ÉR à toutes les échelles géographiques;
- Problèmes techniques et institutionnels et coût de l'intégration des diverses technologies ÉR dans les systèmes énergétiques et sur les marchés de l'énergie;
- Évaluations d'ensemble des aspects socioéconomiques et environnementaux des technologies ÉR et des autres technologies énergétiques;
- Possibilités de répondre aux besoins des pays en développement grâce à des services viables concernant les ÉR;
- Mécanismes réglementaires, institutionnels et financiers permettant la mise en valeur à bas coût des ÉR dans des contextes très divers.

Bien qu'on en sache déjà beaucoup dans chacun de ces secteurs, comme en fait état le présent rapport, des recherches et une expérience complémentaires permettraient de réduire encore les incertitudes et de faciliter ainsi la prise de décision concernant l'emploi des ÉR pour atténuer les effets du changement climatique. [1.1.6]

## 1.2 Résumé concernant les ressources énergétiques renouvelables et leur potentiel

Par énergie renouvelable, on entend toute forme d'énergie d'origine solaire, géophysique ou biologique qui se reconstitue par des processus naturels à un rythme

égal ou supérieur à son taux d'utilisation. L'énergie renouvelable est obtenue à partir des flux d'énergie continus ou répétitifs qui se produisent dans le milieu naturel et comprend des ressources telles que la biomasse, l'énergie solaire, l'énergie géothermique, l'énergie hydroélectrique, les marées et les vagues, l'énergie thermique des océans et l'énergie éolienne. Il est possible toutefois d'exploiter la biomasse plus vite qu'elle ne se renouvelle ou d'extraire de la chaleur d'un gisement géothermique plus vite que les flux de chaleur ne peuvent le reconstituer. Par ailleurs, le taux d'utilisation de l'énergie solaire directe n'a aucune incidence sur le rythme auquel elle atteint la Terre. Les combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) ne répondent pas à cette définition du fait qu'ils ne se renouvellent pas dans un délai suffisamment court par rapport à leur taux d'utilisation. [1.2.1]

Il existe un processus en plusieurs étapes par lequel l'énergie primaire est convertie en vecteur d'énergie, puis en service énergétique. Les technologies ÉR sont diverses et peuvent répondre à l'ensemble des besoins en matière de services énergétiques. Divers types d'ÉR peuvent fournir de l'électricité, de l'énergie thermique et de l'énergie mécanique et produire des combustibles susceptibles de satisfaire de nombreux besoins en matière de services énergétiques. La figure TS.1.6 illustre les processus de transformation en plusieurs étapes. [1.2.1]

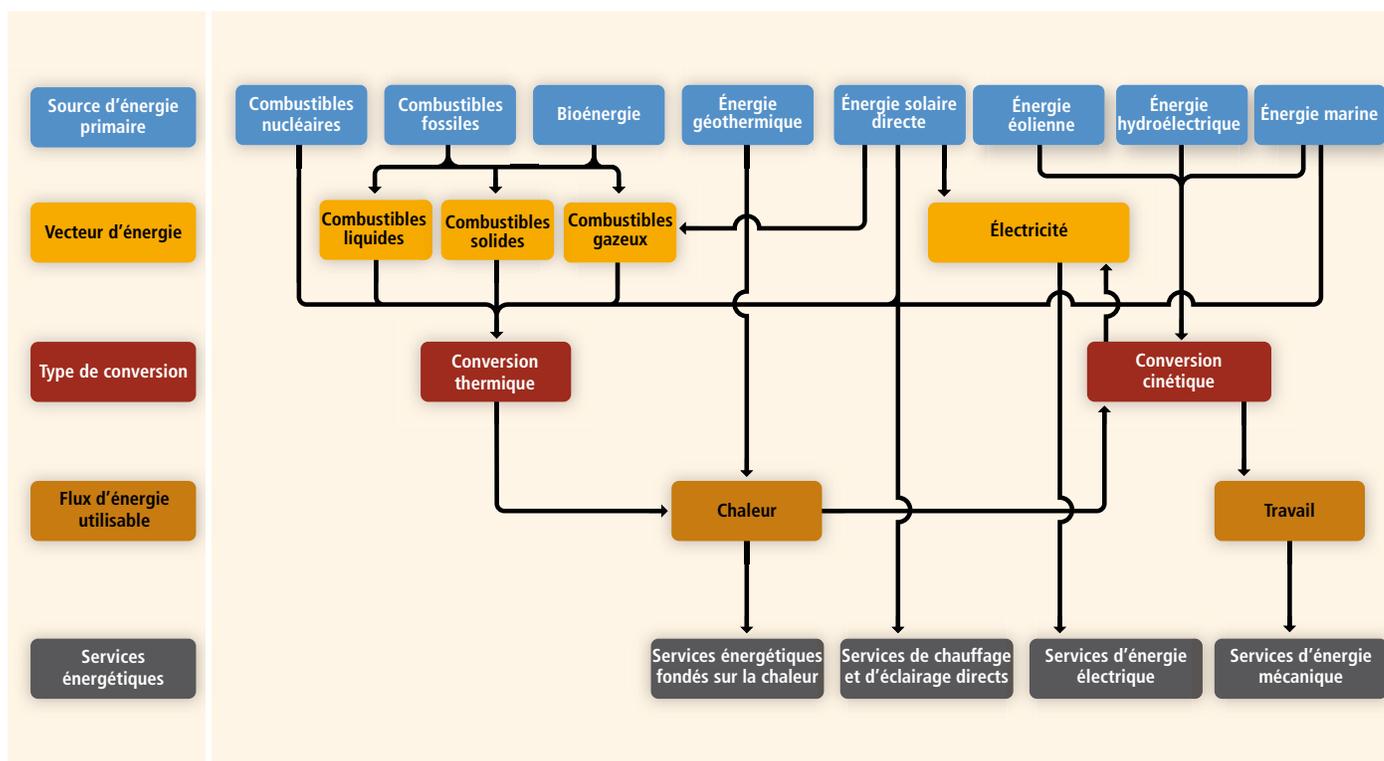
Comme c'est de services énergétiques et non d'énergie dont ont besoin les populations, le processus devrait être géré d'une façon efficace, ce qui exige une moindre consommation d'énergie primaire grâce à des technologies à faible intensité de carbone qui réduisent au minimum les émissions de CO<sub>2</sub>. Les procédés de conversion thermique permettant de produire de l'électricité (notamment à partir de la biomasse et de l'énergie géothermique) connaissent des pertes

de 40 à 90 % environ, et la production de l'énergie mécanique nécessaire aux transports au moyen de moteurs à combustion interne occasionne des pertes de 80 % environ. Ces pertes dues à la conversion augmentent la part de l'énergie primaire issue des combustibles fossiles pour produire de l'électricité et de l'énergie mécanique à partir de chaleur. La conversion directe en électricité de l'énergie issue du photovoltaïque solaire, de l'énergie hydroélectrique, de l'énergie marine et de l'énergie éolienne n'entraîne pas de pertes dues au cycle thermodynamique (transformation de la chaleur en travail), bien qu'elle souffre d'autres manques d'efficacité liés à l'extraction de l'énergie nécessaire des flux naturels d'énergie, lesquels manques peuvent être aussi relativement importants et irréductibles (chapitres 2-7). [1.2.1]

Certaines technologies ÉR peuvent être mises en œuvre à l'endroit où elles sont utilisées (technologies décentralisées), en milieu rural ou urbain, alors que d'autres sont employées surtout dans de grands réseaux d'énergie (technologies centralisées). Bien que de nombreuses technologies ÉR soient maîtrisées sur le plan technique et mises en valeur à grande échelle, d'autres en sont à une étape moins avancée de maturité technique et de mise en valeur commerciale. [1.2.1]

Le potentiel théorique des ÉR est de loin supérieur à la demande mondiale d'énergie actuelle et anticipée, mais le défi consiste à maîtriser et exploiter une part assez importante de ce potentiel pour offrir les services énergétiques voulus de façon rentable et sans porter atteinte à l'environnement. [1.2.2]

Le potentiel technique mondial des sources d'ÉR ne va pas limiter la croissance continue du marché. Si un grand nombre d'estimations ont été publiées, des



**Figure TS.1.6** | Illustration du cheminement de l'énergie depuis la source jusqu'aux services. Toutes les connexions indiquent les filières énergétiques possibles. Les services énergétiques proposés aux utilisateurs peuvent être assurés au moyen de quantités différentes d'énergie pour utilisation finale. Cette énergie peut être fournie au moyen de quantités plus ou moins grandes d'énergie primaire de diverses sources et avec des émissions différentes de CO<sub>2</sub> et différents effets sur l'environnement. [Figure 1.16]

études ont régulièrement montré que le potentiel technique mondial total des ÉR est nettement plus élevé que la demande mondiale actuelle et prévue d'énergie. Le potentiel technique de l'énergie solaire est le plus élevé parmi les sources d'ÉR, mais il existe un potentiel technique important pour toutes les formes d'ÉR. L'importance absolue du potentiel technique mondial des ÉR dans leur ensemble est peu susceptible de limiter la mise en valeur de ces énergies. [1.2.3]

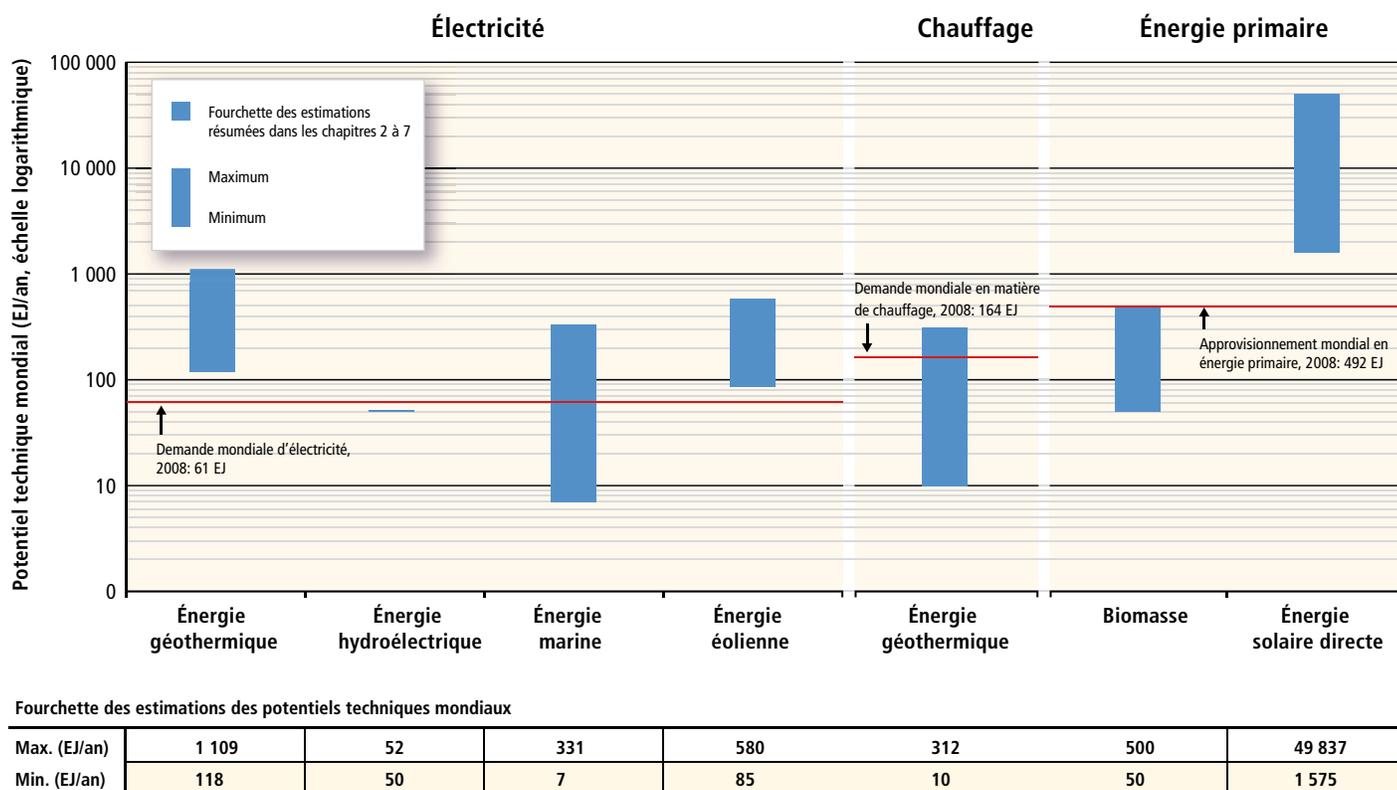
La figure TS.1.7 montre qu'en 2008, le potentiel technique<sup>6</sup> dépassait très largement la demande mondiale d'électricité et de chaleur ainsi que de l'approvisionnement mondial en énergie primaire. Cette figure permet au lecteur de se faire une idée précise de l'importance relative des ressources énergétiques renouvelables dans le contexte de la demande et de l'offre actuelles d'énergie, mais on notera que les potentiels techniques sont très incertains. Le tableau A.1.1 de l'annexe du chapitre 1 présente des notes et des explications plus détaillées. [1.2.3]

Les ÉR peuvent être intégrées dans tous les types de systèmes électriques, depuis les vastes réseaux interconnectés d'échelle continentale jusqu'à de petits bâtiments autonomes. Qu'elle serve à la production d'électricité, au chauffage, au refroidissement ou à la production de combustibles gazeux ou liquides, l'intégration des ÉR est contextuelle, propre aux sites et complexe. L'énergie éolienne et l'énergie solaire, qui sont partiellement répartissables, peuvent être plus difficiles

à intégrer que l'énergie hydroélectrique, la bioénergie et l'énergie géothermique, qui sont entièrement répartissables. À mesure que la pénétration de l'électricité issue d'ÉR partiellement répartissables augmente, il devient plus difficile et plus coûteux de maintenir la fiabilité des systèmes. Un éventail de solutions pour réduire au minimum les risques et les coûts d'intégration des ÉR peut inclure le développement d'une production complémentaire souple, le renforcement et l'élargissement de l'infrastructure et des interconnexions des réseaux, une demande d'électricité susceptible d'évoluer selon l'offre disponible, la mise en œuvre de techniques de stockage de l'énergie (y compris l'énergie hydroélectrique à base de réservoirs) et la modification des dispositions institutionnelles, y compris les mécanismes de réglementation et les mécanismes du marché. À mesure que le niveau de pénétration des ÉR augmente, il devient nécessaire de mettre en place un ensemble de systèmes et de technologies de communication peu coûteux et efficaces, ainsi que des compteurs intelligents. [1.2.4]

Les services énergétiques sont les tâches accomplies au moyen de l'énergie. Un service énergétique donné peut être assuré de nombreuses façons et peut donc être caractérisé par un rendement énergétique élevé ou faible, donnant lieu à l'émission d'une quantité relativement minime ou importante de CO<sub>2</sub> (selon une répartition donnée des sources d'énergie). Réduire les besoins en énergie au stade de la prestation des services énergétiques par le biais du rendement énergétique est un moyen important de réduire la demande d'énergie primaire. Cela est particulièrement important pour les sources d'ÉR, qui ont habituellement une densité

6 On trouvera une définition complète de «potentiel technique» à l'annexe I.



**Figure TS.1.7** | Fourchettes des potentiels techniques mondiaux des sources d'ÉR selon des études présentées dans les chapitres 2 à 7. La biomasse et l'énergie solaire sont classées parmi les énergies primaires en raison de leurs usages multiples. On notera que la figure est présentée à l'échelle logarithmique en raison de l'écart important des données évaluées. [Figure 1.17]

Note: Les potentiels techniques évoqués ici représentent les potentiels mondiaux de la production annuelle d'ÉR. On n'en déduit aucun potentiel déjà comptabilisé. On notera que les sources d'électricité renouvelable peuvent également être utilisées pour le chauffage, alors que la biomasse et les ressources solaires ne sont classées que parmi les énergies primaires mais peuvent être utilisées pour répondre à divers besoins en matière de services énergétiques. Les fourchettes, déterminées selon diverses méthodes, s'appliquent à diverses années à venir. C'est pourquoi elles ne sont pas strictement comparables selon les technologies. Pour les données de la figure et des notes supplémentaires pertinentes, voir le tableau A.1.1 (ainsi que les chapitres sous-jacents).

de puissance plus faible que les combustibles fossiles ou nucléaires. Les mesures d'amélioration du rendement sont souvent les solutions les moins chères pour réduire la demande d'énergie pour utilisation finale. Le présent rapport donne des définitions précises de diverses dimensions de l'efficacité énergétique. [1.2.5]

Les économies d'énergie résultant de mesures d'amélioration du rendement ne sont pas toujours pleinement réalisées dans la pratique. Il peut y avoir un effet rebond, une partie d'une mesure étant alors neutralisée du fait que le coût total plus faible de l'énergie (dû à son utilisation moindre) nécessaire pour fournir un service énergétique donné peut conduire à une utilisation accrue de ce service. On estime que l'effet rebond est sans doute limité par des effets de saturation variant de 10 à 30 % pour le chauffage des logements et l'emploi de véhicules dans les pays membres de l'Organisation pour la coopération économique et le développement (OCDE) et qu'il est très faible pour des appareils plus efficaces et le chauffage de l'eau. Toutefois, toute mesure d'amélioration du rendement qui permet de réduire la demande d'énergie à l'échelle macroéconomique fait également baisser le prix de l'énergie, ce qui conduit à une diminution du prix de l'énergie au niveau macroéconomique et à des économies supplémentaires (prix plus faible et utilisation réduite de l'énergie). On prévoit que l'effet rebond sera peut-être plus important dans les pays en développement et parmi les consommateurs les plus pauvres. En ce qui concerne l'évolution du climat, la principale préoccupation suscitée par cet effet est son influence sur les émissions de CO<sub>2</sub>. [1.2.5]

Le transfert d'émissions de carbone peut aussi réduire l'efficacité des politiques de réduction du carbone. Si ces politiques ne sont pas appliquées uniformément dans les divers secteurs et juridictions administratives, il est possible que les activités entraînant des émissions de carbone se déplacent vers un secteur ou un pays dépourvu de telles politiques. Toutefois, des recherches récentes montrent que les estimations concernant le transfert d'émissions de carbone sont trop élevées. [1.2.5]

### 1.3 Satisfaction des besoins en matière de services énergétiques et situation actuelle

Sur le plan mondial, les flux d'énergie renouvelable qui ont émané de l'énergie primaire et qui, par le biais de vecteurs, ont abouti à des utilisations finales et à des pertes en 2008 sont présentés à la figure TS.1.8. [1.3.1]

En 2008, au niveau mondial, 56 % environ des ÉR servaient à fournir de la chaleur à des ménages privés, au secteur public et au secteur tertiaire. Pour l'essentiel, il s'agissait de bois et de charbon, largement utilisés dans les pays en développement pour la cuisson des aliments. D'autre part, seule une faible quantité d'ÉR était utilisée dans le secteur des transports. La production d'électricité représentait 24 % de l'utilisation finale. Les biocarburants représentaient 2 % de la production mondiale de carburants pour les transports routiers et, globalement, la biomasse traditionnelle (17 %), la biomasse moderne (8 %) et l'énergie solaire thermique et l'énergie géothermique (2 %) répondaient à 27 % de la demande mondiale totale de chaleur. [1.3.1]

Alors que les ressources sont manifestement importantes et pourraient théoriquement répondre à tous les besoins en énergie pendant longtemps, le prix actualisé de l'énergie produite à l'aide de nombreuses technologies ÉR est actuellement plus élevé que le prix actuel de l'énergie, bien que, dans de nombreux cas,

les ÉR soient déjà concurrentielles sur le plan économique. Les fourchettes des coûts actualisés de l'énergie récemment établis pour certaines technologies ÉR disponibles dans le commerce sont larges et dépendent de divers facteurs, dont les caractéristiques et l'importance de ces technologies, les variations régionales des coûts et des performances et les divers taux d'actualisation (figure TS.1.9). [1.3.2, 2.3, 2.7, 3.8, 4.8, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5, annexe III]

Le coût de la plupart des technologies ÉR a baissé, et d'autres progrès techniques attendus devraient accentuer encore cette tendance. Ces réductions de coût et la monétisation du coût externe de l'approvisionnement en énergie devraient améliorer la compétitivité relative des ÉR. Il en ira de même si les prix du marché augmentent pour d'autres raisons. [1.3.2, 2.6, 2.7, 3.7, 3.8, 4.6, 4.7, 5.3, 5.7, 5.8, 6.6, 6.7, 7.7, 7.8, 10.5]

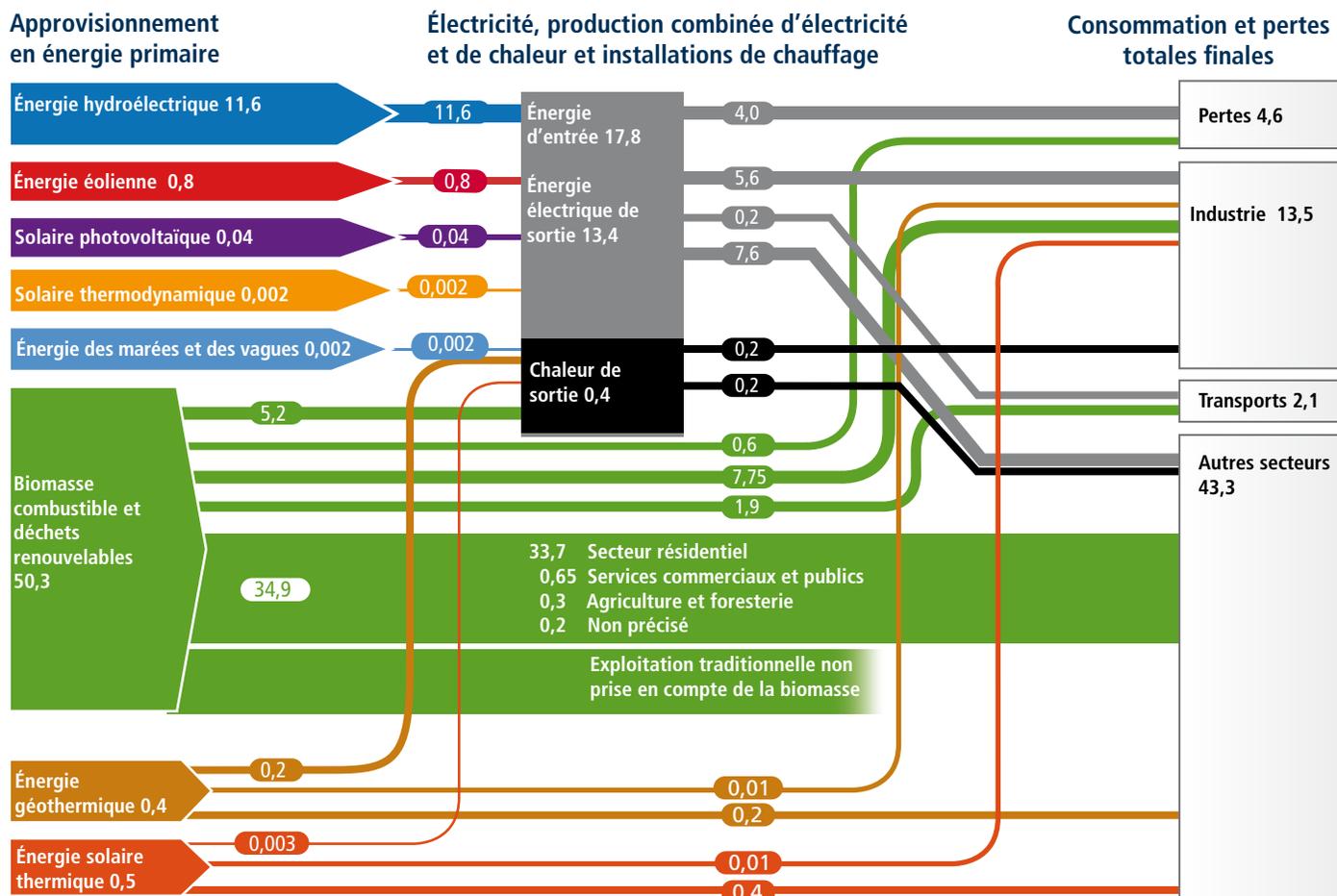
La contribution des ÉR à l'approvisionnement en énergie primaire varie sensiblement selon les pays et les régions. La répartition géographique de la production, de l'exploitation et de l'exportation des ÉR est en cours de diversification depuis les pays développés vers des pays en développement, notamment en Asie, y compris la Chine. Pour ce qui est de la puissance installée renouvelable, la Chine est la première du monde, suivie des États-Unis d'Amérique, de l'Allemagne, de l'Espagne et de l'Inde. Les ÉR sont réparties plus uniformément que les combustibles fossiles, et il existe des pays et des régions particulièrement bien dotées en certaines ÉR. [1.3.3]

## 1.4 Opportunités, obstacles et problèmes

Les grands défis énergétiques mondiaux consistent à garantir l'approvisionnement en énergie pour répondre à l'accroissement de la demande, à offrir à tous l'accès aux services énergétiques et à réduire le rôle de l'énergie dans l'évolution du climat. Dans les pays en développement, et notamment les plus pauvres d'entre eux, il faut de l'énergie pour stimuler la production, l'obtention de revenus et le développement social et pour atténuer les graves problèmes de santé dus à l'utilisation de bois de chauffage, de charbon de bois, de déjections animales et de déchets agricoles. Dans les pays industrialisés, les principales raisons d'encourager l'utilisation des ÉR sont les réductions des émissions pour atténuer les effets des changements climatiques, les préoccupations concernant la sûreté des approvisionnements en énergie et la création d'emplois. Les ÉR peuvent donner la possibilité de traiter ces problèmes multiples sur le plan de l'environnement et du développement socioéconomique, y compris l'adaptation aux changements climatiques. [1.4, 1.4.1]

Certains types de ressources renouvelables sont disponibles dans le monde entier, par exemple le rayonnement solaire, le vent, l'eau en mouvement, les vagues, les marées, la chaleur stockée dans les océans et la chaleur issue de la Terre. Il existe en outre des technologies permettant de maîtriser ces formes d'énergie. Bien que les opportunités [1.4.1] semblent excellentes, il existe cependant des obstacles [1.4.2] et des problèmes [1.4.3] qui ralentissent la mise en valeur des ÉR dans les économies contemporaines. [1.4]

On peut définir les opportunités comme des circonstances favorables à l'action avec un élément de hasard. Dans un contexte de politique générale, il peut s'agir de l'anticipation d'avantages supplémentaires pouvant aller de pair avec la mise



**Figure TS.1.8** | Flux mondiaux d'énergie (EJ) en 2008 émanant d'énergies primaires renouvelables et qui, par le biais de vecteurs, aboutissent à des utilisations finales et à des pertes (selon les données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)). Les « autres secteurs » comprennent l'agriculture, les édifices commerciaux et résidentiels, les services publics et d'autres secteurs non précisés. Le « secteur des transports » comprend les transports routiers, l'aviation internationale et les soutes maritimes internationales. [Figure 1.18]

en valeur des ÉR, sans que ces avantages soient intentionnellement ciblés. Ces opportunités se présentent dans quatre grands domaines : développement économique et social ; accès à l'énergie ; sécurité énergétique ; atténuation des effets des changements climatiques et réduction des incidences sur l'environnement et la santé. [1.4.1, 9.2–9.4]

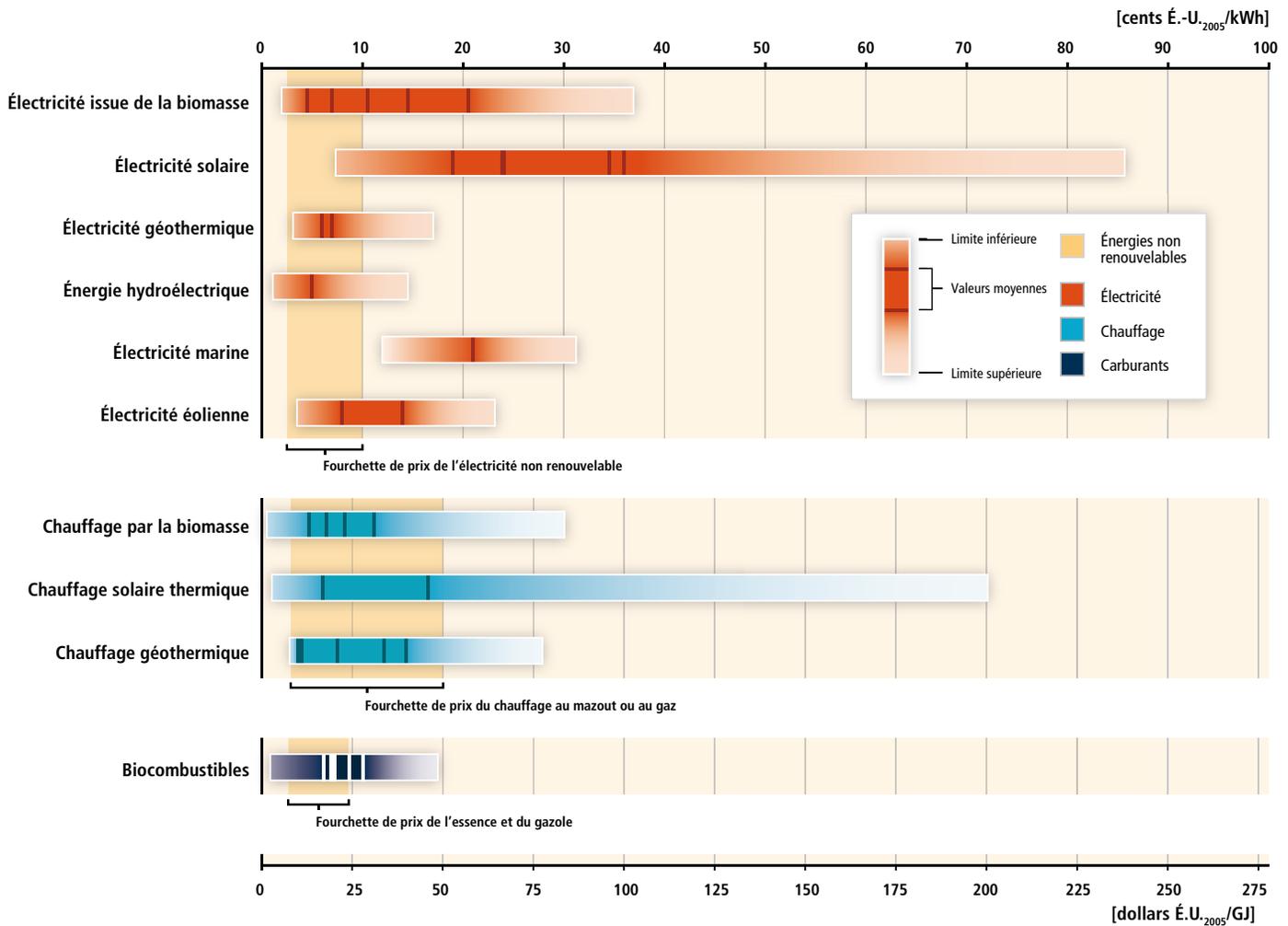
Sur le plan mondial, le revenu par habitant et des indicateurs de portée plus large tels que l'indicateur du développement humain (IDH) sont corrélés positivement avec l'utilisation d'énergie par habitant, et la croissance économique peut être considérée comme le facteur le plus pertinent de l'augmentation de la consommation d'énergie depuis quelques décennies. Le développement économique a été associé à un passage de la combustion directe de combustibles à l'utilisation d'une électricité de plus haute qualité. [1.4.1, 9.3.1]

Dans les pays en développement en particulier, le lien entre le développement économique et social et le besoin de services énergétiques modernes est manifeste. L'accès à une énergie propre et fiable est une condition préalable importante pour les déterminants fondamentaux du développement humain, qui contribue notamment à l'activité économique, à l'obtention de revenus, à la réduction de la pauvreté, à la santé, à l'éducation et à l'égalité entre les sexes. Du fait de leur caractère décentralisé, les technologies ÉR peuvent jouer un rôle important de stimulation du développement rural. La création de (nouvelles)

possibilités d'emploi est considérée comme un effet positif à long terme des ÉR, tant dans les pays développés que dans les pays en développement. [1.4.1, 9.3.1.4, 11.3.4]

L'accès à des services énergétiques modernes peut être amélioré par les ÉR. En 2008, 1,4 milliard de personnes n'avaient pas l'électricité, dont 85 % environ se trouvaient dans des zones rurales, et l'on estimait à 2,7 milliards le nombre de personnes qui avaient recours à la biomasse traditionnelle pour la cuisson des aliments. En particulier, le recours aux ÉR dans les applications rurales, l'emploi de la bioénergie produite localement pour obtenir de l'électricité et l'accès à des installations propres pour la cuisson vont contribuer à la concrétisation d'un accès universel aux services énergétiques modernes. L'accès à une énergie moderne suppose que l'on gravisse les échelons de l'échelle énergétique et que l'on passe des appareils et combustibles traditionnels à des appareils et combustibles plus modernes qui soient moins dommageables pour l'environnement et qui aient moins de répercussions négatives sur la santé. Cette évolution dépend du niveau des revenus. [1.4.1, 9.3.2]

La sécurité énergétique, qu'on peut caractériser par la disponibilité et la répartition des ressources ainsi que par la variabilité et la fiabilité de l'approvisionnement en énergie, peut aussi être améliorée par la mise en valeur des ÉR. Les technologies ÉR, qui permettent de diversifier l'éventail des sources



Note: Les valeurs moyennes sont indiquées pour les sous-catégories suivantes, présentées dans l'ordre où apparaissent dans les fourchettes correspondantes (de gauche à droite):

Électricité	Chauffage	Carburants
<p><b>Biomasse:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Cocombustion</li> <li>Production combinée à petite échelle de chaleur et d'électricité (moteur à combustion interne alimenté par gazéification)</li> <li>Chargeur direct spécialisé et production combinée</li> <li>Production combinée à petite échelle de chaleur et d'électricité (turbine à vapeur)</li> <li>Production combinée à petite échelle de chaleur et d'électricité (cycle organique de Rankine)</li> </ol> <p><b>Électricité solaire:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Solaire thermodynamique</li> <li>Système photovoltaïque à fins commerciales (un seul axe et panneaux fixes)</li> <li>Système photovoltaïque commercial pour toiture</li> <li>Système photovoltaïque résidentiel pour toiture</li> </ol> <p><b>Électricité géothermique:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Centrale flash à condensation</li> <li>Centrale à cycle binaire</li> </ol> <p><b>Énergie hydro-électrique:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Tous types</li> </ol> <p><b>Électricité marine:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Usine marémotrice</li> </ol> <p><b>Électricité éolienne:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Terrestre</li> <li>Au large des côtes</li> </ol>	<p><b>Chauffage par la biomasse:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Production combinée de chaleur et d'électricité à partir de déchets urbains solides</li> <li>Production combinée de chaleur et d'électricité par digestion anaérobie</li> <li>Production combinée de chaleur et d'électricité par turbine à vapeur</li> <li>Système de chauffage par granulés</li> </ol> <p><b>Chauffage solaire thermique:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Systèmes de production d'eau chaude dans les foyers chinois</li> <li>Chauffage de l'eau et des espaces</li> </ol> <p><b>Chauffage géothermique:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Serres</li> <li>Bassins d'aquaculture non couverts</li> <li>Chauffage urbain</li> <li>Pompes à chaleur géothermiques</li> <li>Chauffage géothermique d'immeubles</li> </ol>	<p><b>Biocarburants:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Éthanol de maïs</li> <li>Biogazole de soja</li> <li>Éthanol de blé</li> <li>Éthanol de canne à sucre</li> <li>Biogazole d'huile de palme</li> </ol>

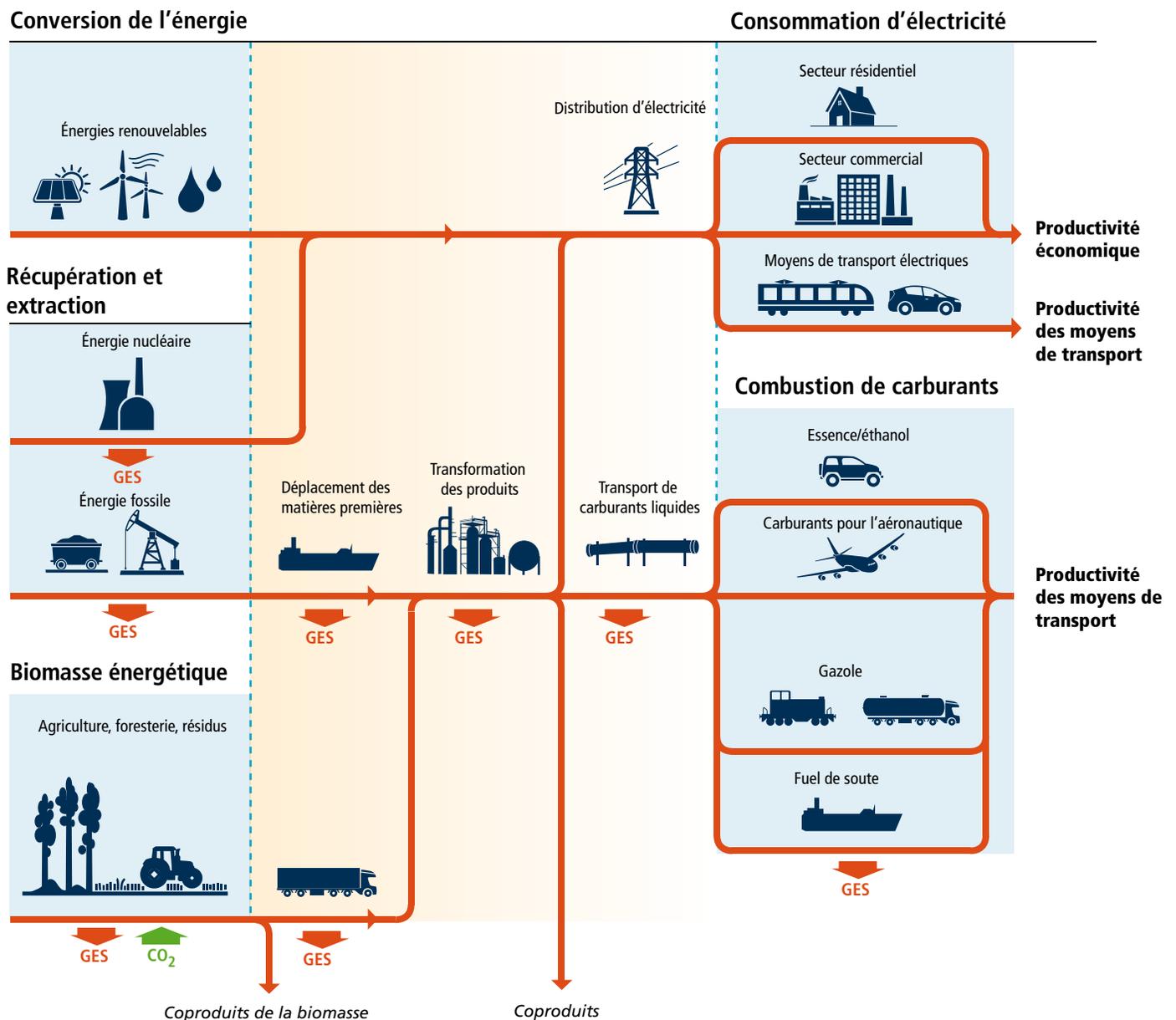
La limite supérieure du coût moyen actualisé de l'énergie pour chaque technologie ER est fondée sur une combinaison des valeurs d'entrée les plus favorables, alors que la limite inférieure est fondée sur une combinaison des valeurs d'entrée les moins favorables. Les fourchettes de référence présentées à l'arrière-plan de la figure pour les sources d'électricité non renouvelable indiquent le coût moyen actualisé de la production centralisée d'électricité non renouvelable. Les fourchettes de référence pour le chauffage correspondent aux technologies de production de chaleur selon les prix récemment déterminés du pétrole et du gaz. Les fourchettes de référence pour les carburants sont fondées sur le prix au comptant récemment déterminé du pétrole brut, qui s'établit entre 40 et 130 dollars É.-U. le baril, et sur le prix hors taxes correspondant du gazole et de l'essence.

**Figure TS.1.9** | Fourchette des prix normalisés de l'énergie déterminés récemment pour certaines technologies ÉR disponibles dans le commerce par rapport aux prix des énergies non renouvelables déterminés récemment. Les sous-catégories de technologies et les taux d'actualisation ont été regroupés pour cette figure. On trouvera des figures connexes avec moins de regroupements ou sans regroupement dans [1.3.2, 10.5, annexe III]. On trouvera en outre dans [10.5] d'autres informations concernant le coût des solutions envisageables pour l'approvisionnement en énergies non renouvelables. [Figure 10.28]

d'énergie, de réduire la vulnérabilité de l'économie à la volatilité des prix et de rediriger les flux de devises en réduisant les importations d'énergie, diminuent les inégalités sociales en matière d'approvisionnement en énergie. Actuellement, les approvisionnements en énergie font la part belle aux combustibles fossiles (pétrole et gaz naturel), dont les prix sont instables, ce qui a eu d'importantes répercussions sur la viabilité économique, sociale et environnementale au cours des dernières décennies, surtout dans les pays en développement et dans ceux qui importent beaucoup de combustibles. [1.4.1, 9.2.2, 9.3.3, 9.4.3]

L'atténuation des effets du changement climatique est l'un des éléments majeurs de l'accroissement de la demande de technologies ÉR. Outre qu'elles réduisent

les émissions de GES, ces technologies peuvent aussi offrir des avantages en ce qui concerne la pollution de l'air et la santé par rapport aux combustibles fossiles. Cependant, pour évaluer la charge globale du système énergétique sur l'environnement et la société et déterminer les compromis et les synergies possibles, il faut aussi tenir compte des incidences sur l'environnement, à part les émissions et les catégories de GES. En outre, les ressources peuvent être affectées par l'évolution du climat. Les évaluations du cycle de vie facilitent la comparaison quantitative du cycle complet des émissions selon les diverses technologies énergétiques. La figure TS.1.10 illustre l'analyse de la structure du cycle de vie des émissions de CO<sub>2</sub> et indique qualitativement les incidences rela-



**Figure TS.1.10** | Système de production et d'exploitation d'énergie illustrant le rôle des ÉR ainsi que d'autres possibilités de production. Il faut faire appel à une approche systémique pour évaluer le cycle de vie. [Figure 1.22]

tives des GES sur les ÉR, l'énergie nucléaire et les combustibles fossiles. [1.4.1, 9.2.2, 9.3.4, 11.3.1]

Le recours à la biomasse traditionnelle a des effets sur la santé du fait de la concentration élevée de particules en suspension et de monoxyde de carbone, entre autres polluants. Dans ce contexte, les technologies ÉR de production d'énergie sans combustion ont la capacité de réduire sensiblement la pollution locale et régionale de l'air et d'atténuer les incidences associées sur la santé par comparaison avec la production d'énergie à partir de combustibles fossiles. Améliorer l'utilisation de la biomasse traditionnelle peut réduire les répercussions négatives sur le développement durable, y compris pour ce qui concerne la pollution de l'air locale et intérieure, les émissions de GES, le déboisement et la dégradation des forêts. [1.4.1, 2.5.4, 9.3.4, 9.4.2]

Les incidences des systèmes énergétiques sur les ressources en eau dépendent fortement du choix des technologies et des conditions locales. Par exemple, la production d'électricité à partir du vent et du photovoltaïque solaire exige très peu d'eau par comparaison avec les technologies de conversion thermique et n'a aucune incidence sur la qualité de l'eau et de l'air. Des disponibilités en eau limitées pour refroidir les centrales thermiques en réduit l'efficacité, ce qui risque d'affecter les centrales fonctionnant au charbon, à la biomasse, au gaz, à l'énergie nucléaire et au solaire thermodynamique. Ces dernières années, on a pu observer une réduction sensible de l'énergie issue des centrales nucléaires et au charbon lors des épisodes de sécheresse qui se sont produits aux États-Unis et en France. En particulier, le charbon extrait dans des mines à ciel ouvert entraîne des altérations majeures des sols; les mines de charbon risquent en effet de créer un drainage acide dans les mines, et le stockage de cendres de houille risque de contaminer les eaux souterraines et de surface. La production et le transport de pétrole ont entraîné des déversements importants sur terre et en mer. La plupart des technologies ÉR produisent moins de polluants traditionnels de l'air et de l'eau que les combustibles fossiles, mais elles nécessitent parfois l'occupation de vastes territoires, comme par exemple la production d'énergie hydroélectrique au moyen de réservoirs, l'énergie éolienne et les biocombustibles. Comme un certain degré de changement climatique est désormais inévitable, l'adaptation à ce changement est aussi une composante essentielle du développement durable. [1.4.1, 9.3.4]

Les obstacles sont définis dans le quatrième Rapport d'évaluation comme «tout obstacle empêchant la réalisation d'un objectif, d'une mesure d'adaptation ou d'un potentiel d'atténuation, qui peut être éliminé ou atténué par un programme ou une mesure stratégique». Les divers obstacles qui s'opposent à l'utilisation des ÉR peuvent être classés en défaillances du marché et obstacles économiques, obstacles en matière d'information et de sensibilisation, obstacles socioculturels et obstacles institutionnels et réglementaires. Les politiques et les mécanismes de financement permettant d'éliminer ces obstacles sont évalués de façon approfondie dans le chapitre 11. Lorsqu'un obstacle a un rapport particulièrement étroit avec une technologie donnée, il est étudié dans le chapitre du présent rapport concernant cette technologie [chapitres 2 à 7]. Le tableau 1.5 du chapitre 1 présente un résumé des obstacles et des moyens d'action envisageables pour les éliminer. Les défaillances du marché sont souvent dues à des effets extérieurs, qui ont pour origine une activité humaine lorsque les responsables de cette activité ne tiennent pas pleinement compte de ses incidences sur d'autres plans. Une autre défaillance du marché est l'appropriation de la rente par des monopoles. Dans le cas de la mise en valeur des ÉR, ces défaillances peuvent être dues à un investissement insuffisant dans l'invention et l'innovation en matière de technologies ÉR, à des incidences sur l'environnement non chiffrées, aux

risques liés à l'utilisation de l'énergie et à l'existence de monopoles (un seul vendeur) ou de monopsones (un seul acheteur) sur les marchés de l'énergie. D'autres obstacles économiques sont le coût d'investissement en amont et les risques financiers, ces derniers étant parfois dus à l'imperfection des technologies. [1.4.2, 1.5, 11.4]

Les obstacles liés à l'information et à la sensibilisation peuvent consister en une insuffisance des données sur les ressources naturelles, souvent en raison de la spécificité des sites (régimes des vents locaux, par exemple), en un manque de ressources humaines qualifiées (capacités), surtout dans les zones rurales des pays en développement, et en un manque de sensibilisation publique et institutionnelle. Les obstacles socioculturels sont liés intrinsèquement aux valeurs et aux normes sociétales et individuelles qui influent sur la perception et l'acceptation des ÉR et qui peuvent mettre du temps à évoluer. Les obstacles institutionnels et réglementaires incluent la réglementation actuelle de l'industrie, de l'infrastructure et du marché de l'énergie. Malgré la libéralisation du marché de l'énergie dans plusieurs pays au cours des années 90, les structures actuelles de l'industrie sont encore très concentrées et, dans de nombreux pays, les règlements régissant les entreprises du secteur énergétique sont toujours conçus en fonction de fournisseurs monopolistiques ou quasi monopolistiques. La réglementation et les normes techniques ont évolué selon l'hypothèse que les systèmes énergétiques sont vastes et centralisés et qu'ils se caractérisent par une densité de puissance et/ou une tension élevées. Les droits de propriété intellectuelle, les droits de douane appliqués aux échanges internationaux et le manque de soutien financier de la part des gouvernements peuvent également constituer des obstacles. [1.4.2]

Les problèmes ne peuvent pas toujours être résolus par des politiques ou des programmes. Un problème peut résulter du fait qu'une ressource est trop restreinte pour être utile à un endroit ou pour un but donné. Certaines ressources renouvelables telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire sont variables et ne peuvent pas toujours être réparties selon les besoins. En outre, la densité énergétique de nombre de sources d'énergie renouvelable étant relativement faible, leur niveau de puissance risque d'être insuffisant en soi pour certaines utilisations telles que les établissements industriels à très grande échelle. [1.4.3]

## 1.5 Rôle des politiques, de la recherche-développement, de la mise en valeur et des stratégies de mise en œuvre

La mise en œuvre de politiques de plus en plus nombreuses et variées concernant les ÉR, motivées par différents facteurs, a entraîné un développement accéléré des technologies ÉR ces dernières années. Pour les décideurs qui souhaitent favoriser la conception et la mise en œuvre de ces technologies en vue d'atténuer les effets des changements climatiques, il est indispensable de prendre en compte la capacité des ÉR à réduire les émissions sur l'ensemble du cycle de vie, comme il est indiqué dans tous les chapitres du présent rapport consacrés aux diverses technologies. On a élaboré différentes politiques pour chacune des phases du processus de mise au point – recherche-développement, essais, mise en valeur, commercialisation, préparation du marché, pénétration du marché, maintenance et contrôle – ainsi que pour l'intégration dans le système existant. [1.4.1, 1.4.2, 9.3.4, 11.1.1, 11.2, 11.4, 11.5]

En général, deux défaillances principales du marché sont prises en compte: 1) les coûts externes des émissions de GES ne sont pas chiffrés à un niveau approprié;

2) la mise en valeur de technologies à faible émission de carbone telles que les technologies ÉR procure à la société des avantages autres que ceux dont bénéficient les innovateurs, d'où l'insuffisance des investissements consentis dans ce domaine. [1.4, 1.5, 11.1, 11.4]

Les décideurs envisagent le marché de plusieurs façons différentes. Il n'existe aucune liste convenue sur le plan mondial des possibilités d'action ou des groupements au sujet des ÉR. Dans le présent rapport, par souci de simplification, les politiques de recherche-développement et de mise en valeur ont été classées dans les catégories suivantes [1.5.1, 11.5]:

- **Incitations fiscales:** les acteurs (particuliers, ménages, entreprises) obtiennent une réduction de leur contribution au trésor public au titre de leur impôt sur le revenu ou d'autres impôts et taxes;
- **Finances publiques:** soutien public au titre duquel un rendement financier est attendu (prêts, participation) ou des engagements financiers sont conclus (garantie);
- **Réglementation:** règle guidant ou contrôlant la conduite de ceux auxquels elle s'applique.

La recherche-développement, l'innovation, la diffusion et la mise en valeur de nouvelles technologies à faible intensité de carbone procurent à la société des avantages autres que ceux dont bénéficient les innovateurs, ce qui entraîne des investissements insuffisants dans ces domaines. Ainsi, la recherche-développement du secteur public peut jouer un rôle important en faisant progresser les technologies ÉR. Les investissements dans la recherche-développement public sont particulièrement efficaces lorsqu'ils s'accompagnent d'autres moyens d'action, et en particulier de politiques de mise en valeur des ÉR qui accroissent simultanément la demande de nouvelles technologies ÉR. [1.5.1, 11.5.2]

Il est démontré que certaines politiques sont plus efficaces dans le cas d'une mise en valeur accélérée des ÉR, mais il n'existe pas de solution unique valable dans tous les cas. L'expérience montre que diverses politiques ou combinaisons de politiques peuvent être plus efficaces et efficientes en fonction de facteurs tels que le niveau de maturité technique, la facilité d'obtention de capitaux, la facilité d'intégration dans le système existant et la base de ressources énergétiques renouvelables aux niveaux local et national.

- Plusieurs études ont conclu que certains tarifs de distribution avaient efficacement assuré la promotion de l'électricité issue d'ÉR, en raison principalement de l'association de prix fixes à long terme ou du versement de primes, de connexions au réseau et de l'achat garanti de toute l'électricité produite à partir d'ÉR. Les politiques de quotas peuvent être efficaces si elles sont conçues pour réduire les risques, par exemple grâce à des contrats à long terme.
- Les gouvernements sont de plus en plus nombreux à adopter des incitations fiscales pour le chauffage et le refroidissement à partir d'ÉR. L'obligation de recourir à un système de chauffage à partir d'ÉR attire l'attention en raison de sa capacité de favoriser un développement qui soit indépendant du soutien financier public.
- Dans le secteur des transports, les mandats en carburant renouvelable ou l'obligation d'utiliser des mélanges comprenant des carburants renouvelables sont des éléments essentiels du développement de la plupart des industries modernes des biocarburants. Parmi les autres politiques, on peut citer les versements directs par les gouvernements et les réductions d'impôts. Ces politiques ont influé sur le développement des échanges internationaux de biocarburants et de granulés.

Il importera de veiller à ce que les politiques de tarification des ÉR et du carbone s'influencent mutuellement et qu'elles puissent donc tirer profit des synergies plutôt que de se neutraliser. À long terme, le soutien à l'acquisition des connaissances techniques en matière d'ÉR pourra contribuer à réduire le coût des mesures d'atténuation, et la fixation du prix du carbone pourra accroître la compétitivité des ÉR. [1.5.1, 11.1, 11.4, 11.5.7]

Les technologies ÉR peuvent jouer un rôle plus important si elles sont mises en œuvre parallèlement à des politiques «facilitantes». Un environnement favorable – ou «facilitant» – pour les ÉR peut être créé en tenant compte des interactions possibles d'une politique donnée avec d'autres politiques relatives aux ÉR ainsi qu'avec d'autres politiques ne concernant pas les ÉR. De fait, l'existence d'un environnement facilitant peut accroître l'efficacité des politiques de promotion des ÉR. Comme toutes les formes de captage et de production d'ÉR sont fondées sur des considérations d'ordre spatial, il importe que les politiques tiennent compte de l'utilisation des sols, de l'emploi, des transports, de la sécurité agricole, hydrique et alimentaire et des préoccupations commerciales, de l'infrastructure existante et d'autres particularités sectorielles. Des politiques gouvernementales complémentaires les unes des autres ont plus de chances d'être fructueuses. [1.5.2, 11.6]

Les progrès des technologies ÉR dans le secteur de l'énergie électrique, par exemple, exigent des politiques prévoyant leur intégration dans les systèmes de transmission et de distribution sur le plan technique [chapitre 8] comme sur le plan institutionnel [chapitre 11]. Le réseau doit pouvoir absorber aussi bien la production traditionnelle, souvent plus centralisée, que la production moderne à partir d'ÉR, souvent variable et répartie. [1.5.2, 11.6.5]

Dans le secteur des transports, il faut répondre aux besoins en matière d'infrastructure pour les biocarburants et pour les véhicules électriques rechargés à l'hydrogène, équipés de batteries ou hybrides qui sont alimentés par le réseau électrique ou par une production d'électricité renouvelable en dehors du réseau.

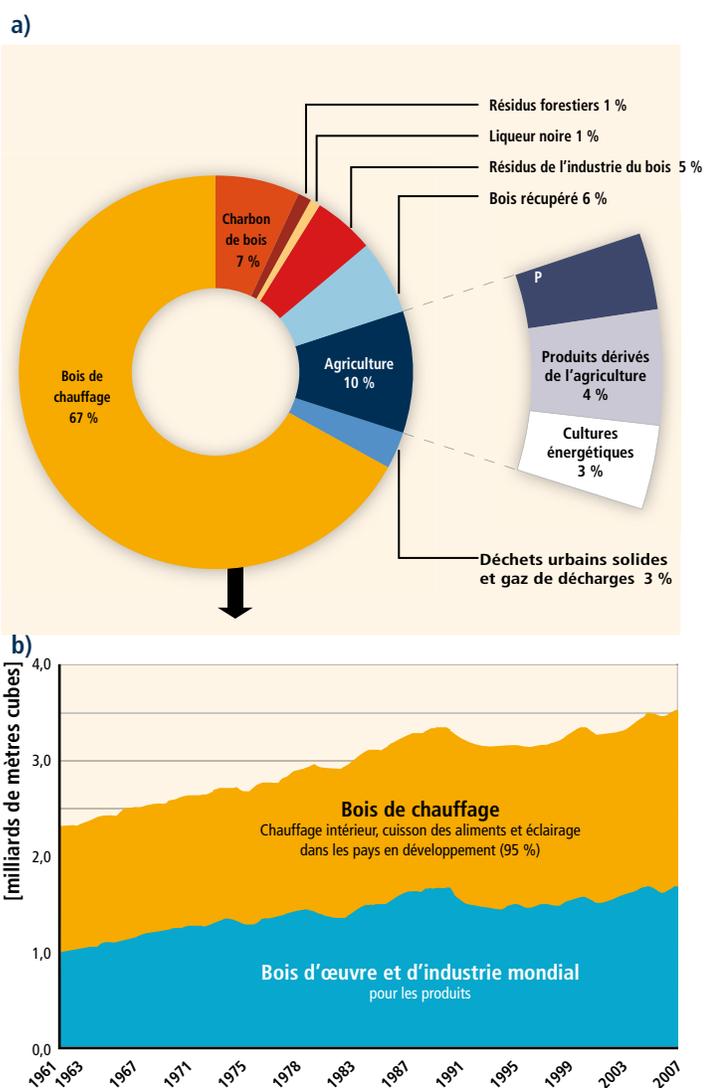
Si les décideurs ont l'intention d'accroître la part des ÉR tout en atteignant des objectifs ambitieux en matière d'atténuation des effets du climat, des engagements à long terme et une souplesse suffisante pour tirer les enseignements de l'expérience acquise seront essentiels. Pour atteindre, sur le plan international, un niveau de stabilisation de la concentration de GES qui intègre une part importante d'ÉR, il faudra apporter une modification structurelle aux systèmes énergétiques actuels dans les quelques décennies qui viennent. Le délai imparti n'est que de quelques dizaines d'années, et les ÉR doivent être développées et intégrées au sein d'un système édifié dans le contexte d'une structure énergétique existante très différente de ce qui pourrait être nécessaire à l'avenir en cas de pénétration plus élevée des ÉR. [1.5.3, 11.7]

Une transition structurelle vers un système énergétique mondial essentiellement fondé sur les ÉR pourrait commencer par l'octroi d'un rôle important au rendement énergétique en association avec les ÉR. Il faut de nouvelles politiques allant au-delà de la recherche-développement pour favoriser la mise en valeur des technologies, la création d'un environnement facilitant incluant l'éducation et la sensibilisation et la mise au point systématique de politiques d'intégration englobant des secteurs plus vastes, y compris l'agriculture, les transports, la gestion des ressources en eau et l'urbanisme. Une association appropriée et fiable d'instruments divers est encore plus importante si l'infrastructure énergétique n'est pas encore développée et qu'on prévoit une forte augmentation de la demande d'énergie à l'avenir. [1.2.5, 1.5.3, 11.7, 11.6, 11.7]

## 2. La bioénergie

### 2.1 Introduction à la biomasse et à la bioénergie

La bioénergie est intégrée de façon complexe dans les systèmes mondiaux de biomasse servant à la production de denrées alimentaires, de fourrage, de fibres et de produits forestiers et dans la gestion de déchets et de résidus. Et surtout, la bioénergie joue un rôle intime et essentiel dans la vie quotidienne de milliards d'habitants des pays en développement. La figure TS.2.1 indique les types de biomasse utilisés pour obtenir de la bioénergie dans les pays en développement et les pays développés. L'accroissement de la production de bioénergie va nécessiter une gestion particulièrement efficace des modes d'utilisation des sols et des ressources en eau;



**Figure TS.2.1** | a) Parts respectives des sources de biomasse primaire pour la production d'énergie; b) bois de chauffage employé dans les pays en développement parallèlement aux niveaux de production de bois d'œuvre et d'industrie à l'échelle du globe. [Figure 2.1]

Note: 1. Le bois d'œuvre et d'industrie comprend les billes de sciage et les grumes de tranchage destinées à l'industrie des produits forestiers ainsi que les copeaux de bois utilisés pour obtenir du bois à pâte pour la fabrication de papier, de papier journal et de papier kraft. En 2009, en raison du ralentissement de l'économie, on a observé une chute stabilisée à 3,25 milliards de mètres cubes (au total) et à 1,25 milliard de mètres cubes (industrie).

une augmentation de la productivité mondiale des matières premières destinées à produire des denrées alimentaires, du fourrage, des fibres, des produits forestiers et de l'énergie; une amélioration considérable des technologies de conversion; et une meilleure compréhension des interactions sociales, énergétiques et environnementales complexes qui sont associées à la production et à l'exploitation de la bioénergie.

En 2008, la biomasse représentait environ 10 % (50,3 EJ/an) de la production mondiale d'énergie primaire (voir le tableau TS.2.1). Les principales utilisations de la biomasse comprennent deux grandes catégories:

- La biomasse traditionnelle<sup>7</sup> à faible efficacité telle que le bois, la paille, les déjections animales et le fumier est utilisée pour la cuisson des aliments, l'éclairage et le chauffage, en général par les populations pauvres des pays en développement. Cette biomasse est surtout brûlée, ce qui a des incidences très néfastes sur la santé et les conditions de vie. Le charbon de bois devient de plus en plus un vecteur d'énergie secondaire dans les zones rurales, avec des possibilités de création de chaînes productives. La figure TS.2.1 b), qui indique l'importance de l'utilisation de la biomasse traditionnelle, montre que l'approvisionnement mondial en énergie primaire émanant de la biomasse traditionnelle évolue de la même façon que la production mondiale de bois d'industrie. [2.5.4, 2.3, 2.3.2.2, 2.4.2, 2.5.7]
- La bioénergie moderne à haute efficacité recourt à des solides, des liquides et des gaz plus commodes comme vecteurs d'énergie secondaire en vue de produire de la chaleur, de l'électricité, de la chaleur et de l'électricité combinées et des carburants pour divers secteurs. Les biocombustibles liquides comprennent l'éthanol et le biogazole, qui servent aux transports routiers dans le monde entier et à certains secteurs industriels. Les gaz dérivés de la biomasse – et surtout le méthane – émanant de la digestion anaérobie de résidus agricoles et de déchets urbains solides servent à produire de l'électricité, de la chaleur ou les deux. L'apport le plus important à ces services énergétiques est fondé sur des combustibles solides tels que les copeaux, les granulés, le bois de récupération et autres produits. Le chauffage inclut le chauffage des espaces et de l'eau, comme dans les systèmes de chauffage urbain. On estime que l'approvisionnement total estimé en biomasse primaire pour ce qui concerne la bioénergie moderne est de 11,3 EJ/an et que l'énergie secondaire d'utilisation finale est d'environ 6,6 EJ/an. [2.3.2, 2.4, 2.4.6, 2.6.2]

En outre, des secteurs industriels tels que l'industrie des pâtes et des papiers, la foresterie et l'industrie alimentaire consomment environ 7,7 EJ/an de biomasse, qui sert surtout de source de vapeur à usage industriel. [2.7.2, 8.3.4]

## 2.2 Potentiel des ressources en bioénergie

La complexité inhérente aux ressources en biomasse rend controversée et difficile à caractériser l'évaluation de leur potentiel technique d'ensemble. Les évaluations présentées dans la documentation existante vont d'un potentiel technique

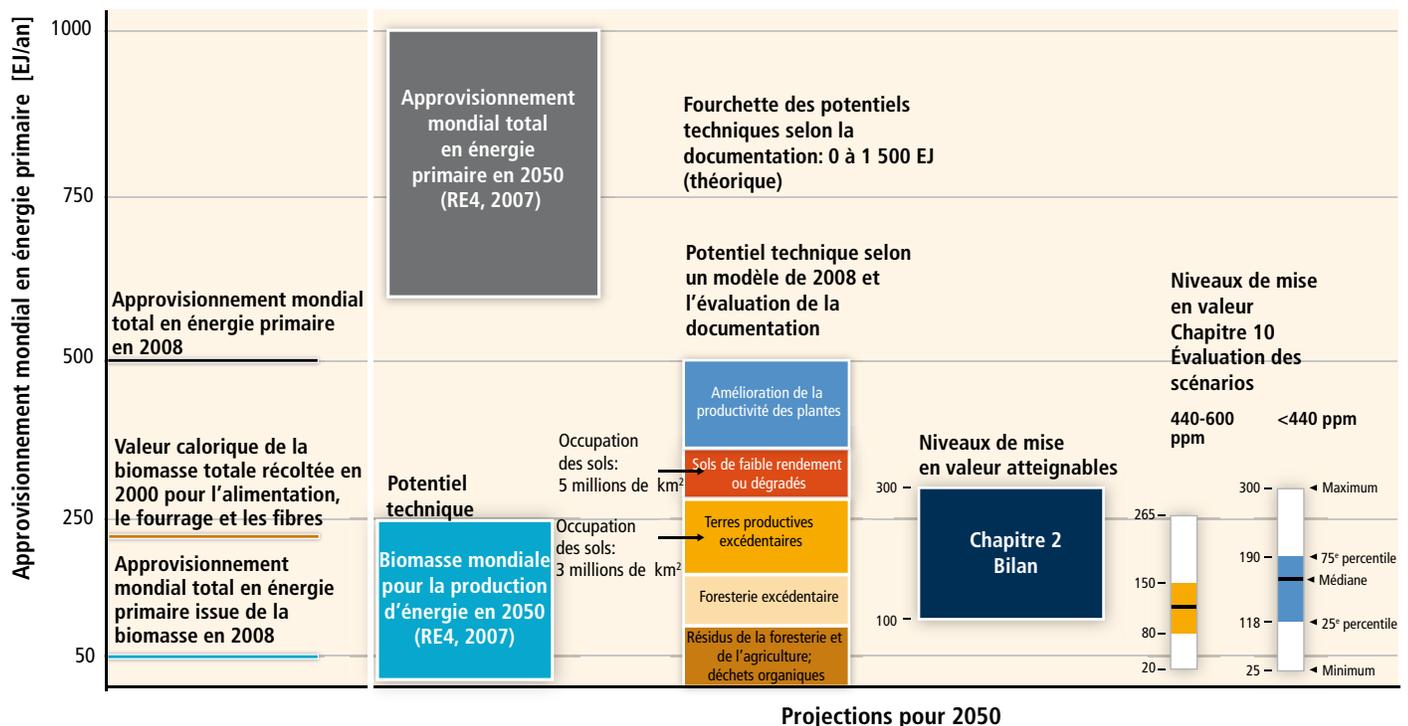
<sup>7</sup> La biomasse traditionnelle se définit comme la consommation de biomasse dans le secteur résidentiel des pays en développement et désigne l'emploi souvent non durable de bois, de charbon de bois, de résidus agricoles et de déjections animales pour la cuisson des aliments et le chauffage. Toutes les autres utilisations de la biomasse se définissent comme la biomasse moderne. Dans le présent rapport, nous établissons aussi une distinction entre la bioénergie moderne hautement efficace et les applications industrielles de la bioénergie avec divers degrés d'efficacité [annexe I]. Le caractère renouvelable et durable du recours à la biomasse est abordé essentiellement dans les sections 2.5.4 et 2.5.5 respectivement (voir aussi la section 1.2.1 et l'annexe I).

**Tableau TS.2.1** | Exemples de flux d'énergie issue de la biomasse traditionnelle et de certaines sources de biomasse moderne en 2008. On trouvera au tableau 2.1 des notes sur les flux spécifiques et les problèmes de comptabilisation. [Tableau 2.1]

Type	Énergie primaire approximative (EJ/an)	Efficacité moyenne approximative (%)	Énergie secondaire approximative (EJ/an)
<b>Biomasse traditionnelle</b>			
Prise en compte dans les statistiques sur le bilan énergétique établies par l'AIE	30,7	10–20	3–6
Évaluée pour les secteurs informels (charbon de bois, par ex.) [2.1]	6–12		0,6–2,4
<b>Biomasse traditionnelle totale</b>	<b>37–43</b>		<b>3,6–8,4</b>
<b>Bioénergie moderne</b>			
Production d'électricité et production combinée de chaleur et d'électricité à partir de biomasse, de déchets urbains solides et de biogaz	4,0	32	1,3
Chauffage des bâtiments résidentiels, publics et commerciaux à l'aide de biomasse solide et de biogaz	4,2	80	3,4
Carburants pour les transports routiers (éthanol et biogazole)	3,1	60	1,9
<b>Bioénergie moderne totale</b>	<b>11,3</b>	<b>58</b>	<b>6,6</b>

nul (aucune biomasse disponible pour la production d'énergie) à un potentiel théorique maximal d'environ 1 500 EJ, selon les modèles mondiaux. La figure TS.2.2 présente un résumé des potentiels techniques déterminés dans de grandes études, y compris les données émanant de l'analyse des scénarios du chapitre 10. Pour mettre en perspective le potentiel technique énergétique de la biomasse, la biomasse mondiale utilisée pour la production d'énergie se chiffre actuellement à environ 50 EJ/an, et l'ensemble de la biomasse récoltée pour l'obtention de denrées alimentaires, de fourrage et de fibres, exprimée en équivalent calorique, est d'environ 219 EJ/an (données de 2000). La presque totalité de la biomasse mondiale actuellement récoltée serait nécessaire pour obtenir un niveau de mise en valeur de la bioénergie de 150 EJ/an d'ici 2050. [2.2.1]

Selon une évaluation du potentiel technique fondée sur une analyse de la documentation disponible en 2007 et d'études de modélisation supplémentaires, la limite supérieure du potentiel technique pourrait être d'environ 500 EJ en 2050, comme le montre le graphique cumulé de la figure TS.2.2. Dans cette évaluation, on suppose l'existence de cadres réglementaires qui assurent une bonne gouvernance de l'utilisation des terres et des améliorations majeures de la gestion de l'agriculture et l'on tient compte du caractère limité des ressources en eau, de la protection de la biodiversité, de la dégradation des sols et de la concurrence avec les produits alimentaires. Les résidus émanant de la foresterie, de l'agriculture et des déchets organiques (y compris la part organique des déchets urbains solides, les déjections animales, les résidus industriels, etc.) sont évalués à 40 à



**Figure TS.2.2** | Résumé des principales projections pour 2050 du potentiel technique de la biomasse terrestre mondiale à des fins énergétiques et niveaux de mise en valeur atteignables par rapport à l'approvisionnement mondial total en énergie primaire et en biomasse en 2008 ainsi qu'à l'équivalent-énergie de la biomasse mondiale totale récoltée. [Figure 2.25]

170 EJ/an, avec une moyenne estimée d'environ 100 EJ/an. Cette partie du potentiel technique est relativement certaine, mais la concurrence d'autres applications pourrait entraîner la disponibilité nette des applications énergétiques vers le bas de la fourchette. Les produits excédentaires de la foresterie autres que les résidus forestiers ont un potentiel technique supplémentaire d'environ 60 à 100 EJ/an. Une estimation basse de la production de cultures énergétiques sur un éventuel excédent de terres agricoles ou de pâturages de bonne qualité est de 120 EJ/an. La contribution des terres peu arrosées, marginales ou dégradées pourrait être de 70 EJ/an de plus. Cela englobe une vaste zone où la pénurie d'eau impose des limites et où la dégradation des sols est plus marquée. Si l'on suppose un apprentissage intensif des techniques agricoles destinées à améliorer la gestion des cultures et de l'élevage, on peut ajouter 140 EJ/an. Selon cette analyse, les trois catégories prises dans leur ensemble donnent un potentiel technique pouvant atteindre environ 500 EJ/an (figure TS.2.2).

Le développement de ce potentiel technique nécessiterait des efforts majeurs sur le plan des politiques, et il est donc probable que la mise en valeur réelle sera de moindre ampleur et que la base de ressources de la biomasse se limitera à une partie des résidus et des déchets organiques, à la production de cultures bioénergétiques sur des terres dégradées ou marginales et à certaines régions où la biomasse assure un approvisionnement en énergie plus avantageux que les principales options de référence (comme la production d'éthanol à partir de canne à sucre). [2.2.2, 2.2.5, 2.8.3]

Les conclusions de l'étude réalisée par des experts sur la base de la documentation scientifique existante sont les suivantes: [2.2.2–2.2.4]

- Au nombre des facteurs importants figurent 1) la croissance démographique et le développement économique et technologique, la demande de denrées alimentaires, de fourrage et de fibres (y compris pour l'alimentation) et les avancées en matière d'agriculture et de foresterie; 2) les incidences du changement climatique sur l'utilisation des terres à l'avenir, y compris leur capacité d'adaptation; 3) l'importance de la dégradation des sols, de la pénurie d'eau et des exigences en matière de biodiversité et de protection de la nature.
- Les flux de résidus de l'agriculture et de la foresterie et les terres agricoles non exploitées (ou surexploitées et devenant donc marginales ou dégradées) sont des sources importantes pour le développement de la production de biomasse à vocation énergétique, tant à court qu'à long terme. Le maintien de la biodiversité et la nécessité d'assurer la protection des écosystèmes et d'empêcher la dégradation des sols imposent des limites à l'extraction de résidus dans l'agriculture et la foresterie.
- La culture de plantes appropriées (plantes vivaces ou espèces ligneuses, par exemple) peut permettre d'obtenir des potentiels techniques plus élevés en rendant possible la production de bioénergie sur des terres peu adaptées aux cultures vivrières traditionnelles, notamment si l'on considère que les cultures traditionnelles sur ce genre de terres peuvent donner lieu à des émissions de carbone du sol.
- Des modes d'utilisation des terres multifonctionnels avec production de bioénergie intégrée dans l'agriculture et la sylviculture pourraient contribuer au maintien de la biodiversité et permettre de restaurer ou de maintenir la productivité des sols et la viabilité des écosystèmes.
- Les régions où l'eau est rare peuvent avoir une production limitée. Il faut tenir compte du fait que la reconversion des terres en plantations de biomasse

peut réduire les disponibilités en eau en aval. Le recours à des cultures énergétiques convenables résistant à la sécheresse peut contribuer à l'adaptation aux conditions de pénurie d'eau. Lors de l'évaluation du potentiel des ressources en biomasse, il faut analyser soigneusement les contraintes et les opportunités compte tenu des disponibilités en eau et des usages concurrents.

Compte tenu des restrictions indiquées ci-dessus, l'étude d'experts a conclu que les niveaux de mise en valeur de la biomasse énergétique d'ici 2050 pourraient être de l'ordre de 100 à 300 EJ. Toutefois, ce potentiel présente de grandes incertitudes, notamment pour ce qui concerne la situation du marché et des politiques mises en œuvre, et est fortement dépendant du rythme des améliorations apportées dans le secteur agricole en ce qui concerne la production de denrées alimentaires, de fourrage, de fibres et les produits forestiers. Selon un exemple tiré de la documentation, la bioénergie pourrait passer d'environ 100 EJ/an en 2020 à 130 EJ/an en 2030 et atteindre 184 EJ/an en 2050. [2.2.1, 2.2.2, 2.2.5]

Pour atteindre la limite supérieure du niveau de mise en valeur de 300 EJ/an mentionnée par l'étude d'experts (voir la figure TS.2.2), il faudrait déployer d'importants efforts sur le plan des politiques, centrés en particulier sur des améliorations et une efficacité accrue dans le secteur agricole et sur une bonne gouvernance de l'utilisation des terres, par exemple par le zonage.

## 2.3 Technologies et applications de la bioénergie

Les applications commerciales des technologies bioénergétiques incluent la production de chaleur (à des échelles allant de la cuisson familiale des aliments sur des cuisinières à de vastes systèmes de chauffage urbain); la production d'énergie à partir de la biomasse par combustion, production combinée de chaleur et d'électricité ou cocombustion de biomasse et de combustibles fossiles; et la production de biocombustibles liquides de première génération à partir de cultures d'oléagineux (biogazole) et de plantes destinées à la production de sucre et d'amidon (éthanol), comme le montrent les traits pleins de la figure TS.2.3. Cette figure indique aussi les matières premières (comme la biomasse aquatique), les modes de conversion et les produits en cours d'élaboration<sup>8</sup>. [2.3, 2.6, 2.7, 2.8]

La section 2.3 porte sur des questions essentielles relatives à la production de biomasse et à la logistique de la fourniture de matières premières aux usagers (particuliers pour la biomasse traditionnelle et moderne, entreprises qui utilisent et produisent des produits de l'énergie secondaire ou, de plus en plus, un secteur informel de production et de distribution de charbon de bois). Les technologies de conversion qui permettent de transformer la biomasse en vecteurs pratiques d'énergie secondaire sont fondées sur des procédés thermochimiques, chimiques ou biochimiques et sont résumées dans les sections 2.3.1 à 2.3.3 et 2.6.1 à 2.6.3. Le chapitre 8 porte sur l'intégration des produits énergétiques dans les systèmes énergétiques actuels et en cours d'élaboration. [2.3.1–2.3.3, 2.6.1–2.6.3]

<sup>8</sup> Les biocombustibles produits par de nouveaux procédés, comme les produits lignocellulosiques, sont également appelés biocombustibles perfectionnés ou de nouvelle génération.

## 2.4 Situation mondiale et régionale des marchés et de la mise en valeur à l'échelon industriel

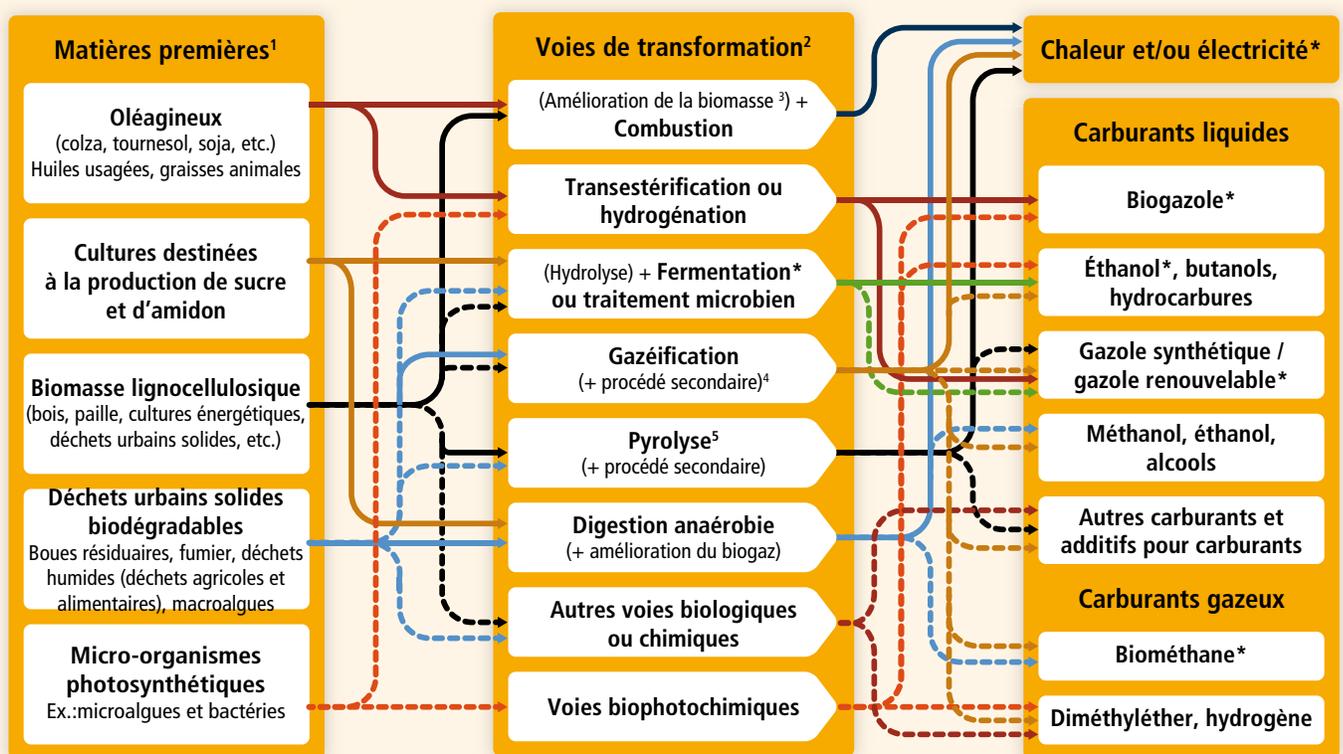
Une étude des marchés et des politiques concernant la biomasse montre que la bioénergie a connu une évolution rapide ces dernières années, comme dans le cas de l'utilisation de la biomasse moderne pour obtenir des vecteurs d'énergie liquides et gazeux (augmentation de 37 % entre 2006 et 2009). Des projections de l'AIE, notamment, prévoient que la biomasse va contribuer à un accroissement substantiel de la part des ÉR, déterminé dans certains cas par des objectifs nationaux. Le commerce international de la biomasse et des biocombustibles a également pris beaucoup plus d'importance ces dernières années, avec environ 6 % (et jusqu'à 9 % en 2008) de biocombustibles (éthanol et biogazole uniquement) échangés sur le plan international et un tiers de la production totale de granulés à vocation énergétique en 2009. Cette production a d'ailleurs favorisé l'utilisation de la biomasse dans des régions où les approvisionnements étaient limités et a mobilisé des ressources provenant de régions où la demande était insuffisante. Néanmoins, il reste de nombreux obstacles au développement d'un négoce efficace de la biomasse et des biocombustibles qui réponde en même temps à des critères de durabilité. [2.4.1, 2.4.4]

Dans de nombreux pays, le cadre d'action pour la bioénergie et, en particulier, les biocombustibles a évolué rapidement et de façon spectaculaire ces dernières

années. Le débat sur la biomasse dans le contexte de la concurrence entre denrées alimentaires et combustibles et les préoccupations croissantes à propos d'autres conflits a entraîné un fort mouvement en faveur de l'élaboration et de la mise en œuvre de critères et de cadres de durabilité et de la modification des niveaux et du calendrier fixés pour la bioénergie et les biocombustibles. En outre, le soutien en faveur d'un bioraffinage perfectionné et de solutions de prochaine génération pour les biocombustibles<sup>9</sup> incite à une mise en place plus durable de la bioénergie. [2.4.5]

Un soutien constant et stable des politiques mises en œuvre a grandement contribué au renforcement de la capacité de production de biomasse et des marchés connexes, ce qui a nécessité des infrastructures et une capacité de conversion qui est devenue de plus en plus compétitive. Cette situation a conduit au succès du programme brésilien, au point que la production d'éthanol est maintenant moins chère que la production d'essence. La bagasse de fibre de canne à sucre sert à produire de la chaleur et de l'électricité, avec un éventail de sources d'énergie fondé essentiellement sur les ÉR et qui réduit au minimum les importations de pétrole. La Suède et la Finlande ont aussi connu un développement important de l'électricité renouvelable et de la gestion de ressources intégrées, qui a débouché progressivement sur des innovations telles que la symbiose d'entreprises industrielles coimplantées. Les États-Unis d'Amérique ont pu accroître rapidement leur

<sup>9</sup> Les biocombustibles produits au moyen de nouveaux procédés (comme la biomasse lignocellulosique) sont également appelés biocombustibles perfectionnés.



**Figure TS.2.3** | Vue schématique des diverses voies bioénergétiques commercialisées (traits pleins) et en cours d'élaboration (pointillés) allant des matières premières de la biomasse à la chaleur, à l'électricité, à la production combinée de chaleur et d'électricité et aux combustibles liquides ou gazeux en passant par diverses voies de conversion thermochimiques, chimiques, biochimiques et biologiques. Les produits commercialisés sont signalés par un astérisque. [Figure 2.2, 2.1.1]

Notes: 1) Certaines parties de chaque matière première pourraient être utilisées selon d'autres voies. 2) Chaque voie peut aussi donner lieu à l'élaboration de coproduits. 3) L'amélioration de la biomasse inclut des procédés de densification (comme la pelletisation, la pyrolyse, la torréfaction, etc.). 4) Processus de digestion anaérobie de divers gaz pouvant être améliorés pour produire du biométhane, essentiellement du méthane, principale composante du gaz naturel. 5) Il pourrait y avoir d'autres voies de traitement thermique: voie hydrothermique, liquéfaction, etc. Parmi les autres voies chimiques figure la reformation en phase aqueuse.

production en harmonisant les politiques nationales et celles de leurs différents États pour ce qui concerne l'électricité dans les années 80 à 90 et les biocombustibles depuis les années 90 jusqu'à maintenant, alors que le prix du pétrole et l'instabilité ont augmenté dans les principaux pays producteurs, et favoriser ainsi le développement rural et la sûreté des approvisionnements en énergie. [2.4.5]

Les pays ont des priorités, des approches, des choix technologiques et des plans de soutien différents pour développer la bioénergie. La complexité des marchés et des politiques apparaît lorsque les pays cherchent à trouver le juste milieu entre les priorités définies en matière d'agriculture et d'utilisation des terres, de sécurité et de politiques énergétiques, de développement rural et de protection du milieu, tout en tenant compte de leur stade particulier de développement, de leur accès géographique aux ressources et de la disponibilité et du prix de ces ressources. [2.4.5, 2.4.7]

À mesure que les politiques relatives à la bioénergie et aux biocombustibles deviennent plus globales, on observe généralement que la durabilité devient un critère plus important au départ. Il en va ainsi dans l'Union européenne, aux États-Unis d'Amérique et en Chine, mais aussi dans de nombreux pays en développement tels que le Mozambique et la Tanzanie. Il s'agit d'une tendance positive, mais nullement stabilisée. Les 70 initiatives répertoriées à l'échelle du globe en 2009 en vue de concevoir et de mettre en œuvre des cadres pour la durabilité et des systèmes de certification concernant la bioénergie et les biocombustibles ainsi que l'agriculture et la foresterie pourraient aboutir à une fragmentation des efforts déployés. La nécessité d'une harmonisation ainsi que d'une collaboration et d'un dialogue aux niveaux international et multilatéral est largement soulignée. [2.4.6, 2.4.7]

## 2.5 Incidences environnementales et sociales

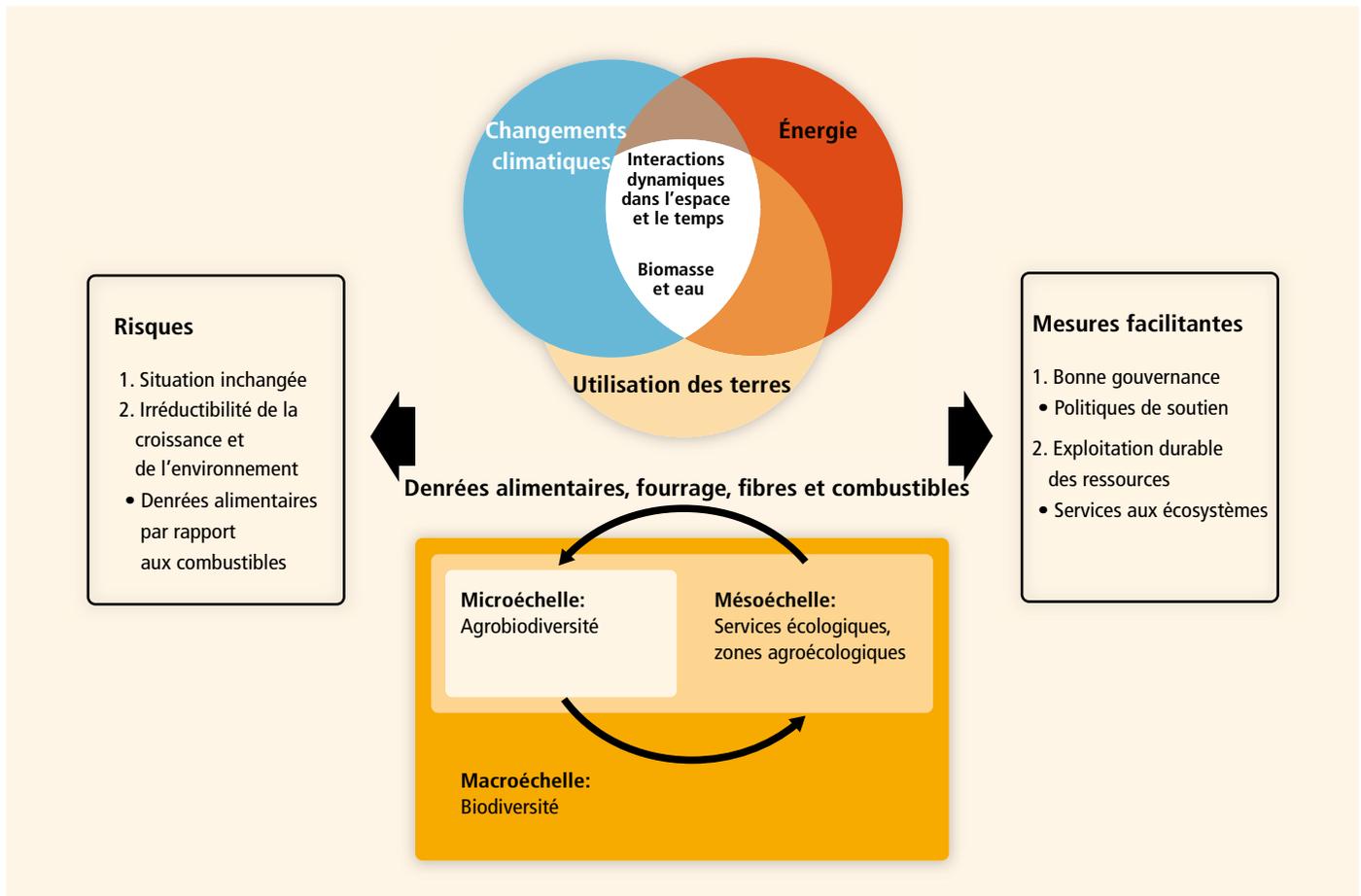
La production de bioénergie a des interactions complexes avec d'autres systèmes sociaux et environnementaux. Les préoccupations – qui vont de la santé et de la pauvreté à la biodiversité et à la rareté et à la qualité des ressources en eau – varient selon de nombreux facteurs, dont les conditions locales, le choix des technologies et des matières premières, la formulation des critères de durabilité et la conception et la mise en œuvre de projets précis. Le plus important, sans doute, est la gestion et la gouvernance globales de l'utilisation des terres lorsque la biomasse est produite à des fins énergétiques, en plus de la satisfaction des besoins alimentaires ou autres liés à la production agricole, animale et de fibres. [2.5]

Un changement direct d'affectation des terres se produit lorsque la production de matières premières bioénergétiques modifie un mode existant d'utilisation des terres, entraînant une modification des stocks de carbone au-dessus du sol et dans le sol. Un changement indirect d'affectation des terres a lieu lorsqu'une modification du niveau de production d'un produit agricole (par ex. une réduction de la production de denrées alimentaires ou d'aliments du bétail due à une reconversion des terres agricoles pour produire des matières premières bioénergétiques) entraîne un infléchissement par le biais du marché des activités de gestion des terres (un changement direct d'affectation des terres, par exemple) en dehors de la région d'extension de la production primaire. Un changement indirect d'affectation des terres n'est pas observable directement et est complexe à modéliser et difficile à attribuer à une seule cause, compte tenu de l'interaction dynamique des multiples acteurs, secteurs industriels, pays, politiques et marchés. [2.5.3, 9.3.4.1]

Si une augmentation de l'utilisation des terres due à la production de biomasse à des fins bioénergétiques s'accompagne d'une amélioration de la gestion agricole (par exemple d'une augmentation de la production de plantes vivaces et de bétail sur des sols dégradés), les effets indésirables d'un changement indirect d'affectation des terres peuvent être évités. Faute d'une gestion appropriée, des conflits peuvent apparaître. Les performances globales des systèmes de production bioénergétique sont donc liées à la gestion des terres et à l'exploitation des ressources en eau. Un équilibre existe entre ces divers facteurs, qu'il convient de gérer au moyen de stratégies et de décisions appropriées (figure TS.2.4). [2.5.8]

La plupart des systèmes bioénergétiques peuvent contribuer à l'atténuation des effets du changement climatique s'ils remplacent des systèmes fondés sur les combustibles fossiles traditionnels et si les émissions émanant de la production de bioénergie restent faibles. De fortes émissions d'oxyde nitreux résultant de la production de matières premières et de l'emploi de combustibles fossiles (surtout de charbon) lors du processus de conversion de la biomasse peuvent avoir des incidences importantes sur l'atténuation des GES. Pour réduire les émissions de GES, plusieurs solutions sont envisageables, dont des pratiques exemplaires pour la gestion des engrais, l'intégration des processus en vue de réduire les pertes au minimum, l'utilisation de la chaleur excédentaire et l'emploi de la biomasse ou d'autres sources d'énergie à faible intensité de carbone comme combustibles industriels. Toutefois, l'efficacité de déplacement (rapport entre les émissions de GES et le carbone présent dans la biomasse) peut être faible si les matières premières supplémentaires de la biomasse sont employées pour obtenir une énergie à usage industriel dans le processus de conversion, sauf si l'énergie déplacée provient du charbon. Si les matières premières émanant de la biomasse servent à produire à la fois des combustibles liquides et de l'électricité, l'efficacité de déplacement peut être élevée. [2.5.1–2.5.3]

Il existe diverses méthodes d'évaluation des émissions de GES correspondant aux principales options en matière de biocombustibles de première et de deuxième génération. Des projets bioénergétiques bien administrés peuvent réduire sensiblement ces émissions par rapport aux procédés fondés sur des combustibles fossiles, surtout dans le cas de la biomasse lignocellulosique utilisée pour produire de l'électricité et de la chaleur et lorsque cette matière première est disponible dans le commerce. Des avantages peuvent être obtenus en utilisant de façon appropriée des résidus agricoles et des déchets organiques, principalement des résidus animaux. La plupart des systèmes actuels de production de biocombustibles permettent de réduire très nettement les émissions de GES par rapport aux combustibles fossiles déplacés, si l'on ne tient pas compte des effets des changements indirects d'affectation des terres. La figure TS.2.5 donne un aperçu des fourchettes d'émissions de GES pendant leur cycle de vie associées à diverses technologies de production d'énergie à partir de la biomasse moderne par comparaison avec les systèmes de référence correspondants faisant appel aux combustibles fossiles qui sont utilisés couramment dans ces secteurs. Des chaînes à usage commercial telles que la production directe d'électricité à partir de la biomasse, la conversion des biogaz issus de la digestion anaérobie en électricité et les techniques de chauffage modernes très efficaces qui sont présentées à droite de la figure permettent de fortement réduire les émissions de GES par comparaison avec les technologies fondées sur les combustibles fossiles. On trouvera à la figure 2.11 davantage de détails sur la méta-analyse des GES, où sont comparées de multiples technologies de production d'électricité à partir de la biomasse et où l'on constate que la majorité des estimations des émissions de GES pendant leur cycle de vie se situent entre 16 et 74 g  $\text{eqCO}_2/\text{kWh}$ .



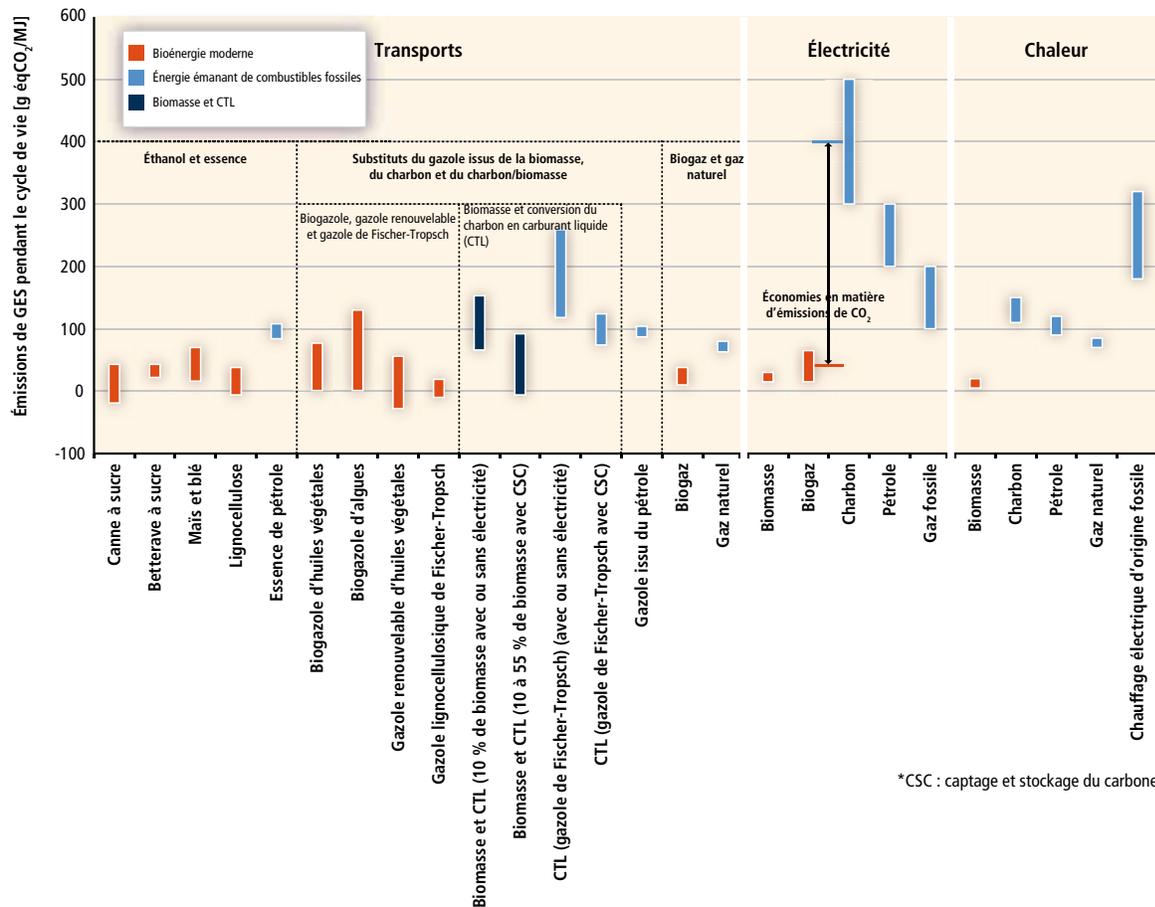
**Figure TS.2.4** | Interactions dynamiques complexes entre la société, l'énergie et l'environnement liées à la bioénergie. Les méthodes fondées sur une production non coordonnée des denrées alimentaires et des combustibles qui prévalent en cas de mauvaise gouvernance des modes d'utilisation des terres sont des exemples de pratiques inchangées. [Figure 2.15]

Les techniques actuelles et à venir sont abordées pour ce qui concerne le secteur des transports. Pour les véhicules légers, la canne à sucre actuellement et les matières premières lignocellulosiques à moyen terme permettent de réduire sensiblement les émissions par rapport à l'essence. Dans le cas du gazole, la fourchette des émissions de GES dépendra de l'empreinte carbone des matières premières. Le biométhane issu de biogaz permet aussi de réduire les émissions (par rapport au gaz naturel) dans le secteur des transports. [2.5.2, 9.3.4.1]

Lorsque des sols à teneur élevée en carbone (notamment les forêts et surtout les forêts sur tourbe bien drainées) sont reconvertis dans la production de bioénergie, les émissions en amont peuvent engendrer un décalage de quelques décennies à plusieurs siècles avant qu'une réduction nette des émissions soit effective. En revanche, l'aménagement de plantations bioénergétiques sur des sols marginaux ou dégradés peut conduire à l'assimilation de CO<sub>2</sub> dans ces sols et dans la biomasse qui y pousse, laquelle, lorsqu'elle est récoltée aux fins de production d'énergie, remplacera des combustibles fossiles. Une bonne gouvernance du mode d'utilisation des terres (un zonage approprié, par exemple) et le choix des systèmes de production de biomasse sont des éléments essentiels pour obtenir de bonnes performances. L'emploi de déchets organiques de consommation et de sous-produits de l'agriculture et de la foresterie n'entraîne pas de changement d'affectation des terres si les sources de biomasse n'ont pas été utilisées à d'autres fins. [2.5.3]

Les matières premières lignocellulosiques destinées à la production de bioénergie peuvent réduire la pression qui s'exerce sur les terres cultivables de premier ordre. En favorisant une augmentation de la productivité de tous les modes d'utilisation des terres, on réduit les pressions associées à un changement d'affectation des sols. [2.2.4.2, 2.5.2]

La documentation disponible au sujet du changement indirect d'affectation des terres montre que les modèles initiaux avaient une résolution géographique insuffisante, ce qui a conduit à accorder une place trop importante au déboisement comme mode d'utilisation des terres. Bien qu'une étude de 2008 ait indiqué un facteur de changement indirect d'affectation des terres de 0,8 (perte de 0,8 ha de zones forestières par hectare de terres utilisées pour la bioénergie), des études ultérieures (2010) où l'on a couplé des modèles macroéconomiques et des modèles biophysiques ont indiqué une réduction jusqu'à une valeur comprise entre 0,15 et 0,3. Les principaux facteurs sont le taux d'amélioration de la gestion de l'agriculture et de l'élevage et le taux de mise en valeur de la production de bioénergie. Les conséquences de l'amélioration des modèles et des données sur la dynamique réelle de la distribution des sols dans les principaux pays producteurs de biocombustibles entraînent une réduction des incidences globales des changements d'affectation des terres, mais toujours avec de grandes incertitudes. Selon toutes les études, la gestion de l'utilisation des terres dans son ensemble est un facteur essentiel. La recherche visant à améliorer les méthodes d'évaluation des



\*CSC : captage et stockage du carbone

**Figure TS.2.5** | Fourchettes des émissions de GES par unité de production d'énergie (MJ) émanant des principales chaînes de bioénergie moderne par rapport aux systèmes actuels et à certains systèmes perfectionnés de production d'énergie issue de combustibles fossiles (les variations nettes des stocks de carbone liés aux modes d'utilisation des terres et les incidences de la gestion des terres étant exclues). Les systèmes commerciaux et en cours d'élaboration (biocombustibles issus d'algues, gazole de Fischer-Tropsch, etc.) pour les technologies faisant appel à la biomasse et aux sources d'énergie fossiles sont illustrés. Lorsque des technologies de captage et de stockage du carbone sont mises au point, le captage et le stockage des émissions de carbone issues de la biomasse peuvent compenser les émissions dues à la production d'énergie à partir de combustibles fossiles. [Figure 2.10]

changements d'affectation des terres et à accroître la disponibilité et la qualité des informations concernant l'utilisation actuelle des sols, les produits issus de la bioénergie et d'autres facteurs potentiels importants des changements d'affectation des terres peut faciliter l'évaluation et offrir des outils permettant d'atténuer les risques de tels changements induits par la bioénergie. [2.5.3, 9.3.4.1]

Les effets de la bioénergie sur la pollution de l'air dépendent de la technologie bioénergétique employée (y compris les technologies de lutte contre la pollution) et de la technologie énergétique déplacée. Ainsi, pour ce qui concerne l'utilisation de la biomasse traditionnelle, l'amélioration des cuisinières fonctionnant à la biomasse peut permettre une atténuation substantielle et rentable des émissions de GES, avec des avantages connexes importants du point de vue de la santé et de la qualité de vie pour les 2,7 milliards de personnes qui ont recours à la biomasse traditionnelle pour la cuisson des aliments et le chauffage. [2.5.4, 2.5.5]

Faute d'une gestion correcte, l'accroissement de la production de biomasse pourrait entraîner une augmentation de la concurrence pour l'eau dans des zones critiques, ce qui est hautement indésirable. L'eau est un problème essentiel qu'il convient de mieux analyser au niveau régional pour comprendre toutes les conséquences de l'évolution de la végétation et de la gestion de l'utilisation des terres. Selon des études récentes, il est possible d'apporter des améliorations considérables à l'efficacité de l'exploitation des ressources en eau dans le cadre de

l'agriculture traditionnelle, des cultures bioénergétiques et, selon l'endroit et le climat, des régimes de cultures pérennes, en améliorant la rétention d'eau et en réduisant l'évaporation directe des sols. [2.5.5, 2.5.5.1]

On peut faire des observations semblables en ce qui concerne la biodiversité, bien que l'incertitude scientifique soit plus importante en raison de débats en cours sur les méthodes d'évaluation des incidences sur la biodiversité. Il est clair que le développement des monocultures à grande échelle au détriment des zones naturelles est préjudiciable à la biodiversité, comme le souligne la Convention sur la diversité biologique de 2007. Cependant, l'intégration de diverses graminées vivaces et cultures ligneuses dans les pratiques agricoles peut aussi accroître la teneur des sols en carbone et leur productivité, réduire les glissements de terrain superficiels et les «crues soudaines» locales, créer des couloirs écologiques, atténuer l'érosion due au vent et à l'eau et réduire la quantité de sédiments et d'éléments nutritifs transportés dans les cours d'eau. La récolte de la biomasse forestière peut améliorer les conditions de replantation, accroître la productivité et la croissance des peuplements restants et réduire les risques pour les espèces sauvages. [2.5.5.3]

Les répercussions sociales d'une vaste augmentation de la production de bioénergie sont très complexes et difficiles à quantifier. La demande de biocombustibles, qui est un facteur déterminant de l'accroissement de la demande dans le secteur agricole et forestier, contribue à une augmentation mondiale du prix des denrées

alimentaires. Même si l'on tient compte de l'avantage d'une hausse des prix pour les agriculteurs pauvres, cette hausse du prix des denrées alimentaires influe négativement sur le niveau de pauvreté, la sécurité alimentaire et la malnutrition des enfants. D'autre part, les biocombustibles peuvent donner aux pays en voie de développement la possibilité de faire progresser le développement rural et la croissance de l'agriculture, surtout si cette croissance se révèle durable sur le plan économique. En outre, il est possible de réduire les dépenses en combustibles fossiles importés. Toutefois, la possibilité pour les agriculteurs de bénéficier de ces avantages dépend largement de la façon dont les chaînes de production sont organisées et dont l'utilisation des terres est gérée. [2.5.7.4–2.5.7.6, 9.3.4]

L'élaboration de cadres et de normes de durabilité peut réduire les incidences négatives éventuelles de la production de bioénergie et conduire à une efficacité plus grande que celle des systèmes actuels. Si la bioénergie peut contribuer à une atténuation des effets des changements climatiques, à une sûreté et à une diversité plus grandes des approvisionnements en énergie et au développement économique des pays développés et en développement, les effets de la bioénergie sur la durabilité de l'environnement peuvent être positifs ou négatifs selon les conditions locales, la façon dont les critères sont définis et la manière dont les projets sont conçus et mis en œuvre, entre autres nombreux facteurs. [2.4.5.2, 2.8.3, 2.5.8, 2.2.5, 9.3.4]

## 2.6 Perspectives d'amélioration et d'intégration des technologies

De nouvelles améliorations de la production de matières premières issues de la biomasse et des technologies de conversion sont possibles et nécessaires pour que la bioénergie puisse contribuer à l'approvisionnement mondial en énergie selon la valeur extrême supérieure de l'intervalle des niveaux de mise en valeur présentés à la figure TS.2.2. Accroître la productivité des terres, que ce soit à des fins alimentaires ou énergétiques, est une condition préalable essentielle à la mise en valeur à grande échelle de la biomasse énergétique, car cela libérerait davantage de terres pour la culture de biomasse et réduirait la demande associée de terres. En outre, des systèmes multifonctions d'exploitation des sols et des ressources en eau pourraient être mis en place, la bioénergie et les bioraffineries étant intégrées dans les systèmes agricoles et forestiers, ce qui contribuerait à la conservation de la biodiversité et au rétablissement ou au maintien de la productivité des sols et de la santé des écosystèmes. [2.6.1]

Les matières premières lignocellulosiques sont particulièrement prometteuses du fait 1) qu'elles ne concurrencent pas directement la production de denrées alimentaires, 2) qu'elles peuvent être cultivées spécifiquement à des fins énergétiques, ce qui contribuerait à augmenter la production par unité de surface et à élargir le marché des produits énergétiques, 3) qu'elles peuvent être récoltées en tant que résidus de la production végétale et d'autres systèmes qui augmentent l'efficacité de l'utilisation des terres et 4) qu'elles permettent l'intégration des activités de gestion des déchets avec diverses autres industries, ce qui offre des perspectives de symbiose industrielle au niveau local. La documentation concernant les technologies de conversion et l'évolution des investissements dans ce secteur indique que l'industrie est prête à accroître la diversification des produits, comme l'a fait l'industrie pétrolière, en s'intéressant davantage aux carburants à haute densité énergétique pour le transport aérien, application pour laquelle d'autres carburants sans carbone n'ont pas été envisagés. [2.6.4]

Une nouvelle génération de matières premières aquatiques qui produisent des lipides algaux permettant d'obtenir du gazole, des carburateurs ou des produits à plus haute valeur issus du CO<sub>2</sub> et de l'eau avec la lumière du soleil peut donner lieu à des stratégies susceptibles de réduire les incidences en matière d'utilisation des terres, les algues pouvant pousser dans des eaux saumâtres, sur des terres impropres à la culture et dans des eaux contenant des déchets industriels. Les organismes algaux s'accommodent de l'obscurité et peuvent métaboliser des sucres pour fournir des combustibles et des produits chimiques. De nombreux microbes pourraient devenir des usines microscopiques produisant des produits, des combustibles et des matériaux spécifiques qui réduiraient la dépendance de la société par rapport aux sources d'énergie fossile. [2.6.1.2, 2.7.3]

Bien que des progrès techniques importants aient été réalisés, le traitement relativement complexe que doit subir la biomasse lignocellulosique solide et l'intégration de certaines nouvelles mesures prennent du temps et nécessitent un soutien pour franchir les étapes les plus périlleuses (la «vallée de la mort») du développement dans les usines de démonstration ou prototypes et pendant la phase de commercialisation précoce. Le coût prévu des biocombustibles issus d'un grand nombre de sources et procédés est très sensible au prix des matières premières et varie de 10 à 30 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ. Les académies nationales américaines prévoient, à l'horizon 2035, une diminution de 40 % des coûts d'exploitation pour ce qui est des voies biochimiques, qui se situeraient entre 12 et 15 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ. [2.6.3, 2.6.4]

Actuellement, la gazéification de la biomasse fournit environ 1,4 GW<sub>th</sub> pour les applications industrielles, les applications thermiques et la cocombustion. Les systèmes de petite taille allant des cuisinières et des systèmes de digestion anaérobie aux petits gazogènes ont gagné en efficacité avec le temps. De nombreux acteurs sont particulièrement intéressés par les centrales à cycle combiné et gazéification intégrée (IGCC) utilisant la bioénergie comme matière première. S'il semble que ces centrales seront plus efficaces que les systèmes traditionnels à turbine à vapeur, elles n'ont cependant pas encore atteint le stade d'une commercialisation complète. Toutefois, on peut aussi les intégrer plus efficacement à des systèmes de captage et de stockage du carbone. Outre qu'il sert à produire de l'électricité, le gaz synthétique issu des unités de gazéification peut aussi servir à produire une vaste gamme de combustibles (méthanol, éthanol, butanols et gazole synthétique) ou à produire simultanément de l'électricité et des combustibles. Des problèmes techniques ont empêché jusqu'ici une mise en valeur rapide de cette technologie. La transformation de la biomasse en liquides fait appel à des technologies commerciales mises au point pour les combustibles fossiles. La figure TS.2.5 présente les prévisions concernant les émissions dues à la transformation du charbon en combustibles liquides et la compensation des émissions que peut assurer la biomasse en éliminant des GES de l'atmosphère lorsqu'on la couple avec des technologies de captage et de stockage du carbone. On prévoit que le coût de production des produits gazeux (hydrogène, méthane, gaz naturel synthétique), qui en sont au début de la phase de commercialisation, sera plus faible. [2.6.3, 2.6.4]

Les huiles pyrolytiques et hydrothermiques sont des huiles transportables à faible prix utilisées pour la production de chaleur ou pour la production combinée d'électricité et de chaleur, qui pourraient devenir une matière première utilisable dans des installations autonomes ou couplée à des raffineries pétrochimiques. [2.3.4, 2.6.3, 2.6.4, 2.7.1]

La production de biogaz émanant de divers flux de déchets et leur transformation en biométhane ont déjà de petits marchés pour des applications multiples, y compris les transports dans de petits réseaux en Suède et la production de chaleur et d'électricité dans des pays nordiques et européens. Un facteur essentiel est la combinaison des flux de déchets, y compris les résidus de l'agriculture. L'amélioration des technologies et la réduction des coûts sont à cet égard nécessaires. [2.6.3, 2.6.4]

De nombreuses filières faisant appel à la bioénergie et aux biocombustibles permettent de procéder au captage et au stockage du carbone en offrant d'importantes possibilités de réduction et de séquestration des émissions. À mesure que les technologies de captage et de stockage du carbone sont perfectionnées et vérifiées, le couplage de la fermentation avec des flux de CO<sub>2</sub> concentrés ou des systèmes à cycle combiné et gazéification intégrée offre la possibilité d'obtenir des combustibles neutres en carbone ou, dans certains cas, des émissions nettes négatives. La réalisation de cet objectif sera facilitée par des systèmes bien conçus englobant une sélection de la biomasse, un système d'approvisionnement en matières premières, la conversion en un vecteur d'énergie secondaire et l'intégration de ce vecteur dans les systèmes énergétiques actuels et à venir. [2.6.3, 2.6.4, 9.3.4]

## 2.7 Coûts actuels et tendances

La production de biomasse, la logistique de l'approvisionnement et les processus de conversion contribuent au coût des produits finals. [2.3, 2.6, 2.7]

L'économie et le rendement des matières premières varient beaucoup selon les régions du monde et les types de matières premières, les coûts allant de 0,9 à 16 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ (données de 2005 à 2007). La production de matières premières destinées à la bioénergie concurrence la foresterie et le secteur alimentaire, mais des systèmes intégrés de production tels que l'agroforesterie ou les cultures mixtes peuvent offrir des synergies parallèlement à d'autres services environnementaux. La manutention et le transport de la biomasse depuis les lieux de production jusqu'aux usines de transformation peuvent représenter 20 à 50 % du coût total de la production de bioénergie. Des facteurs tels que l'augmentation d'échelle et les innovations techniques augmentent la concurrence et contribuent à une baisse de plus de 50 % du coût économique et énergétique des chaînes d'approvisionnement. La densification par fabrication de granulés ou d'agglomérés est nécessaire pour le transport à des distances de plus de 50 km. [2.3.2, 2.6.2]

Actuellement, divers systèmes bioénergétiques importants, et en particulier les systèmes de production d'éthanol à partir de la canne à sucre et les systèmes de production de chaleur et d'électricité à partir de résidus et de déchets de la biomasse, peuvent être mis en valeur de façon compétitive. [Tableaux 2.6 et 2.7] Selon une méthode normalisée présentée à l'annexe II et d'après les données sur les coûts et les performances résumées à l'annexe III, les coûts de production estimatifs des systèmes bioénergétiques commerciaux à diverses échelles et selon les régions géographiques sont résumés à la figure TS.2.6. Les valeurs présentées sont le coût de production, le coût de la logistique pour l'approvisionnement et le coût de conversion. [1.3.2, 2.7.2, 10.5.1, annexe II, annexe III]

Les coûts varient selon les régions du monde, les types de matières premières, le coût de l'approvisionnement en matières premières, l'échelle de production de la bioénergie et l'époque de l'année, la production étant souvent saisonnière. On

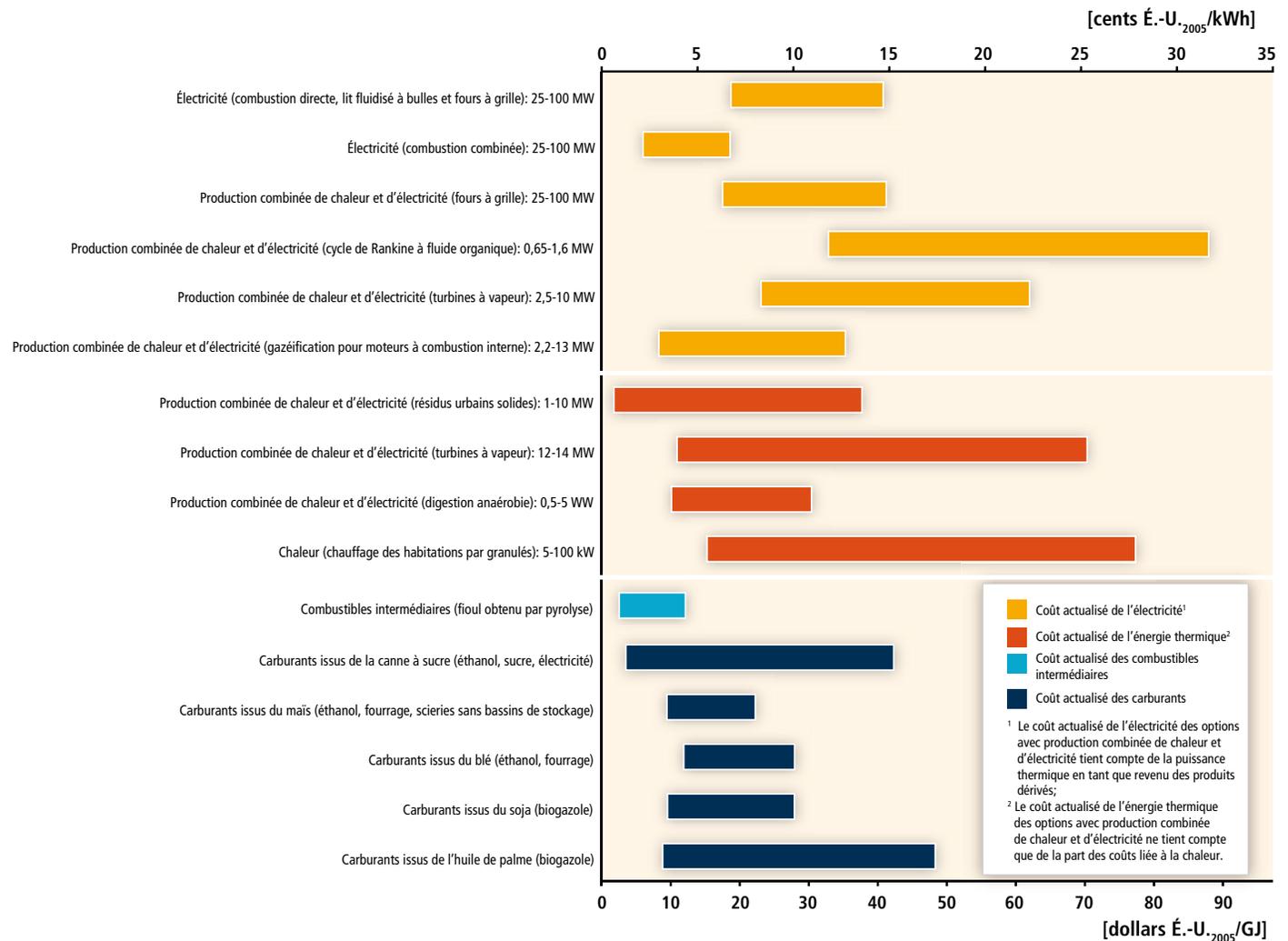
peut prendre des exemples de fourchettes des coûts moyens actualisés<sup>10</sup> estimatifs de la bioénergie commerciale: de 2 à 48 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ environ pour les biocombustibles liquides et gazeux; de 3,5 à 25 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh environ (10 à 50 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ) pour l'électricité et les systèmes de production combinée de chaleur et d'électricité de plus de 2 MW environ (avec un prix des matières premières de 3 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ et un coût de l'énergie thermique de 5 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ pour la vapeur et de 12 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ pour l'eau chaude); et de 2 à 77 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ environ pour les systèmes de chauffage des habitations et de chauffage urbain avec un coût des matières premières de l'ordre de 0 à 20 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ environ (des déchets solides aux granulés de bois). Ces chiffres sont fondés sur des données de 2005 à 2008 et sont exprimés en dollars É.-U.<sub>2005</sub> avec un taux d'actualisation de 7 %. Les fourchettes de prix des biocombustibles indiquées à la figure TS.2.6 sont valables pour les Amériques, l'Inde, la Chine et les pays d'Europe. Pour les systèmes de chauffage, les prix sont essentiellement européens, et les prix de l'électricité et de la production combinée de chaleur et d'électricité correspondent essentiellement aux grands pays consommateurs. [2.3.1–2.3.3, 2.7.2, annexe III]

À moyen terme, les performances des technologies bioénergétiques actuelles peuvent encore être considérablement améliorées, alors que les nouvelles technologies offrent la perspective d'une mise en valeur plus efficace et plus compétitive de la biomasse à des fins énergétiques (et pour la production de matériaux). Les systèmes bioénergétiques, notamment aux fins de production d'éthanol et de bioélectricité, ont donné lieu à un apprentissage technique et à une réduction connexe des coûts, avec des taux d'apprentissage comparables à ceux d'autres technologies ÉR. Cela s'applique aux systèmes de culture (à la suite des progrès de la gestion de l'agriculture pour la canne à sucre et le maïs), aux systèmes d'approvisionnement et à la logistique (comme on l'a observé dans des pays nordiques et pour la logistique internationale) et à la conversion (production d'éthanol, d'électricité et de biogaz), comme l'indique le tableau TS.2.2.

Bien qu'on n'ait pas étudié en détail l'ensemble des possibilités de la bioénergie présentées au chapitre 2 pour ce qui est de l'apprentissage technique, on a constaté une réduction du coût et une amélioration des performances environnementales de plusieurs systèmes bioénergétiques importants. Toutefois, la plupart de ces systèmes nécessitent encore des subventions gouvernementales allouées pour soutenir le développement économique (par ex. la réduction de la pauvreté et la sûreté de l'approvisionnement en énergie) et pour d'autres motifs propres aux pays. Pour ce qui est de la biomasse traditionnelle, le charbon de bois issu de la biomasse est un combustible majeur dans les pays en développement et devrait bénéficier de l'adoption de fours plus efficaces. [2.3, 2.6.1, 2.6.2, 2.6.3, 2.7.2, 10.4, 10.5]

La production concurrentielle de bioélectricité (issue du méthane ou de biocombustibles) dépend de l'intégration avec les systèmes d'utilisation finale, des performances d'autres sources telles que l'énergie éolienne ou solaire, du développement de technologies de captage et de stockage du carbone couplées avec la conversion du charbon et de l'énergie nucléaire. Une mise en valeur fructueuse du captage et du stockage du carbone en association avec la conversion de la

<sup>10</sup> Comme pour la production d'électricité dans les systèmes de production combinée de chaleur et d'électricité où, pour les calculs, on a attribué une valeur pour la chaleur coproduite en ce qui concerne les systèmes de production de biocombustibles, il y a des cas où l'on obtient deux coproduits, par exemple en transformant la canne à sucre en sucre, en éthanol et en électricité. Le revenu tiré des coproduits du sucre pourrait être d'environ 2,6 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ et modifierait d'autant le coût de l'éthanol.



**Figure TS.2.6** | Coût moyen actualisé récent type des services énergétiques émanant de systèmes bioénergétiques disponibles dans le commerce avec un taux d'actualisation de 7 %, calculé sur un an de coûts des matières premières, qui diffèrent selon les technologies. Ces coûts n'incluent pas les intérêts, les taxes, la dépréciation et l'amortissement [figure 2.18]. Pour les biocombustibles, la fourchette du coût actualisé des combustibles correspond à la production dans un grand nombre de pays, alors que le coût actualisé de l'électricité et de l'énergie thermique n'est donné que pour les marchés des grands utilisateurs des technologies pour lesquelles des données sont disponibles. Les calculs sont fondés sur un pouvoir calorifique élevé.

biomasse pourrait conduire à l'élimination de GES présents dans l'atmosphère et à des prix intéressants pour les mesures d'atténuation, mais à ce jour, cette technologie n'a reçu qu'une attention limitée. [2.6.3.3, 8.2.1, 8.2.3, 8.2.4, 8.3, 9.3.4]

Le tableau TS.2.3 indique que le coût de certaines technologies bioénergétiques clés devrait diminuer à court et à moyen terme. Des analyses récentes ont montré que le potentiel d'amélioration des biocombustibles lignocellulosiques est suffisamment important pour concurrencer le pétrole à des prix variant de 60 à 80 dollars U.S./baril (0,38 à 0,44 dollars U.S./litre). Les analyses de scénarios actuellement disponibles indiquent que si, à court terme, la recherche-développement et le soutien du marché sont suffisants, les progrès techniques pourraient permettre leur commercialisation vers 2020 (selon le prix du pétrole et du carbone). Selon certains scénarios, cela impliquerait un changement majeur dans la mise en valeur de la biomasse à des fins énergétiques, vu qu'une production concurrentielle permettrait de dissocier la mise en valeur des objectifs stratégiques (mandats) et que la demande de biomasse passerait des cultures vivrières aux résidus de la biomasse, à la biomasse forestière et à des systèmes de culture pérenne. À ce jour, on a peu étudié les conséquences de cette évolution (rapide). [2.8.4, 2.4.3, 2.4.5]

La mise au point de l'éthanol lignocellulosique et les démonstrations le concernant se poursuivent dans plusieurs pays. Une étape essentielle de cette mise au point est le prétraitement visant à surmonter le caractère récalcitrant des parois cellulaires des résidus ligneux, herbacés ou agricoles, afin que les polymères d'hydrates de carbone puissent subir une hydrolyse (par ex. au moyen d'enzymes) et une fermentation des sucres en vue d'obtenir de l'éthanol (ou du butanol) et de la lignine et de produire ensuite de la chaleur ou de l'électricité industrielle. On peut aussi combiner plusieurs étapes et procéder à un traitement biologique avec de multiples organismes en même temps. Selon une étude des progrès envisageables dans le domaine des enzymes, on peut s'attendre, à l'horizon 2030, à une réduction de 40 % des coûts grâce à l'amélioration des procédés, ce qui ferait baisser le coût estimatif de production d'un montant variant de 18 à 22 dollars U.S./GJ (données pilotes) à un montant variant de 12 à 15 dollars U.S./GJ, c'est-à-dire à une fourchette de prix compétitive. [2.6.3]

La pyrolyse de la biomasse et les principes hydrothermiques se développent aussi parallèlement à l'industrie du pétrole, et il est démontré sur le plan technique que l'amélioration des huiles pour obtenir de l'essence ou du gazole de base et même des carburateurs de qualité est possible. [2.6.3]

**Tableau TS.2.2** | Courbes d'expérience des principales composantes des systèmes bioénergétiques et des vecteurs d'énergie finale, exprimées en tant que réduction (%) du coût (ou du prix) par doublement de la production cumulée. TAC: taux d'assimilation des connaissances (ou taux d'apprentissage); N: nombre de doublements de la production cumulée; R2: coefficient de corrélation des données statistiques; E&M: exploitation et maintenance [tableau 2.17]

Système d'apprentissage	TAC (%)	Période	Région	N	R <sup>2</sup>
<b>Production de matières premières</b>					
Canne à sucre (tonnes)	32±1	1975–2005	Brésil	2,9	0,81
Maïs (tonnes)	45±1,6	1975–2005	États-Unis	1,6	0,87
<b>Chaînes logistiques</b>					
Copeaux de bois émanant de forêts (Suède)	15–12	1975–2003	Suède/Finlande	9	0,87–0,93
<b>Investissements et coûts d'E&amp;M</b>					
Centrales de production combinée de chaleur et d'électricité	19-25	1983–2002	Suède	2,3	0,17–0,18
Centrales de production de biogaz	12	1984–1998		6	0,69
Production d'éthanol à partir de canne à sucre	19±0,5	1975–2003	Brésil	4,6	0,80
Production d'éthanol à partir de maïs (coûts d'E&M uniquement)	13±0,15	1983–2005	États-Unis	6,4	0,88
<b>Vecteurs d'énergie finale</b>					
Éthanol issu de canne à sucre	7	1970–1985	Brésil		
	29	1985–2002		~6,1	n.d.
Éthanol issu de canne à sucre	20±0,5	1975–2003	Brésil	4,6	0,84
Éthanol issu de maïs	18±0,2	1983–2005	États-Unis	6,4	0,96
Électricité issue de la production combinée de chaleur et d'électricité à partir de biomasse	9-8	1990–2002	Suède	~9	0,85–0,88
Électricité issue de biomasse	15	Inconnue	OCDE	n.d.	n.d.
Biogaz	0–15	1984–2001	Danemark	~10	0,97

**Tableau TS.2.3** | Fourchettes des coûts de production prévus pour des technologies en cours d'élaboration [tableau 2.18]

Technologies bioénergétiques sélectionnées	Secteur énergétique (électricité, énergie thermique, transports) <sup>6</sup>	Coûts de production projetés pour 2020-2030 (dollars É.-U. <sub>2005</sub> /GJ)
Cycle combiné à gazéification intégrée <sup>1</sup>	Électricité et/ou transports	12,8–19,1 (4,6–6,9 cents/kWh)
Gazole et carburateurs renouvelables provenant d'oléagineux	Transports et électricité	15–30
Biocarburants lignocellulosiques provenant de sucres <sup>2</sup>	Transports	6–30
Biocarburants lignocellulosiques provenant de gaz synthétique <sup>3</sup>		12–25
Biocarburants lignocellulosiques obtenus par pyrolyse <sup>4</sup>		14–24 (composants de mélanges de carburants)
Biocombustibles et biocarburants gazeux <sup>5</sup>	Énergie thermique et transports	6–12
Carburants et produits chimiques provenant de plantes aquatiques	Transports	30–140

Notes: 1) Prix des aliments pour animaux: 3,1 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ, cycle combiné à gazéification intégrée (à l'avenir): 30 à 300 MW, durée de vie: 20 ans, taux d'actualisation: 10 %; 2) éthanol, butanols, hydrocarbures microbiens et hydrocarbures microbiens provenant de cultures destinées à la production de sucre ou d'amidon ou de sucres lignocellulosiques; 3) gazole synthétique, méthanol et essence, etc.; voies de fermentation de gaz synthétique pour obtenir de l'éthanol; 4) pyrolyse et amélioration catalytique de la biomasse pour obtenir des constituants de l'essence et des mélanges diesel ou des carburateurs; 5) combustibles synthétiques pour obtenir du gaz naturel synthétique, du méthane, de l'oxyde de méthyle, de l'hydrogène provenant de la digestion thermochimique et anaérobie de la biomasse (à plus grande échelle). 6) Plusieurs applications peuvent être couplées avec le captage et le stockage du carbone lorsque ces technologies, y compris le CSC, sont parvenues à maturité et sont donc susceptibles d'éliminer des GES de l'atmosphère.

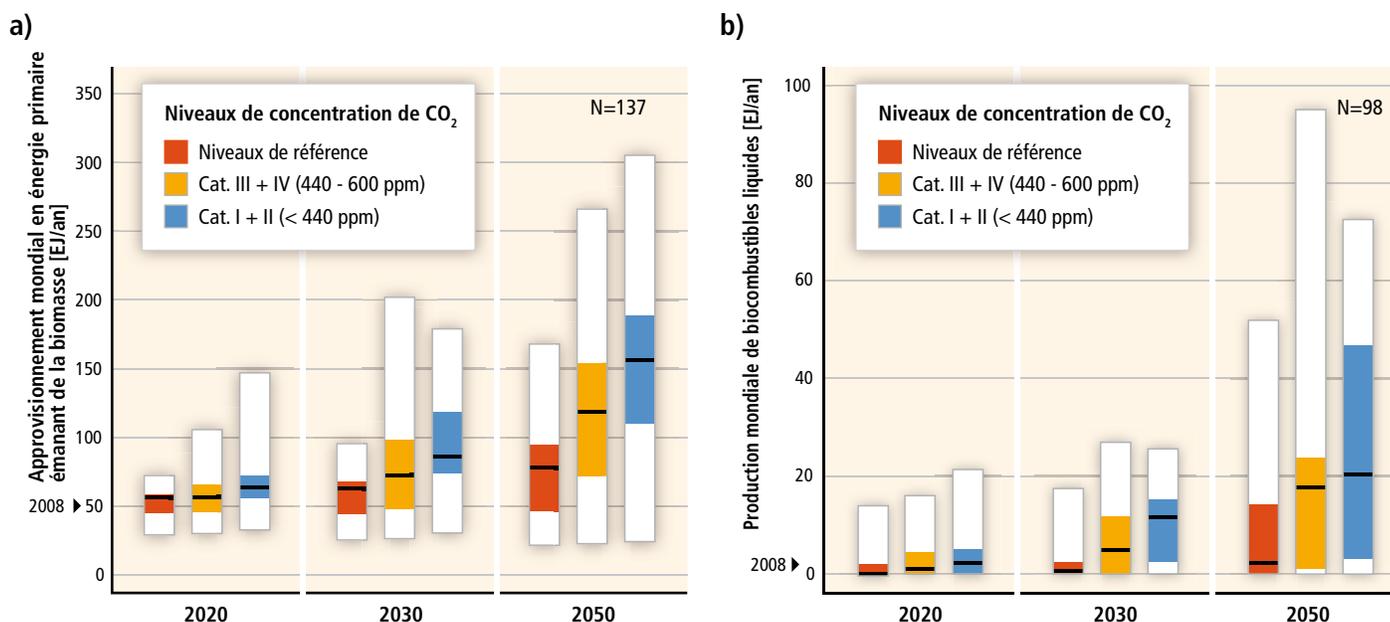
Des organismes photosynthétiques tels que les algues produisent biologiquement – à partir de CO<sub>2</sub>, d'eau et de la lumière solaire – divers hydrates de carbone et lipides qui peuvent être utilisés directement ou pour obtenir des biocombustibles. Ces techniques ont un potentiel important à long terme du fait que l'efficacité photosynthétique des algues est beaucoup plus élevée que celle des cultures d'oléagineux. Les approvisionnements potentiels en bioénergie issue des plantes sont très incertains, mais du fait qu'on peut utiliser des eaux saumâtres et des sols très salins pour leur exploitation, leur utilisation relève d'une stratégie visant à réduire les incidences liées aux changements d'affectation des terres. [2.6.2, 3.3.5, 3.7.6]

On dispose de peu de données sur la production de biomatériaux, les estimations du coût des produits chimiques issus de la biomasse sont rares dans la documentation validée par les milieux scientifiques et les projections pour l'avenir et les taux d'apprentissage le sont encore plus. Cette situation est liée en partie au fait que des produits intéressants d'origine biologique pénètrent le marché soit en tant que constituants partiels de produits d'origine fossile pour l'essentiel, soit en

tant que nouveaux polymères entièrement synthétiques tels que les polyacides issus de l'acide lactique obtenu par fermentation du sucre. Outre la production de biomatériaux pour remplacer les combustibles fossiles, des analyses indiquent que l'emploi en cascade de biomatériaux et l'utilisation subséquente des déchets pour produire de l'énergie peuvent assurer une atténuation plus efficace et plus importante par hectare ou par tonne de biomasse utilisée. [2.6.3.5]

## 2.8 Niveaux de mise en valeur potentiels

Entre 1990 et 2008, l'emploi de la bioénergie a augmenté à un rythme annuel moyen de 1,5 % pour la biomasse solide, tandis que l'utilisation de la biomasse moderne pour des vecteurs d'énergie secondaire sous la forme liquide ou gazeuse a augmenté de 12,1 et de 15,4 % respectivement. Ainsi, la part des biocarburants pour les transports routiers mondiaux a été de 2 % en 2008. La production d'éthanol et de biogazole a augmenté de 10 et de 9 % respectivement en 2009 pour



**Figure TS.2.7** | a) Approvisionnement mondial en énergie primaire émanant de la biomasse selon divers scénarios à long terme concernant l'électricité, la chaleur et les biocombustibles, tous considérés comme des formes d'énergie primaire; b) production mondiale de biocombustibles selon divers scénarios à long terme, considérés comme des formes d'énergie secondaire. À titre de comparaison, les niveaux historiques de 2008 sont indiqués par les petites flèches noires situées sur l'axe de gauche. [Figure 2.23]

atteindre 90 milliards de litres, et les biocarburants ont assuré près de 3 % des transports routiers mondiaux en 2009, alors que la demande de pétrole diminuait pour la première fois depuis 1980. Les politiques gouvernementales de divers pays ont conduit à une multiplication par cinq de la production mondiale de biocombustibles entre 2000 et 2008. La production d'électricité à partir de la biomasse et de déchets renouvelables a été de 259 TWh (0,93 EJ) en 2007 et de 267 TWh (0,96 EJ) en 2009, ce qui correspond à 1 % de l'électricité mondiale et à un doublement de la production depuis 1990 (131 TWh (0,47 EJ) à cette date). [2.4]

Le niveau prévu de mise en valeur continue de la biomasse à des fins énergétiques entre 2020 et 2050 varie considérablement selon les études. D'après l'analyse des données disponibles, la mise en valeur à grande échelle de la biomasse dépend largement du développement durable de la base de ressources, de la gouvernance en matière d'utilisation des terres, du développement des infrastructures et de la réduction du coût des principales technologies, comme dans le cas de l'exploitation efficace et complète de la biomasse primaire à des fins énergétiques à partir des matières premières de première génération les plus prometteuses et de la biomasse lignocellulosique de nouvelle génération. [2.4.3, 2.8]

Les résultats des scénarios résumés à la figure TS.2.7 sont fondés sur les données fournies par un grand nombre d'équipes de modélisation et sur une vaste gamme d'hypothèses concernant en particulier la croissance de la demande d'énergie, le coût et la disponibilité des technologies concurrentes à faible intensité de carbone et le coût et la disponibilité des technologies ÉR. On prévoit dans la plupart des scénarios que le recours à la biomasse traditionnelle va se réduire tandis que l'utilisation de biocombustibles liquides, de biogaz et d'électricité et d'hydrogène produits à partir de la biomasse aura tendance à augmenter. Les résultats de ces scénarios pour la mise en valeur de la biomasse à des fins énergétiques en 2020, 2030 et 2050 sont présentés pour trois intervalles de stabilisation des GES fondés sur le quatrième Rapport d'évaluation: catégories III et IV (440-600 ppm de CO<sub>2</sub>), catégories I et II (< 440 ppm de CO<sub>2</sub>) et scénarios de référence (> 600 ppm de CO<sub>2</sub>), tous à l'horizon 2100. [10.1–10.3]

On prévoit que la mise en valeur mondiale de la biomasse à des fins énergétiques devrait augmenter avec des niveaux plus ambitieux de stabilisation de la concentration de GES, ce qui indique le rôle à long terme de la biomasse dans la réduction des émissions mondiales de GES. Les niveaux médians sont de 75 à 85 EJ et de 120 à 155 EJ pour les deux scénarios d'atténuation à l'horizon 2030 et 2050 respectivement, soit près de deux et trois fois plus que le niveau de mise en valeur en 2008 (50 EJ). Ces niveaux sont semblables aux niveaux moyens de l'étude d'experts pour 2050. La production mondiale de biocombustibles indiquée à la figure TS.2.7 b) pour 2020 et 2030 est relativement faible, mais la plupart des modèles sont dépourvus d'une description détaillée des divers moyens de conversion et du potentiel d'apprentissage connexe [2.7.3]. Pour le scénario d'atténuation inférieur à 440 ppm, la production de biocombustibles est six fois (2030) et dix fois (2050) plus élevée que la valeur réelle de 2008, égale à 2 EJ. [2.2.5, 2.8.2, 2.5.8, 2.8.3]

La meilleure façon d'expliquer la pénétration de la bioénergie par secteur est de faire appel à un seul modèle offrant une représentation détaillée du secteur des transports, comme celui utilisé par l'AIE dans ses Perspectives énergétiques mondiales (WEO) pour 2010, qui modélise aussi les applications de la biomasse traditionnelle et moderne et qui tient compte des investissements et des objectifs prévus de l'industrie et des gouvernements. Ce modèle prévoit une augmentation très sensible du recours à la bioénergie moderne et une diminution de la biomasse traditionnelle. Ces projections correspondent qualitativement aux résultats présentés dans le chapitre 10. À l'horizon 2030, selon le scénario WEO d'atténuation à 450 ppm, l'AIE prévoit que, sur le plan mondial, 11 % des carburants seront des biocarburants, les biocarburants de deuxième génération représentant 60 % des 12 EJ prévus et la moitié de cette quantité devant être produite en poursuivant les politiques actuellement en vigueur. La biomasse et les déchets renouvelables fourniraient 5 % de l'électricité mondiale, soit 1 380 TWh/an (5 EJ/an), dont 555 TWh/an (2 EJ/an) résulteraient d'une stratégie rigoureuse concernant l'atténuation des effets du climat. Le chauffage industriel à partir de la biomasse pour la vapeur à usage industriel et le chauffage des espaces et de l'eau dans les bâtiments (3,3 EJ en 2008) doubleraient en valeur absolue par rapport aux niveaux de

2008. Cependant, la demande totale de chauffage devrait diminuer en raison de la réduction prévue de la biomasse traditionnelle. Le chauffage est considéré comme un secteur clé pour la poursuite de la croissance de la bioénergie moderne. D'ici 2030, les biocarburants devraient réduire de 17 % les émissions dues aux transports routiers et de 3 % les émissions dues aux transports aériens. [2.8.3]

### 2.8.1 Conclusions concernant la mise en valeur: messages importants relatifs à la bioénergie

Les scénarios à long terme étudiés dans le chapitre 10 font état d'une augmentation de l'approvisionnement en bioénergie avec des niveaux de plus en plus ambitieux de stabilisation de la concentration de GES, ce qui indique que la bioénergie pourrait jouer un rôle majeur à long terme dans la réduction des émissions mondiales de GES. [2.8.3]

La bioénergie, qui est actuellement la source la plus importante d'ÉR, devrait rester l'une des principales sources d'ÉR pendant la première moitié de notre siècle. Son potentiel de croissance est considérable, mais va exiger un développement actif. [2.8.3]

- Des évaluations présentées dans la documentation récente montrent que le potentiel technique de la biomasse à des fins énergétiques pourrait atteindre 500 EJ/an d'ici 2050. Il existe toutefois de grandes incertitudes à propos de facteurs importants qui influent sur ce potentiel, tels que la situation du marché et celle des politiques mises en œuvre. [2.8.3]
- L'étude d'experts évoquée au chapitre 2 indique que le niveau de mise en valeur à l'horizon 2050 pourrait être de l'ordre de 100 à 300 EJ/an. La réalisation

de ce potentiel représente un défi majeur, mais apporterait une contribution importante à la demande mondiale d'énergie primaire en 2050, à peu près égale à la teneur en équivalent chaleur de l'extraction mondiale actuelle de biomasse dans les secteurs de l'agriculture et de la foresterie. [2.8.3]

- La bioénergie offre un potentiel important de réduction des GES si les ressources sont développées de façon durable et que des technologies efficaces soient mises en œuvre. Certains systèmes actuels et des options cruciales pour l'avenir – y compris les cultures pérennes, les produits forestiers et les résidus et déchets de la biomasse ainsi que des technologies perfectionnées de conversion – peuvent contribuer à réduire très nettement les émissions de GES, de 80 à 90 % par rapport à la base de référence concernant les énergies fossiles. Toutefois, la reconversion des terres et la gestion des forêts, qui conduisent à de vastes pertes des stocks de carbone et à des changements indirects d'affectation des terres, peuvent restreindre – et dans certains cas faire plus que neutraliser – les incidences positives nettes de la réduction des émissions de GES. [2.8.3]
- Afin d'obtenir des niveaux potentiels élevés de mise en valeur de la biomasse à des fins énergétiques, il importe d'assurer une augmentation modérée de la demande concurrentielle de denrées alimentaires et de fibres, de gérer convenablement les terres et de faire en sorte que les rendements agricoles et forestiers augmentent fortement. Le développement de la bioénergie en l'absence d'un contrôle et d'une bonne gouvernance de l'utilisation des terres implique le risque de conflits importants en matière d'approvisionnement alimentaire, de ressources en eau et de biodiversité ainsi que le risque d'avantages limités pour ce qui est des GES. Inversement, une mise en œuvre selon des cadres de durabilité efficaces pourrait atténuer de tels conflits et

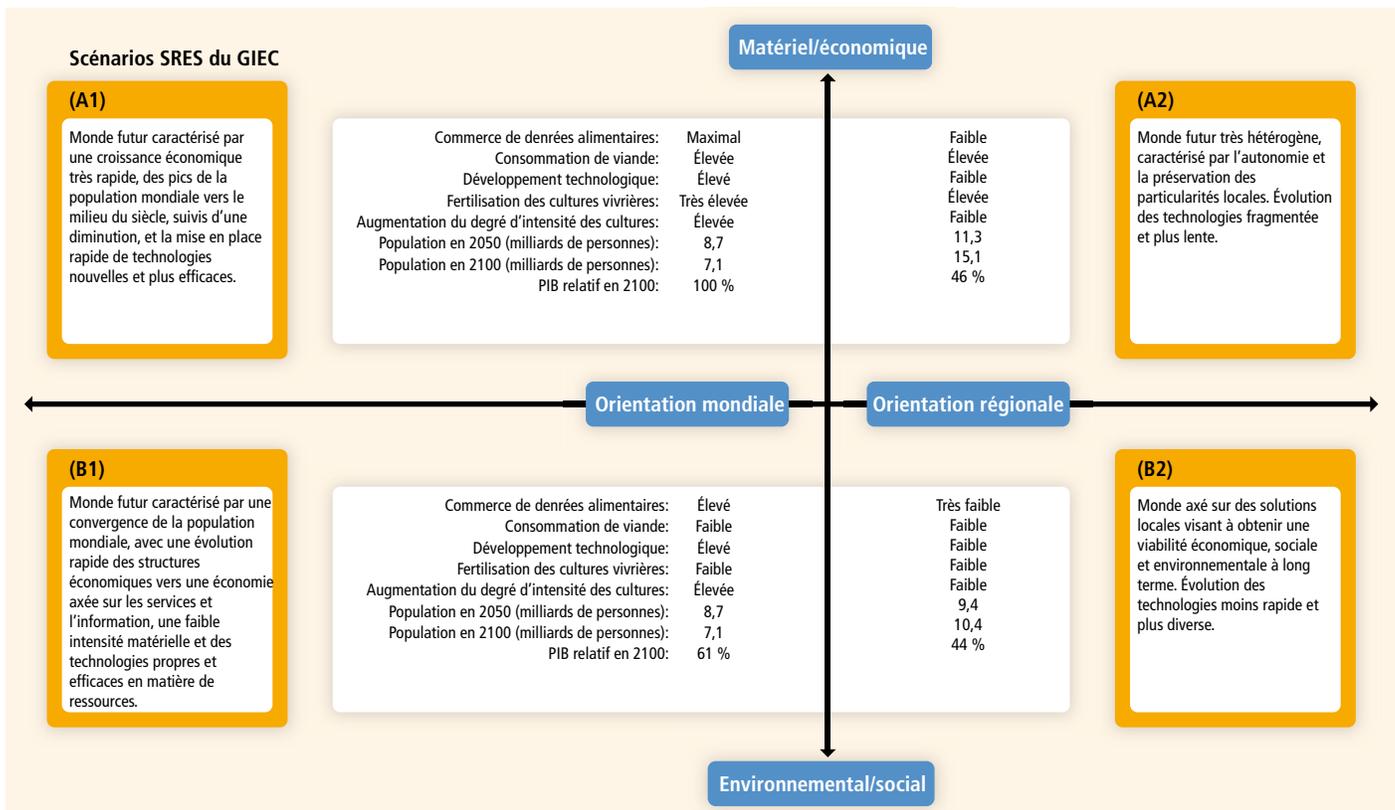


Figure TS.2.8 | Canevas selon les principales variables des scénarios SRES utilisées pour modéliser la biomasse et la bioénergie, servant de base aux esquisses pour 2050 adaptées au présent rapport et employées pour obtenir le graphique cumulé illustrant le potentiel technique de la biomasse à la figure TS.2.2. [Figure 2.26]

permettre d'obtenir des résultats positifs, par exemple en matière de développement rural, d'amélioration des terres et d'atténuation des effets du changement climatique, en donnant en outre la possibilité d'associer diverses mesures d'adaptation. [2.8.3]

- Les incidences et les résultats de la production et de l'utilisation de la biomasse dépendent des régions et des sites considérés. Ainsi, dans le cadre d'une bonne gouvernance de l'utilisation des terres et du développement rural, il faut tenir compte, dans les politiques relatives à la bioénergie, des conditions et des priorités régionales ainsi que des secteurs agricole (agriculture et élevage) et forestier. Si les ressources potentielles de la biomasse dépendent des incidences du changement climatique et sont en interaction avec elles, les incidences précises sont encore mal connues, et il y aura d'importantes différences régionales à cet égard. La bioénergie et les nouveaux

systèmes de culture (pérennes) offrent également la possibilité d'associer des mesures d'adaptation (protection des sols, rétention d'eau et modernisation de l'agriculture) et la production de ressources de biomasse. [2.8.3]

- Plusieurs options importantes concernant la bioénergie (production d'éthanol à partir de canne à sucre au Brésil, systèmes de transformation de certains déchets en énergie, cuisinières efficaces faisant appel à la biomasse, production combinée de chaleur et d'électricité à partir de la biomasse) sont actuellement compétitives et peuvent donner lieu à d'importantes synergies avec des options à plus long terme. Les biocarburants lignocellulosiques en remplacement de l'essence, du gazole et des carburateurs, des options avancées en matière de bioélectricité et des concepts de bioraffinage peuvent assurer une mise en valeur compétitive de la bioénergie à l'horizon 2020 à 2030. En combinant conversion de la biomasse et captage et



Figure TS.2.9 | Évolutions futures possibles de la mise en valeur de la biomasse à des fins énergétiques à l'horizon 2050: quatre esquisses illustratives contrastées indiquent les conditions préalables essentielles et les principales incidences dans des conditions mondiales correspondant à celles définies dans les canevas SRES du GIEC résumés à la figure TS.2.8. [Figure 2.27]

stockage du carbone, on accroît la possibilité d'éliminer des GES de l'atmosphère à long terme, ce qui est nécessaire pour obtenir des réductions marquées des émissions de ces gaz. Les biomatériaux avancés sont prometteurs pour l'économie de la production de bioénergie et pour l'atténuation, bien que leur potentiel soit moins bien compris que celui de la biomasse aquatique (algues), qui est très incertain. [2.8.3]

- Un cadre d'action en évolution rapide, des activités récentes fondées sur le marché, le soutien croissant accordé aux bioraffineries de pointe et aux possibilités offertes par les biocombustibles lignocellulosiques, et en particulier l'élaboration de critères et de cadres de durabilité, ont tous le potentiel de donner une dimension durable aux systèmes bioénergétiques et à leur mise en valeur. Pour atteindre cet objectif, il faudra procéder à des investissements soutenus qui réduiront le coût des principales technologies, disposer d'une infrastructure améliorée en matière de production et de fourniture de biomasse et établir des stratégies de mise en œuvre acceptables pour le public et les instances politiques. [2.8.3]

En conclusion et pour illustrer les relations entre les variables des scénarios (voir la figure TS.2.8), les conditions préalables essentielles dans lesquelles la capacité de production de bioénergie se développe et ce que peuvent être les incidences résultantes, la figure TS.2.8 présente quatre esquisses distinctes concernant la mise en valeur de la biomasse à des fins énergétiques sur le plan mondial à l'horizon 2050. La fourchette de 100 à 300 EJ établie à la suite de l'étude du potentiel des ressources indique les limites inférieure et supérieure de la mise en valeur. Les canevas présentés suivent en gros les définitions du Rapport spécial du GIEC sur les scénarios d'émissions (SRES), appliquées à la bioénergie et résumées à la figure TS.2.9, qui ont également servi à calculer le potentiel technique présenté sur le graphique cumulé de la figure TS.2.2. [2.8.3]

La biomasse et ses multiples produits énergétiques peuvent être développés parallèlement à des produits alimentaires, à du fourrage, à des fibres et à des produits forestiers, de façon durable ou non durable. Comme l'indiquent les canevas des scénarios du GIEC et les esquisses, on peut obtenir des taux de pénétration faibles ou élevés en tenant compte ou sans tenir compte des voies de développement durable et d'atténuation des effets du changement climatique. Ces canevas permettent de se faire une idée plus claire des progrès des technologies de la bioénergie et des systèmes intégrés connexes. [2.8.3]

## 3. Énergie solaire directe

### 3.1 Introduction

Les technologies concernant l'énergie solaire directe constituent une famille de technologies qui diffèrent selon l'utilisation qui est faite de cette forme d'énergie (chauffage, électricité ou production de combustibles, par exemple). Le présent résumé porte sur quatre principaux types de technologie: 1) le solaire thermique, qui englobe à la fois le chauffage actif et le chauffage passif des bâtiments, la production d'eau chaude solaire à des fins domestiques et commerciales, le chauffage des piscines et la production de chaleur à usage industriel; 2) la production d'électricité photovoltaïque (PV) par conversion directe de la lumière solaire en électricité à l'aide de piles photovoltaïques;

3) la production d'électricité par concentration de l'énergie solaire (CES) ou solaire thermodynamique, qui fait appel à la concentration optique de l'énergie solaire pour amener des fluides ou des matériaux à haute température afin d'alimenter des moteurs thermiques et des générateurs électriques; et 4) les méthodes de production de combustibles solaires, qui utilisent l'énergie solaire pour produire des combustibles utiles. [3.1]

L'expression «énergie solaire directe» fait référence aux technologies ÉR qui tirent directement leur énergie du soleil. Certaines technologies renouvelables, telles que celles fondées sur l'énergie éolienne et l'énergie thermique des océans, utilisent l'énergie solaire après qu'elle a été absorbée sur la Terre et convertie en d'autres formes d'énergie. (Dans le reste de ce chapitre, l'adjectif «direct» appliqué à l'énergie solaire sera souvent omis et considéré comme implicite.) [3.1]

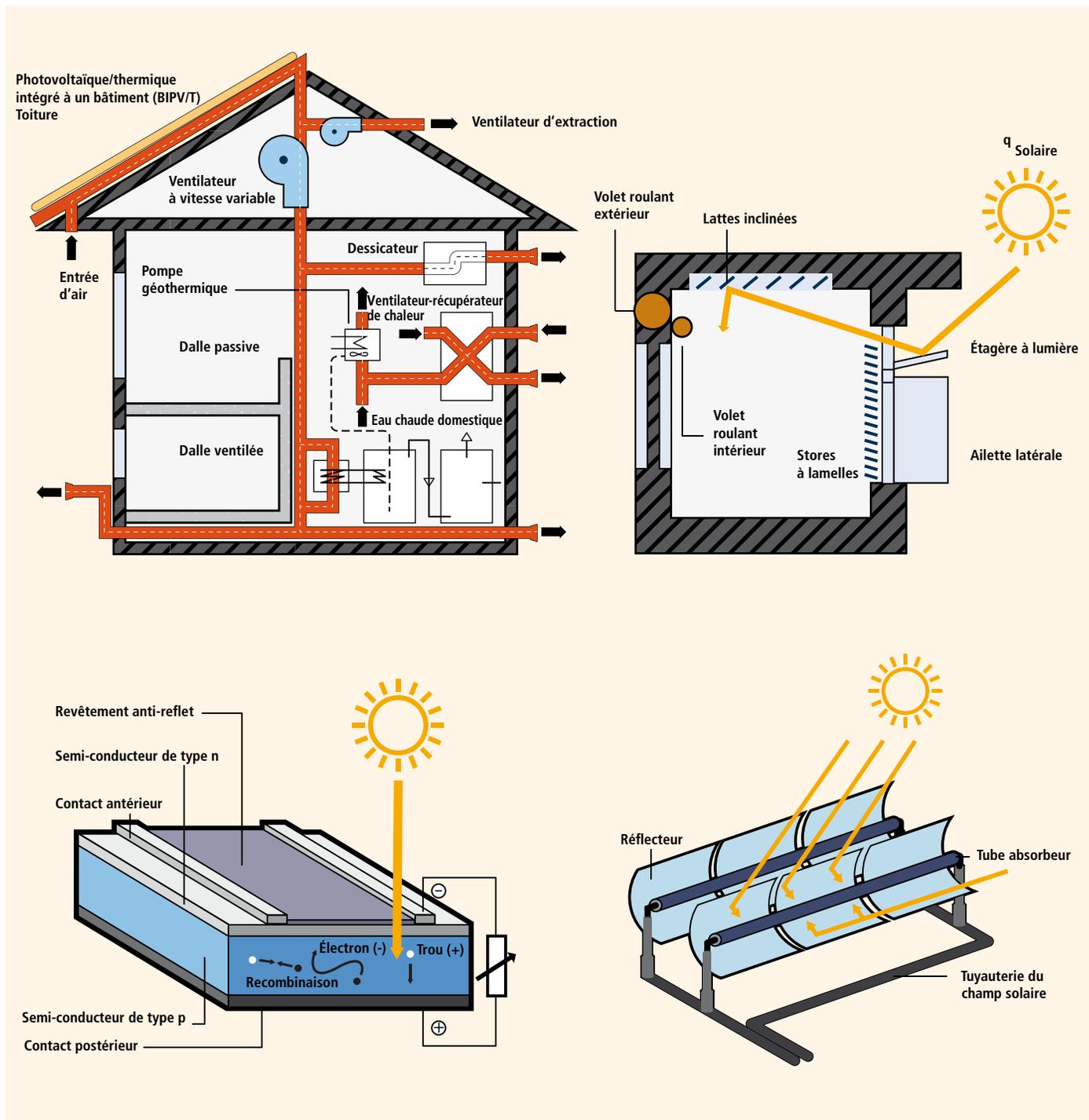
### 3.2 Potentiel de la ressource

L'énergie solaire est le rayonnement thermique émis par la couche la plus externe du Soleil. À la limite de l'atmosphère terrestre, ce rayonnement, appelé éclairement énergétique du soleil, est en moyenne de 1 367 W/m<sup>2</sup> pour une surface perpendiculaire aux rayons du soleil. Au niveau du sol (généralement défini comme correspondant au niveau de la mer avec le soleil directement en surplomb), cet éclairement énergétique du soleil est atténué par l'atmosphère et n'atteint une valeur que de 1 000 W/m<sup>2</sup> environ par ciel clair durant les quelques heures autour de midi (on parle alors de «plein soleil» ou d'ensoleillement maximal). Hors de l'atmosphère, l'énergie du Soleil est transportée par des ondes électromagnétiques d'une longueur d'ondes comprise entre 0,25 et 3 µm environ. Une partie de l'éclairement énergétique du soleil correspond à des rayons qui arrivent directement du soleil sans subir de diffusion dans l'atmosphère. Cet éclairement énergétique «direct», qui peut être concentré par des miroirs et des lentilles, est généralement disponible dans les zones à faible nébulosité. L'éclairement énergétique restant est appelé éclairement diffus. La somme de l'éclairement énergétique direct et de l'éclairement énergétique diffus constitue ce que l'on appelle l'éclairement énergétique solaire global. [3.2]

Le potentiel théorique de l'énergie solaire, qui représente la quantité d'éclairement énergétique du soleil à la surface de la Terre (terres émergées et océans) théoriquement disponible à des fins de production d'énergie, a été estimé à 3,9 x 10<sup>6</sup> EJ/an. Ce chiffre, utilisé de toute évidence à titre indicatif, nécessiterait la pleine utilisation de l'ensemble des terres émergées et des mers disponibles avec un taux de conversion de 100 %. Le potentiel technique est une mesure plus utile; il repose sur l'évaluation de la proportion des terres émergées susceptible d'être utilisée en pratique par des dispositifs de conversion se fondant sur un taux de conversion plus réaliste. Les estimations du potentiel technique de l'énergie solaire vont de 1 575 à 49 837 EJ/an, soit à peu près 3 à 100 fois la consommation mondiale d'énergie primaire en 2008. [3.2, 3.2.2]

### 3.3 Technologies et applications

La figure RT.3.1 illustre les différentes sortes de technologies d'énergie solaire passives et actives actuellement utilisées pour capter l'énergie du Soleil et fournir à la fois des services énergétiques à vocation résidentielle et, directement, de l'électricité. Dans le présent résumé, seules les technologies de production active de chauffage et d'électricité sont traitées en profondeur. [3.3.1–3.3.4]



**Figure TS.3.1** | Exemples d'énergie solaire thermique, passive et active, intégrée dans un bâtiment (en haut); schéma d'un dispositif photovoltaïque de conversion directe de l'énergie solaire en électricité (en bas à gauche); capteur cylindro-parabolique (en bas à droite), qui est l'un des types courants de capteurs solaires à concentration. [Tiré des figures 3.2, 3.5, 3.7]

**Solaire thermique:** La principale composante d'un système solaire thermique actif est le capteur solaire. Un capteur plat se compose d'un panneau noirci muni de tubes par lesquels passe un fluide à réchauffer. Les capteurs plats peuvent être classés comme suit: capteurs non vitrés, adaptés à la production de chaleur à des températures supérieures de quelques degrés à la température ambiante; capteurs vitrés, dans lesquels une feuille de verre ou d'un autre matériau transparent est placée parallèlement au panneau à quelques centimètres au-dessus de celui-ci, ce qui leur permet de produire de la chaleur à des températures

d'environ 30 à 60 °C; capteurs sous vide, qui sont similaires aux capteurs vitrés mais où l'espace entre le capteur et la feuille de verre est dépourvu d'air, ce qui leur permet de fournir de la chaleur à des températures d'environ 50 à 120 °C. Pour supporter le vide, les panneaux d'un capteur sous vide sont habituellement placés à l'intérieur de tubes de verre qui constituent à la fois le vitrage du capteur et son conteneur. Dans les capteurs sous vide, un revêtement noir spécial appelé «surface sélective» est placé sur le panneau pour empêcher que la chaleur absorbée soit réémise. Ces revêtements sont également souvent utilisés sur

les capteurs vitrés non anéroïdes. Les capteurs solaires utilisés dans la gamme de température appropriée ont généralement des rendements d'environ 40 à 70 % en ensoleillement maximal. [3.3.2.1]

Les capteurs plats sont couramment utilisés pour chauffer l'eau à usage domestique et commercial, mais peuvent également être utilisés dans des systèmes de chauffage solaire actif pour chauffer des bâtiments. La réfrigération solaire peut être obtenue en se servant de capteurs solaires pour fournir de la chaleur afin d'alimenter un cycle de réfrigération par absorption. Les autres applications du solaire thermique sont la chaleur à usage industriel, les applications agricoles telles que le séchage des cultures ainsi que la cuisson des aliments. Les dispositifs le plus souvent utilisés pour stocker la chaleur en période diurne ou nocturne ou pendant de brefs épisodes nuageux sont les réservoirs d'eau. Complétés par d'autres sources d'énergie, ces systèmes permettent généralement de satisfaire 40 à 80 % de la demande en énergie thermique de l'application visée. [3.3.2.2–3.3.2.4]

Dans le cas du chauffage solaire passif, c'est le bâtiment lui-même, et notamment ses fenêtres, qui font office de capteur solaire, et la chaleur est distribuée et stockée par des méthodes naturelles. Les éléments de base de l'architecture d'un système de chauffage passif sont des fenêtres à haut rendement thermique orientées vers l'équateur et une importante masse thermique intérieure. Le bâtiment doit également être bien isolé et disposer de systèmes tels que des dispositifs d'ombrage pour empêcher une surchauffe. L'une des autres caractéristiques du solaire passif est «l'éclairage naturel», qui fait appel à des stratégies particulières pour optimiser l'utilisation de la lumière naturelle (solaire) dans les bâtiments. Des études ont montré que la technologie actuelle, pour peu que ces stratégies soient appliquées dans des constructions neuves en Europe du Nord ou en Amérique du Nord, permettrait de diminuer de 40 % (dans les cas les plus favorables) les besoins en chauffage des bâtiments. Pour les bâtiments existants équipés a posteriori de systèmes de chauffage passif, il est possible d'obtenir des réductions allant jusqu'à 20 %. [3.3.1]

**Production d'électricité photovoltaïque:** De nombreux manuels décrivent en détail le mode de fonctionnement de la conversion photovoltaïque. En termes très simples, une fine feuille d'un matériau semi-conducteur tel que du silicium est placée au soleil. Cette feuille, connue sous le nom de cellule (ou photopile), se compose de deux couches distinctes constituées en introduisant des impuretés dans le silicium pour obtenir une couche de type n et une couche de type p qui sont jointives au niveau de leur interface. Les photons solaires qui frappent la cellule génèrent des paires électron-trou séparées dans l'espace par un champ électrique interne au niveau de la jonction. Ceci crée des charges négatives d'un côté de l'interface et des charges positives de l'autre côté. La différence de potentiel qui en résulte crée une tension électrique. Lorsque les deux côtés de la cellule éclairée par le soleil sont reliés à une résistance de charge, le courant passe d'un côté à l'autre de la cellule par l'intermédiaire de la résistance, produisant de l'électricité. [3.3.3]

Plusieurs technologies photovoltaïques ont été mises au point en parallèle. Les technologies disponibles dans le commerce comprennent le photovoltaïque basé sur des tranches (wafers) de silicium cristallin ainsi que les technologies en couche mince utilisant du disulfure ou du (di)séléniure de cuivre, indium et gallium (CIGS), du tellure de cadmium (CdTe) ou du silicium en couche mince (silicium amorphe et microcristallin) et les cellules solaires à colorant. Il existe en outre sur le marché des systèmes photovoltaïques à concentration, dans lesquels des cellules à très haut rendement (constituées de matériaux tels que l'arséniure de gallium (GaAs)) sont placées au foyer de miroirs à concentration ou d'autres capteurs tels que des

lentilles de Fresnel. Le marché du photovoltaïque est dominé par les technologies photovoltaïques à tranche de silicium monocristallin et multicristallin (parfois appelé «polycristallin») (y compris les technologies en rubans), avec une part de marché d'environ 80 % en 2009. Les rendements optimaux obtenus par les différents types de cellules atteignent plus de 40 % pour les cellules à concentration en GaAs, environ 25 % pour le silicium monocristallin, 20 % pour le silicium multicristallin et le CIGS, 17 % pour le CdTe et environ 10 % pour le silicium amorphe. Le plus souvent, des groupes de cellules sont montées en parallèle sous une feuille transparente (généralement en verre) et connectées en série pour constituer un «module» d'une dimension pouvant atteindre 1 m par 1 m. Lorsque l'on étudie les rendements, il importe d'établir une distinction entre le rendement des cellules (mentionné ci-dessus) et le rendement des modules, ce dernier atteignant généralement 50 à 80 % de la valeur du précédent. Les fabricants continuent d'améliorer les performances et de réduire les coûts grâce à l'automatisation, à un traitement plus rapide des cellules et à des procédés de fabrication à bas coût et à haute productivité. De manière générale, les fabricants garantissent la performance des modules pour 20 à 30 ans. [3.3.3.1, 3.3.3.2]

Pour tirer une puissance utile du photovoltaïque, il ne faut pas seulement des cellules et des modules; par exemple, le système photovoltaïque comprend souvent un inverseur qui convertit le courant continu produit par les cellules en courant alternatif, afin de le rendre compatible avec les réseaux et dispositifs d'usage courant. Pour les applications hors réseau, le système peut inclure des dispositifs de stockage tels que des batteries. Des travaux sont menés pour rendre ces dispositifs plus fiables, en réduire le coût et allonger leur durée de vie afin qu'elle soit comparable à celle des modules. [3.3.3.4]

Les systèmes électriques photovoltaïques sont classés en deux grandes catégories, selon qu'ils sont autonomes ou raccordés au réseau. Les systèmes raccordés au réseau sont eux-mêmes classés en deux types: répartis et centralisés. Les systèmes répartis (ou décentralisés) sont composés d'un grand nombre de petites centrales locales, dont certaines fournissent de l'électricité essentiellement à un client sur site, le restant étant mis sur le réseau. Les systèmes centralisés, pour leur part, fonctionnent comme une grande centrale électrique. Les systèmes hors réseau (autonomes) alimentent généralement un seul client ou un petit groupe de clients et nécessitent habituellement un dispositif de stockage électrique ou une alimentation de secours. Ces systèmes présentent un gros potentiel dans les zones non électrifiées. [3.3.3.5]

**Production d'électricité par concentration d'énergie solaire (CES) ou solaire thermodynamique:** Les technologies solaires thermodynamiques produisent de l'électricité en concentrant les rayons du Soleil afin de chauffer un vecteur ensuite utilisé (directement ou indirectement) dans un moteur thermique (tel qu'une turbine à vapeur), qui va à son tour alimenter un générateur électrique. Cette technologie n'utilise que la fraction directe de l'éclairement énergétique solaire, de sorte que son potentiel maximum a tendance à être géographiquement restreint. Le concentrateur dirige les rayons du soleil vers un point (foyer ponctuel) dans le cas d'un système à récepteur central ou à miroir parabolique et vers une ligne (foyer linéaire) dans le cas d'un capteur cylindro-parabolique ou d'un système de Fresnel linéaire. (Ces mêmes systèmes peuvent aussi être utilisés pour alimenter en énergie des procédés thermo-chimiques de production de combustibles, décrits ci-après). Dans le cas des concentrateurs cylindro-paraboliques, de longues rangées de réflecteurs paraboliques qui suivent le mouvement du Soleil concentrent le rayonnement solaire de l'ordre de 70 à 100 fois sur un élément thermocollecteur monté le long de la ligne

focale du réflecteur. Cet élément thermocollecteur se compose d'un tube intérieur noir (à surface sélective) et d'un tube extérieur en verre, avec un espace sous vide entre les deux. Dans les configurations actuellement commercialisées, une huile caloporteuse circule dans le tube d'acier où elle est chauffée (à près de 400 °C). Des systèmes utilisant d'autres matériaux caloporteurs circulants tels que des sels fondus ou de la vapeur directe sont en cours d'expérimentation. [3.3.4]

Le deuxième type de système à foyer linéaire, à savoir le système de Fresnel linéaire, utilise de longues bandes de miroirs parallèles comme concentrateur, là encore avec un récepteur linéaire fixe. L'un des deux systèmes à foyer ponctuel, à savoir le système à récepteur central (également appelé «centrale à tour»), utilise un grand nombre de miroirs (héliostats) au sol dont chacun suit la course du soleil selon deux axes, afin de concentrer les rayons du soleil en un point au sommet d'une haute tour. Le point focal est dirigé vers un récepteur qui comprend une cavité inversée fixe et/ou des tubes dans lesquels circule un fluide caloporteur. Celui-ci peut atteindre des températures plus élevées (jusqu'à 1 000 °C) que dans le cas des systèmes à foyer linéaire, ce qui permet au moteur thermique de convertir plus de chaleur collectée en électricité (au moins en théorie). Dans le second type de système à foyer ponctuel, la concentration est effectuée par le concentrateur parabolique, lequel consiste en un seul réflecteur parabolique (et non un ensemble de réflecteurs) qui s'oriente par rapport au soleil selon deux axes. Le miroir parabolique concentre les rayons du soleil sur un récepteur qui n'est pas fixe, mais qui se déplace avec la parabole à environ un diamètre de distance de celle-ci. Les températures sur le moteur du récepteur peuvent atteindre 900 °C. Dans l'une des applications courantes de ce concept, un moteur Stirling est monté au foyer pour alimenter un générateur électrique. Ces systèmes à moteur Stirling sont relativement petits et produisent généralement de 10 à 25 kW, mais peuvent être regroupés sur le terrain en une configuration permettant d'obtenir une production électrique équivalente à celle d'une centrale. [3.3.4]

Chacun de ces quatre types de centrales solaires thermodynamiques présente des avantages et des inconvénients. [3.3.4] Tous les quatre ont été construits et éprouvés. L'un des avantages majeurs de ces technologies (excepté dans le cas des paraboles) est leur capacité de stocker l'énergie thermique une fois celle-ci collectée au niveau du récepteur et avant sa transmission au moteur thermique. Les vecteurs de stockage utilisés sont notamment du sel fondu, des accumulateurs à air ou à vapeur sous pression (uniquement pour un stockage de courte durée), des particules de céramique solide, des matériaux à changement de phase à haute température, du graphite et du béton haute température. Certaines des centrales solaires thermodynamiques commerciales construites ont des capacités de stockage thermique pouvant atteindre 15 heures, ce qui permet au solaire thermodynamique d'offrir une puissance répartissable. [3.3.4]

**Production de combustibles solaires:** Les technologies permettant de produire des combustibles solaires convertissent l'énergie solaire en combustibles chimiques tels que l'hydrogène, le gaz de synthèse et des liquides comme le méthanol ou le gazole. Les trois techniques de base permettant d'obtenir des combustibles solaires, utilisables ensemble ou séparément, font appel à des procédés: 1) électrochimiques; 2) photochimiques ou photobiologiques; et 3) thermochimiques. Dans le premier cas, un processus d'électrolyse alimenté par un courant électrique d'origine solaire généré par un système photovoltaïque ou thermodynamique permet de produire de l'hydrogène. L'électrolyse de l'eau est une technologie ancienne et bien connue qui offre un taux de conversion type de l'électricité en hydrogène de 70 %. Dans le deuxième procédé, des photons solaires sont utilisés pour déclencher des réactions photochimiques ou

photobiologiques dont les produits sont des combustibles: en fait, ils reproduisent ce que font les plantes et les organismes. Autre possibilité, un matériau semi-conducteur peut être utilisé comme anode d'absorption de la lumière solaire dans des cellules photo-électrochimiques qui produisent également de l'hydrogène par décomposition de l'eau. Le troisième procédé fait appel aux températures élevées que permet d'obtenir l'énergie solaire (comme les températures atteintes dans le récepteur d'une centrale solaire thermodynamique à récepteur central) pour générer une réaction chimique endothermique qui produit du combustible. Dans ce cas, les réactifs peuvent être notamment des combinaisons d'eau, de CO<sub>2</sub>, de charbon, de biomasse et de gaz naturel. Les produits constituant les combustibles solaires peuvent être l'un quelconque (ou une combinaison) des produits suivants: hydrogène, syngaz (gaz de synthèse), méthanol, oxyde de diméthyle et huile de synthèse. Lorsque le réactif utilisé est un combustible fossile, les valeurs calorifiques d'ensemble des produits dépassent celles des réactifs, de sorte qu'il n'est pas nécessaire de brûler autant de combustible fossile pour un même dégagement d'énergie. Le combustible solaire peut également être synthétisé à partir d'hydrogène et de CO<sub>2</sub> solaires pour produire des hydrocarbures compatibles avec les infrastructures énergétiques existantes. [3.3.5]

## 3.4 Situation du marché mondial et régional et utilisation industrielle

### 3.4.1 Capacité installée et énergie produite

**Solaire thermique:** Les technologies solaires actives de chauffage et réfrigération utilisées dans les bâtiments résidentiels et commerciaux constituent un marché arrivé à maturité. Ce marché, qui varie selon les pays, a augmenté de 34,9 % entre 2007 et 2009 et continue à croître d'environ 16 % par an. Fin 2009, selon les estimations, la capacité mondiale installée de puissance thermique produite à partir de ces dispositifs était de 180 GW<sub>th</sub>. Le marché mondial des ventes de systèmes solaires thermiques actifs a atteint, d'après les estimations, 29,1 GW<sub>th</sub> en 2008 et 31 GW<sub>th</sub> en 2009. Ce marché se compose en majorité de capteurs vitrés, la Chine représentant 79 % des installations de capteurs vitrés en 2008 et l'Union européenne, environ 14,5 %. Aux États-Unis d'Amérique et au Canada, la principale application reste le chauffage des piscines, avec une capacité installée de 12,9 GW<sub>th</sub> de capteurs en plastique non vitrés. Fait notable, la Chine a pris en 2008 la première place mondiale en termes de capacité installée de capteurs plats et à tubes sous vide, avec 88,7 GW<sub>th,r</sub> contre 20,9 GW<sub>th</sub> pour l'Europe et 4,4 GW<sub>th</sub> pour le Japon. En Europe, la taille du marché a plus que triplé entre 2002 et 2008. Malgré cette progression, le solaire thermique ne représente

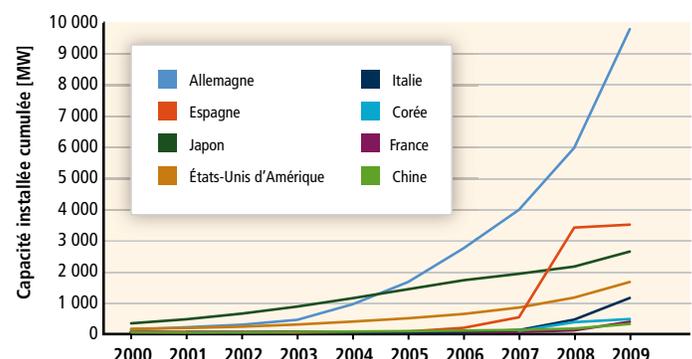


Figure TS.3.2 | Capacité photovoltaïque installée pour la période 2000-2009 sur huit marchés. [Figure 3.9]

encore qu'une part relativement faible de la demande d'eau chaude en Europe. En Allemagne par exemple, pays qui représente le plus gros marché, environ 5 % des maisons individuelles ou à deux logements utilisent l'énergie solaire thermique. L'une des mesures utilisées pour calculer la pénétration du marché est l'utilisation annuelle d'énergie solaire par habitant. À cet égard, le premier pays est Chypre avec 527 kWh pour 1 000 habitants. Il convient de noter que l'on ne dispose pas d'informations sur le solaire passif, que ce soit à propos de la situation du marché ou de la mise en valeur de cette forme d'ÉR dans l'industrie. De ce fait, les chiffres qui précèdent concernent uniquement le solaire actif. [3.4.1]

**Production d'électricité photovoltaïque:** En 2009, quelque 7,5 GW de systèmes photovoltaïques ont été installés, ce qui a porté cette même année la capacité mondiale installée cumulée pour cette forme d'énergie à environ 22 GW – soit une capacité permettant de produire jusqu'à 26 TWh (93 600 TJ) par an. Plus de 90 % de cette capacité concernent trois marchés principaux: l'Union européenne avec 73 % du total, le Japon, avec 12 %, et les États-Unis d'Amérique, avec 8 %. Environ 95 % de la capacité photovoltaïque installée dans les pays de l'OCDE est reliée au réseau, le restant étant hors réseau. La figure RT.3.2 illustre la croissance des huit principaux marchés du photovoltaïque en 2009. L'Espagne et l'Allemagne sont, de loin, les pays où le plus d'installations solaires photovoltaïques ont été mises en place ces dernières années. [3.4.1]

**Solaire thermodynamique:** Le solaire thermodynamique a atteint une capacité installée cumulée d'environ 0,7 GW, et 1,5 GW supplémentaires sont en construction. Les coefficients d'utilisation de plusieurs de ces centrales thermodynamiques devraient se situer entre 25 et 75 %; ils peuvent être plus élevés que pour le photovoltaïque, car les centrales thermodynamiques permettent de rajouter du stockage thermique lorsqu'il existe un besoin proportionné de surdimensionner le champ de capteurs pour assurer ce stockage. L'extrémité inférieure de la fourchette des coefficients d'utilisation correspond à l'absence de stockage thermique et son extrémité supérieure à un stockage thermique pouvant atteindre 15 heures. [3.8.4]

Les premières centrales thermodynamiques commerciales ont été les SEGS (Solar Electric Generating Systems) de Californie, capables de produire une puissance de 354 MW. Ces centrales, installées entre 1985 et 1991, sont encore en exploitation actuellement. De 1991 jusqu'au début des années 2000, le solaire thermodynamique n'a progressé que lentement, mais depuis 2004 environ, les projets d'installation ont fortement augmenté. La technologie cylindro-parabolique représente l'essentiel du solaire thermodynamique actuellement en place, mais la technologie à récepteur central est en pleine progression, et les offres commerciales de capteurs à miroir parabolique et moteur Stirling sont en augmentation. Début 2010, la plus grande partie des projets mondiaux d'installation de capacité concernait les États-Unis d'Amérique et l'Espagne, mais d'autres pays ont récemment annoncé des plans commerciaux dans ce sens. La figure RT.3.3 illustre la capacité actuelle en solaire thermodynamique et les projets de mise en valeur jusqu'en 2015. [3.3.4, 3.4.1]

**Production de combustibles solaires:** À l'heure actuelle, la production de combustibles solaires en est au stade des centrales pilotes. Des centrales pilotes d'une puissance de 300 à 500 kW ont été construites pour la réduction carbothermique d'oxyde de zinc, le reformage du méthane à la vapeur (SMR) et la gazéification du coke de pétrole à la vapeur. Un réacteur de reformage à la vapeur de 250 kW est en exploitation en Australie. [3.3.4, 3.4.1]

### 3.4.2 Capacité de l'industrie et chaîne d'approvisionnement

**Solaire thermique:** En 2008, les fabricants ont produit environ 41,5 millions de m<sup>2</sup> de capteurs solaires, soit un volume suffisamment important pour permettre une production en série, même si la production est répartie entre un grand nombre d'entreprises dans le monde. En fait, l'essentiel de la filière a atteint des niveaux de production industrielle à grande échelle. Le procédé de fabrication consiste à utiliser et combiner plusieurs matériaux aisément accessibles – dont le cuivre, l'aluminium, l'acier inoxydable et des isolants thermiques – en faisant appel à différentes techniques d'assemblage pour produire le panneau absorbant. Cette boîte est fermée par le couvercle de verre, presque toujours composé de verre à faible teneur en fer, facilement disponible à présent. Le plus gros de la production s'effectue en Chine, à destination du marché intérieur. Les capteurs sous vide, qui se prêtent aux techniques de production en série, commencent à dominer ce marché. Les autres grands sites de production se trouvent en Europe, en Turquie, au Brésil et en Inde. Le marché export concerne surtout des systèmes complets de chauffage solaire de l'eau plutôt que des capteurs solaires pris isolément. Les plus gros exportateurs de systèmes de chauffe-eau solaires se trouvent en Australie, en Grèce, aux États-Unis d'Amérique et en France. Les exportations australiennes représentent environ 50 % de la production du pays dans ce domaine. [3.4.2]

En ce qui concerne le chauffage solaire passif, la capacité de l'industrie et la chaîne d'approvisionnement reposent en partie sur un élément humain, à savoir les ingénieurs et les architectes qui doivent collaborer systématiquement pour construire un bâtiment à chauffage passif. Par le passé, cette étroite collaboration entre les deux disciplines a souvent fait défaut, mais la diffusion de méthodes de conception systématiques mises au point dans différents pays a permis d'améliorer les capacités de conception. Les fenêtres et le vitrage représentent une partie importante des bâtiments à chauffage passif, et l'apparition d'une nouvelle génération de fenêtres à haut rendement (faible émissivité, remplissage argon) a eu d'importantes répercussions sur la contribution de l'énergie solaire aux besoins

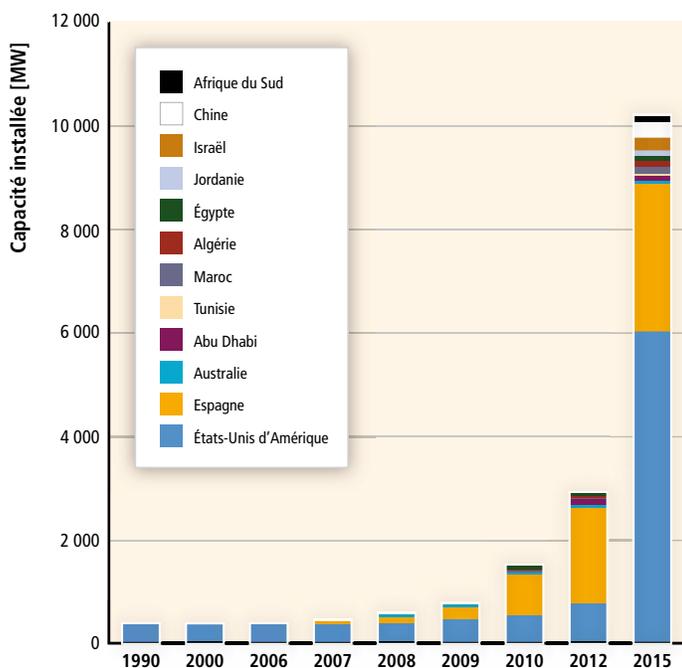


Figure TS.3.3 | Centrales thermodynamiques installées et prévues, par pays. [Figure 3.10]

du secteur du bâtiment en matière de chauffage. Ces fenêtres représentent désormais l'essentiel des nouvelles fenêtres installées dans la plupart des pays de l'hémisphère Nord. Il ne semble pas que la capacité de l'industrie ou les chaînes d'approvisionnement posent des problèmes susceptibles d'entraver l'adoption de ces fenêtres améliorées. L'une des autres caractéristiques de la conception passive consiste à ajouter de la masse interne à la structure du bâtiment. Le béton et les briques, qui sont les matériaux de stockage les plus couramment utilisés, sont aisément disponibles; quant aux matériaux à changement de phase (comme la paraffine), considérés comme les matériaux de stockage du futur, ils ne devraient pas poser de problèmes d'approvisionnement. [3.4.2]

**Production d'électricité photovoltaïque:** Entre 2003 et 2009, le taux de croissance annuel cumulé de l'industrie manufacturière photovoltaïque a dépassé les 50 %. En 2009, la production de cellules solaires a atteint environ 11,5 GW par an (en capacité de pointe) répartis entre plusieurs zones économiques, la Chine représentant environ 51 % de la production mondiale (y compris 14 % pour la province chinoise de Taïwan), l'Europe quelque 18 %, 14 % environ pour le Japon et à peu près 5 % pour les États-Unis d'Amérique. Pour l'ensemble de la planète, plus de 300 usines produisent des cellules et des modules solaires. En 2009, 80 % environ du marché mondial était constitué de cellules et modules solaires à base de silicium. Les 20 % restants concernaient essentiellement des cellules et modules à base de tellure de cadmium, de silicium amorphe et de séléniure de cuivre, d'indium et de gallium. L'ensemble du marché devrait fortement progresser au cours des prochaines années, et la production de modules à couche mince devrait gagner des parts de marché. Les fabricants se tournent vers une conception originale des unités de fabrication et relocalisent la production d'éléments des modules plus près du marché final. Entre 2004 et début 2008, la demande de silicium cristallin (ou silicium polycristallin) a dépassé l'offre, ce qui a entraîné un relèvement des prix. Avec les nouveaux prix, une offre importante s'est dégagée, et le marché du photovoltaïque détermine désormais son propre approvisionnement en silicium polycristallin. [3.4.2]

**Solaire thermodynamique:** Ces dernières années, l'industrie du solaire thermodynamique a connu un renouveau, passant d'une période de stagnation à plus de 2 GW en commande ou en cours de construction. Désormais, plus de 10 entreprises différentes construisent ou projettent de construire des centrales de dimension commerciale. Cela va de jeunes entreprises à de grosses entreprises, y compris des exploitants de réseaux, dotées d'une expertise internationale en matière de gestion de la construction. Aucune des chaînes d'approvisionnement pour la construction de centrales n'est limitée par des questions de disponibilité des matières premières. Des augmentations de capacité peuvent être réalisées dans un délai d'environ 18 mois. [3.4.2]

**Production de combustibles solaires:** La technologie des combustibles solaires en est encore à ses débuts et ne dispose pas actuellement d'une chaîne d'approvisionnement permettant des applications commerciales. Les combustibles solaires feront appel en grande partie aux mêmes technologies de champ solaire que celles mises en place pour d'autres systèmes thermodynamiques haute température, ainsi qu'à des technologies d'aval similaires à celles de l'industrie pétrochimique. [3.4.2]

### 3.4.3 Incidence des politiques

Les technologies concernant l'énergie solaire directe se heurtent à une série d'obstacles susceptibles d'en empêcher la mise en valeur à grande échelle. Ces technologies ont des degrés de maturité différents, et si certaines applications sont d'ores et déjà

compétitives sur des marchés locaux, elles font généralement face à un obstacle commun, à savoir la nécessité de réduire les coûts. Le solaire thermodynamique et le photovoltaïque à vocation commerciale ne sont pas confrontés aux mêmes obstacles que le photovoltaïque distribué ou les technologies de chauffage et de réfrigération solaires. Les principaux obstacles sont notamment: l'implantation, l'obtention de permis et les problèmes de financement pour l'aménagement de terrains disposant d'un ensoleillement favorable permettant de réaliser des projets à l'échelle commerciale; le manque d'accès aux lignes de transmission pour les grands projets éloignés des centres de distribution électrique; la complexité des lois réglementant l'accès, des procédures d'obtention de permis et des charges pour les projets de petite échelle; l'absence de normes d'interconnexion cohérentes et de structures tarifaires variables dans le temps qui tiennent compte de la valeur de l'électricité produite distribuée pour les services d'électricité; l'incohérence des normes et procédures de certification et de leur application; et l'absence de structures réglementaires prenant en compte les avantages des différentes technologies au plan environnemental et en matière de réduction des risques. Par le biais de politiques bien conçues, des gouvernements ont démontré qu'ils étaient en mesure de soutenir les technologies solaires en finançant la recherche-développement et en mettant en place des mesures incitatives pour surmonter les obstacles économiques. Des mécanismes d'incitation fondés sur les prix ont par exemple été popularisés après que des politiques de tarif de rachat ont favorisé la mise en valeur du photovoltaïque en Allemagne et en Espagne. Des mécanismes fondés sur des quotas, tels que les normes relatives à l'éventail des énergies renouvelables et les appels d'offre gouvernementaux sont, respectivement, chose courante aux États-Unis d'Amérique et en Chine. Outre ces cadres réglementaires, des politiques fiscales et des mécanismes financiers (crédits d'impôts, prêts à taux préférentiels, subventions, etc.) sont souvent utilisés pour soutenir la fabrication des éléments solaires et augmenter la demande des consommateurs. La plupart des politiques solaires réussies sont adaptées aux obstacles imposés par des applications spécifiques, et celles qui sont couronnées de succès sont celles qui envoient au marché des signaux clairs, cohérents et dans la durée. [3.4.3]

## 3.5 Intégration dans un système énergétique élargi

Les technologies solaires ont des spécificités qui permettent de les intégrer avantageusement dans un système énergétique plus vaste. Cette partie du chapitre ne résume que les caractéristiques d'intégration propres aux technologies solaires, avec notamment la demande en énergie de faible puissance, le chauffage urbain collectif et autres charges thermiques, les caractéristiques de production et les effets de lissage du photovoltaïque ainsi que les caractéristiques de production du solaire thermodynamique et la stabilisation du réseau. [3.5.1–3.5.4]

Pour les applications peu consommatrices d'énergie, telles que l'éclairage ou les chauffe-eau solaires, les technologies solaires présentent parfois un avantage comparatif par rapport aux technologies à combustible non renouvelable. En outre, les technologies solaires permettent de petites applications décentralisées ainsi que des applications centralisées de plus grande envergure. Dans certaines régions du globe, l'intégration de l'énergie solaire dans le chauffage urbain et d'autres charges thermiques s'est révélée efficace, notamment du fait que des bâtiments bien isolés peuvent être chauffés efficacement par des vecteurs d'énergie à relativement basse température. En certains endroits, un système urbain de réfrigération et de chauffage peut présenter des avantages par rapport à une

réfrigération décentralisée, notamment en matière de coût du fait des économies d'échelle, eu égard à la diversité de la demande en réfrigération des différents bâtiments, à la réduction du bruit et de la charge structurelle et aux économies d'espace pour l'équipement. Par ailleurs, il est possible d'améliorer le coefficient d'utilisation et les profils d'émissions des systèmes en combinant la biomasse et l'énergie solaire thermique à basse température. [3.5.1, 3.5.2]

En ce qui concerne la production d'énergie photovoltaïque en un lieu donné, l'électricité varie de manière systématique sur une journée ou une année, mais également de manière aléatoire en fonction des conditions météorologiques. Dans certains cas, cette variation peut avoir un impact important sur la tension et le débit de puissance dans le système de transmission et de distribution local dès le début de l'entrée sur le marché ainsi que sur l'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre de l'exploitation globale du système énergétique au stade de forte pénétration du marché. Cet effet est susceptible de limiter l'intégration du photovoltaïque. Néanmoins, d'après les modélisations et les simulations, il semblerait que la présence de nombreux systèmes photovoltaïques dans une vaste zone rende les variations moins aléatoires et plus lentes (on parle parfois d'«effet de lissage»). Le phénomène est actuellement à l'étude afin d'évaluer et de quantifier les effets de lissage réels à plus grande échelle (1 000 sites distants de 2 à 200 km) et à des échelles temporelles d'une minute ou moins. [3.5.3]

Dans une centrale thermodynamique, même sans stockage, la masse thermique inhérente au système collecteur et la masse rotatoire dans la turbine tendent à réduire de manière significative l'incidence des régimes solaires transitoires rapides sur la production électrique et ainsi à en diminuer l'impact sur le réseau. À l'avenir, l'inclusion de systèmes intégrés de stockage thermique devrait permettre d'atteindre les coefficients d'utilisation types d'une exploitation en charge de base. En outre, l'intégration de centrales thermodynamiques avec des générateurs à combustible fossile, notamment avec des systèmes solaires intégrés à cycle combiné alimentés au gaz (avec stockage), peut offrir un meilleur rendement du combustible et rallonger la durée d'exploitation, ce qui améliore le rapport coût-efficacité par rapport à une exploitation séparée des centrales thermodynamiques et/ou des centrales à cycle combiné. [3.5.4]

## 3.6 Impacts environnementaux et sociaux

### 3.6.1 Impacts environnementaux

Outre ses avantages en matière de réduction des gaz à effet de serre (GES), l'énergie solaire peut également permettre de réduire le rejet de polluants (particules, gaz nocifs, etc.) qui proviennent des anciennes centrales à combustible fossile remplacées. Les technologies du solaire thermique et du photovoltaïque ne génèrent aucun sous-produit solide, liquide ou gazeux lors de la production d'électricité. La famille des technologies de l'énergie solaire peut avoir d'autres types d'impacts sur l'air, l'eau, les sols et les écosystèmes, selon la façon dont leur gestion est assurée. L'industrie photovoltaïque utilise certains gaz toxiques explosifs ainsi que des liquides corrosifs sur ses chaînes de fabrication. La présence et la quantité de ces matériaux dépendent fortement du type de cellule. Toutefois, les exigences intrinsèques des techniques de production de l'industrie photovoltaïque obligent à exercer des méthodes de contrôle rigoureuses qui réduisent au minimum les émissions d'éléments potentiellement dangereux au cours de la fabrication des modules. En ce qui concerne les autres technologies solaires, les impacts attendus

en matière de pollution de l'air et de l'eau sont généralement mineurs. Par ailleurs, dans certaines régions, certaines technologies solaires peuvent nécessiter l'utilisation d'eau pour nettoyer les systèmes afin d'en maintenir les performances. [3.6.1]

La figure RT.3.4 présente des estimations concernant l'évaluation du cycle de vie des GES associés à différents types de modules photovoltaïques et de technologies thermodynamiques. Pour les modules photovoltaïques, la majorité des estimations sont comprises entre 30 et 80 g  $\text{eqCO}_2/\text{kWh}$ . En ce qui concerne les émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie liées à la production thermodynamique d'électricité, les estimations récentes les situent entre 14 et 32 g  $\text{eqCO}_2/\text{kWh}$ . Ces niveaux d'émissions sont inférieurs d'un ordre de grandeur environ à ceux des centrales électriques à gaz. [3.6.1, 9.3.4]

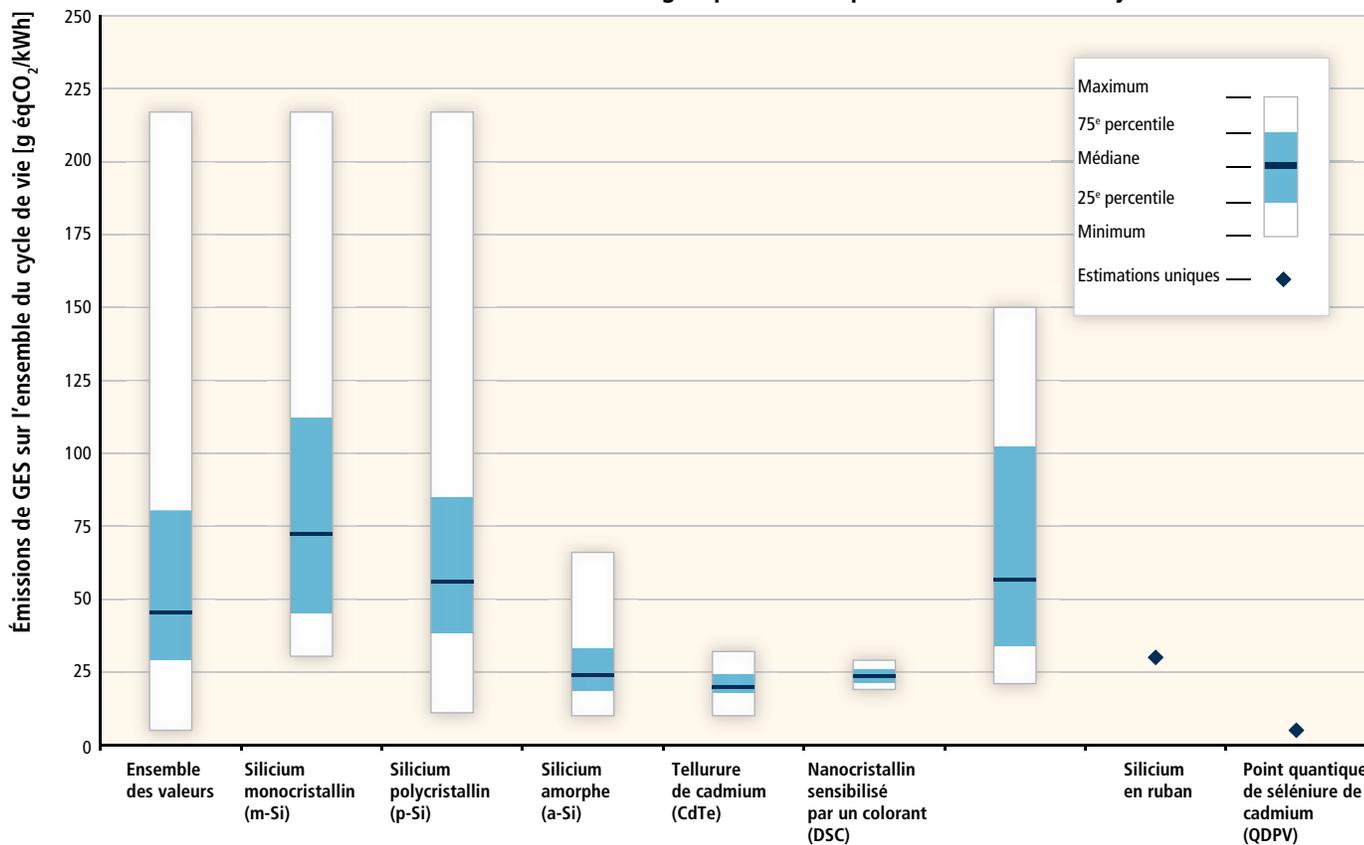
L'utilisation des sols est aussi une forme d'impact environnemental. Pour les systèmes solaires thermiques et photovoltaïques montés sur toitures, il n'y a pas de problème. En revanche, des problèmes peuvent se poser dans le cas du photovoltaïque (station centrale) ainsi que du solaire thermodynamique. L'obtention des permis nécessaires aux installations solaires thermodynamiques peut poser des problèmes particuliers dans le cas de terrains écologiquement fragiles. L'un des éléments qui différencie le solaire thermodynamique du photovoltaïque est la nécessité de refroidir le fluide caloporteur, refroidissement qui exige souvent l'utilisation d'une eau par ailleurs rare. L'utilisation de l'air ambiant comme réfrigérant (réfrigération à sec) constitue une option viable, mais qui peut cependant réduire le rendement de l'installation de 2 à 10%. [3.6.1]

### 3.6.2 Impacts sociaux

Les avantages apportés par l'énergie solaire dans les pays en développement sont autant d'arguments en faveur de sa plus grande utilisation. Près de 1,4 milliard de personnes dans le monde n'ont pas accès à l'électricité. Les systèmes solaires domestiques et les réseaux communautaires locaux alimentés par le photovoltaïque sont susceptibles de fournir de l'électricité dans de nombreuses zones où le coût de rattachement au réseau principal serait prohibitif. L'incidence de l'électricité et des technologies solaires sur les populations locales se traduit par une longue liste d'avantages majeurs: remplacement des lampes à kérosène qui polluent l'intérieur des habitations et des réchauds de cuisine inefficaces; possibilité de lire plus longtemps à l'intérieur; réduction du temps passé à ramasser du bois pour la cuisine (dégageant ainsi du temps pour permettre aux femmes et aux enfants habituellement chargés de cette tâche de se consacrer à d'autres priorités); éclairage public améliorant la sécurité; avantages sanitaires liés à la conservation des vaccins et des aliments au froid; et enfin fonctionnement des moyens de communication (tels que télévisions et radios). Tous ces éléments représentent une multitude d'avantages permettant d'améliorer la vie des populations. [3.6.2]

La création d'emplois est un facteur social important associé aux technologies solaires. Les analyses montrent que, parmi ces technologies, c'est le photovoltaïque qui présente le plus fort potentiel de création d'emplois. Le photovoltaïque solaire permet de créer environ 0,87 année-emploi par GWh, suivi par le solaire thermodynamique, avec 0,23 année-emploi par GWh. S'ils sont bien mis en avant, ces arguments relatifs à l'emploi peuvent contribuer à accélérer le processus d'acceptation sociale et inciter le public à mieux tolérer les inconvénients perceptibles de l'énergie solaire, tels que l'impact visuel. [3.6.2]

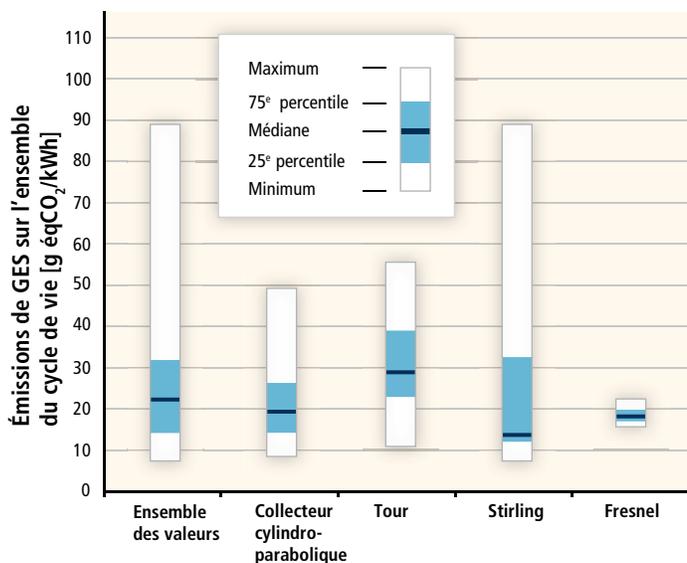
Émissions de GES des différentes technologies photovoltaïques sur l'ensemble du cycle de vie



Estimations:	124	30	56	12	13	4	6	2*	1
Références:	26	9	15	3	3	1	2	2	1

\*même valeur

Émissions de GES des différentes technologies de solaire thermodynamique sur l'ensemble du cycle de vie



Estimations:	42	20	14	4	4
Références:	13	7	5	3	1

Figure TS.3.4 | Émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie des modules photovoltaïques (graphique du haut) et thermodynamiques (graphique du bas). Pour plus de détails sur les recherches documentaires et les sources ayant conduit aux estimations présentées, se reporter à l'annexe II. [Figures 3.14, 3.15]

### 3.7 Perspectives en matière d'améliorations technologiques et d'innovations

**Solaire thermique:** Si ces technologies sont intégrées dès le début du projet, presque tous les éléments visibles du toit et des façades des bâtiments du futur pourraient être équipés de panneaux solaires – comprenant cellules photovoltaïques, capteurs thermiques et éléments combinés photovoltaïque-thermique (hybrides). Ces bâtiments pourraient ne pas être simplement le fruit de la volonté des constructeurs ou propriétaires individuels, mais pourraient aussi résulter de politiques publiques, tout au moins dans certaines régions. À titre d'exemple, il convient de citer la vision de la Plate-forme technologique européenne de l'énergie solaire thermique, qui consiste à définir le «bâtiment solaire actif» comme norme pour les nouvelles constructions d'ici 2030, lequel bâtiment couvrirait en moyenne l'ensemble de ses besoins en énergie pour l'eau chaude, le chauffage et la climatisation. [3.7.2]

Lorsqu'on met en avant les progrès du solaire passif, il convient de faire la distinction entre deux types de climats: ceux qui sont dominés par la demande de chauffage et ceux où prédomine la demande de froid. Dans le premier cas, on peut prévoir une adoption à plus large échelle des éléments suivants: systèmes vitrés sous vide (par opposition aux systèmes scellés), isolation nocturne extérieure dynamique et systèmes de vitrage translucide qui peuvent automatiquement modifier la transmittance solaire ou la transmittance dans les longueurs d'ondes visibles et qui offrent en outre une meilleure isolation. Pour le deuxième type de climat,

on peut prévoir un plus grand usage des toits froids (toits de couleur claire réfléchissant l'énergie solaire); des techniques de dissipation thermique, par exemple en utilisant le sol et l'eau comme puits de chaleur; des méthodes permettant d'améliorer le microclimat autour des bâtiments; et des dispositifs de régulation solaire qui laissent pénétrer la composante lumineuse de l'énergie solaire, mais non sa composante thermique. Dans les deux cas, il est prévu que les matériaux de construction assurent un meilleur stockage thermique. Les méthodes utilisées pour rediffuser la chaleur du soleil absorbée autour du bâtiment et/ou vers l'air extérieur devraient également être améliorées, éventuellement par des méthodes actives telles que des ventilateurs. Enfin, l'amélioration des outils de conception devrait faciliter la mise en œuvre de ces différentes méthodes perfectionnées. [3.7.1]

**Production d'électricité photovoltaïque:** Bien que la technologie du photovoltaïque ait désormais atteint une relative maturité, elle continue d'enregistrer des améliorations rapides en matière de performance et de coût, et ces progrès réguliers devraient se poursuivre. Les efforts nécessaires sont fournis dans un cadre de coopération intergouvernementale, avec des feuilles de route. S'agissant des différentes technologies photovoltaïques, quatre grandes priorités techniques, nécessitant chacune une approche particulière en matière de recherche-développement, ont été recensées: 1) efficacité, stabilité et durée de vie des cellules; 2) productivité et fabrication des modules; 3) viabilité environnementale; et 4) applicabilité (soit autant de domaines qui doivent être normalisés et harmonisés). En regardant vers l'avenir, les technologies photovoltaïques peuvent être classées en trois grandes catégories: les technologies actuelles; les technologies émergentes, qui présentent un risque moyen et un calendrier à moyen terme (10 à 20 ans); et les technologies à haut risque visant 2030 et au-delà, qui présentent un potentiel extraordinaire mais nécessitent des percées techniques. Les cellules émergentes sont par exemple des cellules à jonctions multiples, à couches minces polycristallines et à silicium cristallin d'une épaisseur inférieure à 100  $\mu\text{m}$ . Quant aux cellules à haut risque, ce sont par exemple des cellules solaires organiques, des dispositifs biomimétiques et des conceptions basées sur les points quantiques qui sont susceptibles d'augmenter le rendement maximal de manière substantielle. Enfin, d'importants travaux doivent être faits en ce qui concerne les autres composantes du système (ACS), qui comprennent les inverseurs, les dispositifs de stockage, les régulateurs de charge, les structures du système et le réseau énergétique. [3.7.3]

**Solaire thermodynamique:** Bien que la technologie du solaire thermodynamique ait désormais fait ses preuves à l'échelle commerciale, elle continue de progresser. À mesure que sont construites des centrales, la production en série et les économies d'échelle permettent de réduire les coûts. Il y a encore matière à amélioration eu égard au rendement de la conversion de l'énergie solaire en électricité, en partie avec des températures de capteurs plus élevées. Pour augmenter la température et le rendement, l'industrie met au point d'autres solutions que l'utilisation d'huile comme fluide caloporteur – par exemple l'utilisation d'eau (bouillant dans le récepteur) ou de sels fondus –, afin d'assurer des températures d'exploitation plus élevées. Pour les systèmes à récepteur central, les rendements d'ensemble devraient être plus importants du fait que les températures d'exploitation sont plus élevées, et les améliorations attendues devraient permettre d'obtenir des rendements optimaux (conversion de l'énergie solaire en électricité) allant jusqu'à 35 %, soit près de deux fois ceux des systèmes existants. La technologie des capteurs cylindro-paraboliques pourra tirer parti des progrès continus des surfaces sélectives absorbant le rayonnement solaire, et les récepteurs centraux et les miroirs paraboliques bénéficieront de l'amélioration de la conception des

récepteurs et absorbeurs, qui assurera des niveaux élevés d'éclairage énergétique solaire au foyer. La production en série, les économies d'échelle et l'expérience acquise devraient permettre de réduire les coûts d'investissement. [3.7.4]

**Production de combustibles solaires:** L'électrolyse solaire au moyen du photovoltaïque ou du solaire thermodynamique permet des applications de niche, mais reste un procédé coûteux. Un grand nombre de possibilités sont actuellement à l'étude pour élaborer une technologie permettant de réduire le coût des combustibles solaires. Il s'agit notamment des cellules électrolytiques à oxyde solide, des cellules photo-électrochimiques (qui regroupent toutes les étapes de l'électrolyse solaire en une seule unité), de procédés thermochimiques perfectionnés et de procédés photochimiques et photobiologiques – parfois utilisés dans des combinaisons qui intègrent la photosynthèse artificielle dans des systèmes biomimétiques artificiels et la production photobiologique d'hydrogène dans des organismes vivants. [3.7.5]

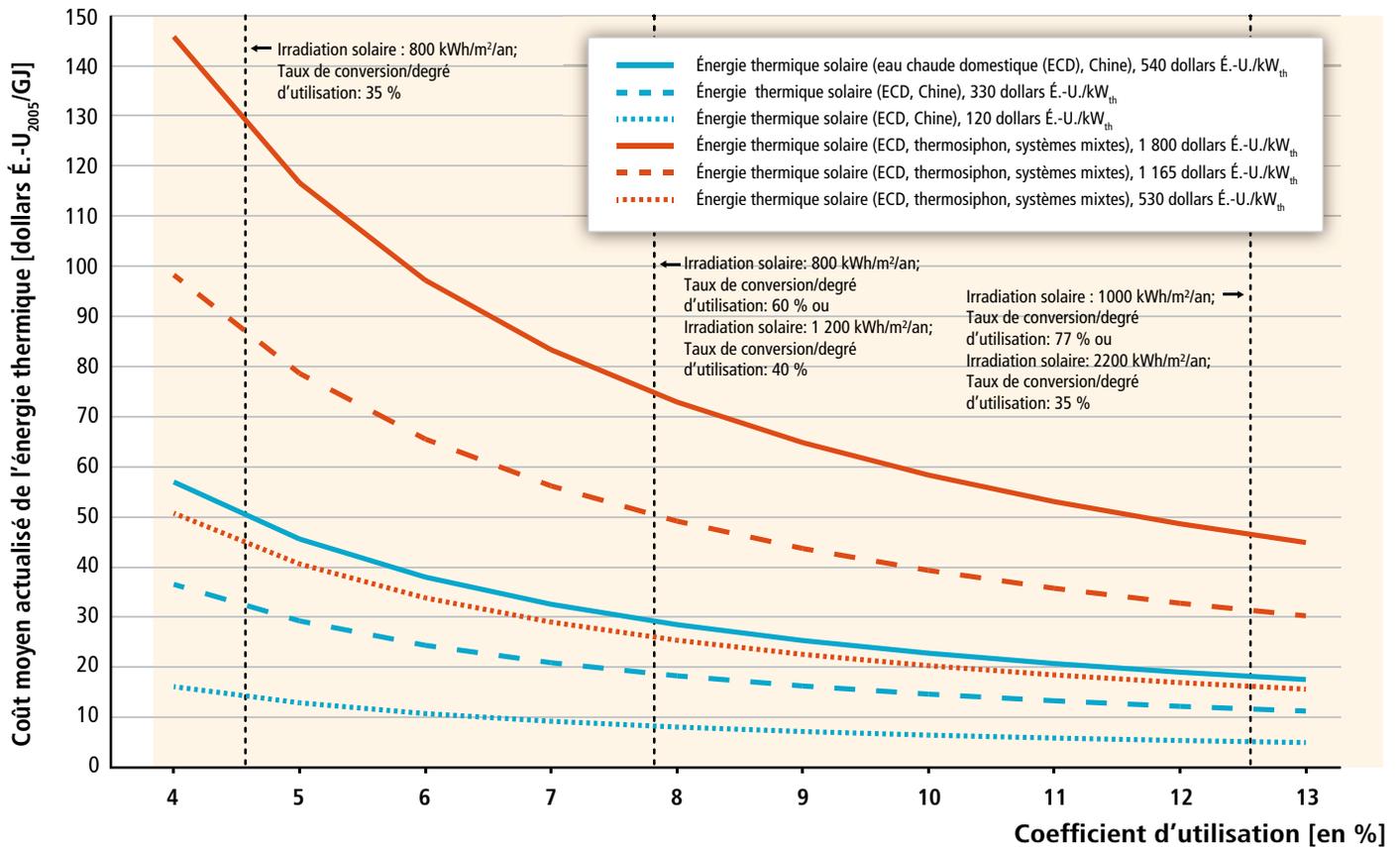
**Autres applications futures possibles:** D'autres méthodes sont à l'étude pour produire de l'électricité à l'aide de technologies solaires thermiques sans cycle thermodynamique intermédiaire. Il s'agit notamment des méthodes thermoélectrique, thermionique et magnétohydrodynamique ainsi que de méthodes basées sur les métaux alcalins. On envisage aussi de recourir à l'énergie solaire spatiale, en mettant au point un système qui permettrait de transmettre l'énergie solaire captée dans l'espace vers des antennes situées au sol sous forme d'un faisceau micro-ondes. [3.7.6]

## 3.8 Tendances en matière de coûts

Bien que le coût de l'énergie solaire varie énormément selon les technologies, les applications, l'implantation ainsi que d'autres facteurs, les coûts ont nettement diminué depuis 30 ans, et les progrès techniques ainsi que les politiques publiques incitatives permettent d'envisager des réductions de coût supplémentaires. Le degré de persistance de l'innovation aura un impact significatif sur le niveau de mise en valeur du solaire. [3.7.2–3.7.5, 3.8.2–3.8.5]

**Solaire thermique:** Dans le domaine du chauffage solaire, l'économie des applications repose sur la conception appropriée des systèmes eu égard aux besoins en énergie, ce qui implique souvent l'utilisation de sources d'énergie auxiliaires. Dans certaines régions telles que le sud de la Chine, les systèmes de chauffage solaire de l'eau sont compétitifs par rapport aux options traditionnelles. Ces systèmes sont, de manière générale, plus compétitifs dans les régions ensoleillées, mais la situation est différente pour le chauffage de locaux, du fait de leur charge thermique globale généralement plus élevée. Dans les régions plus froides, les coûts d'investissement peuvent être répartis sur une saison de chauffage plus longue, de sorte que le solaire thermique devient alors plus compétitif. [3.8.2]

Les coûts d'investissement afférents aux systèmes de chauffage solaire varient fortement selon la complexité de la technologie employée et la situation du marché dans le pays considéré. Ainsi, le coût d'un système installé va de 83 dollars  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{m}^2$  pour les systèmes de chauffage solaire de l'eau en Chine à plus de 1 200 dollars  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{m}^2$  pour certains systèmes de chauffage de locaux. Le coût moyen actualisé de l'énergie thermique ( $\text{CMA}_{\text{th}}$ ) reflète la forte variation des coûts d'investissement et dépend d'un nombre de variables encore plus grand, dont le type particulier de système, le coût d'investissement dudit système, l'éclairage énergétique solaire disponible en un lieu donné, le taux



**Figure TS.3.5** | Sensibilité du coût moyen actualisé de l'énergie thermique par rapport au coût d'investissement, en fonction du coefficient d'utilisation (taux d'actualisation estimé à 7 %, dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance comprises entre 5,6 et 14 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW et durée de vie fixée respectivement à 12,5 et 20 années pour les systèmes d'eau chaude sanitaire en Chine et pour différents types de systèmes dans les pays de l'OCDE). [Figure 3.16]

de conversion du système, les frais d'exploitation, la stratégie d'utilisation du système et le taux d'actualisation appliqué. D'après la méthodologie normalisée décrite dans l'annexe II et les données de coût et de performance résumées à l'annexe III, le  $CMA_{th}$  des systèmes thermiques solaires pour un grand nombre et une vaste gamme de paramètres d'entrée varie considérablement (de 9 à 200 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ), mais peut être estimé par analyse paramétrique pour des critères plus précis. La figure RT.3.5 présente ce  $CMA_{th}$  pour une série et une gamme de paramètres un peu plus restreintes. Plus précisément, la figure montre que, pour les systèmes de chauffage solaire de l'eau d'un coût compris entre 1 100 et 1 200 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW<sub>th</sub> et pour des taux de conversion d'environ 40 %, le  $CMA_{th}$  devrait se situer dans une fourchette comprise entre un peu plus de 30 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ et un peu moins de 50 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ dans des régions comparables aux sites d'implantation d'Europe centrale et d'Europe du Sud et atteindre près de 90 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ dans les régions où l'éclairement énergétique solaire est moindre. Chose peu surprenante, les estimations du coût moyen actualisé de l'énergie thermique sont extrêmement sensibles à l'ensemble des paramètres présentés à la figure RT.3.5, y compris aux coûts d'investissement et aux coefficients d'utilisation. [3.8.2, annexe II, annexe III]

Sur les dix dernières années, à chaque augmentation de 50 % de la capacité installée en chauffe-eau solaires, le coût d'investissement a baissé de 20 % en Europe. D'après l'AIE, les pays de l'OCDE devraient connaître d'autres réductions de coût du fait de l'utilisation de matériaux meilleur marché, de meilleurs procédés de fabrication, de la production en série et de l'intégration directe de capteurs

dans les bâtiments sous forme de composantes multifonctionnelles du bâtiment et de systèmes modulaires faciles à installer. L'AIE estime que le coût de l'énergie livrée dans les pays de l'OCDE devrait finalement baisser de 70 à 75 %. [3.8.2]

**Production d'électricité photovoltaïque:** Les prix du photovoltaïque ont chuté de plus d'un facteur de 10 depuis 30 ans; toutefois, le coût moyen actualisé de l'électricité ( $CMA_{el}$ ) produite par le photovoltaïque solaire reste généralement plus élevé que le prix de gros de l'électricité sur le marché. Pour certaines applications, les systèmes photovoltaïques sont déjà compétitifs par rapport à d'autres solutions locales (par exemple pour alimenter certaines zones rurales en électricité dans les pays en développement). [3.8.3, 8.2.5, 9.3.2]

Le  $CMA_{el}$  associé au photovoltaïque dépend fortement du coût des différents éléments du système, le coût le plus élevé étant celui du module photovoltaïque. Le  $CMA_{el}$  dépend également du coût des autres composantes du système (ACS), du coût de la main d'œuvre pour l'installation, des coûts d'exploitation et de maintenance, de l'implantation et du coefficient d'utilisation ainsi que du taux d'actualisation appliqué. [3.8.3]

Le prix des modules photovoltaïques a fortement chuté, passant de 22 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/W en 1980 à moins de 1,5 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/W en 2010. Le taux d'apprentissage historique correspondant va de 11 à 26 %, avec un taux médian de 20 %. Le prix en dollars par watt pour un système entier, y compris le module, les ACS et les frais d'installation, a également diminué graduellement, jusqu'à atteindre 2,72 dollars É. U.<sub>2005</sub>/W pour certaines technologies en couche mince en 2009. [3.8.3]

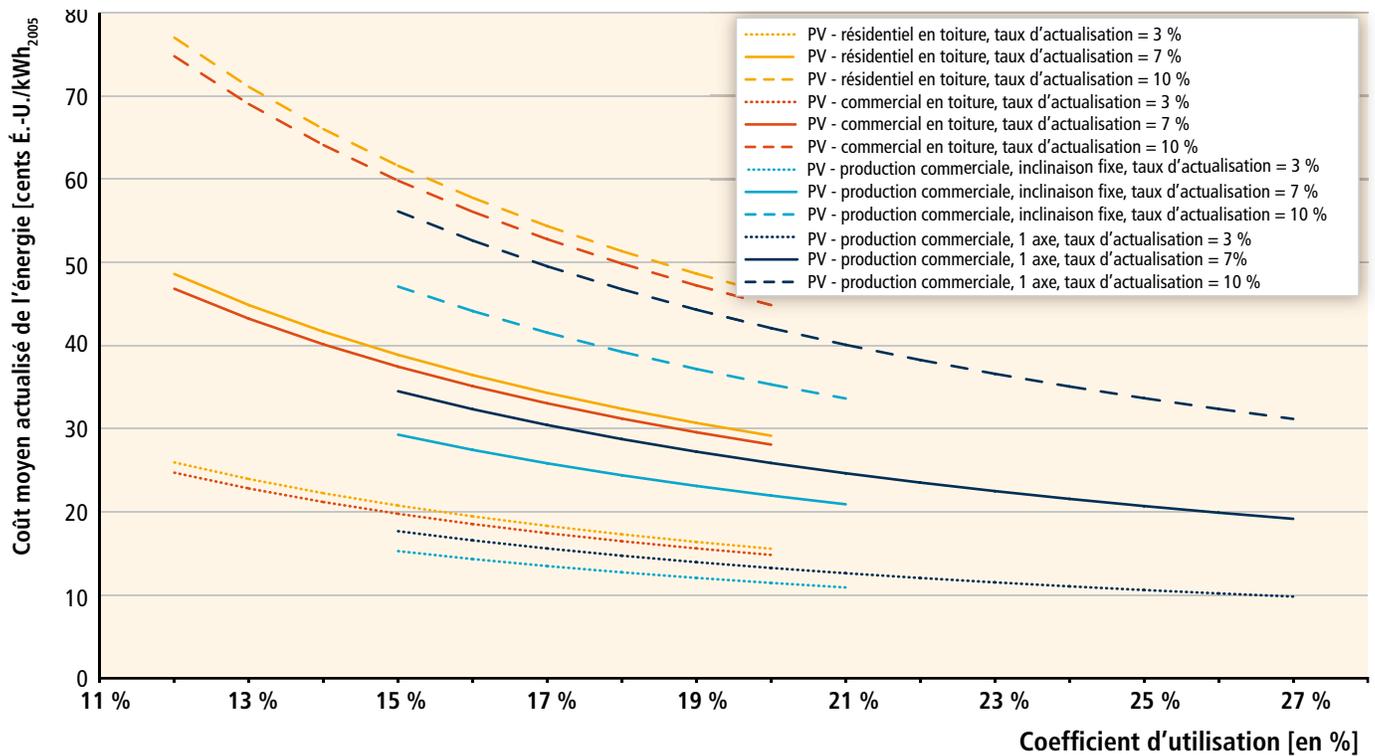
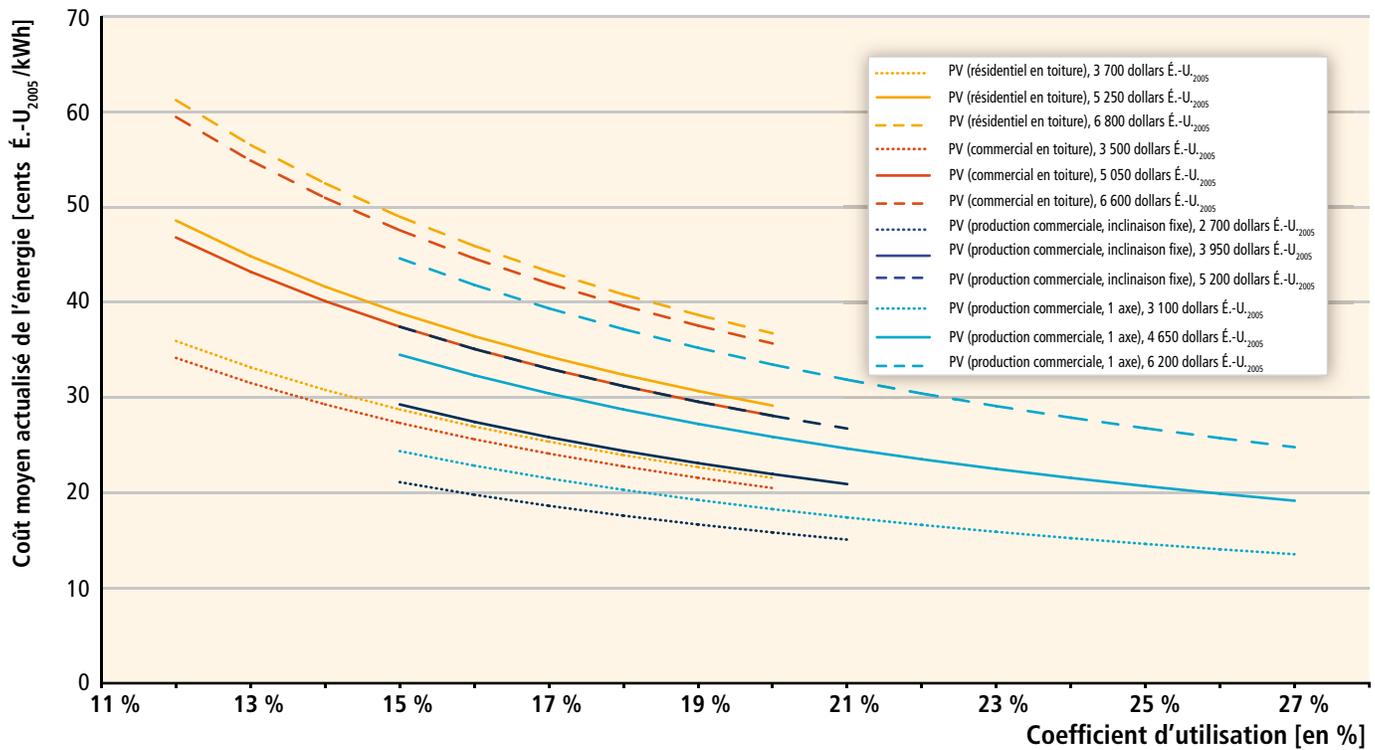


Figure TS.3.6 | Coût moyen actualisé de la production d'électricité photovoltaïque, 2008-2009: a) en fonction du coefficient d'utilisation et du coût d'investissement\*, \*\*, \*\*\*; et b) en fonction du coefficient d'utilisation et du taux d'actualisation\*\*, \*\*\*. [Figure 3.19]

Notes: \* Hypothèse concernant le taux d'actualisation: 7%. \*\* Hypothèse concernant le coût d'investissement: 5 500 dollars \$-U/kW pour les systèmes résidentiels sur toiture, 5 150 dollars \$-U/kW pour les systèmes commerciaux sur toiture, 3 650 dollars \$-U/kW pour les systèmes à inclinaison fixe à vocation commerciale et 4 050 dollars \$-U/kW pour les systèmes à un seul axe à vocation commerciale. \*\*\*Hypothèse concernant les frais annuels d'exploitation et de maintenance: 41 à 64 dollars \$-U/kW, durée de vie de 25 ans.

Pour le photovoltaïque, le CMA<sub>gl</sub> n'est pas seulement fonction de l'investissement initial; il prend également en compte les frais d'exploitation et la durée de vie des composants du système, les niveaux locaux du rayonnement solaire et les performances du système. Le CMA<sub>gl</sub> de différents systèmes photovoltaïques a récemment été calculé

en utilisant la méthodologie normalisée décrite à l'annexe II et les données de coût et de performance résumées à l'annexe III. On observe qu'il varie largement, allant de 0,074 à 0,92 dollars \$-U<sub>2005</sub>/kWh, en fonction d'un grand nombre et d'une large gamme de paramètres d'entrée. Si l'on restreint le champ de variation des paramètres,

en 2009, le  $CMA_{ei}$  associé à la production d'électricité photovoltaïque à l'échelle commerciale dans des régions d'Europe et des États-Unis d'Amérique à fort éclairage énergétique solaire se situait à peu près dans une fourchette comprise entre 0,15 et 0,4 dollars  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$  pour un taux d'actualisation de 7 %, mais pouvait atteindre des valeurs inférieures ou supérieures selon la ressource disponible ainsi que d'autres conditions de base. La figure RT.3.6 montre une forte variation du  $CMA_{ei}$  du photovoltaïque selon le type de système, le coût d'investissement, le taux d'actualisation et le coefficient d'utilisation. [1.3.2, 3.8.3, 10.5.1, annexe II, annexe III]

L'AIE prévoit qu'en 2020, le coût de production de l'électricité ou  $CMA_{ei}$  atteindra les montants suivants: entre 14,5 et 28,6 cents  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$  pour le secteur résidentiel et de 9,5 à 19 cents  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$  pour le secteur commercial, selon que les conditions sont respectivement favorables (2 000 kWh/kW, soit l'équivalent d'un coefficient d'utilisation de 22,8 %) ou moins favorables (1 000 kWh/kW, soit l'équivalent d'un coefficient d'utilisation de 11,4 %). Le Département américain de l'énergie a des objectifs encore plus ambitieux et vise pour 2015 un  $CMA_{ei}$  compris entre 5 et 10 cents  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$ , selon l'utilisateur final. [3.8.3]

**Production d'électricité solaire thermodynamique:** Les systèmes de production d'électricité solaire thermodynamique constituent une technologie complexe qui opère dans un environnement complexe lui aussi, tant au plan de la ressource qu'au plan financier, de sorte que le  $CMA_{ei}$  est soumis à l'influence de nombreux facteurs. Les dépenses d'investissement annoncées pour les centrales thermodynamiques prêtent souvent à confusion lorsqu'on les compare avec d'autres sources d'énergie renouvelables, du fait que les différents niveaux de stockage thermique intégré augmentent les investissements tout en améliorant dans le même temps la production annuelle et le coefficient d'utilisation des centrales. Pour les grandes centrales à capteurs cylindro-paraboliques à la pointe de la technologie, le coût d'investissement estimatif se situe actuellement entre 3,82 dollars  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{W}$  (sans stockage) et 7,65 dollars  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{W}$  (avec stockage), selon le coût de la main d'œuvre et du foncier, les technologies, l'importance et la répartition de l'éclairage énergétique direct et, surtout, la capacité de stockage et la taille du champ solaire. Les données concernant les performances des centrales thermodynamiques modernes sont rares, notamment pour les centrales équipées de moyens de stockage thermique, car les nouvelles centrales ne sont entrées en exploitation qu'à partir de 2007. Le coefficient d'utilisation des premières centrales sans stockage pouvait atteindre 28 %. Pour les centrales modernes sans stockage, des coefficients d'utilisation d'environ 20 à 30 % sont envisagés et, pour les centrales avec stockage thermique, il est possible d'obtenir des coefficients d'utilisation de 30 à 75 %. Sur la base de la méthodologie normalisée décrite dans l'annexe II et des données de coût et de performance résumées à l'annexe III, en 2009, le  $CMA_{ei}$  d'une centrale solaire à capteurs cylindro-paraboliques

dotée de six heures de stockage thermique, calculé pour un grand nombre et une large gamme de paramètres d'entrée, se situait dans une fourchette comprise entre légèrement plus de 10 cents  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$  et environ 30 cents  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$ . En limitant la gamme des taux d'actualisation à 10 %, la fourchette est un peu plus étroite et se situe environ entre 20 et 30 cents  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$ , ce qui correspond à peu près à la fourchette mentionnée dans la littérature, soit 18 à 27 cents  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$ . Certains paramètres de coût et de performance particuliers, dont le taux d'actualisation appliqué et le coefficient d'utilisation, affectent les estimations spécifiques du  $CMA_{ei}$  même si le  $CMA_{ei}$  de différentes configurations de systèmes dans des conditions par ailleurs identiques ne devrait varier que marginalement. [3.8.4]

Le taux d'apprentissage pour le solaire thermodynamique, à l'exclusion du bloc de puissance, a été estimé à  $10 \pm 5 \%$ . Les objectifs spécifiques de  $CMA_{ei}$  pour les États-Unis d'Amérique se situent entre 6 et 8 cents  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$  d'ici 2015 avec 6 heures de stockage et entre 50 et 60 cents  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$  d'ici 2020 avec 12 à 17 heures de stockage. L'Union européenne vise des objectifs similaires. [3.8.4]

## 3.9 Mise en valeur potentielle

### 3.9.1 Mise en valeur potentielle

Le tableau RT.3.1 résume les résultats des études disponibles sur les possibilités de mise en valeur d'ici 2020, tirés de la littérature. Les sources des données du tableau sont les suivantes: Conseil européen des énergies renouvelables (EREC) – Greenpeace (scénario Energy [R]evolution, scénario de référence et scénario avancé); et AIE (feuilles de route pour les technologies solaires photovoltaïques et solaires thermodynamiques). En ce qui concerne les données sur le solaire thermique, il convient de noter qu'elles n'incluent pas la contribution du solaire passif; bien que cette technologie permette de réduire la demande en énergie, elle ne fait pas partie de la chaîne d'approvisionnement prise en compte dans les statistiques sur l'énergie. [3.9]

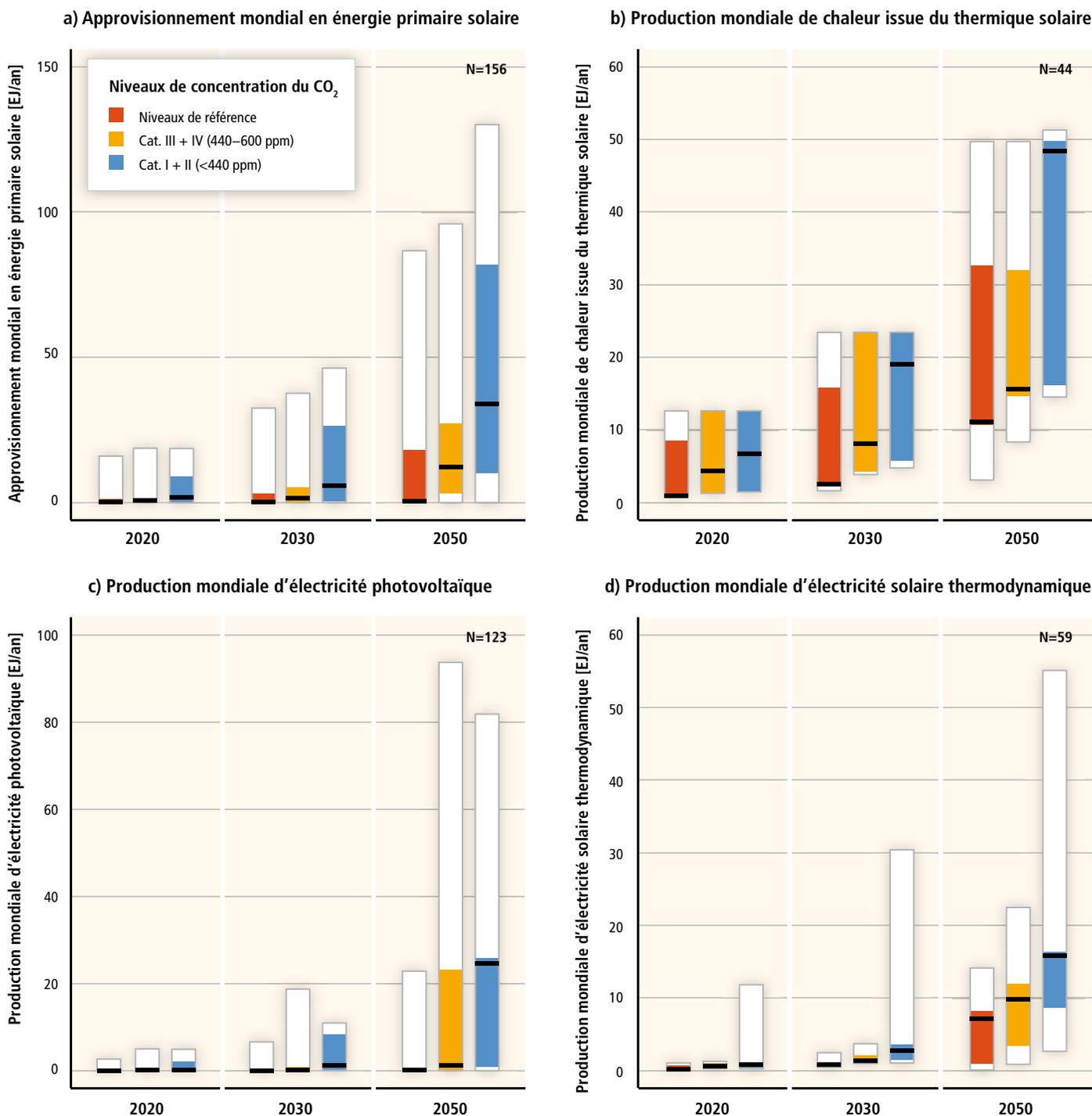
### 3.9.2 Mise en valeur à long terme dans le contexte de la réduction des émissions de carbone

La figure RT.3.7 présente les résultats de plus de 150 scénarios de modélisation à long terme décrits au chapitre 10. Les scénarios de mise en valeur potentielle varient largement – certains attribuant un rôle marginal à l'énergie solaire directe en 2050 et d'autres considérant que cette énergie constituera une source d'approvisionnement en énergie majeure. Bien que l'énergie solaire directe ne représente actuellement qu'une très petite partie de l'approvisionnement mon-

Tableau TS.3.1 | Évolution des capacités solaires cumulées. [Tableau 3.7]

		Solaire thermique basse température ( $\text{GW}_{th}$ )			Électricité solaire photovoltaïque (GW)			Électricité solaire thermodynamique (GW)		
		2009	2015	2020	2009	2015	2020	2009	2015	2020
Nom du scénario	Capacité installée cumulée actuelle	180			22			0,7		
	EREC – Greenpeace (scénario de référence)		180	230		44	80		5	12
	EREC – Greenpeace (scénario Energy [R]evolution)		715	1 875		98	335		25	105
	EREC – Greenpeace (scénario avancé)		780	2 210		108	439		30	225
	Feuilles de route de l'AIE		n.d.			95 <sup>1</sup>	210		n.d.	148

Note: 1) Extrapolé à partir du taux de croissance moyen pour 2010 à 2020.

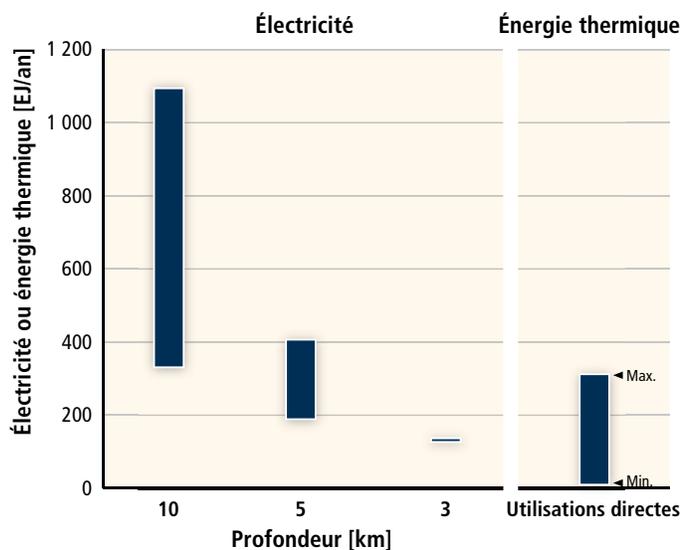


**Figure TS.3.7** | Approvisionnement mondial en énergie solaire et production mondiale d'énergie solaire selon divers scénarios à long terme (médiane, fourchette du 25e au 75e percentile et fourchette complète des résultats des scénarios; le codage couleur est fondé sur les niveaux de concentration du CO<sub>2</sub> atmosphérique en 2100; le nombre de scénarios correspondant à chaque graphique est indiqué dans le coin en haut à droite). a) Approvisionnement mondial en énergie solaire primaire; b) production mondiale de solaire thermique; c) production mondiale d'électricité photovoltaïque solaire; et d) production mondiale d'électricité solaire thermodynamique. [Figure 3.22]

dial en énergie, il ne fait aucun doute que cette source d'énergie est l'une de celles qui présente le potentiel d'avenir le plus prometteur.

La réduction des coûts est un élément clé pour faire de l'énergie solaire directe une proposition plus pertinente commercialement et la mettre en position de viser une plus large part du marché mondial de l'énergie. Ceci n'est possible que si les coûts afférents aux technologies solaires diminuent au fur et à mesure de leur

progression le long des courbes d'apprentissage correspondantes, ce qui dépend en premier lieu des volumes du marché. Par ailleurs, la recherche-développement doit se poursuivre, de sorte que les courbes d'apprentissage ne s'aplatissent pas trop tôt. Les coûts réels de la mise en valeur de l'énergie solaire restent inconnus, car les principaux scénarios de mise en valeur actuels ne prennent en compte qu'une seule technologie. Ces scénarios ne tiennent pas compte des avantages connexes qu'apporte un approvisionnement en énergie renouvelable ou durable



**Figure TS.4.1** | Potentiels techniques géothermiques pour l'électricité et les utilisations directes (chaleur). Habituellement, les utilisations directes ne nécessitent pas de développement à des profondeurs supérieures à environ trois kilomètres. [Figure 4.2]

par le biais de sources d'ÉR diversifiées et de mesures d'amélioration du rendement énergétique.

La mise en valeur potentielle dépend des ressources effectives et de la disponibilité des technologies concernées. Toutefois, le cadre réglementaire et juridique en place peut favoriser ou entraver, dans une large mesure, l'adoption d'applications de l'énergie solaire directe. Un minimum de normes de construction concernant l'orientation et l'isolation des bâtiments peut réduire de manière significative la demande en énergie desdits bâtiments et augmenter la part de l'offre en énergie renouvelable sans accroître la demande globale. Le coût afférent à l'énergie solaire directe peut par ailleurs être diminué plus encore par l'adoption de procédures administratives transparentes et rationalisées pour l'installation et le raccordement des sources d'énergie solaire aux infrastructures de réseau existantes.

## 4. L'énergie géothermique

### 4.1 Introduction

Les ressources géothermiques consistent en l'énergie thermique provenant de l'intérieur de la Terre et stockée à la fois dans les roches et dans la vapeur piégée ou l'eau liquide. Elles sont utilisées pour produire de l'énergie électrique dans des centrales thermiques ou pour d'autres applications domestiques et agro-industrielles nécessitant de la chaleur ainsi que pour des applications de production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération). Le changement climatique n'a pas d'incidences majeures sur l'efficacité de l'énergie géothermique. [4.1]

L'énergie géothermique est une ressource renouvelable, vu que la chaleur extraite d'un réservoir actif est continuellement remplacée par la production de chaleur naturelle, la conduction et la convection de zones voisines plus chaudes, et les fluides géothermiques extraits sont reconstitués par recharge naturelle et par réinjection des fluides refroidis. [4.1]

### 4.2 Potentiel de la ressource

On estime que la chaleur accessible stockée dans des roches sèches chaudes à l'intérieur de la Terre se situe entre 110 et 403 x 106 EJ à 10 km de profondeur, 56 et 140 x 106 EJ à 5 km de profondeur et environ 34 x 106 EJ à 3 km de profondeur. À partir d'évaluations réalisées précédemment à propos des ressources hydrothermiques et de calculs sur les systèmes géothermiques améliorés (ou aménagés) émanant de l'évaluation de la chaleur stockée en profondeur, le potentiel technique de la géothermie pour la production d'électricité se situe entre 118 et 146 EJ/an (à 3 km de profondeur), entre 318 et 1 109 EJ/an (à 10 km de profondeur) et entre 10 et 312 EJ/an pour les utilisations directes (figure TS.4.1). [4.2.1]

Le tableau TS.4.1 présente les potentiels techniques par région. La répartition par région s'appuie sur la méthode appliquée par l'Electric Power Research Institute pour évaluer les potentiels géothermiques théoriques de chaque pays avant de regrouper les pays par région. La présente ventilation du potentiel technique

**Tableau TS.4.1** | Potentiels techniques géothermiques en zone continentale pour les régions de l'AIE [tableau 4.3]

RÉGION <sup>1</sup>	Potentiel technique électrique (EJ/an) à une profondeur de:						Potentiels techniques (EJ/an) pour des usages directs	
	3 km		5 km		10 km		Inf.	Sup.
	Inf.	Sup.	Inf.	Sup.	Inf.	Sup.		
Amérique du Nord OCDE	25,6	31,8	38,0	91,9	69,3	241,9	2,1	68,1
Amérique latine	15,5	19,3	23,0	55,7	42,0	146,5	1,3	41,3
Europe OCDE	6,0	7,5	8,9	21,6	16,3	56,8	0,5	16,0
Afrique	16,8	20,8	24,8	60,0	45,3	158,0	1,4	44,5
Économies en transition	19,5	24,3	29,0	70,0	52,8	184,4	1,6	51,9
Moyen-Orient	3,7	4,6	5,5	13,4	10,1	35,2	0,3	9,9
Asie en développement	22,9	28,5	34,2	82,4	62,1	216,9	1,8	61,0
Pacifique OCDE	7,3	9,1	10,8	26,2	19,7	68,9	0,6	19,4
<b>Total</b>	<b>117,5</b>	<b>145,9</b>	<b>174,3</b>	<b>421,0</b>	<b>317,5</b>	<b>1 108,6</b>	<b>9,5</b>	<b>312,2</b>

Note: 1. Pour les définitions des régions et des groupements de pays, voir l'annexe II. La chaleur extraite pour réaliser les potentiels techniques peut être reconstituée totalement ou partiellement sur le long terme par le flux de chaleur terrestre en zone continentale de 315 EJ/an pour un flux moyen de 65 mW/m<sup>2</sup>. [4.2.1]

mondial est donc basée sur des facteurs qui prennent en compte les variations régionales du gradient géothermique moyen ainsi que la présence soit d'une anomalie géothermique diffuse, soit d'une zone de haute température associée à une activité volcanique ou aux limites des plaques. La distinction entre potentiel électrique et potentiel thermique (utilisations directes) est quelque peu arbitraire, dans la mesure où la plupart des ressources à température élevée pourraient être utilisées pour l'un, pour l'autre ou pour les deux dans des applications de cogénération selon les conditions du marché local. [4.2.2]

### 4.3 Technologies et applications

Actuellement, l'énergie géothermique est extraite à l'aide de puits et d'autres moyens produisant des fluides chauds à partir: a) de réservoirs hydrothermiques naturellement très perméables, ou b) de systèmes géothermiques améliorés ou aménagés avec des voies fluides artificielles (figure TS.4.2). La technologie de production d'électricité à partir de réservoirs hydrothermiques est maîtrisée et fiable et fonctionne depuis une centaine d'années. Les technologies de chauffage direct faisant appel à des pompes à chaleur géothermique pour le chauffage urbain et d'autres applications sont également bien maîtrisées. Quant aux technologies faisant appel à des systèmes géothermiques améliorés, elles en sont à l'étape de la démonstration. [4.3]

Le courant électrique tiré de l'énergie géothermique est particulièrement adapté à la fourniture de courant de base, mais peut également être réparti et utilisé pour faire face aux pics de la demande. Ainsi, le courant électrique géothermique peut venir en complément de la production variable d'électricité. [4.3]

Étant donné que les ressources géothermiques se trouvent dans le sous-sol, des méthodes d'exploration (y compris des études géologiques, géochimiques et géophysiques) ont été mises au point pour les localiser et les évaluer. Les objectifs de l'exploration géothermique consistent à identifier et à classer les réservoirs géothermiques potentiels avant de forer. Actuellement, les puits géothermiques allant jusqu'à des profondeurs de 5 km sont forés en faisant appel à des méthodes classiques de forage rotatif semblables à celles utilisées pour atteindre les réservoirs de pétrole et de gaz. Des techniques de forage perfectionnées permettent de fonctionner à haute température et offrent des capacités sur le plan de l'orientation des forages. [4.3.1]

Les principaux types de centrales géothermiques actuellement en service sont des turbines à condensation de vapeur et des unités à cycle binaire. Les centrales à condensation peuvent être de type flash (vaporisation partielle) ou à vapeur sèche (ces dernières n'exigeant pas de séparation de la saumure, ce qui signifie que ces centrales sont plus simples et meilleur marché) et sont plus courantes que les unités à cycle binaire. Elles sont installées dans le cas de ressources à température intermédiaire ou élevée ( $\geq 150$  °C) avec une capacité souvent comprise entre 20 et 110 MW<sub>el</sub>. Dans les centrales à cycle binaire, le fluide géothermique passe par un échangeur de chaleur pour chauffer un autre fluide de travail à bas point d'ébullition, qui se vaporise et alimente une turbine. Ces centrales permettent d'utiliser des réservoirs hydrothermiques à plus basse température et des réservoirs de systèmes géothermiques améliorés (généralement entre 70 °C et 170 °C) et sont souvent construites sous forme d'unités modulaires reliées, d'une capacité de quelques MW<sub>el</sub>. Les centrales combinées ou hybrides combinent deux ou plusieurs des types de base ci-dessus afin d'offrir plus de versatilité, d'accroître l'efficacité thermique globale, d'améliorer les possibilités de suivi de charge et de couvrir efficacement

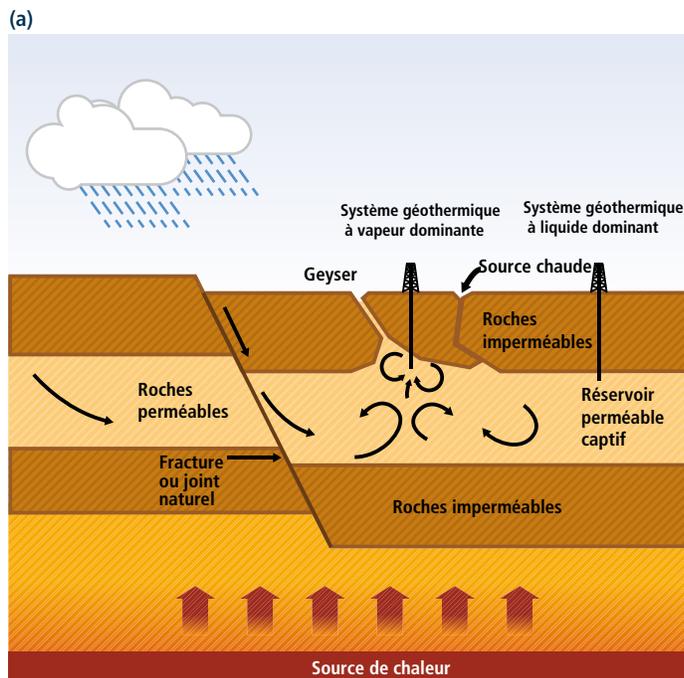


Figure TS.4.2a | Diagramme montrant des ressources convectives (hydrothermiques) [Figure 4.1]

une vaste gamme de températures. Enfin, les centrales à cogénération produisent à la fois de l'électricité et de l'eau chaude pour une utilisation directe. [4.3.3]

Pour une utilisation efficace, les réservoirs des systèmes géothermiques améliorés nécessitent la stimulation de zones souterraines où la température est suffisamment élevée. Un réservoir composé d'un réseau de fractures est créé ou amélioré pour fournir des voies bien connectées pour le fluide entre les puits d'injection et les puits de production. La chaleur extraite en faisant circuler de l'eau à travers le réservoir en boucle fermée peut être utilisée pour la production de courant et pour le chauffage industriel ou domestique (voir la figure TS.4.2). [4.3.4]

L'utilisation directe permet d'assurer chauffage et refroidissement dans des bâtiments, y compris pour le chauffage urbain, les bassins à poissons, les serres, la baignade, les centres de bien être et les piscines, la purification et le dessalement de l'eau et la production de chaleur industrielle pour le séchage de produits agricoles et de minerais. Même s'il peut y avoir débat quant à savoir si les pompes à chaleur géothermique sont une application «véritable» de l'énergie géothermique, ces pompes peuvent être utilisées presque partout dans le monde pour le chauffage et le refroidissement et tirent parti de la température relativement constante du sol et des eaux souterraines dans une fourchette de 4 à 30 °C. [4.3.5]

### 4.4 Situation du marché mondial et régional et évolution de l'industrie

Les ressources géothermiques sont utilisées pour produire de l'électricité depuis près d'un siècle. En 2009, le marché mondial de l'électricité géothermique comptait de nombreux acteurs, avec une capacité installée de 10,7 GW<sub>el</sub>. En 2008, l'électricité produite dans 24 pays a dépassé les 67 TWh<sub>el</sub> (0,24 EJ) (figure TS.4.3) et représenté plus de 10 % de la demande totale d'électricité dans six d'entre eux. Il y avait également, toujours en 2008, 50,6 GW<sub>th</sub> d'applications géothermiques

(b)

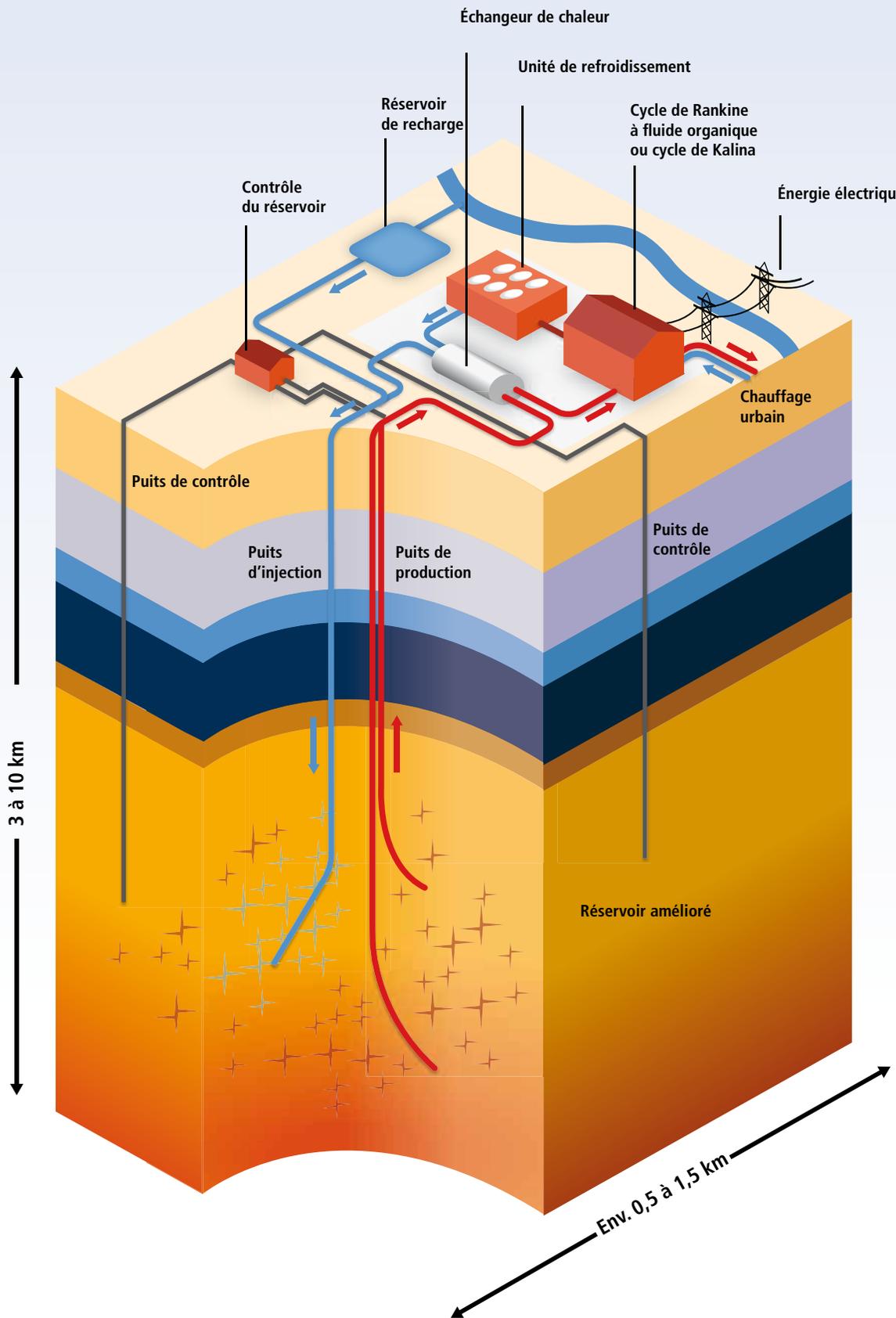
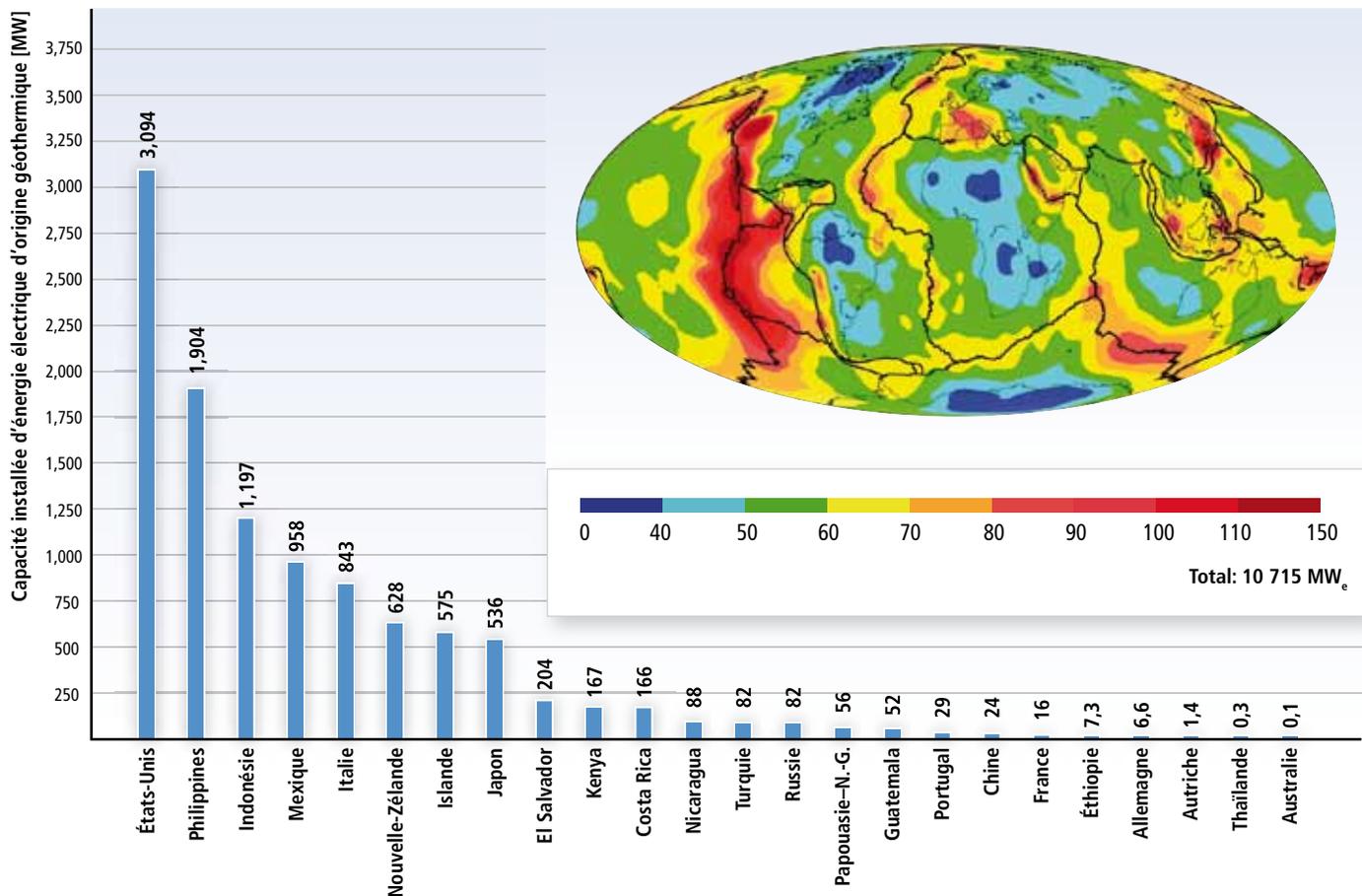


Figure TS.4.2b | Diagrammes montrant des ressources par conduction (systèmes géothermiques améliorés) (à droite). [Figure 4.1]



**Figure TS.4.3** | Capacité installée d'électricité géothermique par pays en 2009. La figure présente le flux thermique moyen mondial en  $mW/m^2$  ainsi que les limites des plaques tectoniques. [Figure 4.5]

directes en exploitation dans 78 pays, lesquelles ont généré  $121,7 TWh_{th}$  ( $0,44 EJ$ ) de chaleur. Les pompes à chaleur géothermique ont représenté 70 % ( $35,2 GW_{th}$ ) de cette capacité installée aux fins d'utilisation directe. [4.4.1, 4.4.3]

Le taux de croissance annuel moyen de la capacité installée d'électricité géothermique à l'échelle du globe a été de 3,7 % au cours des cinq dernières années (2005-2010) et de 7 % pour les 40 dernières années (1970-2010). Pour les utilisations directes de la géothermie, les taux ont été de 12,7 % (2005-2010) et de 11 % pour la période 1975-2010. [4.4.1]

Les systèmes géothermiques améliorés en sont encore à la phase de démonstration, avec une petite centrale en exploitation en France et un projet pilote en Allemagne. En Australie, l'étude et la mise au point de ces systèmes ont bénéficié d'investissements considérables ces dernières années, et les États-Unis d'Amérique ont récemment accru leur soutien à la recherche, au développement et à la démonstration de ces systèmes dans le cadre de la relance d'un programme géothermique national. [4.4.2]

En 2009, les principaux types (et pourcentages relatifs) d'applications géothermiques directes aux fins d'une utilisation annuelle d'énergie ont été le chauffage des bâtiments (63 %), la baignade et la balnéothérapie (25 %), l'horticulture (serres et chauffage du sol) (5 %), la chaleur à usage industriel et le séchage agricole (3 %), l'aquaculture (pisciculture) (3 %) et la fonte des neiges (1 %). [4.4.3] Pour que la géothermie atteigne sa pleine capacité en matière d'atténuation du

changement climatique, il est nécessaire de surmonter des obstacles techniques et non techniques. Des mesures propres à la technologie géothermique peuvent contribuer à surmonter ces obstacles. [4.4.4]

## 4.5 Impacts environnementaux et sociaux

Il existe des impacts environnementaux et sociaux liés à l'énergie géothermique, qui dépendent généralement du site considéré et de la technologie employée. Habituellement, ces incidences sont gérables, et les impacts environnementaux négatifs sont minimes. Le principal GES émis dans le cadre de l'exploitation géothermique est le  $CO_2$ , même s'il n'est pas le produit d'une combustion mais qu'il est émis par des sources présentes naturellement. Une étude de terrain menée sur les centrales géothermiques en exploitation en 2001 a fait ressortir la forte variabilité des taux d'émission directe de  $CO_2$ , avec des valeurs allant de 4 à  $740 g/kWh_{el}$  selon la configuration technique et la composition du fluide géothermique dans le réservoir souterrain. Dans le cadre des applications d'utilisation directe, les émissions directes de  $CO_2$  sont négligeables et les centrales faisant appel à des systèmes géothermiques améliorés sont généralement conçues comme des systèmes de circulation en circuit fermé en phase liquide, sans émissions directes. Les évaluations sur l'ensemble du cycle de vie donnent les prévisions d'émissions suivantes, en équivalent  $CO_2$ : moins de  $50 g/kWh_{el}$  pour les centrales géothermiques, moins de  $80 g/kWh_{el}$  pour les systèmes géothermiques améliorés prévus et de 14 à  $202 g/kWh_{th}$  pour les systèmes de chauffage urbain et les pompes à chaleur géothermique. [4.5, 4.5.1, 4.5.2]

Pour déterminer les impacts environnementaux associés aux projets géothermiques, il faut prendre en compte toute une série d'incidences locales liées à l'air et à l'utilisation des sols et de l'eau, en phase de construction et en phase d'exploitation, certaines de ces incidences étant communes à la plupart des projets énergétiques et d'autres étant propres à l'énergie géothermique. Les systèmes géothermiques mettent en jeu des phénomènes naturels et entraînent généralement un dégagement de gaz mêlés à de la vapeur, dû à des caractéristiques de surface et à des minéraux dissous dans l'eau des sources chaudes. Certains gaz peuvent être dangereux, mais sont généralement soit traités, soit surveillés en cours de production. Par le passé, il était plus courant de rejeter à la surface l'eau séparée, mais actuellement, cela ne se produit que dans des circonstances exceptionnelles. La saumure géothermique est habituellement réinjectée dans le réservoir afin de contrebalancer les pressions qui s'y exercent et d'éviter des effets négatifs sur l'environnement. S'il dépasse de manière significative le débit des sources chaudes naturelles et s'il n'est pas fortement dilué, le rejet en surface peut avoir un effet négatif sur l'écologie des cours d'eau, des lacs et des milieux marins. [4.5.3.1]

Des dangers locaux dus à des phénomènes naturels (microséismes, éruptions de vapeur hydrothermique, subsidence du sol, etc.) peuvent être influencés par l'exploitation de champs géothermiques. Au cours des 100 années d'évolution de ces technologies, aucun bâtiment ni aucune structure appartenant à un site d'exploitation géothermique ou à une collectivité locale n'a été endommagé de manière significative par des séismes superficiels générés soit par la production géothermique, soit par des activités d'injection. Certains projets de démonstration de systèmes géothermiques améliorés ont suscité des oppositions sociales, notamment dans des zones peuplées d'Europe. Le processus consistant à injecter de l'eau froide sous haute pression dans des roches chaudes peut provoquer de petits épisodes sismiques. Les phénomènes sismiques induits n'ont pas été suffisamment importants pour faire des victimes ou causer des dégâts importants, mais une gestion appropriée de ce problème représentera à l'avenir une étape importante pour faciliter le développement des projets de systèmes géothermiques améliorés. [4.5.3.2]

Les conditions d'utilisation des sols vont de 160 à 290 m<sup>2</sup>/GWh<sub>el</sub>/an sans compter les puits et peuvent aller jusqu'à 900 m<sup>2</sup>/GWh/an en incluant les puits. Les incidences spécifiques de la géothermie sur l'utilisation des sols comprennent des effets sur des éléments naturels d'exception tels que sources, geysers et fumeroles. Dans de nombreux pays (tels que le Japon, les États-Unis d'Amérique et la Nouvelle Zélande), les problèmes liés à l'utilisation des sols peuvent constituer une entrave sérieuse à la poursuite de l'expansion de la géothermie. [4.5.3.3]

Les ressources géothermiques peuvent également présenter des avantages environnementaux considérables en comparaison des modes d'utilisation de l'énergie qu'elles remplacent. [4.5.1]

## 4.6 Perspectives en matière d'amélioration, d'innovation et d'intégration des technologies

Les ressources géothermiques peuvent être intégrées dans tous les types de systèmes d'approvisionnement en énergie électrique, qu'il s'agisse de vastes réseaux de distribution continentaux interconnectés ou d'utilisations sur site pour de petits villages isolés ou des bâtiments autonomes. Comme l'énergie géothermique assure généralement la production d'électricité de base, l'intégration de

nouvelles centrales dans des systèmes énergétiques existants ne présente pas de problème majeur. Pour les utilisations directes de la géothermie, aucun problème d'intégration n'a été observé et, en ce qui concerne le chauffage et le refroidissement, l'énergie géothermique (y compris les systèmes de pompes à chaleur) est déjà très répandue au niveau domestique, communautaire et urbain. Le chapitre 8 du présent résumé traite plus en détail des problèmes d'intégration. [4.6]

Plusieurs perspectives d'améliorations techniques et d'innovations peuvent conduire à une réduction du coût de production de l'énergie géothermique, à une récupération plus importante de l'énergie, à l'allongement de la durée de vie des sites et des centrales et à une meilleure fiabilité. Des études géophysiques approfondies ainsi que l'optimisation de l'injection, la prévention du tartre et de la corrosion et une meilleure modélisation des réservoirs sont autant d'éléments qui contribueront à réduire les risques liés à la ressource en faisant mieux concorder capacité installée et capacité de production durable. [4.6]

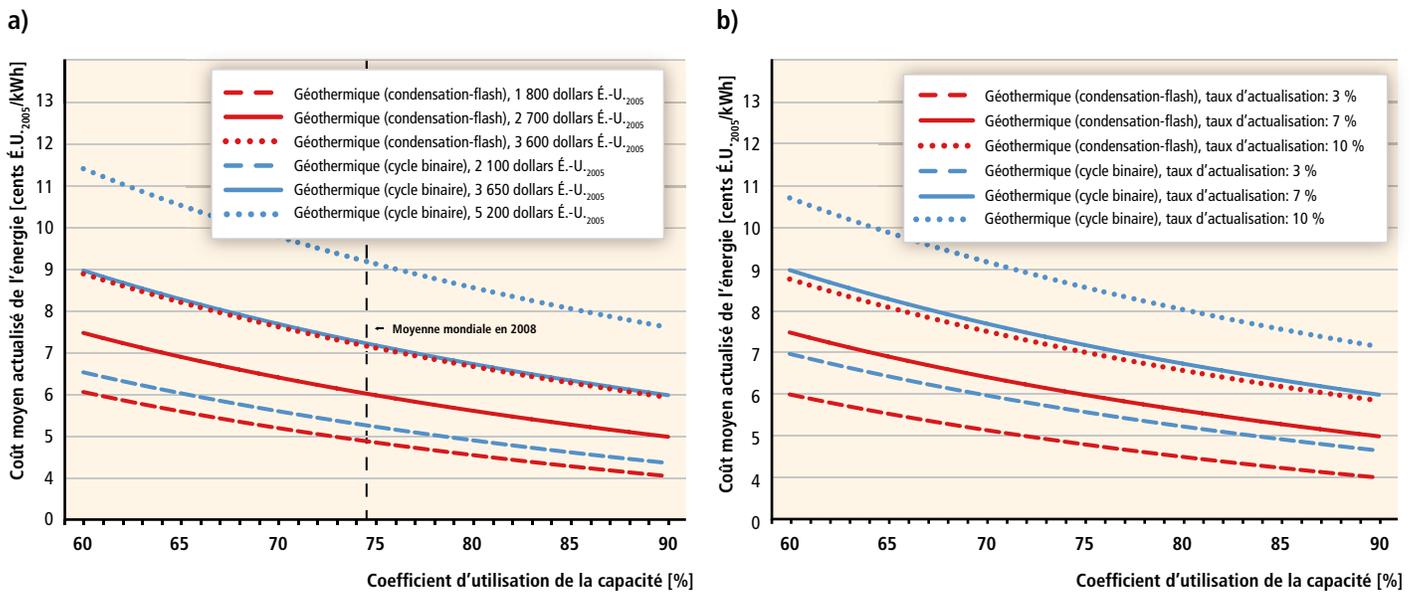
En matière d'exploration, des activités de recherche-développement sont nécessaires pour localiser les systèmes géothermiques cachés (par exemple ceux qui ne donnent lieu à aucune manifestation en surface) et dans une perspective de systèmes améliorés. L'affinement et l'utilisation accrue d'outils de reconnaissance géothermique rapide tels que des capteurs satellitaires, hyperspectraux en altitude, thermiques infrarouge, panchromatiques haute résolution ou radar pourraient améliorer l'efficacité des activités d'exploration. [4.6.1]

Des recherches particulières doivent être menées sur les techniques de forage et de construction des puits, afin d'accroître la vitesse de pénétration lors de forages dans une roche dure et de mettre au point des techniques perfectionnées de forage en petit diamètre, dans le but général de réduire les coûts et d'allonger la durée de vie utile des installations de production géothermique. [4.6.1]

L'efficacité des différentes composantes des centrales géothermiques et des utilisations directes peuvent encore être améliorées, et il est important d'élaborer des systèmes de conversion permettant une utilisation plus efficace de l'énergie dans le fluide géothermique produit. Il est également possible d'utiliser des puits de pétrole et de gaz susceptibles de fournir de l'énergie géothermique pour la production d'électricité. [4.6.2]

Les projets de systèmes géothermiques améliorés en sont actuellement à la phase de démonstration ou à la phase expérimentale. Ces systèmes nécessitent des méthodes innovantes pour stimuler hydrauliquement la connectivité des réservoirs entre les puits d'injection et les puits de production afin d'atteindre des rythmes de production soutenus et adaptés à un usage commercial, tout en réduisant le risque de danger sismique et en améliorant les simulateurs numériques et les méthodes d'évaluation en vue de prévoir de manière fiable les réactions chimiques entre les fluides géologiques et les roches-réservoirs géothermiques. La possibilité d'utiliser du CO<sub>2</sub> comme fluide de travail dans les réservoirs géothermiques, notamment pour les systèmes géothermiques améliorés, est également à l'étude, car elle pourrait fournir un moyen de renforcer l'effet de la mise en valeur de l'énergie géothermique en réduisant les émissions de CO<sub>2</sub> au-delà de la seule production d'électricité avec une source d'énergie renouvelable qui n'émet pas de carbone. [4.6.3]

Il n'existe actuellement aucune technologie susceptible de tirer parti des ressources géothermiques sous-marines, mais en théorie, il devrait être possible de produire de l'énergie électrique directement à partir d'un événement hydrothermal. [4.6.4]



**Figure TS.4.4** | Coût moyen actualisé de l'énergie géothermique en 2008: a) en fonction du coefficient d'utilisation de la capacité et du coût\*, \*\*, \*\*\*; et b) en fonction du coefficient d'utilisation de la capacité et du taux d'actualisation\*\*, \*\*\*. [Figure 4.8]

Notes: \* Hypothèse concernant le taux d'actualisation: 7%. \*\* Hypothèse concernant le coût d'investissement: 2 700 dollars É. U./kW pour les centrales à condensation flash et 3 650 dollars É. U./kW pour les centrales à cycle binaire. \*\*\* Hypothèse concernant les dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance: 170 dollars É. U./kW, durée de vie: 27,5 ans.

## 4.7 Tendances en matière de coûts

Les projets géothermiques nécessitent généralement des investissements initiaux élevés, du fait de la nécessité de forer des puits et de construire des centrales, et engendrent des coûts d'exploitation relativement faibles. Bien que les coûts varient selon les projets, le coût moyen actualisé de l'énergie pour les centrales utilisant des ressources hydrothermiques est souvent compétitif sur les marchés actuels de l'électricité; il en va de même pour les utilisations directes de la chaleur géothermique. Les centrales géothermiques améliorées sont toujours en phase de démonstration, mais on estime que les coûts liés à ces centrales sont plus élevés que ceux des réservoirs hydrothermiques. [4.7]

Les coûts d'investissement pour un projet d'électricité géothermique type correspondent: a) à l'exploration et à la confirmation de la ressource (10 à 15 % du total); b) au forage des puits de production et d'injection (20 à 35 % du total); c) aux installations de surface et à l'infrastructure (10 à 20 % du total); et d) à la centrale proprement dite (40 à 81 % du total). Au niveau mondial, ces coûts varient actuellement de 1 800 à 5 200 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW<sub>el</sub>. [4.7.1]

On a calculé que les coûts d'exploitation et de maintenance, y compris pour les puits d'appoint (c'est à dire les nouveaux puits destinés à remplacer les puits défaillants ou à restaurer la capacité de production ou d'injection perdue), se situaient entre 152 et 187 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW<sub>el</sub>/an, mais qu'ils pouvaient être nettement plus faibles dans certains pays (par ex. 83 à 117 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW<sub>el</sub>/an en Nouvelle Zélande). [4.7.2]

La longévité des centrales et le coefficient d'utilisation de la capacité sont également des paramètres économiques importants. En 2008, le coefficient mondial moyen d'utilisation de la capacité des centrales géothermiques était de 74,5 % pour les centrales existantes et de plus de 90 % pour les installations récentes. [4.7.3]

D'après des calculs effectués selon une méthode normalisée décrite à l'annexe II et des données concernant les coûts et les performances résumées à l'annexe III, le coût moyen actualisé de l'énergie dans le cas des projets géothermiques de type hydrothermique, pour une large série et une vaste gamme de paramètres d'entrée, est compris entre 3,1 et 17 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh, selon le type de technologie employée et les conditions propres au projet. La figure TS.4.4 montre que, pour une série et une gamme plus restreintes de paramètres et selon un taux d'actualisation de 7 %, le coût moyen actualisé de l'énergie pour de nouveaux projets hydrothermiques récemment réalisés avec un coefficient moyen mondial d'utilisation de 74,5 % (et dans d'autres conditions spécifiées au paragraphe [4.7.4]) se situe entre 4,9 et 7,2 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh pour les centrales à condensation de type flash et entre 5,3 et 9,2 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh pour les centrales à cycle binaire. Ce coût moyen actualisé de l'énergie varie sensiblement en fonction du coefficient d'utilisation, du coût d'investissement et du taux d'actualisation. Il n'existe aucune donnée sur le coût moyen actualisé de l'énergie pour les systèmes géothermiques améliorés, mais des projections ont été faites à partir de différents modèles pour plusieurs cas correspondant à des températures et à des profondeurs différentes, par exemple 10 à 17,5 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh pour des ressources émanant de systèmes géothermiques améliorés de qualité relativement élevée. [1.3.2, 4.7.4, 10.5.1, annexe II, annexe III]

Les estimations concernant les réductions de coût que peuvent amener les changements de conception et les progrès techniques reposent uniquement sur l'expertise des spécialistes de la chaîne de valeur du processus géothermique, étant donné qu'il existe peu d'études publiées de la courbe d'apprentissage. Les perfectionnements techniques concernant la conception et la stimulation des réservoirs géothermiques et les améliorations portant sur les matériaux, l'exploitation et la maintenance sont les éléments qui devraient avoir le plus d'incidences sur le coût moyen actualisé de l'énergie à court terme, en contribuant notamment à améliorer les coefficients d'utilisation de la capacité et à diminuer la part des coûts de forage dans les coûts d'investissement. Pour les nouveaux projets à l'horizon 2020, les projections concernant le coût moyen mondial actualisé de

**Tableau TS.4.2** | Coûts d'investissement et coût moyen actualisé de l'énergie thermique pour diverses applications directes de la géothermie. [Tableau 4.8]

Application thermique	Coût d'investissement (dollars É.-U. <sub>2005</sub> /kWth)	Coût moyen actualisé de l'énergie thermique (dollars É.-U. <sub>2005</sub> /GJ) pour un taux d'actualisation de:		
		3%	7%	10%
Chauffage de locaux (bâtiments)	1 600–3 940	20–50	24–65	28–77
Chauffage de locaux (urbain)	570–1 570	12–24	14–31	15–38
Serres	500–1 000	7,7–13	8,6–14	9,3–16
Bassins aquacoles découverts	50–100	8,5–11	8,6–12	8,6–12
Pompes à chaleur géothermique (résidentiel et commercial)	940–3 750	14–42	17–56	19–68

**Tableau TS.4.3** | Capacité installée actuelle et prévue au niveau régional pour ce qui concerne la production d'énergie géothermique, les utilisations directes de la géothermie (chaleur) et la production d'électricité et de chaleur prévues pour 2015. [Tableau 4.9]

RÉGION <sup>1</sup>	Capacité actuelle (2010)		Capacité prévue (2015)		Production prévue (2015)	
	Directe (GW <sub>th</sub> )	Électricité (GW <sub>él</sub> )	Directe (GW <sub>th</sub> )	Électricité (GW <sub>él</sub> )	Directe (TWh <sub>th</sub> )	Électricité (TWh <sub>él</sub> )
Amérique du Nord OCDE	13,9	4,1	27,5	6,5	72,3	43,1
Amérique latine	0,8	0,5	1,1	1,1	2,9	7,2
Europe OCDE	20,4	1,6	32,8	2,1	86,1	13,9
Afrique	0,1	0,2	2,2	0,6	5,8	3,8
Économies en transition	1,1	0,1	1,6	0,2	4,3	1,3
Moyen-Orient	2,4	0	2,8	0	7,3	0
Asie en développement	9,2	3,2	14,0	6,1	36,7	40,4
Pacifique OCDE	2,8	1,2	3,3	1,8	8,7	11,9
<b>TOTAL</b>	<b>50,6</b>	<b>10,7</b>	<b>85,2</b>	<b>18,5</b>	<b>224,0</b>	<b>121,6</b>

Notes: \*Pour la définition des régions et des groupements de pays, voir l'annexe II. Le taux de croissance annuel moyen estimé pour la période 2010-2015 est de 11,5 % pour l'électricité et de 11 % pour les utilisations directes. Les hypothèses pour 2015 concernant les coefficients d'utilisation de la capacité en moyenne mondiale sont de 75 % pour l'électricité et de 30 % pour l'utilisation directe.

**Tableau TS.4.4** | Mise en valeur potentielle de l'énergie géothermique pour la production d'électricité et les utilisations directes de 2020 à 2050. [Tableau 4.10]

Année	Utilisation	Capacité <sup>1</sup> (GW)	Production (TWh/an)	Production (EJ/an)	Total (EJ/an)
2020	Électricité	25,9	181,8	0,65	2,01
	Directe	143,6	377,5	1,36	
2030	Électricité	51,0	380,0	1,37	5,23
	Directe	407,8	1 071,7	3,86	
2050	Électricité	150,0	1 182,8	4,26	11,83
	Directe	800,0	2 102,3	7,57	

Notes: \*Les capacités installées en 2020 et 2030 sont extrapolées à partir des estimations pour 2015 en supposant un taux de croissance annuel de 7 % pour l'électricité et de 11 % pour les utilisations directes. À l'horizon 2050, elles représentent la valeur centrale entre les projections citées au chapitre 4. La production a été estimée pour des coefficients moyens mondiaux d'utilisation de la capacité de 80 % (2020), 85 % (2030) et 90 % (2050) pour l'électricité et de 30 % pour les utilisations directes.

l'énergie donnent une fourchette comprise entre 4,5 et 6,6 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh pour les centrales à condensation de type flash et entre 4,9 et 8,6 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh pour les différentes gammes de centrales à cycle binaire, avec un coefficient d'utilisation moyen mondial de 80 %, une durée de vie de 27,5 ans et un taux d'actualisation de 7 %. La réduction du coût moyen mondial actualisé de l'énergie devrait donc être d'environ 7 % pour les centrales géothermiques de type flash et les centrales à cycle binaire d'ici 2020. Le coût des systèmes géothermiques améliorés devrait également baisser à l'avenir. [4.7.5]

Pour les projets d'utilisation directe, le coût moyen actualisé de l'énergie thermique se situe dans une large fourchette, selon l'utilisation considérée, la température, le débit nécessaire, les frais d'exploitation et de maintenance et les coûts salariaux associés et le rendement du produit fourni. Par ailleurs, le coût des

constructions nouvelles est habituellement inférieur au coût de remise en état de structures plus anciennes. Les montants figurant au tableau TS.4.2 sont fondés sur un climat type de la moitié nord des États-Unis d'Amérique ou de l'Europe. Les charges de chauffage seraient plus élevées pour des climats plus septentrionaux tels que ceux de l'Islande, de la Scandinavie et de la Russie. La plupart des chiffres sont fondés sur les coûts aux États-Unis d'Amérique, mais seraient similaires dans les pays développés et inférieurs dans les pays en développement. [4.7.6]

Les applications industrielles sont plus difficiles à quantifier, car elles varient fortement selon les besoins en énergie et le produit à fournir. Ces centrales requièrent habituellement des températures plus élevées et sont souvent en concurrence avec l'utilisation de centrales électriques; elles ont néanmoins un coefficient d'utilisation élevé, compris entre 0,40 et 0,70, qui en améliore

l'économie. Les applications industrielles vont de grosses usines de séchage de produits alimentaires, de bois d'œuvre et de minerais (États-Unis d'Amérique et Nouvelle-Zélande) à des usines de pâtes et papiers (Nouvelle-Zélande). [4.7.6]

## 4.8 Potentiel de mise en valeur

L'énergie géothermique peut contribuer à une réduction à court et à long terme des émissions de carbone. En 2008, l'utilisation mondiale de la géothermie n'a représenté que 0,1 % environ de l'approvisionnement mondial en énergie primaire. Néanmoins, d'ici 2050, la géothermie pourrait correspondre à 3 % environ de la demande mondiale d'électricité et à 5 % de la demande mondiale de chauffage et de refroidissement. [4.8]

Si l'on tient compte des projets d'électricité géothermique en cours de réalisation ou prévus dans le monde, la capacité géothermique installée devrait atteindre 18,5 GW<sub>é</sub> d'ici 2015. La presque totalité des nouvelles centrales mises en route d'ici 2015 seront des centrales à condensation de type flash ou des centrales à cycle binaire faisant appel à des ressources hydrothermiques, avec une modeste contribution de projets de systèmes géothermiques améliorés. Les utilisations directes de la géothermie (applications pour la production de chaleur, y compris les pompes à chaleur géothermique) devraient se développer au même taux de croissance annuelle que par le passé (11 % de 1975 à 2010) pour atteindre 85,2 GW<sub>th</sub>. D'ici 2015, la production totale d'électricité pourrait atteindre 121,6 TWh/an (0,44 EJ/an) et la production directe de chaleur, 224 TWh<sub>th</sub>/an (0,8 EJ/an), avec une répartition par région présentée au tableau TS.4.3. [4.8.1]

Le potentiel de mise en valeur de l'énergie géothermique à long terme, établi à partir d'une évaluation approfondie de nombreux scénarios basés sur des modèles, est présenté dans le chapitre 10 du présent résumé et couvre un large éventail. Les médianes des scénarios pour trois fourchettes de stabilisation de la concentration de GES, fondées sur les niveaux de concentration de CO<sub>2</sub> du quatrième Rapport d'évaluation (niveaux de référence: > 600 ppm; catégories III et IV: 440 à 600 ppm; catégories I et II: < 440 ppm), vont de 0,39 à 0,71 EJ/an pour 2020, de 0,22 à 1,28 EJ/an pour 2030 et de 1,16 à 3,85 EJ/an pour 2050.

La politique relative au carbone sera probablement l'un des principaux facteurs déterminants pour le développement de la géothermie à l'avenir et, selon la stratégie la plus favorable en matière de stabilisation de la concentration des GES (< 440 ppm), la mise en valeur de la géothermie pourrait être nettement supérieure aux valeurs médianes indiquées ci-dessus à l'horizon 2020, 2030 et 2050. Si l'on projette le taux de croissance annuel moyen observé jusqu'ici des centrales géothermiques (7 %) et des utilisations directes de la géothermie (11 %) à partir des estimations pour 2015, la capacité géothermique installée en 2020 et 2030 pour l'électricité et les utilisations directes pourrait correspondre aux chiffres du tableau TS.4.4. D'ici 2050, la capacité de production d'électricité géothermique atteindrait 150 GW<sub>é</sub> (la moitié étant représentée par des centrales géothermiques améliorées), ce à quoi il conviendrait d'ajouter jusqu'à 800 GW<sub>th</sub> supplémentaires émanant d'installations d'utilisation directe (tableau TS.4.4). [4.8.2]

Même les estimations les plus élevées concernant la contribution à long terme de l'énergie géothermique à l'approvisionnement mondial en énergie primaire (52,5 EJ/an d'ici 2050) se situent dans les fourchettes du potentiel technique (118

à 1 109 EJ/an pour l'électricité et 10 à 312 EJ/an pour les utilisations directes) et même dans la fourchette supérieure des ressources hydrothermiques (28,4 à 56,8 EJ/an). Le potentiel technique ne devrait donc pas faire obstacle à la réalisation de niveaux plus ambitieux de mise en valeur géothermique (électricité et utilisations directes), tout au moins sur une base mondiale. [4.8.2]

Selon certaines indications, l'approvisionnement en énergie géothermique pourrait correspondre à la fourchette haute des projections établies à partir de l'examen d'environ 120 scénarios énergétiques et de réduction des GES. Avec sa capacité naturelle de stockage thermique, la géothermie est particulièrement adaptée à l'approvisionnement en courant de base. Compte tenu de son potentiel technique et de sa mise en valeur possible, l'énergie géothermique, qui pourrait assurer environ 3 % de la demande mondiale d'électricité d'ici 2050, dispose également du potentiel nécessaire pour répondre à peu près à 5 % de la demande mondiale de chauffage et de refroidissement en 2050. [4.8.3]

## 5. L'énergie hydroélectrique

### 5.1 Introduction

L'énergie hydroélectrique est une énergie renouvelable où la puissance provient de l'énergie de l'eau qui se déplace d'un point haut à un point bas. Il s'agit d'une technique éprouvée, maîtrisée, prévisible et compétitive sur le plan des coûts. L'énergie mécanique de l'eau en mouvement est un outil ancien utilisé pour divers services depuis l'époque des Grecs, il y a plus de 2 000 ans. La première centrale hydroélectrique du monde, d'une puissance de 12,5 kW, a été mise en service le 30 septembre 1882 sur la Fox River, dans la centrale de Vulcan Street à Appleton, Wisconsin, aux États-Unis d'Amérique. Bien qu'actuellement le rôle principal de l'énergie hydroélectrique dans la production mondiale d'énergie soit de produire de l'électricité de façon centralisée, il existe aussi des centrales hydroélectriques isolées qui alimentent des réseaux indépendants, souvent dans des zones rurales ou reculées du monde. [5.1]

### 5.2 Potentiel des ressources

Le potentiel technique annuel mondial de production d'énergie hydroélectrique est de 14 576 TWh (52,47 EJ), et l'on évalue la capacité potentielle totale correspondante à 3 721 GW, soit quatre fois la capacité mondiale actuellement installée en matière d'hydroélectricité (figure TS.5.1). Cette capacité inexploitée va d'environ 47 % en Europe à quelque 92 % en Afrique, ce qui indique des possibilités vastes et bien réparties de développement de l'énergie hydroélectrique dans le monde entier (voir le tableau TS.5.1). L'Asie et l'Amérique latine ont les potentiels techniques les plus importants et les plus vastes ressources inexploitées. C'est en Afrique que la part inexploitée du potentiel total est la plus grande. [5.2.1]

Il est à noter que la capacité totale installée pour ce qui concerne l'énergie hydroélectrique est du même ordre de grandeur en Amérique du Nord, en Amérique latine, en Europe et en Asie et qu'elle est dix fois inférieure en Afrique (en raison du sous-développement du continent) et en Australasie/Océanie (en raison de la taille, du climat et de la topographie des pays). Le coefficient moyen mondial d'utilisation de

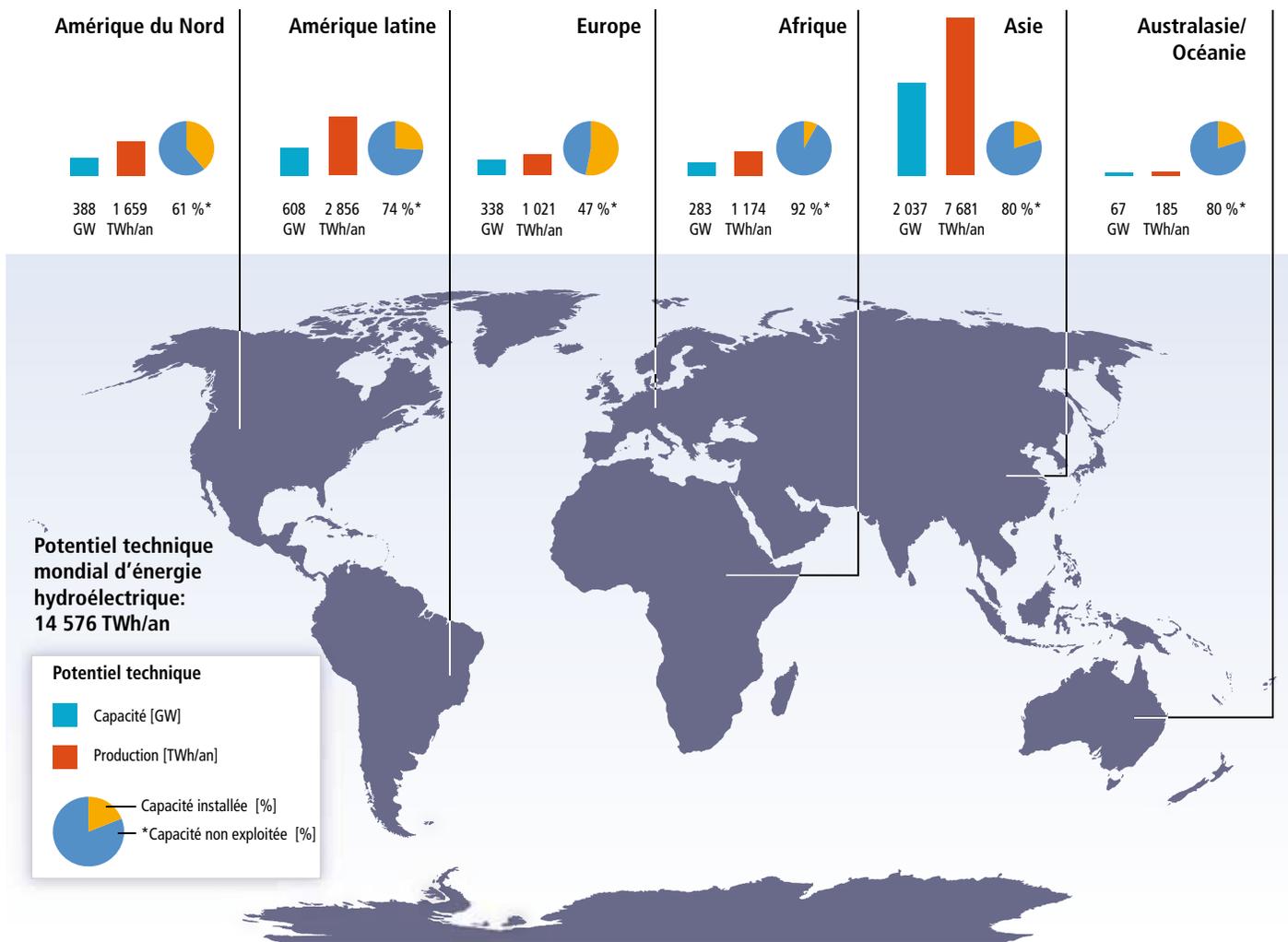


Figure TS.5.1 | Potentiel technique de l'énergie hydroélectrique au niveau régional par rapport à la production annuelle et à la capacité installée et potentiel technique inexploité en 2009. [Figure 5.2]

Tableau TS.5.1 | Potentiel technique régional de l'énergie hydroélectrique selon la production annuelle et la capacité installée (GW); production actuelle, capacité installée, coefficients moyens d'utilisation de la capacité et potentiel inexploité résultant en 2009. [Tableau 5.1]

Région	Potentiel technique, exprimé en production annuelle (TWh/an (EJ/an))	Potentiel technique, exprimé en capacité installée (GW)	Production totale en 2009 (TWh/an (EJ/an))	Capacité installée en 2009 (GW)	Potentiel inexploité (%)	Coefficient régional moyen d'utilisation (%)
Amérique du Nord	1 659 (5,971)	388	628 (2,261)	153	61	47
Amérique latine	2 856 (10,283)	608	732 (2,635)	156	74	54
Europe	1 021 (3,675)	338	542 (1,951)	179	47	35
Afrique	1 174 (4,226)	283	98 (0,351)	23	92	47
Asie	7 681 (27,651)	2 037	1 514 (5,451)	402	80	43
Australasie/Océanie	185 (0,666)	67	37 (0,134)	13	80	32
<b>Monde</b>	<b>14 576 (52,470)</b>	<b>3 721</b>	<b>3 551 (12,783)</b>	<b>926</b>	<b>75</b>	<b>44</b>

la capacité des centrales hydroélectriques est de 44 %. Ce coefficient peut indiquer la façon dont l'énergie hydroélectrique est employée dans le bouquet énergétique (par ex. pour une production de pointe ou pour une production de base) ou selon les disponibilités en eau, ou il peut permettre d'accroître la production grâce à l'amélioration de l'équipement et à une optimisation de l'exploitation. [5.2.1]

Le potentiel des ressources en énergie hydroélectrique pourrait changer en raison de l'évolution du climat. Selon un nombre limité d'études réalisées à ce jour, on

s'attend à ce que les incidences de cette évolution sur les systèmes mondiaux existants de production d'énergie hydroélectrique ne soient que légèrement positives, même si un certain nombre de pays et de régions peuvent subir des variations positives ou négatives importantes des précipitations et de l'écoulement. D'ici 2050, selon le scénario A1B du SRES, la capacité annuelle de production d'énergie pourrait augmenter de 2,7 TWh (9,72 PJ) en Asie et diminuer de 0,8 TWh (2,88 PJ) en Europe. Dans les autres régions, les changements devraient être encore plus faibles. Sur le plan mondial, on estime que les changements subis par le système

actuel de production d'énergie hydroélectrique en raison de l'évolution du climat sont inférieures à 0,1 %, bien qu'il soit nécessaire de procéder à de plus amples recherches pour réduire l'incertitude de ces projections. [5.2.2]

### 5.3 Technologie et applications

Les projets de production d'énergie hydroélectrique, généralement conçus pour répondre à des besoins particuliers et s'accommoder des particularités des sites, sont classés par type de projet, hauteur de chute (hauteur verticale de l'eau au-dessus de la turbine) ou objectif visé (un seul objectif ou plusieurs). Les catégories de taille (capacité installée), fondées sur des définitions nationales, diffèrent selon les pays en raison de la diversité des politiques appliquées. Il n'existe pas de rapport direct et immédiat entre la capacité installée en tant que critère de classement et les propriétés générales communes à toutes les centrales hydroélectriques, qu'elles soient au-dessus ou au-dessous de cette limite en matière de capacité installée. Dans l'ensemble, le classement selon la taille, à la fois commun et simple du point de vue administratif, est – dans une certaine mesure – arbitraire, des notions générales telles que la taille «petite» ou «grande» des centrales ne constituant pas des indicateurs techniques ou scientifiques rigoureux des incidences, des aspects économiques ou des caractéristiques des projets concernés. Il peut être plus opportun d'évaluer un projet hydroélectrique en fonction de sa viabilité ou de ses performances économiques en définissant pour ce faire des indicateurs plus réalistes. D'un point de vue environnemental et social, les incidences relatives cumulées des projets hydroélectriques de grande taille et de petite taille ne sont pas claires et dépendent du contexte. [5.3.1]

Il existe trois types principaux de centrales hydroélectriques: les centrales d'éclusées ou au fil de l'eau, les centrales à réservoir et les centrales à réserve pompée. Les centrales hydroélectriques d'éclusées ou au fil de l'eau disposent de petits bassins d'alimentation sans capacité de stockage. Dans ce cas, la production d'énergie suit le cycle hydrologique du bassin hydrographique, et la production varie en fonction des disponibilités en eau. Ces centrales peuvent donc être exploitées comme des centrales à production variable dans les petits cours d'eau ou comme des centrales de base dans les grands cours d'eau. Les grandes centrales hydroélectriques d'éclusées ou au fil de l'eau ont parfois une capacité limitée de régulation du débit d'eau et, si elles fonctionnent en cascades de concert avec des centrales à réservoir en amont, peuvent contribuer à la capacité globale de régulation et d'équilibrage d'une série de centrales. Une quatrième catégorie de centrales, dites «dans le courant» (ou hydrocinétiques), sont moins maîtrisées et fonctionnent comme des centrales au fil de l'eau sans régulation. [5.3.2]

Les centrales hydroélectriques à réservoir (ou à accumulation) fournissent une vaste gamme de services énergétiques tels que charge de base, charge de pointe et accumulation d'énergie et servent de régulateurs pour d'autres sources d'énergie. En outre, elles offrent souvent des services dans des secteurs autres que celui de l'énergie (lutte contre les inondations, alimentation en eau, navigation, tourisme, irrigation, etc.). Les centrales à réserve pompée accumulent de l'eau aux fins de production d'électricité. En faisant s'écouler l'eau en sens inverse, on peut produire de l'énergie électrique à la demande avec un délai de réaction très court. L'accumulation par pompage est actuellement la forme d'accumulation d'énergie sur réseau qui présente la plus grande capacité. [5.3.2.2–5.3.2.3]

Le transport de sédiments et la sédimentation dans les réservoirs sont des problèmes qu'il convient de bien comprendre, car ils ont des effets négatifs sur les performances des centrales hydroélectriques: réduction de la capacité d'accumulation des réservoirs avec le temps; augmentation de la dégradation en aval; augmentation des risques de crue en amont des réservoirs; pertes de production en raison de la réduction de l'efficacité des turbines; accroissement de la fréquence des travaux de réparation et d'entretien; réduction de la durée de vie des turbines et de la régularité de la production d'énergie. Le problème de la sédimentation peut être résolu tôt ou tard par des politiques d'occupation des sols appropriées et par la protection du couvert végétal. L'énergie hydroélectrique a le meilleur rendement de conversion de toutes les sources d'énergie connues (rendement d'environ 90 %, depuis l'eau jusqu'au réseau électrique) et un taux de récupération de l'énergie très élevé. [5.3.3]

Normalement, la durée de vie d'une centrale hydroélectrique est de 40 à 80 ans. Les éléments électriques et mécaniques et le matériel de contrôle s'usent vite par comparaison aux ouvrages de génie civil, en général au bout de 30 à 40 ans, après quoi ils doivent être renouvelés. L'amélioration et la remise en état de ces centrales nécessitent une approche systématique, du fait qu'un certain nombre de facteurs (hydrauliques, mécaniques, électriques et économiques) jouent un rôle essentiel dans la détermination d'une ligne de conduite. Du point de vue techno-économique, une remise en état doit être envisagée parallèlement à des mesures de rénovation et de modernisation. Du matériel de production d'énergie hydroélectrique aux performances améliorées peut être remis à niveau, souvent pour répondre à la demande du marché en vue d'obtenir un mode de fonctionnement plus souple, adapté à une production de pointe. La plus grande partie des 926 GW d'équipement hydroélectrique actuel (2010) devra être modernisée d'ici 2030 ou 2040. La remise à neuf des centrales hydroélectriques existantes permet souvent d'accroître la capacité de production lorsque les turbines sont renouvelées ou améliorées ou que l'infrastructure de génie civil existante (barrages, tunnels pour canaux, etc.) est remise en état pour accroître le nombre d'installations hydroélectriques. [5.3.4]

### 5.4 Situation mondiale et régionale du marché et développement de l'industrie

L'énergie hydroélectrique est une technologie maîtrisée, prévisible et compétitive sur le plan des prix. Actuellement, elle fournit environ 16 % de l'électricité totale du globe et 86 % de l'électricité provenant de sources renouvelables. Si elle contribue dans une certaine mesure à la production d'énergie dans 159 pays, cinq pays seulement représentent plus de la moitié de la production d'énergie hydroélectrique: la Chine, le Canada, le Brésil, les États-Unis d'Amérique et la Russie. Toutefois, l'importance de cette forme d'énergie dans l'ensemble de la production d'électricité de ces pays est très variable. Alors que le Brésil et le Canada dépendent largement de l'énergie hydroélectrique, qui représente respectivement 84 et 59 % de leur production totale d'électricité, en Russie et en Chine, elle ne représente que 19 et 16 % respectivement de cette production totale. Malgré l'accroissement substantiel de la production d'énergie hydroélectrique dans le monde entier, la part de cette production a diminué ces 35 dernières années (1973 à 2008), passant de 21 à 16 %, du fait que la distribution d'électricité et les autres sources de production se sont développées plus rapidement que l'énergie hydroélectrique. [5.4.1]

Les crédits d'émission de carbone favorisent les projets hydroélectriques en contribuant à en assurer le financement et à réduire les risques. Le financement est l'étape la plus décisive de l'ensemble du processus de développement d'un projet dans son ensemble. Les projets hydroélectriques figurent parmi ceux qui contribuent le plus aux mécanismes souples du Protocole de Kyoto et, par conséquent, aux marchés actuels des crédits d'émission de carbone. Sur les 2 062 projets enregistrés auprès du Conseil exécutif du Mécanisme de développement propre au 1<sup>er</sup> mars 2010, 562 sont des projets hydroélectriques. Avec 27 % du nombre total de projets, l'énergie hydroélectrique est la principale source d'ÉR mise en place selon le Mécanisme. La Chine, l'Inde, le Brésil et le Mexique totalisent 75 % environ des projets acceptés. [5.4.3.1]

De nombreux projets hydroélectriques économiques sont remis en cause sur le plan financier. Les mises de fonds initiales élevées dissuadent les investisseurs. En outre, les projets hydroélectriques nécessitent souvent de longs délais en matière de planification, d'autorisation et de construction. Lors de l'évaluation des coûts sur l'ensemble du cycle de vie, les projets hydroélectriques affichent souvent d'excellentes performances, les coûts annuels d'exploitation et de maintenance ne représentant qu'une fraction des capitaux investis. Comme l'énergie hydroélectrique et son industrie sont depuis longtemps maîtrisées, on prévoit que cette industrie va pouvoir répondre à la demande qui résultera du taux de mise en valeur prévu pour les années à venir. En 2008, par exemple, l'industrie hydroélectrique a installé, sur le plan mondial, plus de 41 GW de capacité nouvelle. [5.4.3.2]

La mise au point de modèles de financement plus appropriés est un défi majeur pour le secteur hydroélectrique, de même que la définition d'un rôle optimal pour le secteur public et le secteur privé. Les principaux problèmes du secteur hydroélectrique sont l'obtention de la confiance du secteur privé et la réduction des risques, surtout avant l'autorisation des projets. Les marchés verts et l'échange de droits d'émission vont sans doute servir d'incitations. En outre, dans des régions en développement telles que l'Afrique, l'interconnexion des différents pays et la constitution de réseaux d'énergie donnent confiance aux investisseurs de ces marchés émergents. [5.4.3.2]

Le classement des centrales hydroélectriques en «petites» et en «grandes» centrales selon la capacité installée (MW) peut faire obstacle au développement de l'énergie hydroélectrique. Par exemple, ce classement peut avoir des répercussions sur le financement des nouvelles centrales hydroélectriques et déterminer la place de l'énergie hydroélectrique dans les politiques relatives au changement climatique et à l'énergie. Diverses mesures incitatives sont utilisées pour les projets hydroélectriques à petite échelle (tarifs de distribution, certificats verts et bonus) selon les pays, mais il n'existe pas de mesures de ce type pour les projets à grande échelle. Une directive de l'Union européenne fixe à 20 MW la limite des crédits d'émission de carbone issus des centrales hydroélectriques. La même limite est fixée dans la Renewables Obligation du Royaume-Uni, un mécanisme de certificats verts fondé sur le marché. De même, dans plusieurs pays, les tarifs de distribution ne s'appliquent pas à l'énergie hydroélectrique au-dessus d'une certaine limite de taille des centrales (par ex. 12 MW en France, 5 MW en l'Allemagne et 5 et 25 MW en Inde). [5.4.3.4]

Le Conseil exécutif du Mécanisme de développement propre de la CCNUCC a décidé que les projets hydroélectriques à réservoir devraient être conformes à l'indice de densité de puissance (capacité installée/surface du réservoir en W/m<sup>2</sup>) pour avoir droit aux crédits accordés au titre du Mécanisme. Actuellement, selon la règle relative à cet indice, il semble exclu que ces centrales à réservoir puissent

bénéficier des crédits en question (ou des crédits accordés au titre de la Mise en œuvre conjointe), ce qui risque de conduire à un développement insuffisant des ressources hydroélectriques, l'option des centrales d'éclusées ou au fil de l'eau sans accumulation étant alors favorisée.

## 5.5 Intégration dans des systèmes énergétiques plus vastes

La capacité très diverse des centrales hydroélectriques, leur souplesse, leur capacité d'accumulation (lorsqu'elles disposent d'un réservoir) et leur aptitude à fonctionner de façon autonome ou au sein de réseaux de toutes tailles leur permettent de fournir une vaste gamme de services. [5.5]

L'énergie hydroélectrique peut être distribuée par un réseau national ou régional, par des mini-réseaux et aussi de façon isolée. On se rend de plus en plus compte dans les pays en développement que les projets hydroélectriques à petite échelle ont un rôle important à jouer dans le développement socioéconomique des zones rurales reculées, surtout lorsqu'elles sont accidentées, car ces projets peuvent fournir de l'énergie à usage industriel, agricole et domestique. En Chine, les centrales hydroélectriques à petite échelle sont l'un des exemples les plus positifs d'électrification rurale: plus de 300 millions de personnes tirent profit de plus de 45 000 petites centrales d'une capacité cumulée de plus de 55 000 MW, qui produisent annuellement 160 TWh (576 PJ) d'électricité. [5.5.2]

Lorsqu'elles disposent de très grands réservoirs par rapport à leur taille (ou de débits fluviaux très importants), les centrales hydroélectriques peuvent produire de l'énergie à un niveau quasi constant pendant toute l'année (en fonctionnant en tant que centrales de base). Sinon, si la capacité hydroélectrique est nettement supérieure à la capacité d'accumulation des réservoirs, on dit parfois des centrales qu'elles sont «énergétiquement limitées». Une telle centrale épuiserait ses «réserves de carburant» en fonctionnant constamment à sa capacité nominale. Dans ce cas, grâce à l'accumulation d'eau dans un réservoir, l'énergie hydroélectrique peut être produite aux moments les plus opportuns du point de vue du système énergétique plutôt qu'à des moments imposés uniquement par le débit du cours d'eau. Comme la demande d'électricité varie pendant la journée et la nuit, durant la semaine et selon la saison, la production d'énergie hydroélectrique avec accumulation peut être prévue pour coïncider avec les moments où les besoins en énergie sont les plus importants. Ces moments se produisent en partie pendant les périodes de pointe de la demande d'électricité. L'exploitation des centrales hydroélectriques de façon à produire de l'électricité aux moments de forte demande est qualifiée d'exploitation en période de pointe (par opposition à l'exploitation de base). Toutefois, même en cas d'accumulation, la production d'énergie hydroélectrique reste limitée par la taille du réservoir, la capacité électrique nominale de la centrale et les contraintes en matière de débit en aval aux fins d'irrigation, de loisirs ou d'usages environnementaux. Si l'eau s'évacue vers un cours d'eau, l'exploitation en période de pointe peut conduire à des fluctuations rapides du débit, de la surface submergée, de la profondeur et de la vitesse, ce qui peut entraîner des incidences négatives pour le cours d'eau, selon les conditions locales, à moins qu'il ne soit géré correctement. [5.5.3]

Outre que l'énergie hydroélectrique complète les technologies de production d'énergie fossile et nucléaire, elle peut aussi contribuer à résoudre des problèmes liés à l'intégration des ressources renouvelables variables. Au Danemark, par

exemple, le niveau élevé de l'énergie éolienne variable (> 20 % de la demande annuelle d'énergie) est géré en partie grâce à des interconnexions importantes (1 GW) avec la Norvège, qui dispose de nombreuses centrales hydroélectriques à réservoir. D'autres interconnexions avec l'Europe peuvent également favoriser une augmentation de la part de l'énergie éolienne au Danemark et en Allemagne. L'augmentation de la production variable d'énergie va accroître l'importance des services de stabilisation, y compris la régulation et la charge qui s'ensuivent, nécessaires au système énergétique. Dans les régions qui disposent d'installations hydroélectriques nouvelles et anciennes, la prestation de services hydroélectriques peut éviter de recourir à une charge partielle accrue et à l'appoint de centrales thermiques classiques pour fournir ces services. [5.5.4]

Bien que l'hydroélectricité ait le potentiel d'offrir d'importants services d'alimentation électrique outre l'énergie et la capacité, l'interconnexion et la fiabilité d'utilisation des centrales hydroélectriques peuvent aussi exiger que des modifications soient apportées aux réseaux électriques. L'interconnexion des centrales avec le réseau électrique exige une capacité adéquate de transport depuis les centrales jusqu'aux centres de demande. Par le passé, pour créer de nouvelles centrales hydroélectriques, il a fallu investir dans le réseau de transport en vue de le renforcer. Faute d'une capacité de transport appropriée, l'exploitation des centrales hydroélectriques risque d'être limitée de telle façon que les services offerts seront inférieurs à ce qu'ils pourraient être dans le cas d'un système sans contraintes. [5.5.5]

## 5.6 Incidences écologiques et sociales

Comme tous les projets de gestion des ressources énergétiques et des ressources en eau, les projets hydroélectriques ont des incidences environnementales et sociales négatives et positives. S'agissant de l'environnement, l'hydroélectricité peut laisser une empreinte aux niveaux local et régional tout en offrant des avantages au niveau macroécologique. Du point de vue social, les projets hydroélectriques peuvent notamment donner lieu au déplacement des populations vivant à l'endroit ou à proximité du réservoir ou du chantier, à des mesures de dédommagement des populations en aval et à des problèmes de santé publique. Cependant, un projet hydroélectrique bien conçu peut être un moteur du développement socioéconomique, bien qu'il reste essentiel de déterminer la façon dont ces avantages peuvent être répartis. [5.6]

Toutes les structures hydroélectriques influent sur l'écologie des cours d'eau, surtout en entraînant des modifications de leurs caractéristiques hydrologiques et en perturbant la continuité écologique du transport de sédiments et de la migration des poissons du fait de la construction de barrages et de digues. Cependant, la mesure dans laquelle les caractéristiques physiques, chimiques, biologiques et écosystémiques d'un cours d'eau sont modifiées dépend largement du type de centrale hydroélectrique. Alors que les centrales d'éclusées ou au fil de l'eau n'altèrent pas le régime d'écoulement des cours d'eau, la création d'un réservoir d'accumulation entraîne un changement environnemental majeur en transformant un cours d'eau à débit rapide en lac artificiel immobile. [5.6.1.1–5.6.1.6]

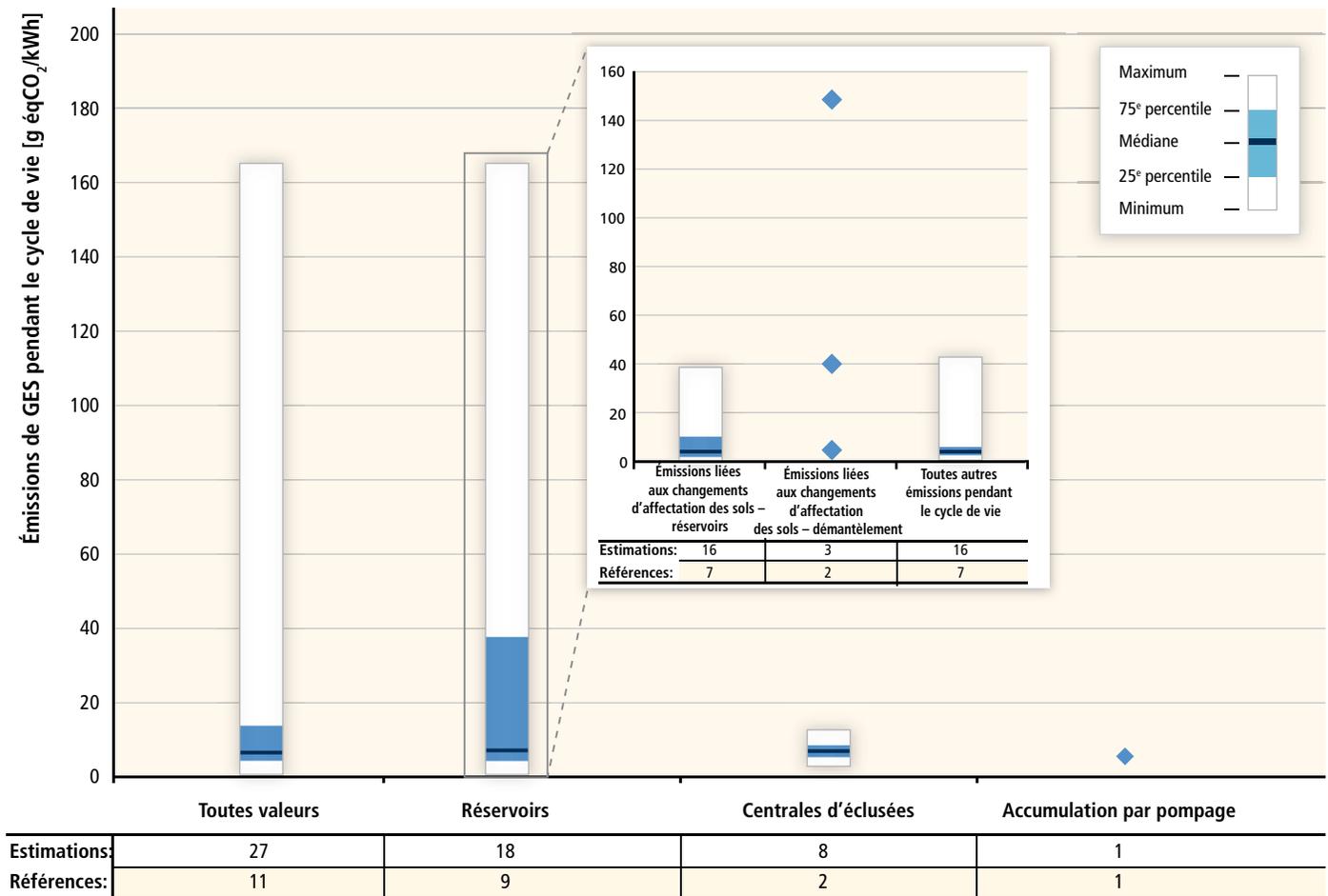
Tout comme les conséquences écologiques des projets hydroélectriques, l'importance de leurs incidences sociales sur les collectivités locales et régionales, l'occupation des sols, l'économie, la santé et la sécurité ou le patrimoine varie selon le type de projet et les conditions propres au site. Alors que les centrales d'éclusées ou au fil de l'eau entraînent généralement peu de bouleversements sociaux,

la création d'un réservoir dans une zone densément peuplée peut engendrer des problèmes importants en matière de réinstallation et avoir des incidences sur les moyens de subsistance des populations situées en aval. La restauration et l'amélioration du niveau de vie des collectivités touchées est une tâche longue et difficile qui a été gérée avec un succès mitigé par le passé. Le fait de savoir si les centrales hydroélectriques peuvent contribuer à favoriser le développement socioéconomique dépend largement de la façon dont les services et les revenus obtenus sont partagés et répartis entre les divers acteurs. Ces centrales peuvent avoir des effets positifs sur les conditions de vie des collectivités locales et sur l'activité économique régionale, non seulement en produisant de l'électricité, mais aussi en facilitant, grâce à la mise en place de systèmes d'accumulation d'eau douce, de nombreuses autres activités dépendant de l'eau telles que l'irrigation, la navigation, le tourisme, la pêche et l'alimentation en eau des municipalités et des industries, tout en assurant une protection contre les inondations et les sécheresses. [5.6.1.7–5.6.1.11]

L'évaluation et la gestion des incidences environnementales et sociales des grandes centrales hydroélectriques, en particulier, constituent un défi majeur pour le développement de l'hydroélectricité. L'approche fondée sur la consultation des parties prenantes, qui met l'accent sur la transparence et sur un processus ouvert et participatif de prise de décision, oriente les projets hydroélectriques actuels et à venir vers des solutions de plus en plus écologiques et durables. Dans de nombreux pays, un cadre juridique et réglementaire national a été mis en place pour déterminer la façon dont les projets hydroélectriques doivent être conçus et mis en œuvre. De plus, de nombreux organismes multilatéraux de financement ont défini leurs propres directives et exigences pour évaluer les performances économiques, sociales et environnementales de ces projets. [5.6.2]

L'un des grands avantages environnementaux de l'hydroélectricité est qu'elle ne crée aucun polluant atmosphérique ni aucun déchet lié à la combustion de combustibles. Cependant, tous les systèmes faisant appel à de l'eau douce, qu'ils soient naturels ou anthropiques, émettent des GES (CO<sub>2</sub> et méthane, par ex.) en raison de la décomposition de matières organiques. Les analyses du cycle de vie réalisées dans le cadre de projets hydroélectriques ont démontré à ce jour qu'il est difficile de généraliser les estimations des émissions de GES pendant le cycle de vie propres à ces projets pour l'ensemble des conditions climatiques, des types de couvert végétal avant l'édification des barrages, des âges, des technologies hydroélectriques et autres circonstances propres aux projets. Du fait de la polyvalence de la plupart des projets hydroélectriques, il est difficile de déterminer la part de leurs incidences totales qui correspond à leurs divers objectifs. Actuellement, dans de nombreuses analyses du cycle de vie, on associe la totalité des conséquences des projets hydroélectriques à la fonction de production d'électricité, en surestimant dans certains cas les émissions dont ils sont «responsables». D'après les analyses du cycle de vie (figure TS.5.2) où l'on évalue les émissions de GES des centrales hydroélectriques pendant leurs phases de construction, d'exploitation, de maintenance et de démantèlement, la majorité des estimations des émissions de GES de l'hydroélectricité pendant le cycle de vie se situent entre 4 et 14 g éqCO<sub>2</sub>/kWh; cependant, selon certains scénarios, il existe un risque d'émission de quantités nettement plus importantes de GES, comme le montrent les observations aberrantes. [5.6.3.1]

Si certaines étendues d'eau naturelles et certains réservoirs d'eau douce peuvent absorber davantage de GES qu'ils n'en émettent, il est assurément nécessaire d'évaluer correctement l'évolution nette des émissions de GES produites par la création de tels réservoirs. Toutes les analyses du cycle de vie incluses dans ces



**Figure TS.5.2** | Émissions de GES pendant le cycle de vie issues des technologies hydroélectriques (valeurs non modifiées trouvées dans la documentation disponible, après contrôle de la qualité). On trouvera à l'annexe I des détails sur les recherches effectuées dans la documentation et les citations de la documentation qui contribuent aux chiffres indiqués. Les émissions de surface des réservoirs sont considérées comme des émissions brutes de GES. [Figure 5.15]

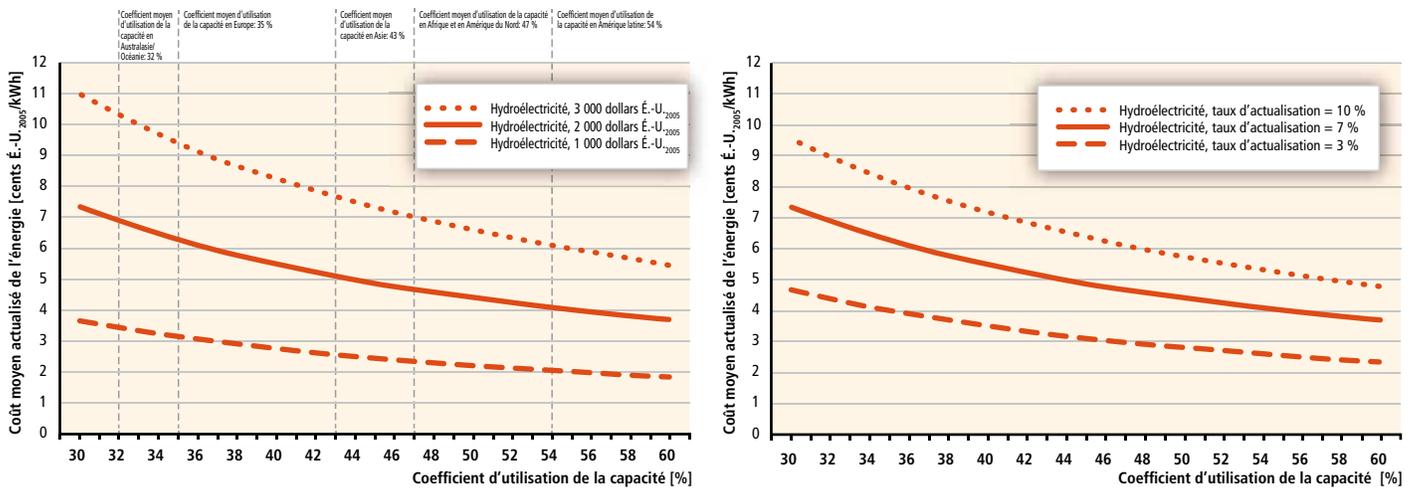
évaluations se contentent d'estimer les émissions brutes de GES émanant des réservoirs. Que les réservoirs soient ou non des sources nettes d'émissions de GES, l'étude des émissions qui se seraient produites sans les réservoirs est un domaine de recherche active. Si l'on considère que les émissions anthropiques nettes correspondent, dans le cycle global du carbone, à la différence entre la présence et l'absence de réservoir, il n'existe actuellement pas de consensus sur le fait de savoir si les réservoirs sont des sources nettes ou des puits nets. Il existe à ce jour deux sources internationales d'étude de la question: le projet de recherche du Programme hydrologique international de l'UNESCO et l'Accord sur l'énergie hydroélectrique de l'AIE, annexe XII. [5.6.3.2]

### 5.7 Perspectives d'amélioration et d'innovation des technologies

Bien que l'hydroélectricité soit une technologie éprouvée et bien avancée, il existe toujours des possibilités d'amélioration, consistant par exemple à optimiser le fonctionnement, à atténuer les incidences sur l'environnement, à s'adapter aux nouvelles conditions sociales et environnementales et à mettre en œuvre des solutions techniques plus robustes et plus économiques. Les grandes turbines hydroélectriques sont proches, actuellement, de leur limite théorique de rendement, avec une efficacité pouvant atteindre 96 % lorsqu'elles fonctionnent à leur meilleur

taux de rendement; mais cela n'est pas toujours possible, et il faut poursuivre les recherches afin d'obtenir un fonctionnement le plus efficace possible pour une plus large gamme de débits. Les turbines anciennes peuvent avoir une efficacité moindre du fait de leur conception ou des effets de la corrosion et de la cavitation. Il est donc possible d'accroître le rendement énergétique en procédant à une remise à niveau avec du nouveau matériel à haut rendement, en général complétée par une augmentation de la capacité. La plus grande partie du matériel électrique et mécanique actuellement en service devra être modernisé d'ici une trentaine d'années, ce qui devrait se traduire par un accroissement de l'efficacité, de la puissance et du rendement énergétique. En général, le matériel de production d'électricité peut être amélioré ou remplacé par du matériel électromécanique techniquement plus perfectionné deux ou trois fois pendant la durée de vie d'une installation, de manière à exploiter de façon plus efficace le même débit d'eau. [5.7]

Beaucoup d'innovations techniques et de recherches sur le matériel sont en cours en vue d'élargir la gamme opérationnelle en matière de hauteur de chute et de débit, mais aussi d'améliorer les performances environnementales et la fiabilité et de réduire les coûts. Certaines technologies prometteuses sont en cours de mise au point: technologies matricielles et à vitesse variable, turbines protégeant les poissons, turbines hydrocinétiques, turbines résistant à l'abrasion et nouvelles techniques d'aménagement des tunnels et d'édification des barrages. De nouvelles technologies visant à utiliser des hauteurs de chute faibles (< 15 m) ou très faibles



**Figure TS.5.3** | Évaluation du coût moyen actualisé récent et à court terme de l'hydroélectricité a) en fonction du coefficient d'utilisation de la capacité et du coût d'investissement\*, \*\* et b) en fonction du coefficient d'utilisation de la capacité et du taux d'actualisation\*\*, \*\*\*. [Figure 5.20]

Notes: \* Taux d'actualisation fixé à 7 %. \*\* Coût d'investissement fixé à 2 000 dollars É.-U./kW. \*\*\* Frais annuels d'exploitation et de maintenance fixés à 2,5 % du coût d'investissement, et durée de vie des centrales fixée à 60 ans.

(< 5 m) pourraient permettre d'exploiter de nombreux sites inexploités par les techniques classiques. Comme la plupart des données disponibles à propos du potentiel de l'hydroélectricité sont fondées sur des études de terrain réalisées il y a plusieurs dizaines d'années, à une époque où les centrales hydroélectriques de basse chute ne constituaient pas vraiment une priorité, les données existantes sur le potentiel hydroélectrique de basse chute risquent d'être incomplètes. Enfin, il existe des possibilités importantes d'améliorer le fonctionnement des centrales hydroélectriques en employant de nouvelles méthodes qui en optimiseront l'exploitation. [5.7.1–5.7.8]

## 5.8 Tendances en matière de coûts

L'hydroélectricité est souvent compétitive sur le plan économique par rapport aux prix actuels de l'énergie sur le marché, bien que les coûts de conception, de mise en place et d'exploitation des nouveaux projets hydroélectriques varient d'un projet à l'autre. Les projets hydroélectriques exigent souvent un investissement initial important, mais ont l'avantage d'entraîner des frais d'exploitation et de maintenance limités et d'avoir une longue durée de vie. [5.8]

Les coûts d'investissement propres à l'hydroélectricité incluent les frais de planification, d'autorisation, de construction des centrales, d'atténuation des conséquences pour les poissons, la faune, la flore et les sites récréatifs, historiques et archéologiques et de contrôle de la qualité de l'eau. Globalement, il existe deux grandes catégories de coûts: les coûts de génie civil, qui sont normalement les coûts les plus importants des projets hydroélectriques, et le coût du matériel électromécanique. Les coûts de génie civil suivent l'évolution des prix dans le pays où le projet va être réalisé. Dans le cas des pays à économie en transition, ces coûts ont des chances d'être relativement faibles du fait de l'emploi d'une main-d'œuvre locale et de matériaux locaux. Le coût du matériel électromécanique suit l'évolution des prix sur le plan mondial. [5.8.1]

On a calculé, selon une méthode normalisée présentée dans l'annexe II et les données sur les coûts et les performances résumées dans l'annexe III, que le coût moyen actualisé de l'électricité ( $CMA_{el}$ ) pour les projets hydroélectriques en fonction d'une vaste gamme de paramètres d'entrée se situait entre 1,1 et 15 cents É.-U./kWh, compte tenu des paramètres propres aux sites pour les

coûts d'investissement de chaque projet et des hypothèses relatives au taux d'actualisation, au coefficient d'utilisation de la capacité, à la durée de vie et aux frais d'exploitation et de maintenance. [1.3.2, 5.8, 10.5.1, annexe II, annexe III]

La figure TS.5.3 présente le  $CMA_{el}$  de projets hydroélectriques pour un ensemble quelque peu différent et plus caractéristique de paramètres correspondant à la majorité de ces projets, en fonction du coefficient d'utilisation de la capacité et en appliquant divers coûts d'investissement et taux d'actualisation.

Le coefficient d'utilisation est déterminé par les conditions hydrologiques, la capacité installée, la conception des centrales et la façon dont ces centrales sont exploitées. Pour les centrales hydroélectriques conçues pour une production maximale d'énergie (charge de base) et/ou avec une certaine régulation, le coefficient d'utilisation de la capacité est souvent de 30 à 60 %, le coefficient moyen pour diverses régions du monde étant indiqué dans le graphique. Pour les centrales hydroélectriques de pointe, le coefficient d'utilisation de la capacité peut être encore plus faible, alors que pour les centrales d'éclusées ou au fil de l'eau, il est très variable (20 à 95 %) selon les conditions géographiques et climatologiques, la technologie employée et les caractéristiques opérationnelles. Pour un coefficient moyen d'utilisation de 44 % et un coût d'investissement compris entre 1 000 et 3 000 dollars É.-U./kW, le  $CMA_{el}$  varie de 2,5 à 7,5 cents É.-U./kWh.

Pour la plupart des projets qui seront réalisés dans un avenir proche (jusqu'en 2020), les coûts d'investissement et le  $CMA_{el}$  devraient se situer dans cette fourchette, bien que le coût de certains projets puisse être plus faible ou plus élevé. Dans de bonnes conditions, le  $CMA_{el}$  des projets hydroélectriques pourrait se situer entre 3 et 5 cents É.-U./kWh. [5.8.3, 8.2.1.2, annexe III]

La documentation existante nous donne relativement peu d'informations sur l'évolution des coûts de l'hydroélectricité. S'il en est ainsi – outre le fait que les coûts des projets dépendent largement des sites –, c'est notamment en raison du caractère complexe de la structure de coûts des centrales hydroélectriques, le coût de certains éléments ayant tendance à diminuer (par ex. le coût d'aménagement des tunnels) et celui d'autres éléments, à augmenter (par ex. le coût d'atténuation des effets sociaux et environnementaux). [5.8.4]

Un facteur qui complique les choses, lorsqu'on cherche à déterminer le coût de l'hydroélectricité, est le fait que, pour les réservoirs polyvalents, il est nécessaire de partager ou d'affecter le coût lié à d'autres usages de l'eau tels que l'irrigation, la lutte contre les inondations, la navigation, les routes, l'alimentation en eau potable, la pêche et les loisirs. Il existe diverses méthodes pour affecter ce coût à des objectifs particuliers, qui ont chacune des avantages et des inconvénients. Selon les règles de base, le coût affecté à un objectif donné ne doit pas être supérieur aux avantages de cet objectif, et chaque objectif doit être réalisé pour un coût distinct. On obtient le coût distinct d'un objectif en soustrayant le coût d'un projet polyvalent sans prendre en compte cet objectif du coût total du projet en en tenant compte. L'association d'éléments économiques (prix de vente de l'énergie et de l'eau) avec des avantages sociaux (fourniture d'eau aux agriculteurs en cas de pénurie d'eau) et la valeur de l'environnement (préservation d'un débit écologique minimal) devient un outil pour la prise en compte du partage des coûts dans le cas de réservoirs polyvalents. [5.8.5]

## 5.9 Potentiel de mise en valeur

L'hydroélectricité offre un potentiel important de réduction des émissions de carbone à court et à long terme. Sur le plan mondial, les ressources hydroélectriques sont peu susceptibles de limiter le développement à court et moyen terme, bien que des préoccupations d'ordre environnemental et social puissent limiter les possibilités de mise en valeur si elles ne sont pas gérées avec prudence. [5.9]

À ce jour, 25 % seulement du potentiel hydroélectrique est exploité à l'échelle du globe (3 551 TWh sur 14 575 TWh, soit 12,78 EJ sur 52,47 EJ). Les divers scénarios à long terme indiquent une augmentation continue pour les prochaines décennies. Selon plusieurs études, l'augmentation de la capacité hydroélectrique relevée au cours des 10 dernières années devrait se poursuivre à court et moyen terme, passant de 926 GW en 2009 à une valeur comprise entre 1 047 et 1 119 GW d'ici 2015, pour une croissance annuelle de 14 à 25 GW. [5.9, 5.9.1]

Les projections de référence présentées dans le chapitre 10 (fondées sur 164 scénarios à long terme analysés) indiquent le rôle de l'hydroélectricité dans l'approvisionnement mondial en énergie, qui couvre une vaste fourchette, avec une médiane d'environ 13 EJ (3 600 TWh) en 2020, 16 EJ (4 450 TWh) en 2030 et 19 EJ (5 300 TWh) en 2050. On a déjà atteint 12,78 EJ en 2009, et la projection de 13 EJ en moyenne en 2020 est sans doute déjà dépassée aujourd'hui. En outre, certains résultats de scénarios indiquent des valeurs plus faibles que la capacité actuelle installée pour 2020, 2030 et 2050, contrairement à ce qu'on pourrait penser compte tenu, par exemple, de la longue durée de vie des centrales hydroélectriques, de leur vaste potentiel de marché et d'autres services importants. Ces résultats pourraient peut-être s'expliquer par des insuffisances des modèles et des scénarios (voir la section 10.2.1.2 du présent rapport). On prévoit ainsi que l'hydroélectricité devrait se développer, même en l'absence de politiques d'atténuation des émissions de GES, même si la valeur médiane de la contribution de cette énergie à l'approvisionnement mondial en électricité passe de 16 % environ aujourd'hui à moins de 10 % à l'horizon 2050. Comme on suppose que les politiques d'atténuation des émissions de GES deviendront plus rigoureuses dans les autres scénarios, la contribution de l'hydroélectricité va augmenter: en 2030, sa contribution médiane est d'environ 16,5 EJ (4 600 TWh) pour des fourchettes de stabilisation du CO<sub>2</sub> à 440-600 ppm et < 440 ppm (par rapport à une valeur médiane de 15 EJ dans le cas des scénarios de référence) et passe à environ 19 EJ d'ici 2050 (par rapport à une valeur médiane de 18 EJ dans le cas des scénarios de référence). [5.9.2]

Des projections régionales quant à la production d'hydroélectricité en 2035 indiquent une augmentation de 98 % dans la région Asie-Pacifique par rapport aux valeurs de 2008 et de 104 % en Afrique. Le Brésil est le principal moteur de l'augmentation prévue de 46 % de la production d'hydroélectricité en Amérique du Sud et en Amérique centrale pour la même période. On s'attend, en Amérique du Nord et en Europe/Eurasie, à des augmentations plus modestes de 13 et 27 % respectivement, toujours sur cette même période. [5.9.2]

Globalement, il apparaît qu'un niveau relativement important de mise en valeur peut être atteint au cours des 20 années à venir. Même si la part de l'hydroélectricité dans l'approvisionnement mondial en électricité diminue d'ici 2050, l'hydroélectricité restera une source intéressante d'ÉR dans le contexte de scénarios mondiaux de réduction du carbone. En outre, un développement accru des centrales hydroélectriques à réservoir pourrait permettre d'investir dans des infrastructures de gestion des ressources en eau, nécessaires pour faire face aux problèmes croissants liés à ces ressources. [5.9.3]

## 5.10 Intégration dans des systèmes de gestion des ressources en eau

L'eau, l'énergie et le changement climatique sont inextricablement liés. Les ressources en eau sont essentielles pour de nombreuses technologies énergétiques, y compris l'hydroélectricité, et l'énergie est nécessaire pour assurer l'alimentation en eau de l'agriculture, des industries et des ménages, en particulier dans les régions des pays en développement où l'eau est rare. Ce rapport étroit a permis de comprendre que le lien entre l'eau et l'énergie doit être pris en compte de façon globale, en particulier dans les domaines de l'évolution du climat et du développement durable. Il faudra peut-être, pour produire de l'énergie et de l'eau aux fins d'un développement durable, améliorer la gouvernance de l'eau sur le plan régional et mondial. Comme l'hydroélectricité est souvent associée à l'aménagement d'installations d'accumulation d'eau, elle se trouve au centre de ces questions et peut jouer un rôle majeur d'amélioration de la sécurité énergétique et hydrique. [5.10]

Actuellement, 700 millions de personnes vivent dans des pays marqués par le stress hydrique et la pénurie d'eau. On prévoit qu'en 2035, trois milliards de personnes vivront dans des conditions de stress hydrique grave. De nombreux pays disposant de ressources en eau limitées dépendent du partage de ces ressources, ce qui accroît le risque de conflits. C'est pourquoi l'adaptation aux incidences du changement climatique va prendre une grande importance pour la gestion des ressources en eau. [5.10.1]

Dans un contexte où l'hydroélectricité à fins multiples peut être un outil permettant d'atténuer à la fois les incidences du changement climatique et les pénuries d'eau, les projets hydroélectriques peuvent avoir un rôle de facilitation au-delà du secteur de l'électricité en tant que moyens de financement pour les réservoirs, ce qui contribuerait à assurer l'accès à l'eau douce. Toutefois, des usages multiples peuvent accroître les risques de conflits et réduire la production d'énergie en période de basses eaux. Comme les grands bassins hydrographiques sont communs à plusieurs pays, une coopération régionale et internationale est indispensable. Des accords intergouvernementaux et des initiatives mises en œuvre par des organismes internationaux permettent de soutenir activement ces processus importants. [5.10.2, 5.10.3]

## 6. L'énergie marine

### 6.1 Introduction

L'énergie marine offre la possibilité de réduire sur le long terme les émissions de carbone, mais il est peu probable que sa contribution dans ce domaine soit significative avant 2020, car les techniques correspondantes n'en sont encore qu'aux premiers stades de développement. Le potentiel théorique de 7 400 exajoules (EJ) par an des océans du globe dépasse de loin les besoins actuels en énergie de l'humanité, et les politiques publiques contribuent à accélérer le déploiement des technologies requises pour mettre en valeur cette forme d'énergie, ce qui laisse supposer

que les progrès pourraient être plus rapides que prévu. Les six grandes familles de technologies relatives à l'énergie marine offrent un large éventail de possibilités en ce qui concerne les modes de développement, et l'impact environnemental de la plupart d'entre elles est potentiellement faible, en l'état actuel des connaissances. Des signes encourageants donnent à penser que le coût d'investissement de ces technologies et le coût moyen actualisé de l'électricité ainsi produite, actuellement non compétitifs, sont appelés à diminuer au fur et à mesure que progressera la recherche-développement et au gré des activités de démonstration et de mise en exploitation. La question de savoir si ces réductions de coûts seront suffisantes pour permettre une mise en valeur à grande échelle de l'énergie marine représente la principale incertitude lorsqu'il s'agit de déterminer la contribution future de cette forme d'énergie à l'atténuation du changement climatique. [6 ES, 6.1]

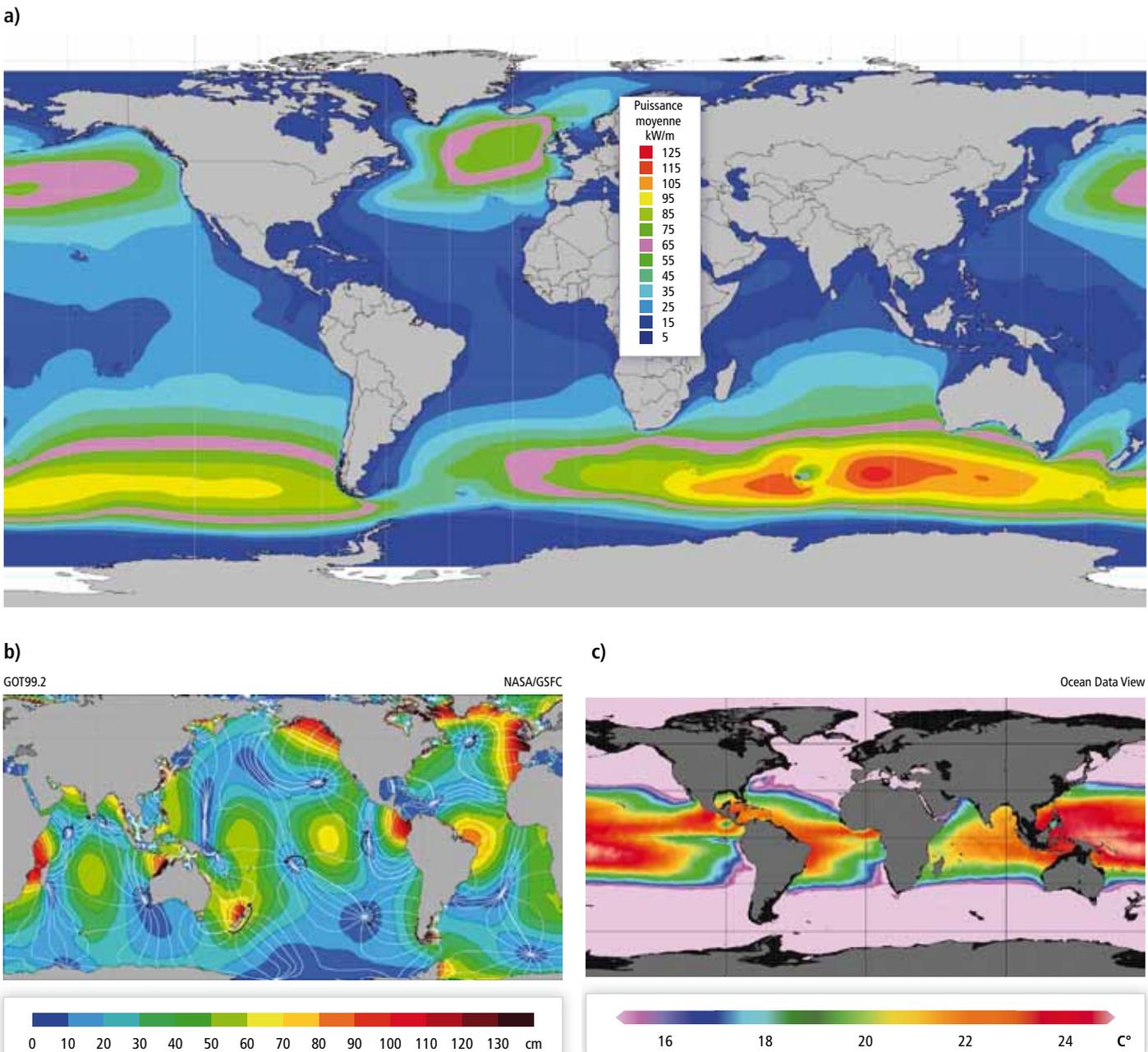


Figure TS.6.1a-c | Répartition dans le monde des diverses sources d'énergie marine: a) Énergie des vagues; b) Amplitude de marée; c) Énergie thermique des mers. [Figures 6.1, 6.2, 6.4, 6.3]

d)

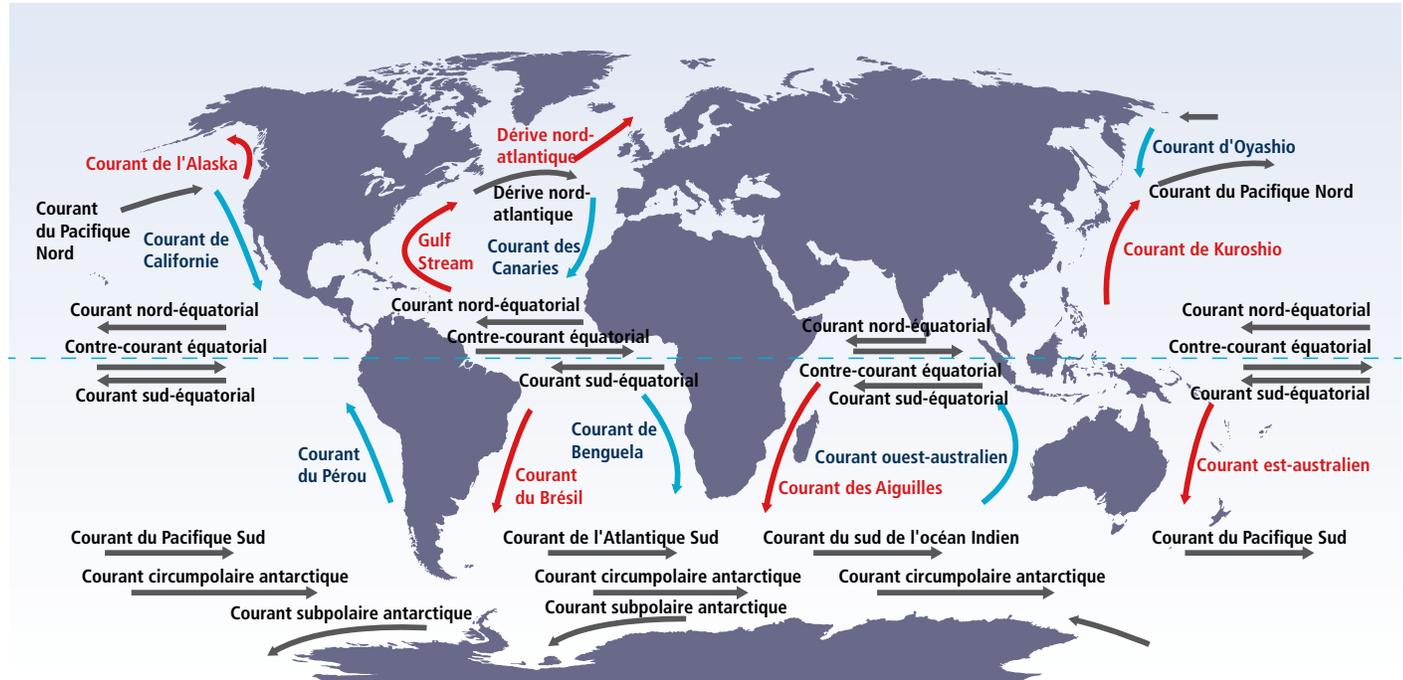


Figure TS.6.1d | Répartition dans le monde des diverses sources d'énergie marine: courants océaniques

## 6.2 Potentiel énergétique

On peut définir l'énergie marine comme l'énergie produite au moyen de technologies qui utilisent l'eau de mer comme force motrice ou qui mettent à profit son potentiel chimique ou thermique. Cette ressource énergétique renouvelable provient de six sources différentes, dont chacune a des origines diverses et nécessite des technologies de conversion spécifiques. Ces sources sont les suivantes:

**Énergie des vagues:** Elle découle du transfert de l'énergie cinétique du vent aux couches superficielles de l'océan. En théorie, l'énergie totale engendrée par les vagues est de 32 000 TWh/an (115 EJ/an), mais le potentiel technique devrait être bien inférieur et dépendra de la mise au point de technologies appropriées. [6.2.1]

**Amplitude de marée (hauteur de la marée):** Elle résulte de l'effet conjugué des forces de gravitation de la Terre, de la Lune et du Soleil. Le potentiel théorique de l'énergie marémotrice se situe dans une fourchette comprise entre 1 et 3 TW et concerne des eaux relativement peu profondes. Là aussi, le potentiel technique devrait être bien inférieur au potentiel théorique. [6.2.2]

**Courants de marée:** Ils résultent du flux et du reflux de la mer, causés par les marées, dans les zones côtières. Selon des estimations régionales, le potentiel technique actuel des courants de marée est de 48 TWh (0,17 EJ) par an en Europe et de 30 TWh (0,11 EJ) par an en Chine. Des sites potentiellement rentables ont été aussi repérés en République de Corée, au Canada, au Japon, aux Philippines, en Nouvelle-Zélande et en Amérique du Sud. [6.2.3]

**Courants océaniques:** Il s'agit de courants engendrés par le vent ou la circulation thermohaline. Le système de courants océaniques le plus connu est le Gulf Stream, en Amérique du Nord, où le courant de Floride a un potentiel technique de production d'électricité de 25 gigawatts (GW), mais il existe d'autres courants

océaniques potentiellement prometteurs, tels que les courants de Mozambique et des Aiguilles au large de l'Afrique du Sud, le courant de Kuroshio au large de l'Asie orientale et le courant est-australien. [6.2.4]

**Énergie thermique des mers (ETM):** Elle résulte des différences de température entre les couches supérieures de l'océan, où l'énergie solaire est stockée sous forme de chaleur, et les eaux froides situées en général à plus de 1 000 m de profondeur. Bien que la densité énergétique de l'ETM soit relativement faible, son potentiel global est beaucoup plus important que celui des autres formes d'énergie marine. Selon une étude réalisée en 2007, on pourrait obtenir de la sorte environ 44 000 TWh (159 EJ) par an en électricité directement utilisable. [6.2.5].

**Gradients de salinité (énergie osmotique):** Cette forme d'énergie résulte des différences de salinité entre l'eau douce et l'eau de mer au voisinage des estuaires. Son potentiel théorique est estimé à 1 650 TWh (6 EJ) par an. [6.2.6]

La figure TS.6.1 montre comment se répartissent dans le monde diverses sources d'énergie marine. Certaines d'entre elles, comme les courants océaniques ou l'énergie résultant des gradients de salinité, sont réparties sur l'ensemble du globe. L'énergie thermique des océans se trouve essentiellement aux latitudes équatoriales et tropicales (0° à 35°), tandis qu'en moyenne annuelle, l'énergie des vagues est la plus élevée entre les 30ème et 60ème parallèles. Cette dernière est en outre soumise à de plus faibles variations saisonnières dans l'hémisphère Sud que dans l'hémisphère Nord. Les courants océaniques, l'énergie thermique des mers, les gradients de salinité et, dans une certaine mesure, l'énergie des vagues sont suffisamment constants pour fournir de l'électricité permettant d'assurer la charge de base. Comme la littérature disponible dans ce domaine est encore peu abondante et que les incertitudes afférentes au potentiel technique de l'énergie marine sont considérables, les estimations concernant ce potentiel sont extrêmement variables. [6.2.1-6.2.6]

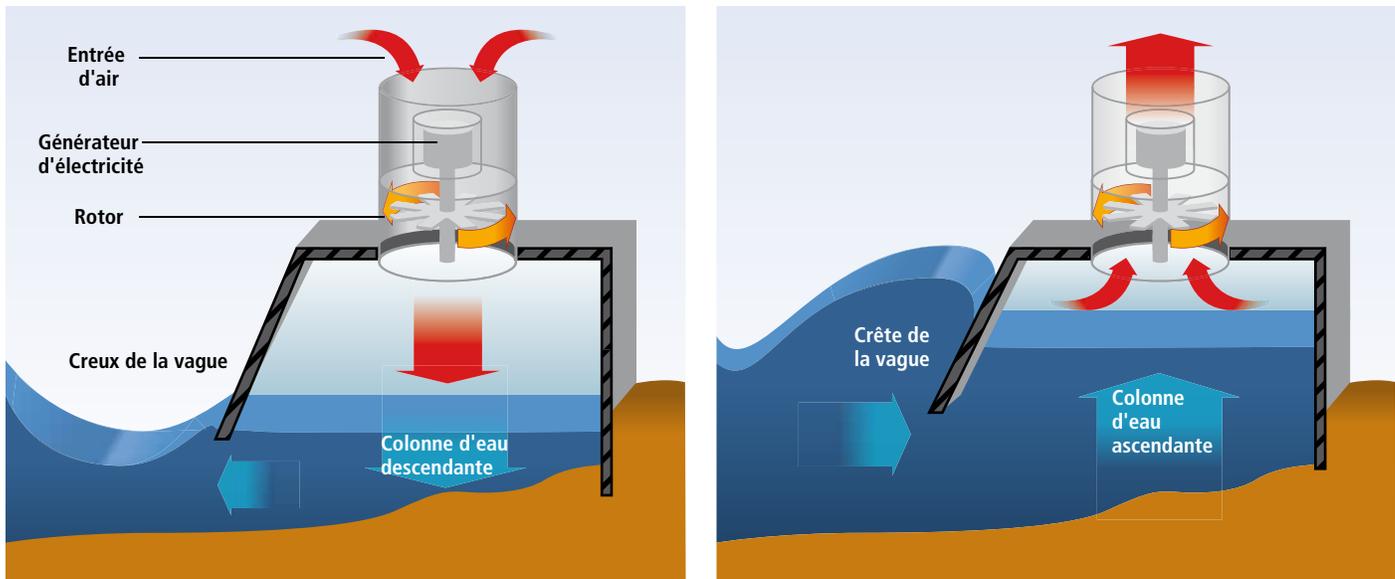


Figure TS.6.2a/b | Type de convertisseur d'énergie des vagues et son mode de fonctionnement: système à colonne d'eau oscillante: [Figure 6.6] (conception du National Renewable Energy Laboratory (NREL)).

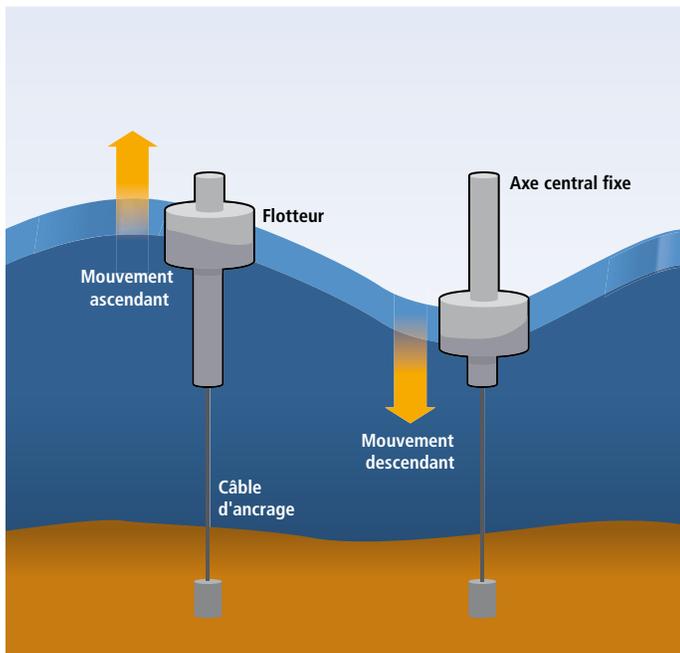
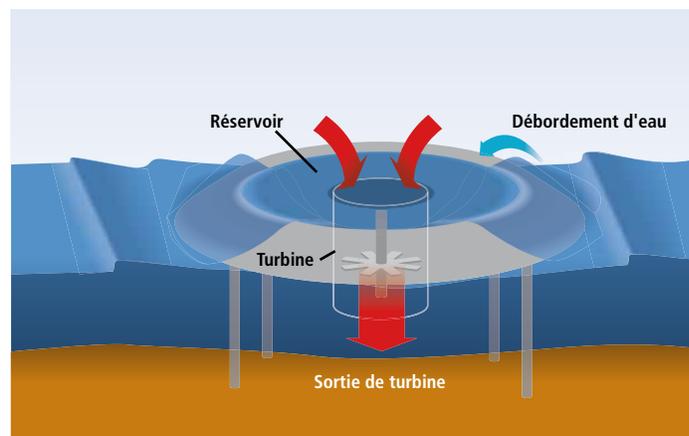


Figure TS.6.2c/d | Divers convertisseurs d'énergie des vagues et leur mode de fonctionnement: (à gauche) dispositif oscillant; (à droite) dispositif à débordement ou déferlement. [Figure 6.6] (conception du National Renewable Energy Laboratory (NREL)).



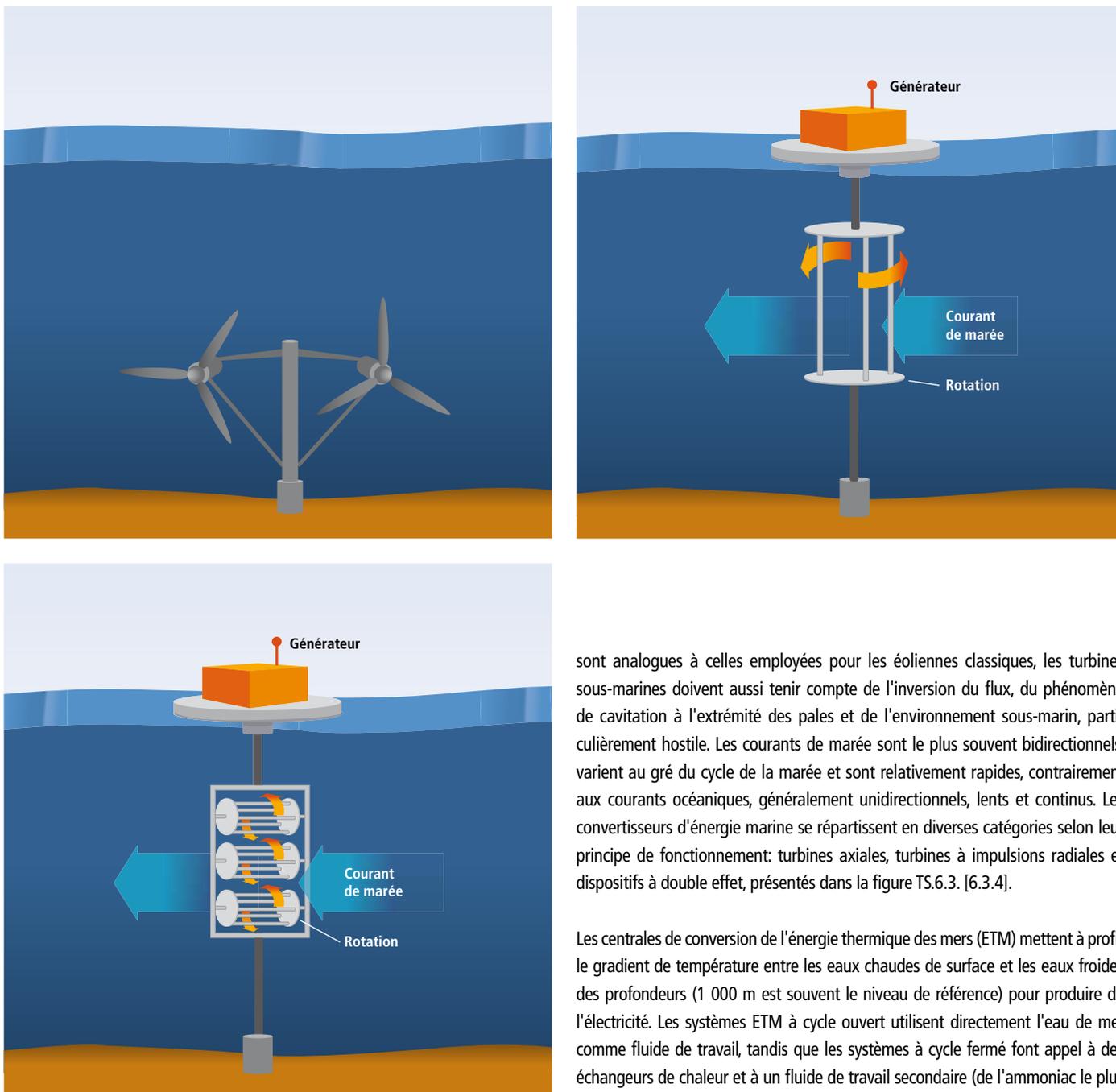
grands progrès dans les domaines suivants: matériaux, conception des structures, corrosion, câbles sous-marins et communications. Ces progrès devraient avoir des retombées directes sur la mise en valeur de l'énergie marine. [6.3.1]

Un grand nombre de technologies reposant sur divers principes de fonctionnement ont été conçues – et souvent expérimentées – pour transformer l'énergie des vagues en une forme d'énergie exploitable. Parmi les principales variables à prendre en considération figurent le mode d'interaction des convertisseurs d'énergie avec les vagues (selon qu'ils sont animés d'un mouvement de roulis, de tangage ou de soulèvement), la profondeur d'eau (grande, intermédiaire ou faible) et la distance à la côte (sur le littoral, à proximité du littoral ou en pleine mer). Les techniques de récupération de l'énergie des vagues se répartissent en trois groupes: les systèmes à colonne d'eau oscillante (côtiers ou flottants), les dispositifs oscillants (flottant en surface ou immergés) et les dispositifs à déferlement (côtiers ou flottants). [6.2.3] Les principes de fonctionnement sont présentés dans la figure TS.6.2.

Pour récupérer l'énergie marémotrice, il convient d'adapter la conception des barrages hydroélectriques fluviaux de façon à pouvoir fermer un estuaire. Le barrage peut produire de l'électricité à marée montante comme à marée descendante, et

## 6.3 Technologies et applications

Le niveau actuel de développement des technologies afférentes à l'énergie marine vont du stade de la recherche-développement, purement conceptuel, à celui des prototypes et de la démonstration, seules les technologies mises au point pour exploiter l'amplitude de marée pouvant être considérées comme bien maîtrisées. À l'heure actuelle, il existe de nombreuses options technologiques pour chaque source d'énergie marine, et à l'exception des usines marémotrices, il n'y a pas encore eu de convergence technologique. Sur les quarante années écoulées, d'autres industries marines (plates-formes pétrolières et gazières essentiellement) ont enregistré de



**Figure TS.6.3** | Divers convertisseurs d'énergie des courants de marée et leur mode de fonctionnement: (en haut à gauche) système à deux hydroliennes à axe horizontal; (en bas) dispositif à impulsions radiales; (à droite) dispositif à axe vertical. [Figure 6.8]

il est prévu qu'à l'avenir certains barrages soient dotés de bassins multiples pour permettre une production quasi continue. Les concepts les plus récents consistent à créer des «lagunes à marée» autonomes au large des côtes. [6.3.3]

On s'emploie également à mettre au point des technologies de récupération de l'énergie engendrée par les courants de marée et les courants océaniques, mais les turbines marémotrices en sont à un stade d'élaboration plus avancé. Si certaines des technologies de conversion de l'énergie de ces divers courants

sont analogues à celles employées pour les éoliennes classiques, les turbines sous-marines doivent aussi tenir compte de l'inversion du flux, du phénomène de cavitation à l'extrémité des pales et de l'environnement sous-marin, particulièrement hostile. Les courants de marée sont le plus souvent bidirectionnels, varient au gré du cycle de la marée et sont relativement rapides, contrairement aux courants océaniques, généralement unidirectionnels, lents et continus. Les convertisseurs d'énergie marine se répartissent en diverses catégories selon leur principe de fonctionnement: turbines axiales, turbines à impulsions radiales et dispositifs à double effet, présentés dans la figure TS.6.3. [6.3.4].

Les centrales de conversion de l'énergie thermique des mers (ETM) mettent à profit le gradient de température entre les eaux chaudes de surface et les eaux froides des profondeurs (1 000 m est souvent le niveau de référence) pour produire de l'électricité. Les systèmes ETM à cycle ouvert utilisent directement l'eau de mer comme fluide de travail, tandis que les systèmes à cycle fermé font appel à des échangeurs de chaleur et à un fluide de travail secondaire (de l'ammoniac le plus souvent) pour actionner une turbine. Les systèmes hybrides fonctionnent à la fois en cycle ouvert et en cycle fermé. Les technologies ETM ont déjà fait l'objet d'essais, qui ont mis en évidence les problèmes que posent le maintien des vides d'air, les bio-salissures dans les échangeurs de chaleur et la corrosion. Des recherches sont menées actuellement dans le but de surmonter ces problèmes. [6.3.5]

Le gradient de salinité entre l'eau douce des cours d'eau et l'eau de mer peut être mis à profit pour produire de l'énergie. Deux principes au moins sont à l'étude dans ce domaine. L'électrodialyse inversée est un principe selon lequel la différence de potentiel chimique entre les deux solutions constitue la force motrice (figure TS.6.4). Quant à la pression osmotique retardée, elle repose sur le phénomène d'osmose naturelle, selon lequel l'eau douce migre vers l'eau de mer en raison de la différence de teneur en sel des deux milieux, ce qui engendre une surpression dans le volume d'eau de mer (figure TS.6.5). [6.3.6]

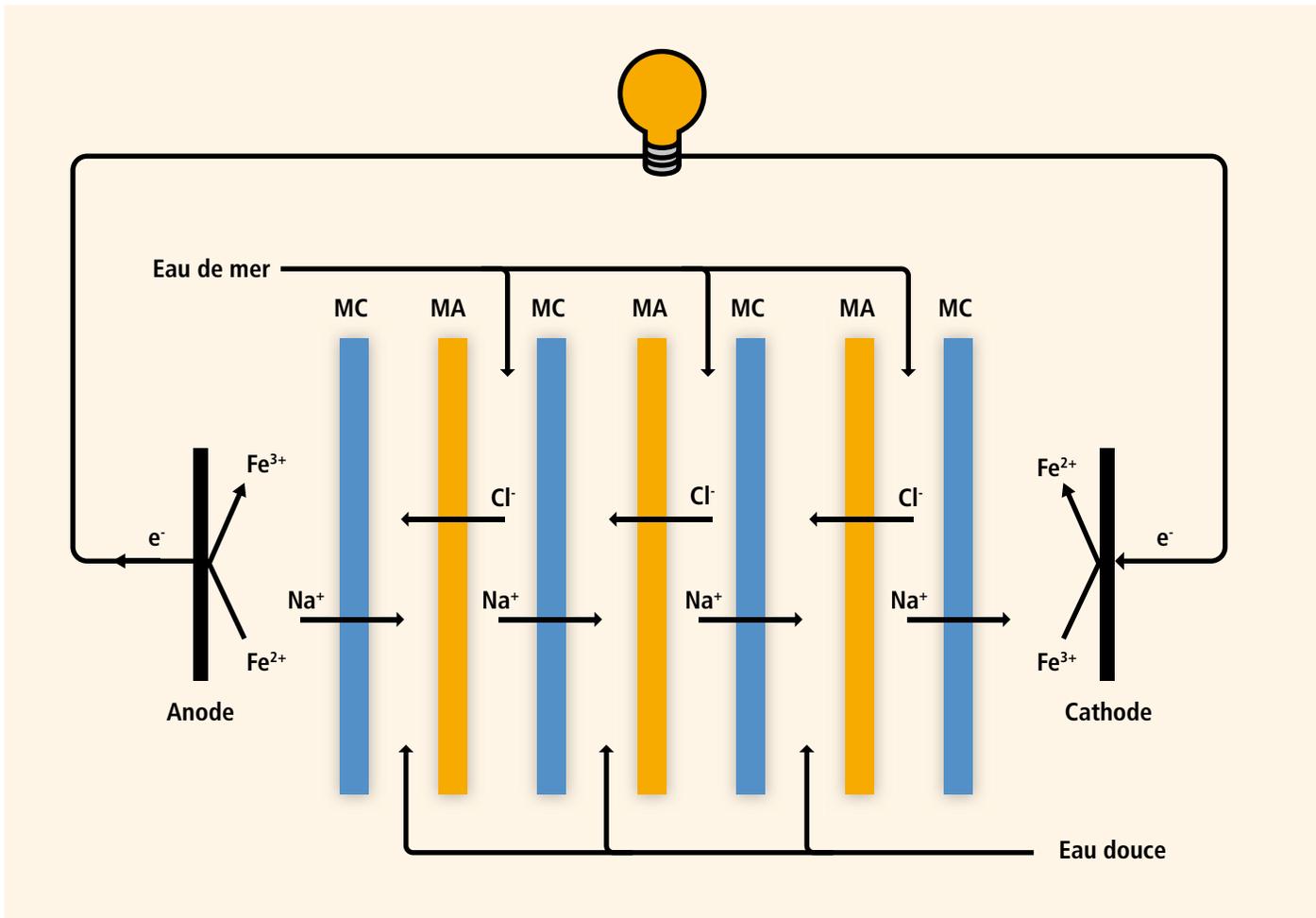


Figure TS.6.4 | Système d'électrodialyse inversée. [Figure 6.9]

Notes: MC = membrane cationique; MA = membrane anionique; Na = sodium; Cl = chlore; Fe = fer

## 6.4 État du marché et développement du secteur à l'échelle mondiale et régionale

Les projets de recherche-développement sur les technologies de mise en valeur de l'énergie des vagues et des courants de marée ont proliféré ces vingt dernières années, certains d'entre eux étant désormais parvenus au stade du prototype pré-commercial à part entière. À l'heure actuelle, la seule technologie d'exploitation de l'énergie marine accomplie et opérationnelle reste celle du barrage marémoteur, dont le meilleur exemple est celui de la Rance (240 MW) dans le nord-ouest de la France, achevé en 1966. D'une puissance de 254 MW, le barrage de Sihwa, en République de Corée, doit être mis en service en 2011. Quant aux technologies destinées à mettre en valeur d'autres sources d'énergie marine telles que l'énergie thermique des mers (ETM), les gradients de salinité et les courants océaniques, elles en sont encore au stade de la conceptualisation, de la recherche-développement ou des premiers prototypes. Aujourd'hui, plus de 100 technologies différentes destinées à tirer parti de l'énergie des océans sont en train d'être mises au point dans plus de 30 pays. [6.4.1]

Les principaux bailleurs de fonds pour les projets de recherche-développement et de mise en valeur sont les gouvernements nationaux, fédéraux ou d'État, suivis des grandes entreprises publiques du secteur de l'énergie et des sociétés

d'investissement. Les gouvernements nationaux et régionaux appliquent des politiques volontaristes de soutien aux projets de mise en valeur de l'énergie marine qui se traduisent par un éventail de mesures à caractère financier, réglementaire et législatif. [6.4.7]

La participation du secteur privé reste embryonnaire, et il n'existe pas actuellement de véritable industrie manufacturière pour les technologies afférentes à l'énergie marine. L'intérêt croissant qu'elles suscitent pourrait favoriser un transfert de capacités et de compétences des secteurs apparentés, combiné à des innovations spécifiques. Chose intéressante, un certain nombre de centres nationaux d'expérimentation de l'énergie marine ont déjà vu le jour, qui sont en train de devenir des centres de test, d'homologation et de recherche-développement de pointe pour les technologies correspondantes. [6.4.1.2]

L'état d'avancement de ce secteur peut se mesurer à l'aune des déploiements récents ou en cours de systèmes d'exploitation de l'énergie marine.

**Énergie des vagues:** Un certain nombre de prototypes installés sur le rivage fonctionnent un peu partout dans le monde. Deux dispositifs à colonne d'eau oscillante sont opérationnels depuis une dizaine d'années au Portugal et en

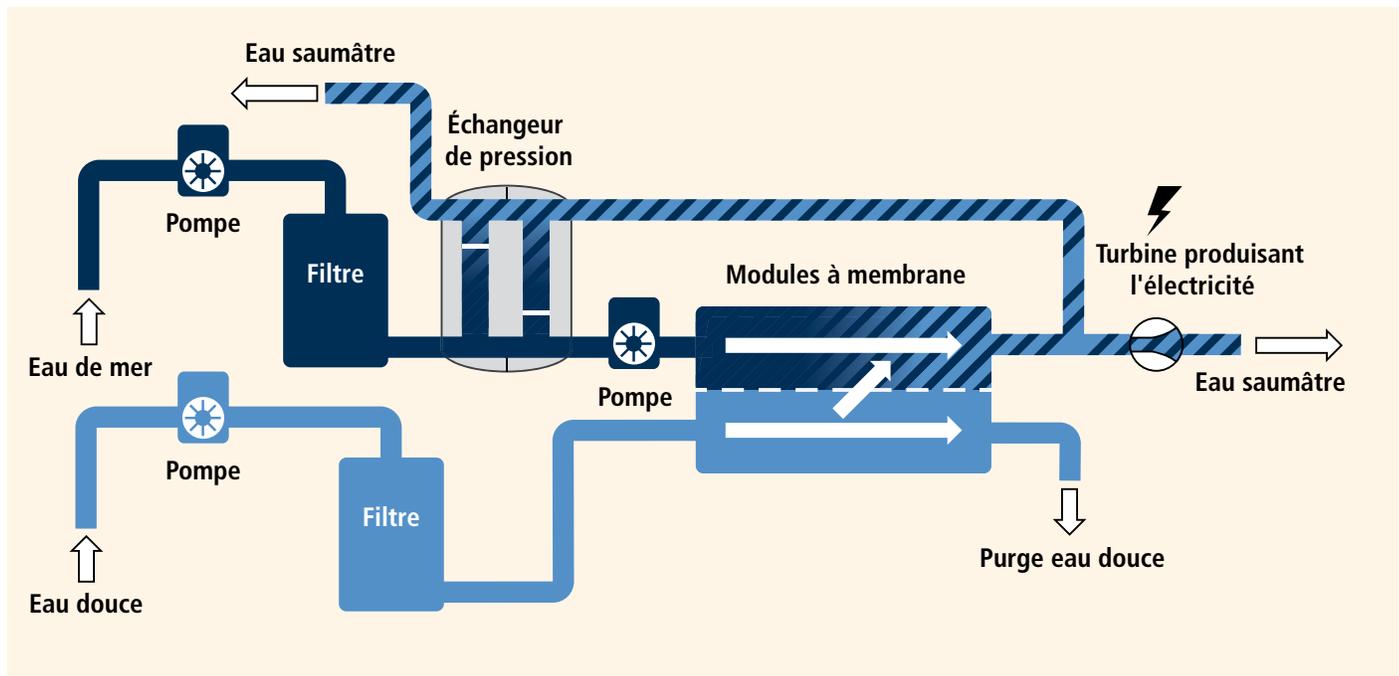


Figure TS.6.5 | Pression osmotique retardée. [Figure 6.10]

Écosse, et deux autres situés en pleine mer ont été testés à l'échelle du prototype en Australie et en Irlande. Un autre dispositif de ce type a fonctionné de 1990 à 2005 au large des côtes méridionales de l'Inde. Un certain nombre d'entreprises se sont attachées, en Australie, au Brésil, au Danemark, en Espagne, aux États-Unis d'Amérique, en Finlande, en Irlande, en Nouvelle-Zélande, en Norvège, au Portugal, au Royaume-Uni et en Suède, à tester en mer des prototypes pilotes ou précommerciaux, le plus grand affichant une puissance de 750 kW. [6.4.2]

**Amplitude de marée:** D'une puissance de 240 MW, l'usine marémotrice de la Rance, en France, est opérationnelle depuis 1966. D'autres installations, plus modestes, ont été mises en service depuis lors en Chine, au Canada et en Fédération de Russie. Le barrage de Sihwa en République de Corée, d'une puissance de 254 MW, sera mis en service en 2011, et plusieurs autres projets d'envergure sont à l'étude. [6.4.3]

**Courants de marée et courants océaniques:** Il existe probablement dans le monde plus de 50 dispositifs conçus pour récupérer l'énergie des courants de marée, qui en sont au stade de la validation de principe ou de la mise au point du prototype, mais il reste encore à déterminer les coûts d'une application à grande échelle. La turbine marémotrice SeaGen, installée au large de la côte de l'Irlande du Nord et alimentant depuis plus d'un an le réseau de distribution d'électricité, en est l'exemple le plus accompli. Une société irlandaise a testé en Écosse et, plus récemment, au Canada, sa turbine à centre ouvert. Deux entreprises ont fait la démonstration à pleine échelle de turbines à axe horizontal en Norvège et en Écosse, et une autre d'une turbine à axe horizontal en Italie. Enfin, un dispositif à double effet a fait l'objet d'une démonstration au Royaume-Uni en 2009. Aucune centrale pilote ou de démonstration n'a été implantée à ce jour pour exploiter l'énergie des courants océaniques, mais des projets à bien plus grande échelle sont envisagés si des technologies capables de capter l'énergie de ces courants plus lents sont mises au point. [6.4.4]

**Énergie thermique des mers (ETM):** Le Japon, l'Inde, les États-Unis d'Amérique et plusieurs autres pays ont testé des projets ETM pilotes, dont beaucoup ont posé des problèmes techniques liés au pompage, au maintien des vides d'air et aux canalisations. Des projets à plus grande échelle pourraient trouver de larges débouchés dans les pays tropicaux à façade maritime, notamment les îles du Pacifique et des Caraïbes et les pays d'Afrique et d'Amérique centrale, si la technologie progresse au point d'offrir une alternative économiquement viable pour l'approvisionnement énergétique. [6.4.5]

**Gradients de salinité:** Des travaux de recherche sur l'énergie osmotique se poursuivent en Norvège, où un prototype est exploité depuis 2009 dans la perspective de la mise en service d'une centrale osmotique commercialement viable. La technologie de l'électrodialyse inversée a été proposée par ailleurs dans l'optique du réaménagement de la digue d'Afsluitdijk, aux Pays-Bas, dont la construction remonte à 75 ans. [6.4.6]

## 6.5 Incidences sur la société et l'environnement

L'énergie marine n'engendre pas directement de CO<sub>2</sub> en phase d'exploitation, mais des émissions de gaz à effet de serre peuvent se produire lors des différentes phases du cycle de vie des systèmes de mise en valeur de cette forme d'énergie – extraction des matières premières, fabrication des éléments, construction, maintenance et démantèlement. Les études portant sur le cycle de vie des installations qui ont été publiées depuis 1980 ont été systématiquement passées en revue, et il en ressort que les émissions de gaz à effet de serre attribuables aux systèmes de captage de l'énergie des vagues et des marées sont inférieures à 23 g éqCO<sub>2</sub>/kWh, l'estimation médiane étant de 8 g éqCO<sub>2</sub>/kWh environ en ce qui concerne l'énergie des vagues. On manque encore du recul nécessaire pour évaluer les émissions produites durant le cycle de vie des autres types de technologies de conversion de l'énergie

**Tableau TS.6.1** | Récapitulation des principaux paramètres de coût et de performance pour toutes les technologies relatives à l'énergie marine. [Tableau 6.3]

Technologies relatives à l'énergie marine	Coûts d'investissement (dollars É.-U. 2005/kW)	Frais d'exploitation et de maintenance (dollars É.-U. 2005/kW)	Coefficient d'utilisation (%)	Durée de vie nominale (années)
Énergie des vagues	6 200–16 100	180	25–40	20
Amplitude de marée	4 500–5 000	100	22,5–28,5	40
Courants de marée	5 400–14 300	140	26–40	20
Courants océaniques	ND	ND	ND	20
Énergie thermique des mers	4 200–12 300 <sup>1</sup>	ND	ND	20
Gradients de salinité	ND	ND	ND	20

Note: 1) Les coûts relatifs à l'énergie thermique des mers n'ont pas été convertis en dollars É.-U. 2005.

marine. Quoiqu'il en soit, les émissions liées à l'exploitation de l'énergie des mers sont minimales si on les compare à celles produites par les énergies fossiles. [6.5.1]

Les conséquences locales pour la société et l'environnement des projets d'exploitation de l'énergie marine sont évaluées au fur et à mesure de la mise en œuvre concrète de ces projets, qui se multiplient, mais peuvent aussi être estimées sur la base de l'expérience acquise avec d'autres industries maritimes et offshore. Les risques pour l'environnement liés aux technologies afférentes à l'énergie marine s'avèrent relativement limités, mais comme la mise en valeur de cette forme d'énergie en est encore à un stade peu avancé, on ne sait pas très bien dans quelle mesure les inquiétudes suscitées par les éventuelles répercussions sociales et environnementales de ces technologies pourraient freiner leur développement. [6 ES]

Chaque technologie de conversion de l'énergie marine a des incidences particulières sur l'environnement et la société. Parmi les effets potentiellement bénéfiques, on peut mentionner la réduction des autres activités humaines néfastes à la faune et à la flore marines au voisinage des installations, un meilleur approvisionnement en énergie et la relance de la croissance économique, de l'emploi et du tourisme au niveau régional. Au nombre des effets négatifs on peut citer l'impact visuel sur le paysage, la confiscation de l'espace au détriment des autres

usagers, les nuisances sonores lors de la construction, les bruits et vibrations causés par le fonctionnement des installations, les champs électromagnétiques, la perturbation de la faune et de la flore ainsi que de leurs habitats, l'altération de la qualité de l'eau, les risques de pollution liés à d'éventuelles fuites d'huile ou de substances chimiques, et les autres répercussions, aussi limitées soient-elles, sur les écosystèmes locaux. [6.5.2]

## 6.6 Perspectives d'amélioration, d'innovation et d'intégration technologiques

En tant que technologies émergentes, les systèmes de conversion de l'énergie marine se prêtent à des améliorations substantielles. Non seulement les activités de recherche-développement et les applications spécifiques aux différents systèmes seront-elles déterminantes à cet égard, mais les améliorations et innovations apportées à ces convertisseurs de l'énergie marine seront par ailleurs probablement favorisées par les progrès enregistrés dans les disciplines connexes. [6.6]

Pour intégrer l'énergie marine dans les grands réseaux énergétiques, il faudra tenir compte des caractéristiques de production extrêmement variables des

**Tableau TS.6.2** | Caractéristiques principales des scénarios à moyen et long terme tirés des grandes études publiées qui prennent en considération l'énergie marine. [Tableau 6.5]

Scénario	Mise en valeur (TWh/an ((PJ/an))				GW	Notes
	2010	2020	2030	2050	2050	
Energy [R]evolution – Scénario de référence	ND	3 (10,8)	11 (36,6)	25 (90)	ND	Politiques inchangées
Energy [R]evolution	ND	53 (191)	128 (461)	678 (2 440)	303	Fondé sur une réduction de 50 % du carbone
Energy [R]evolution – Scénario avancé	ND	119 (428)	420 (1 512)	1 943 (6 994)	748	Fondé sur une réduction de 80 % du carbone
WEO 2009	ND	3 (10,8)	13 (46,8)	ND	ND	Fondement du scénario de référence d'E[R]
ETP: BLUE Map 2050	ND	ND	ND	133 (479)	ND	Secteur de l'électricité pratiquement décarboné
ETP: BLUE Map 2050 (sans CSC)	ND	ND	ND	274 (986)	ND	BLUE Map (variante) – Captage et stockage du carbone jugés impossibles
ETP: BLUE Map 2050 (part élevée du nucléaire)	ND	ND	ND	99 (356)	ND	BLUE Map (variante) – Part de l'énergie nucléaire portée à 2 000 GW
ETP: BLUE Map 2050 (part élevée des ER)	ND	ND	ND	552 (1 987)	ND	BLUE Map (variante) – Part des énergies renouvelables portée à 75 %
ETP: BLUE Map (3 %)	ND	ND	ND	401 (1 444)	ND	BLUE Map (variante) – Taux d'actualisation fixé à 3% pour les projets de production d'énergie.

différentes sources d'énergie concernées. Par exemple, la production d'électricité à partir de l'énergie marémotrice présente une très grande variabilité sur des laps de temps de une à quatre heures, mais une variabilité infime à l'échelle mensuelle ou à plus long terme. [6.6]

## 6.7 Évolution des coûts

Le développement des technologies de conversion de l'énergie marine n'est pas encore déterminé par le marché. Ce sont les activités de recherche-développement subventionnées par l'État et les politiques nationales d'incitation qui jouent un rôle moteur dans ce domaine. Dans la mesure où aucune de ces technologies, à l'exception des barrages marémoteurs, n'est encore parfaitement maîtrisée (l'expérience acquise à leur propos ne permet de procéder qu'à la validation de dispositifs de démonstration ou de prototypes), il est difficile de déterminer avec précision la viabilité économique de la plupart d'entre elles. [6.7.1]

Le tableau TS.6.1 contient les meilleures données disponibles sur certains des principaux facteurs de coût qui ont une incidence sur le coût moyen actualisé de l'électricité pour chacune des formes d'énergie marine. Dans la plupart des cas, ces paramètres de coût et de performance ne reposent que sur de maigres informations, en raison de la pénurie de données de référence validées par des spécialistes et du manque d'expérience concrète en matière d'exploitation. Ils correspondent en fait le plus souvent à des estimations hypothétiques qui s'appuient sur des connaissances techniques. Les coûts d'investissement actuels, qui sont indiqués pour quelques formes d'énergie marine, ne reposent cependant que sur un petit nombre de projets et d'études qui ne sont pas forcément représentatifs de l'ensemble du secteur. [6.7.1]

Sur la base d'une méthodologie normalisée exposée dans l'annexe II et des facteurs de coût et de performance récapitulés dans l'annexe III, le coût moyen actualisé de l'électricité dans le cas des usines marémotrices (seule technologie de conversion de l'énergie marine actuellement disponible sur le marché), tel qu'il a été calculé sur un large éventail de paramètres, se situe entre 12 et 32 cents  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$ . Il ne s'agit toutefois que d'une fourchette indicative, étant donné la maigre expérience acquise à ce jour sur le terrain. [1.3.2, 6.7.1, 6.7.3, 10.5.1, annexe II, annexe III]

Comme les technologies considérées sont encore balbutiantes, les estimations relatives aux coûts futurs de l'énergie marine ne doivent être considérées que comme de simples suppositions. Ces coûts devraient toutefois décroître avec le temps, à mesure que progresseront la recherche-développement et les activités de démonstration et de mise en place. [6.7.1–6.7.5]

## 6.8 Potentiel de mise en valeur

Jusque vers 2008, l'énergie marine n'était prise en considération dans aucun des grands scénarios énergétiques mondiaux modélisés, et l'on ne fait donc qu'amorcer l'étude de son impact potentiel sur les approvisionnements énergétiques futurs à l'échelle du globe et sur l'atténuation du changement climatique. Aussi, les résultats publiés de scénarios relatifs à l'énergie marine sont-ils sommaires et provisoires, reflétant un large éventail d'éventualités. Les scénarios de mise en valeur de l'énergie marine considérés ici ne proviennent que de trois grandes publications: Energy [R]evolution (E[R]) 2010, World Energy Outlook (WEO) 2009,

de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), et Energy Technology Perspectives (ETP) 2010. Des scénarios multiples sont étudiés dans les rapports E[R] et ETP, tandis qu'un scénario de référence unique est documenté dans le rapport WEO. Chaque scénario est résumé dans le tableau TS.6.2.

Cette présentation préliminaire de divers scénarios de mise en valeur de l'énergie marine constitue une des premières tentatives visant à passer en revue le rôle potentiel de cette forme d'énergie tel qu'il est envisagé dans les scénarios à moyen ou long terme publiés dans la littérature spécialisée. Il s'agit en effet de déterminer la contribution que l'énergie des mers pourrait apporter aux futurs approvisionnements énergétiques et à la lutte contre le changement climatique. Comme en font état le petit nombre de scénarios disponibles, l'énergie marine pourrait contribuer à atténuer sur le long terme les changements climatiques en compensant les émissions de gaz à effet de serre au moyen de projets d'exploitation qui se traduiraient par un approvisionnement énergétique pouvant atteindre 1 943 TWh/an (~7 EJ/an) d'ici à 2050. D'autres scénarios ont été établis, qui tablent sur une mise en valeur de l'énergie marine n'excédant pas 25 TWh/an (0,9 EJ/an). La grande diversité des résultats obtenus découle en partie du fait que l'on ne sait pas exactement dans quelle mesure l'impératif de lutte contre le changement climatique favorisera la mutation du secteur de l'énergie. S'agissant de l'énergie marine, se pose aussi la question de savoir si les diverses technologies concernées deviendront un jour économiquement compétitives et, si c'est le cas, à quelle échéance. Pour mieux comprendre le rôle que l'énergie marine pourrait être appelée à jouer dans l'atténuation du changement climatique, il faudra non seulement que les technologies continuent d'évoluer, mais aussi que les activités de modélisation de scénarios tiennent de plus en plus compte de tout l'éventail des technologies afférentes à cette forme d'énergie, avec des données aussi précises que possible sur les ressources potentiellement disponibles, les coûts d'investissement actuels et futurs, les frais d'exploitation et de maintenance et les coefficients d'utilisation escomptés. Enfin, pour que l'énergie marine soit mieux prise en compte dans les scénarios énergétiques, il est important de pouvoir disposer d'une plus grande quantité de données à l'échelle mondiale et régionale. [6.8.4]

## 7. L'énergie éolienne

### 7.1 Introduction

L'énergie éolienne est utilisée depuis des millénaires dans une vaste gamme d'applications. L'utilisation de l'énergie éolienne pour produire de l'électricité à l'échelle commerciale n'est cependant devenue viable que dans les années 1970, grâce aux avancées technologiques et à l'appui des pouvoirs publics. Il existe différentes technologies permettant de convertir l'énergie éolienne pour diverses applications, mais, dans la perspective d'une atténuation des changements climatiques, l'énergie éolienne est utilisée principalement pour produire de l'électricité à partir de grandes éoliennes raccordées au réseau, mises en place soit à terre (éoliennes terrestres), soit sur l'eau – en mer ou en eau douce (éoliennes au large des côtes).<sup>11</sup> [7.1]

L'énergie éolienne offre un potentiel important en matière de réduction des émissions des GES à court terme (2020) et à long terme (2050). La capacité éolienne installée à la

<sup>11</sup> Les petites éoliennes, l'électricité éolienne en altitude et l'utilisation de l'énergie éolienne pour des applications mécaniques et de propulsion ne sont que brièvement abordées au chapitre 7.

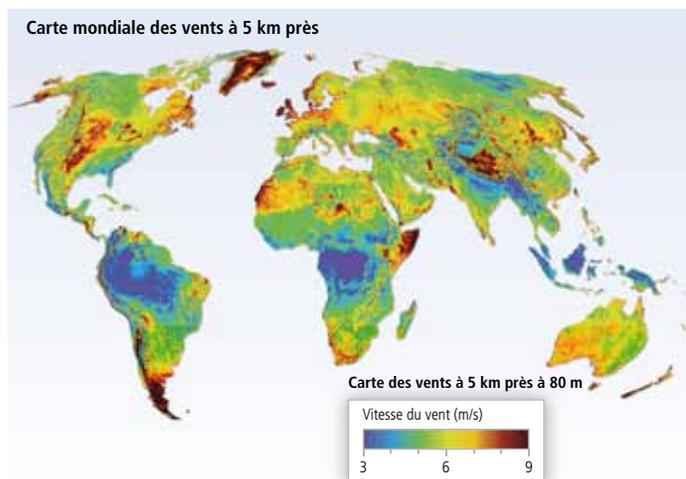


Figure TS.7.1 | Exemple de carte des ressources éoliennes mondiales, avec une résolution de 5 km x 5 km. [Figure 7.1]

fin de 2009 couvrait environ 1,8 % des besoins mondiaux en électricité, et cette contribution pourrait passer à plus de 20 % en 2050 si des efforts ambitieux sont consentis pour réduire les émissions de GES et pour s’attaquer aux autres obstacles qui freinent la mise en valeur de cette forme d’énergie. L’énergie éolienne terrestre se développe déjà à un rythme rapide dans de nombreux pays, et il n’existe aucun obstacle technique insurmontable empêchant l’augmentation de la part de l’énergie éolienne dans les systèmes d’approvisionnement en électricité. En outre, bien que la vitesse moyenne des vents varie considérablement selon le lieu, la plupart des régions du monde disposent d’un vaste potentiel technique à même d’assurer une mise en valeur satisfaisante de l’énergie éolienne. Dans certaines régions bénéficiant de bonnes ressources éoliennes, le coût de l’énergie éolienne peut déjà concurrencer les prix du marché actuels de l’énergie, même sans prendre en compte les effets relatifs sur l’environnement. Néanmoins, dans la plupart des régions du monde, des mesures de politique générale sont encore nécessaires pour mettre en valeur rapidement cette énergie. Des progrès

continus des technologies de conversion de l’énergie éolienne à terre et au large des côtes sont cependant à prévoir, qui réduiront encore le coût de cette forme d’énergie et amélioreront son potentiel de réduction des émissions de GES. [7.9]

## 7.2 Potentiel

Le potentiel technique mondial de l’énergie éolienne n’est pas fixe; il est fonction des avancées techniques et des hypothèses concernant les autres obstacles au développement de cette énergie. Néanmoins, un nombre croissant d’évaluations mondiales de la ressource éolienne démontrent que le potentiel technique de la planète dans ce domaine excède la production actuelle d’électricité dans le monde. [7.2]

Aucune approche normalisée n’a été élaborée pour estimer le potentiel technique mondial de l’énergie éolienne: la diversité des données, des méthodes, des hypothèses et même des définitions du potentiel technique ne favorise pas les comparaisons. Le quatrième Rapport d’évaluation a estimé le potentiel technique de l’énergie éolienne terrestre à 180 EJ/an (50 000 TWh/an). D’autres estimations du potentiel technique mondial de l’énergie éolienne qui prennent en compte un certain nombre d’obstacles supplémentaires au développement varient de 70 EJ/an (19 400 TWh/an) (terrestre uniquement) à 450 EJ/an (125 000 TWh/an) (à terre et à proximité des côtes). Cette fourchette représente approximativement une à six fois la production mondiale d’électricité en 2008 et sous-estime probablement le potentiel technique, étant donné que plusieurs de ces études se fondent sur des hypothèses dépassées, ne tiennent pas compte ou ne tiennent compte qu’en partie de l’énergie éolienne au large des côtes et présentent des insuffisances sur le plan des méthodes et du calcul. Les estimations du potentiel technique de la seule énergie éolienne au large des côtes varient de 15 EJ/an à 130 EJ/an (4 000 à 37 000 TWh/an), si l’on ne tient compte que des applications en eaux peu profondes ou près des côtes; le potentiel technique s’accroît si l’on envisage également des applications en eaux profondes, avec un recours éventuel à des éoliennes flottantes. [7.2.1]

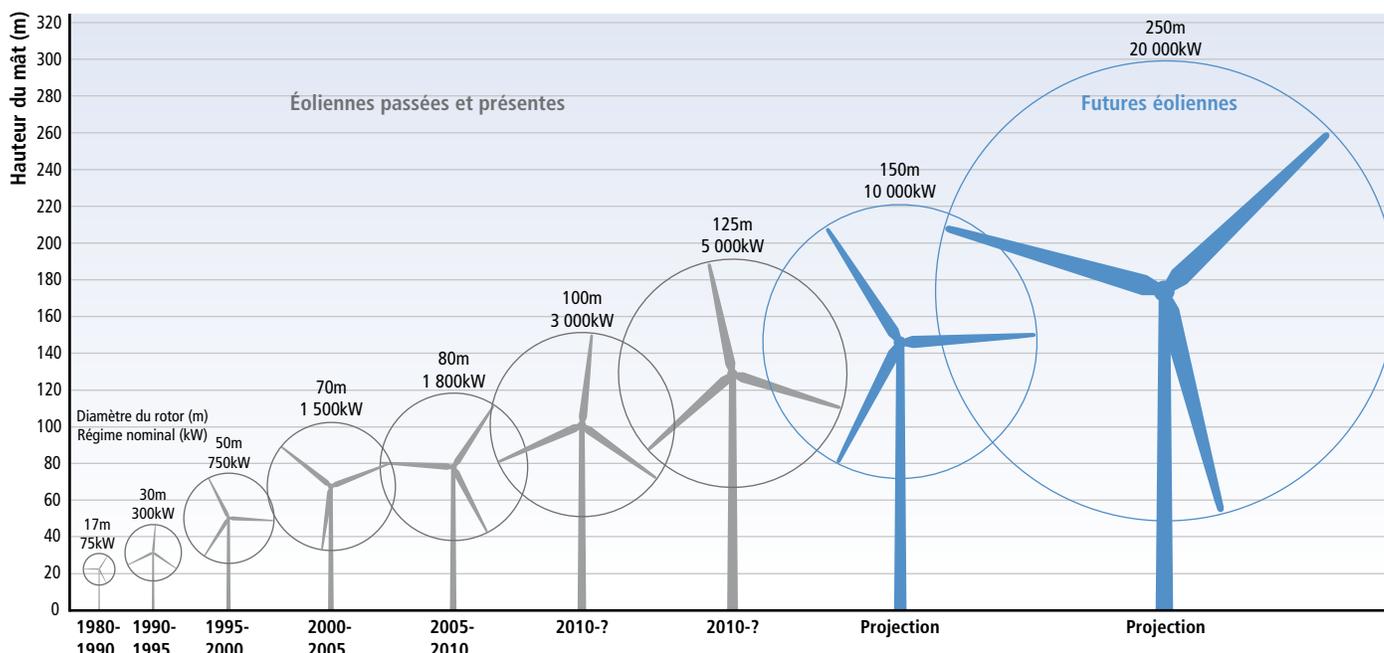


Figure TS.7.2 | Augmentation de la taille moyenne des éoliennes commerciales. [Figure 7.6]

Que les estimations existantes surestiment ou sous-estiment le potentiel technique de l'énergie éolienne et qu'il soit par ailleurs nécessaire d'améliorer les méthodes d'évaluation de la ressource éolienne, il n'en reste pas moins évident que le potentiel technique de la ressource même ne devrait pas constituer une entrave à la mise en valeur de l'énergie éolienne à l'échelle du globe. En revanche, les contraintes économiques liées au coût de l'énergie éolienne, les obstacles institutionnels et les coûts relatifs à l'accès au transport et à l'intégration opérationnelle ainsi que les questions liées à l'acceptation sociale et aux conséquences environnementales sont susceptibles d'entraver le développement, bien avant qu'on ne se heurte à une quelconque limite absolue du potentiel technique mondial. [7.2.1]

De plus, il existe un potentiel technique d'une ampleur suffisante dans la plupart des régions du monde pour permettre une mise en valeur satisfaisante de l'énergie éolienne. Toutefois, les ressources éoliennes ne sont pas également réparties à la surface du globe, ni uniformément situées près des centres de population, et l'énergie éolienne ne pourra donc pas contribuer équitablement à la satisfaction des besoins des divers pays. Les potentiels techniques de l'énergie éolienne terrestre dans les pays d'Amérique du Nord, d'Europe de l'Est et d'Eurasie faisant partie de l'OCDE s'avèrent particulièrement importants, alors qu'ils semblent plus limités dans certaines régions de l'Asie ne faisant pas partie de l'OCDE et dans certains pays d'Europe membres de l'OCDE. La figure TS.7.1 présente une carte des ressources éoliennes dans le monde, qui fait également état d'un potentiel technique limité dans certaines zones d'Amérique latine et d'Afrique, bien que d'autres parties de ces continents semblent bénéficier d'un potentiel technique important. Des évaluations régionales récentes et détaillées concluent généralement que les ressources éoliennes sont plus importantes que ce qu'on avait estimé dans de précédentes évaluations. [7.2.2]

Les changements climatiques mondiaux sont susceptibles de modifier la distribution géographique et/ou la variabilité intra-annuelle et interannuelle des ressources éoliennes, la qualité de ces ressources ou encore la fréquence des phénomènes météorologiques extrêmes, ce qui pourrait avoir des incidences sur la conception et l'exploitation des éoliennes. À ce jour, les recherches indiquent qu'il est peu probable que les valeurs annuelles moyennes sur plusieurs années de la vitesse du vent varient de plus de  $\pm 25\%$  sur la majeure partie de l'Europe et de l'Amérique du Nord au cours du XXI<sup>e</sup> siècle, tandis que les recherches portant sur l'Europe du Nord semblent indiquer que les valeurs annuelles moyennes sur plusieurs années de la puissance énergétique du vent ne dépasseront probablement pas de plus de  $\pm 50\%$  les valeurs actuellement observées. Pour les autres régions du monde, les études sont plus rares. Bien que la recherche dans ce domaine n'en soit encore qu'à ses débuts et que des études supplémentaires s'imposent, les recherches menées jusqu'à présent semblent indiquer que les changements climatiques mondiaux pourraient modifier la distribution géographique des ressources éoliennes, mais qu'il est peu probable que les conséquences soient d'une ampleur telle que le potentiel mondial de mise en valeur de l'énergie éolienne en soit grandement affecté. [7.2.3]

### 7.3 Technologie et applications

Consistant au départ en de petits appareils très simples, les éoliennes commerciales modernes raccordées au réseau sont devenues des machines imposantes et extrêmement sophistiquées. Cette évolution technologique a été favorisée par le progrès des connaissances scientifiques et techniques ainsi que par l'amélioration des outils de calcul, des normes de conception, des méthodes de fabrication et des modes d'exploitation et de maintenance. [7.3]

Pour produire de l'électricité éolienne, il faut convertir l'énergie cinétique de l'air en mouvement en énergie électrique; or toute la difficulté technique, pour le secteur de l'énergie éolienne, consiste à concevoir des éoliennes et des centrales électriques rentables pour effectuer cette conversion. Bien qu'on ait étudié différentes configurations de turbines, les éoliennes commerciales se présentent généralement sous la forme d'un dispositif à axe horizontal muni de trois pales situées du côté du mat exposé au vent. Afin de réduire le coût moyen actualisé de l'énergie éolienne, la taille moyenne des éoliennes a considérablement augmenté (figure TS.7.2), la plus grande partie des éoliennes terrestres installées dans le monde en 2009 ayant une capacité nominale comprise entre 1,5 et 2,5 MW. Depuis 2010, les éoliennes terrestres sont généralement installées sur des mâts de 50 à 100 mètres de haut, avec des rotors mesurant souvent entre 50 et 100 mètres de diamètre; des appareils commerciaux dont le diamètre du rotor et la hauteur du mât dépasse les 125 mètres sont en exploitation, et des machines encore plus grandes sont en phase de développement. La technologie éolienne terrestre est déjà produite commercialement et déployée à grande échelle. [7.3.1]

La technologie éolienne au large des côtes est moins maîtrisée que la technologie terrestre, et ses coûts d'investissement sont plus élevés. Les disponibilités en matière de centrales électriques sont généralement moindres et les coûts d'exploitation et de maintenance, plus élevés à cause du manque relatif de maturité de cette technologie et des difficultés logistiques intrinsèquement plus grandes que posent le maintien en service et l'entretien des éoliennes au large des côtes. Néanmoins, cette forme d'énergie éolienne suscite un intérêt considérable dans l'UE et, de plus en plus, dans d'autres régions. La motivation première pour le développement de l'énergie éolienne au large des côtes est la possibilité d'accéder à de nouvelles ressources éoliennes dans des zones où le développement de l'énergie éolienne terrestre est entravé par la limitation du potentiel technique et/ou par des conflits de planification ou d'implantation avec d'autres modes d'utilisation des sols. Parmi les autres motivations figurent la meilleure qualité des ressources éoliennes en mer; la possibilité d'utiliser des éoliennes encore plus grandes et de réaliser ainsi des économies d'échelle supplémentaires; la possibilité de construire de plus grandes centrales électriques qu'à terre et de faire également des économies d'échelle à ce niveau; et enfin la possibilité de réduire le besoin en infrastructures nouvelles de transport sur de longues distances pour accéder à l'énergie éolienne terrestre lorsqu'elle est produite dans des zones isolées. Jusqu'à présent, la technologie éolienne au large des côtes ne s'est guère distinguée des conceptions adoptées pour l'éolien terrestre, avec seulement quelques modifications et des fondations spéciales. Avec l'expérience, il sera possible d'installer des éoliennes dans des eaux plus profondes et à des endroits plus exposés où les vents sont plus forts. Une technologie éolienne conçue spécialement pour les applications au large des côtes se développera à mesure que ce marché s'élargira, et il est à prévoir que des turbines plus grandes, d'une capacité de l'ordre de 5 à 10 MW, domineront à terme ce segment du marché. [7.3.1.3]

Parallèlement à l'évolution de la conception des éoliennes, des méthodes améliorées de conception et d'expérimentation ont été codifiées en normes de la Commission électrotechnique internationale. Les organismes de certification s'appuient sur des organes accrédités de conception et d'expérimentation pour fournir des documents traçables prouvant la conformité aux normes, afin de certifier que les turbines, les éléments ou les centrales éoliennes dans leur ensemble se conforment aux directives communes en matière de sécurité, de fiabilité, de performance et d'expérimentation. [7.3.2]

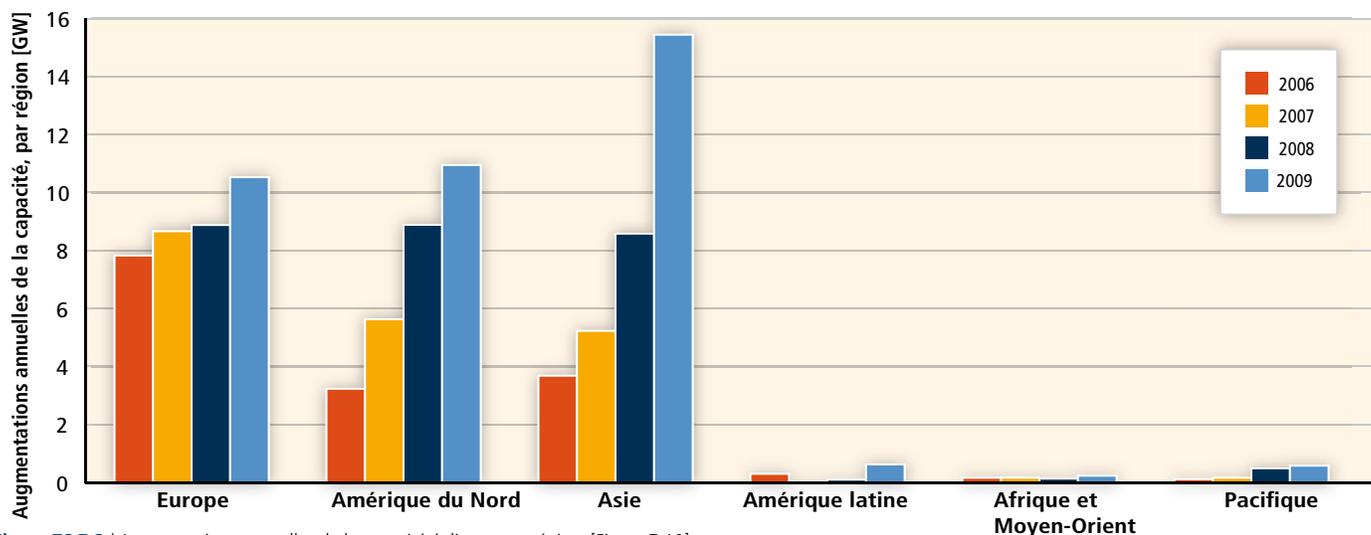


Figure TS.7.3 | Augmentations annuelles de la capacité éolienne par région. [Figure 7.10]

Note: Les régions présentées dans la figure sont définies par l'étude.

Sur le plan de la fiabilité du système électrique, un élément important des éoliennes est le système de conversion électrique. S'agissant des éoliennes modernes, les machines à vitesse variable dominent aujourd'hui le marché, permettant un approvisionnement en puissance active et réactive et offrant une certaine capacité de maintien de l'alimentation en cas d'anomalie, mais sans apporter cependant de réponse inertielle intrinsèque (c'est-à-dire que les turbines ne sont pas en mesure d'augmenter ni de diminuer leur puissance de sortie en fonction des fluctuations de puissance du réseau); les fabricants d'éoliennes ont pris conscience de ce problème et étudient un certain nombre de pistes pour y remédier. [7.3.3]

## 7.4 État du marché et développement du secteur à l'échelle mondiale et régionale

Le marché de l'énergie éolienne s'est considérablement développé, démontrant la viabilité commerciale et économique de la technologie et du secteur. L'expansion de l'énergie éolienne s'est toutefois concentrée dans un nombre restreint de régions, et la poursuite de son expansion, en particulier dans les régions où l'énergie éolienne est encore peu mise en valeur et dans les zones au large des côtes, nécessitera probablement de nouvelles mesures de politique générale. [7.4]

L'énergie éolienne s'est rapidement imposée comme un élément à part entière du secteur de l'électricité. D'une capacité cumulée de 14 GW fin 1999, la capacité installée au niveau mondial a été multipliée par douze en dix ans, pour atteindre près de 160 GW fin 2009. La majeure partie de cette capacité est installée à terre, les installations au large des côtes se trouvant essentiellement en Europe et totalisant 2,1 GW. Les pays disposant de la plus grande capacité installée à la fin de 2009 étaient les États-Unis d'Amérique (35 GW), la Chine (26 GW), l'Allemagne (26 GW), l'Espagne (19 GW) et l'Inde (11 GW). Le coût d'investissement total des nouvelles centrales éoliennes installées en 2009 s'élevait à 57 milliards de dollars É.-U.<sub>2005</sub>, tandis que le nombre d'emplois directs dans le secteur était estimé à environ 500 000 en 2009. [7.4.1, 7.4.2]

En Europe et aux États-Unis d'Amérique, l'énergie éolienne représente une nouvelle source majeure d'augmentation de la capacité de production d'électricité. En 2009, environ 39 % de toutes les extensions de capacité aux États-Unis d'Amérique et dans l'Union européenne relevaient de l'énergie éolienne; en

Chine, toujours en 2009, 16 % des extensions nettes de capacité provenaient de cette forme d'énergie. Au niveau mondial, de 2000 à 2009, approximativement 11 % de toutes les extensions nettes de la capacité de production d'électricité nouvellement installées provenaient de nouvelles centrales éoliennes; pour l'année 2009 uniquement, ce chiffre dépassait probablement les 20 %. En conséquence, plusieurs pays commencent à atteindre des niveaux relativement élevés de pénétration annuelle de la production d'électricité d'origine éolienne dans leurs réseaux électriques respectifs. Fin 2009, la capacité énergétique éolienne pouvait satisfaire quelque 20 % de la demande annuelle en électricité au Danemark, 14 % au Portugal, 14 % en l'Espagne, 11 % en l'Irlande et 8 % en Allemagne. [7.4.2]

Malgré cette évolution, l'énergie éolienne représente encore une part relativement faible de l'approvisionnement en électricité dans le monde. La capacité installée totale pour cette forme d'énergie à la fin de l'année 2009 permettrait de répondre à environ 1,8 % de la demande mondiale d'électricité pour une année moyenne. En outre, même si le secteur de l'énergie éolienne est parvenu avec le temps à atténuer sa dépendance à l'égard des marchés européens, comme en témoigne sa forte expansion récente aux États-Unis d'Amérique et en Chine, le marché reste concentré dans certaines régions: ainsi, l'Amérique latine, l'Afrique, le Moyen-Orient et les régions du Pacifique ont une capacité éolienne installée relativement faible, malgré leur potentiel technique important en la matière (figure TS.7.3). [7.4.1, 7.4.2]

La mise en valeur de l'énergie éolienne doit faire face à un certain nombre de difficultés, dont le coût relatif de cette forme d'énergie comparé aux prix du marché de l'énergie, du moins si les conséquences environnementales ne sont pas internalisées ni monétisées; les préoccupations relatives à l'incidence de la variabilité de l'énergie éolienne; les difficultés liées à la mise en place de nouveaux moyens de transport de l'énergie; la lourdeur et la lenteur des procédures de planification, d'implantation et d'obtention de permis; la nécessité de nouvelles avancées techniques et le coût plus élevé de la technologie éolienne au large des côtes; et le manque de connaissances institutionnelles et techniques dans les régions où l'énergie éolienne n'a pas encore été suffisamment mise en valeur. Par conséquent, la progression de ce secteur est tributaire d'un large éventail de politiques gouvernementales. [7.4.4]

## 7.5 Problèmes à court terme concernant l'intégration au réseau

À mesure que l'énergie éolienne se développe, les préoccupations quant à l'intégration de cette énergie dans les réseaux électriques se font plus vives. La nature et l'ampleur des problèmes d'intégration dépendront des caractéristiques du système électrique existant et du niveau de pénétration de l'énergie éolienne. De plus, comme on le verra au chapitre 8, les questions d'intégration ne concernent pas uniquement l'énergie éolienne. Néanmoins, d'après les analyses et l'expérience concrète acquise essentiellement par certains pays de l'OCDE, il semble bien que, lorsque le niveau de pénétration de l'électricité éolienne est bas ou moyen (niveau défini à 20 % ou moins de la demande moyenne totale annuelle en énergie électrique)<sup>12</sup>, l'intégration de l'énergie éolienne ne pose généralement pas de problèmes techniques insurmontables et est économiquement maîtrisable. Par ailleurs, même à un niveau bas ou moyen de pénétration de l'électricité éolienne, certaines difficultés techniques et/ou institutionnelles (parfois propres au réseau) doivent être surmontées. Les inquiétudes concernant l'intégration de l'énergie éolienne – et les coûts connexes – iront croissant à mesure que l'énergie éolienne sera mise en valeur, et l'augmentation du niveau de pénétration dépendra ou bénéficiera de la mise à disposition de nouvelles options technologiques et institutionnelles, afin que la flexibilité soit améliorée et que l'équilibre entre l'offre et la demande soit maintenu, comme on le verra dans le chapitre 8 (section 8.2). [7.5]

Certaines caractéristiques de l'énergie éolienne présentent des problèmes d'intégration, et cet aspect doit être pris en compte dans la planification et l'exploitation des réseaux électriques, afin d'assurer une exploitation fiable et économique de ces réseaux. Il importe en particulier de prendre en compte le caractère localisé de la ressource éolienne, avec d'éventuelles répercussions sur les nouvelles infrastructures de transport de l'énergie éolienne terrestre et au large des côtes; la variabilité de la production d'électricité éolienne sur des échelles de temps multiples; et la moins bonne prévisibilité de la production d'électricité éolienne comparée à celle correspondant à de nombreux autres types de centrales électriques. La variabilité et l'incertitude globales de la production d'électricité éolienne dépendent en partie du degré de corrélation entre la production de différentes centrales éoliennes géographiquement dispersées: généralement, les niveaux de production des centrales éoliennes qui sont plus éloignées les unes des autres sont moins bien corrélés entre eux, et la variabilité sur des périodes courtes (minutes) est moins bien corrélée que la variabilité sur des périodes plus longues (plusieurs heures). Les prévisions de la production d'électricité éolienne sont également plus précises sur des périodes plus courtes et quand plusieurs centrales sont prises en compte ensemble. [7.5.2]

On procède à une planification détaillée des réseaux pour ce qui est des nouvelles infrastructures de production et de transport, afin de veiller à ce que les réseaux électriques puissent être exploités de façon fiable et économique à l'avenir. À cet effet, les planificateurs ont besoin de modèles de simulation informatisés qui puissent déterminer avec précision les caractéristiques de l'énergie éolienne. En outre, avec l'augmentation de la capacité électrique éolienne, il est de plus en plus nécessaire que les centrales éoliennes jouent un rôle accru dans le maintien de l'exploitabilité et de la qualité énergétique du réseau électrique, et des normes techniques pour

le raccordement au réseau ont été mises en œuvre pour tenter d'éviter que les centrales éoliennes n'aient des effets néfastes sur le système électrique dans des conditions d'exploitation normales et lors de circonstances imprévues. Les évaluations de conformité concernant le transport, dans l'intervalle, doivent tenir compte de la dépendance des ressources éoliennes à l'égard des sites et prendre en considération tout compromis entre les coûts de l'expansion des réseaux de transport pour accéder à des ressources éoliennes de meilleure qualité et les coûts de l'accès à des ressources éoliennes de moins bonne qualité qui nécessitent moins d'investissements dans le transport. Même à un niveau bas ou moyen de pénétration de l'électricité éolienne, l'ajout de quantités importantes d'énergie éolienne terrestre ou au large des côtes dans des zones où les ressources éoliennes sont de meilleure qualité peut nécessiter des extensions ou des mises à niveau importantes du système de transport. Suivant le cadre juridique et réglementaire propre à la région, les obstacles institutionnels à l'extension du système de transport peuvent s'avérer importants. Enfin, les planificateurs doivent tenir compte de la variabilité de la production d'électricité éolienne lors de l'évaluation de la contribution de l'énergie éolienne à l'équilibre de l'offre et de la demande et donc à la fiabilité à long terme du réseau électrique. Bien que les méthodes et les objectifs varient d'une région à l'autre, la contribution de l'énergie éolienne à l'équilibre de l'offre et de la demande dépend généralement de la corrélation de la production d'électricité éolienne avec les périodes où le risque de pénurie d'approvisionnement est élevé, en général quand la demande d'électricité est forte. La contribution marginale de l'énergie éolienne à l'équilibre de l'offre et de la demande se réduit généralement à mesure que la pénétration de l'électricité éolienne progresse, mais le regroupement des centrales éoliennes sur des zones plus grandes peut limiter ce recul si la capacité de transport est suffisante. Le fait que la contribution moyenne de l'énergie éolienne à l'équilibre de l'offre et de la demande est relativement basse (par rapport aux unités fossiles) semble indiquer que les réseaux électriques disposant de grandes quantités d'énergie éolienne auront également tendance à avoir une capacité installée totale de production plus élevée pour répondre à la même demande d'électricité en période de pointe que les réseaux électriques n'en disposant pas. Une partie de cette capacité de production fonctionnera cependant de façon très intermittente, et la part des autres formes de production tendra donc (pour des raisons économiques) à passer de plus en plus à des ressources de type «charge de pointe» ou «intermédiaires», en se détournant des ressources de type «charge de base». [7.5.2]

Les caractéristiques uniques de l'énergie éolienne ont également des incidences importantes sur l'exploitation des réseaux électriques. Étant donné que l'énergie éolienne est produite avec un coût d'exploitation marginal très bas, elle est généralement utilisée pour répondre à la demande quand elle est disponible; d'autres générateurs sont alors mis en place pour répondre à la demande, diminuée de toute énergie éolienne disponible (c'est-à-dire la «demande nette»). À mesure que la pénétration de l'électricité éolienne progresse, la variabilité de l'énergie éolienne entraîne une augmentation globale de l'ampleur des fluctuations de la demande nette ainsi qu'une baisse de la demande nette minimale. En conséquence, les prix de gros de l'électricité ont tendance à baisser quand la production d'électricité éolienne est élevée et que la capacité d'interconnexion avec d'autres marchés énergétiques est réduite, et on recourra à d'autres unités de production pour intervenir de façon plus souple qu'en l'absence d'énergie éolienne. À des niveaux de pénétration de l'électricité éolienne bas ou moyens, l'augmentation de la variabilité à la minute devrait être plutôt modérée. Les difficultés opérationnelles les plus grandes sont liées à la nécessité de gérer les variations de la production d'électricité éolienne sur une à six heures. La prise en compte de prévisions relatives à l'énergie éolienne

<sup>12</sup> Ce niveau de pénétration a été déterminé pour établir une distinction indicative entre, d'une part, les besoins d'intégration pour ce qui est de l'énergie éolienne à relativement court terme et, d'autre part, les débats plus larges, ne concernant pas nécessairement l'énergie éolienne, sur l'évolution des réseaux électriques à plus long terme abordés au chapitre 8.

dans les opérations du réseau électrique peut contribuer à réduire le besoin de flexibilité de la part des autres générateurs. Toutefois, même avec des prévisions de grande qualité, les exploitants de réseau devront disposer d'un vaste éventail de stratégies pour maintenir activement l'équilibre de l'offre et de la demande, notamment en ayant recours à des technologies flexibles de production d'électricité, à la réduction de la production éolienne et à une meilleure coordination et interconnexion entre les réseaux électriques. La réponse à la demande des marchés de masse, les technologies de stockage de l'énergie, le déploiement à grande échelle des véhicules électriques et les contributions qu'ils peuvent apporter à la flexibilité du système grâce au chargement maîtrisé des batteries, la réorientation de l'énergie éolienne excédentaire vers la production de combustibles ou le chauffage local et la diversification géographique des implantations de centrales éoliennes apporteront de plus en plus d'avantages à mesure que la pénétration de l'électricité éolienne augmentera. Malgré les difficultés, les expériences actuelles d'exploitation dans différentes régions du monde prouvent que les réseaux électriques peuvent fonctionner de façon fiable avec une contribution accrue de l'énergie éolienne; dans quatre pays (Danemark, Portugal, Espagne et Irlande), l'énergie éolienne pouvait déjà satisfaire en 2010 de 10 à 20 % environ de la demande d'électricité annuelle. L'expérience est cependant limitée, notamment en cas de défaillance des réseaux à des niveaux élevés de pénétration instantanée, mais à mesure que l'énergie éolienne sera mise en valeur dans des régions et systèmes électriques divers, on en apprendra davantage sur l'intégration de cette forme d'énergie. [7.5.3]

Outre les expériences d'exploitation actuelles, un certain nombre d'études de grande qualité ont été réalisées sur le développement nécessaire des ressources en matière de transport et de production pour pouvoir intégrer l'énergie éolienne. Si ces études, qui concernent essentiellement les pays de l'OCDE, recourent à des méthodes très diverses et poursuivent des objectifs variés, leurs résultats démontrent que le coût de l'intégration d'un maximum de 20 % d'énergie éolienne est, dans la plupart des cas, modeste mais pas anodin. Notamment, lorsque le niveau de pénétration de l'électricité éolienne est bas ou moyen, les études disponibles (qui proviennent là encore essentiellement d'un petit nombre de pays de l'OCDE) indiquent que les coûts supplémentaires liés à la gestion de la variabilité et de l'incertitude des réseaux électriques de manière à garantir l'équilibre de l'offre et de la demande et à la mise en place de nouvelles infrastructures de transport permettant de mieux prendre en charge l'énergie éolienne varient selon le réseau, mais se situent généralement dans une fourchette de 0,7 à 3 cents  $\text{€}_{2005}/\text{kWh}$ . De plus, les difficultés techniques et les coûts d'intégration ont tendance à augmenter avec la pénétration de l'électricité éolienne. [7.5.4]

## 7.6 Conséquences environnementales et sociales

L'énergie éolienne dispose d'un potentiel important de réduction des émissions de GES (et les réduit d'ailleurs déjà). De plus, les efforts menés pour mesurer les conséquences relatives des différentes technologies de production d'électricité indiquent que l'énergie éolienne a généralement une empreinte environnementale comparativement faible [9.3.4, 10.6]. Cependant, comme d'autres activités industrielles, l'énergie éolienne peut avoir des effets néfastes sur l'environnement et sur les activités et le bien-être des êtres humains, et de nombreuses autorités locales et nationales ont mis en place des prescriptions en matière de planification et d'implantation pour réduire ces effets. À mesure que l'énergie éolienne se développe et que les centrales éoliennes deviennent plus grandes, les préoccupations existantes se font plus vives, et de nouvelles peuvent surgir. [7.6]

Bien que les principaux avantages environnementaux de l'énergie éolienne découlent de la réduction de la production d'électricité à partir de centrales alimentées par des combustibles fossiles, toute estimation de ces avantages se complique quelque peu en raison des caractéristiques d'exploitation du réseau électrique et des décisions d'investissement qui sont prises au sujet des nouvelles centrales. À court terme, le développement de l'énergie éolienne aura tendance à réduire l'activité des centrales à combustibles fossiles. À plus long terme, cependant, de nouvelles centrales de production pourraient s'avérer nécessaires, et la présence de l'énergie éolienne peut influencer sur le type de centrales à construire. Les conséquences de la fabrication, du transport, de l'installation, de l'exploitation et du démantèlement des éoliennes doivent aussi être prises en compte, mais un examen approfondi des études disponibles montre que l'énergie utilisée et les émissions de GES produites au cours de ces étapes sont faibles par rapport à l'énergie générée et aux émissions évitées pendant la durée de vie des centrales éoliennes. Selon les estimations, l'intensité des émissions de GES dues à l'énergie éolienne est comprise entre 8 et 20  $\text{g CO}_2/\text{kWh}$  dans la plupart des cas, tandis que le temps de retour énergétique se situe entre 3,4 et 8,5 mois. En outre, il s'avère que la gestion de la variabilité de la production d'électricité éolienne ne réduit pas notablement les avantages de l'énergie éolienne en matière d'émissions de GES. [7.6.1]

D'autres études se sont penchées sur les conséquences écologiques locales de la mise en valeur de l'énergie éolienne. La construction et l'exploitation de centrales éoliennes terrestres et au large des côtes ont des effets sur la faune en raison des collisions d'oiseaux et de chauves-souris et des modifications des habitats et écosystèmes, la nature et l'ampleur de ces conséquences dépendant du site et des espèces. En ce qui concerne l'énergie éolienne au large des côtes, il est nécessaire de prendre en considération les incidences sur les ressources benthiques, les pêches et la faune et la flore marines en général. Des recherches sont également en cours au sujet des conséquences éventuelles des centrales éoliennes pour le climat local. Les décès d'oiseaux et de chauves-souris en raison de collisions avec les éoliennes sont l'une des préoccupations environnementales dont on parle le plus. Bien que beaucoup de zones d'ombre subsistent quant à la nature de ces incidences et à leurs conséquences pour les populations concernées, le taux de mortalité aviaire se situerait annuellement entre 0,95 et 11,67 par MW. Les collisions mortelles avec des rapaces, bien qu'elles soient moins nombreuses en valeur absolue, soulèvent des préoccupations particulières dans certains cas, et l'augmentation de la production éolienne au large des côtes a également suscité des préoccupations concernant les oiseaux de mer. Les décès de chauves-souris n'ont pas fait l'objet de recherches aussi poussées, mais le taux de mortalité se situerait dans une fourchette annuelle de 0,2 à 53,3 par MW; les effets des centrales éoliennes sur les chauves-souris suscitent actuellement une préoccupation particulière. L'ampleur des collisions d'oiseaux et de chauves-souris et leurs répercussions sur les populations concernées peuvent être également étudiées en parallèle avec les autres décès causés par des activités humaines. Le nombre des décès d'oiseaux causés par les centrales éoliennes existantes semble inférieur de plusieurs ordres de grandeur à celui des décès d'oiseaux dus à d'autres causes anthropiques. Il semblerait en outre que les centrales éoliennes au large des côtes ne causent pas de diminutions notables des populations aviaires, et les autres options en matière d'approvisionnement en énergie ont également des incidences sur les oiseaux et les chauves-souris en raison des collisions, des modifications d'habitats et de leur contribution aux changements climatiques. Il est nécessaire d'améliorer les méthodes d'évaluation des effets sur les populations d'espèces spécifiques et de leur éventuelle atténuation, mais aussi de procéder

à des comparaisons rigoureuses entre les conséquences de l'énergie éolienne et celles des autres modes d'alimentation en électricité. [7.6.2]

Les centrales éoliennes peuvent également avoir un impact sur les habitats et les écosystèmes en obligeant la faune et la flore à éviter une zone ou à s'en éloigner, en détruisant des habitats et en gênant la reproduction. En outre, les effets des centrales éoliennes sur la faune et la flore marines suscitent une attention accrue depuis que le développement des éoliennes au large des côtes s'intensifie. Les conséquences de l'énergie éolienne au large des côtes sur la faune et la flore marines varient entre les phases d'installation, d'exploitation et de démantèlement; elles dépendent grandement des conditions propres au site et peuvent être négatives ou positives. Parmi les conséquences négatives potentielles figurent les vibrations et sons sous-marins, les champs électromagnétiques, les obstacles physiques et l'établissement d'espèces envahissantes. Les structures physiques peuvent en revanche créer de nouvelles aires de reproduction ou de nouveaux abris et servir de récifs artificiels ou de dispositifs de concentration de poissons. Des recherches supplémentaires s'imposent à propos de ces conséquences et de leurs répercussions à long terme et sur les niveaux de population, qui ne semblent cependant pas disproportionnées par rapport à celles de l'énergie éolienne terrestre. [7.6.2]

D'après les sondages, l'énergie éolienne est toujours bien acceptée du grand public. Toutefois, transformer ce soutien en une accélération de la mise en valeur de cette énergie nécessite souvent l'appui des collectivités locales d'accueil et/ou des autorités responsables. Ainsi, outre les préoccupations écologiques, certaines inquiétudes sont souvent formulées à propos des incidences des centrales éoliennes sur les communautés locales. Plus important encore, peut-être, la technologie éolienne moderne nécessite d'immenses structures, et les éoliennes sont inévitablement visibles dans le paysage. D'autres sujets de préoccupation concernent les usages terrestres et maritimes (notamment les éventuelles interférences avec les radars), les conséquences à proximité (bruit, papillotements, etc.) et les effets sur la valeur

a)

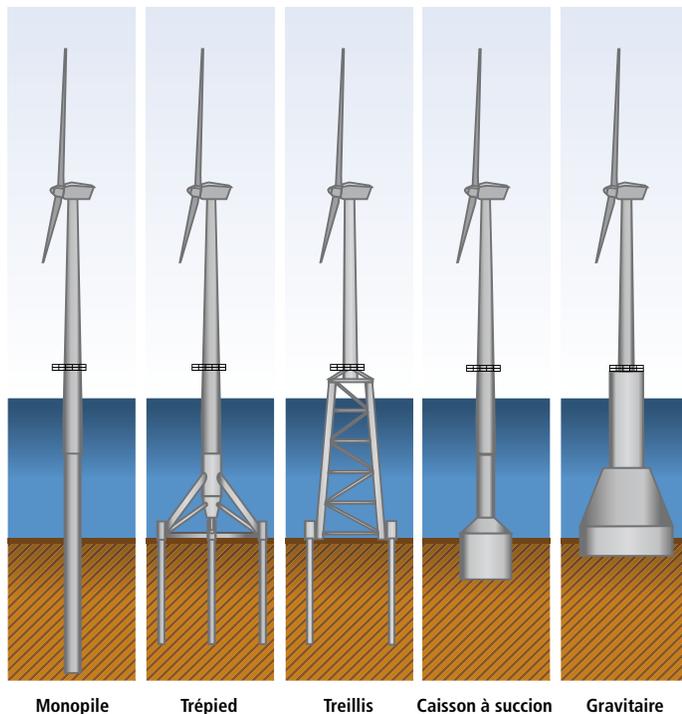


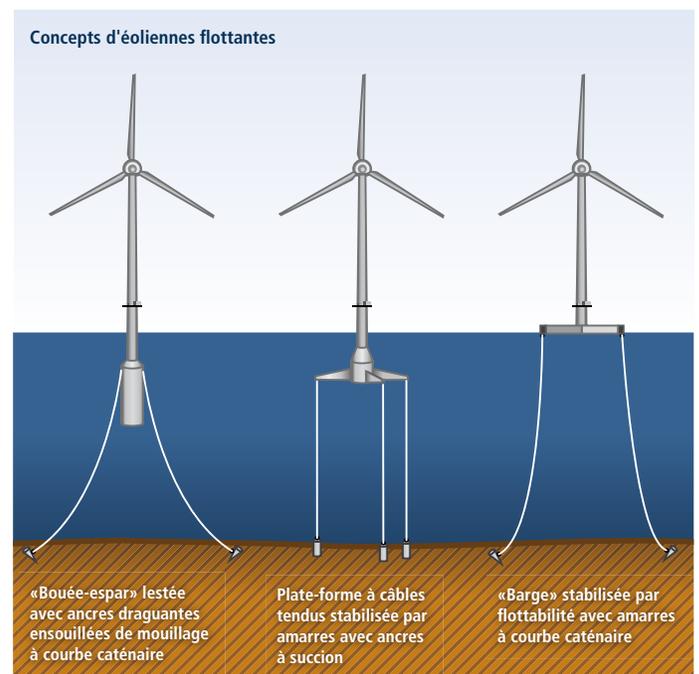
Figure TS.7.4 | Concepts de fondations pour éoliennes au large des côtes: a) concepts à court terme et b) concepts d'éoliennes flottantes au large des côtes. [Figure 7.19]

des propriétés. Quels que soient le type et l'ampleur des préoccupations d'ordre environnemental et social, il est indispensable de les prendre en compte pour que le processus de planification de la production et d'implantation des centrales soit un succès, et la participation des résidents locaux fait souvent partie intégrante de ce processus. Bien que certaines de ces inquiétudes puissent être apaisées sans difficulté, d'autres – comme les conséquences visuelles – sont plus difficiles à tempérer. Il est nécessaire de faire des efforts pour mieux comprendre la nature et l'ampleur des répercussions restantes ainsi que pour les réduire au minimum, à mesure que l'énergie éolienne se développe. Dans la pratique, les réglementations concernant la planification et l'implantation varient considérablement d'un endroit à un autre, et les procédures de planification et d'implantation font parfois obstacle au développement de l'énergie éolienne dans certains pays et contextes. [7.6.3]

## 7.7 Perspectives d'améliorations et d'innovations technologiques

Ces trente dernières années, les innovations en matière de conception des éoliennes ont permis d'importantes réductions des coûts. Les programmes publics et privés de recherche-développement ont joué un rôle majeur dans ces avancées techniques, conduisant à des perfectionnements techniques au niveau des systèmes et de leurs composantes ainsi qu'à des améliorations dans des domaines tels que l'évaluation des ressources, les normes techniques, l'intégration aux réseaux électriques ou les prévisions en matière d'énergie éolienne. De 1974 à 2006, les budgets gouvernementaux de recherche-développement en matière d'énergie éolienne dans les pays membres de l'AIE ont totalisé 3,8 milliards de dollars É.-U.<sub>2005</sub>, ce qui représente 1 % des dépenses totales de recherche-développement dans le domaine de l'énergie. En 2008, les financements des pays de l'OCDE dans la recherche sur l'énergie éolienne se sont élevés à 180 millions de dollars É.-U.<sub>2005</sub>. [7.7, 7.7.1]

b)

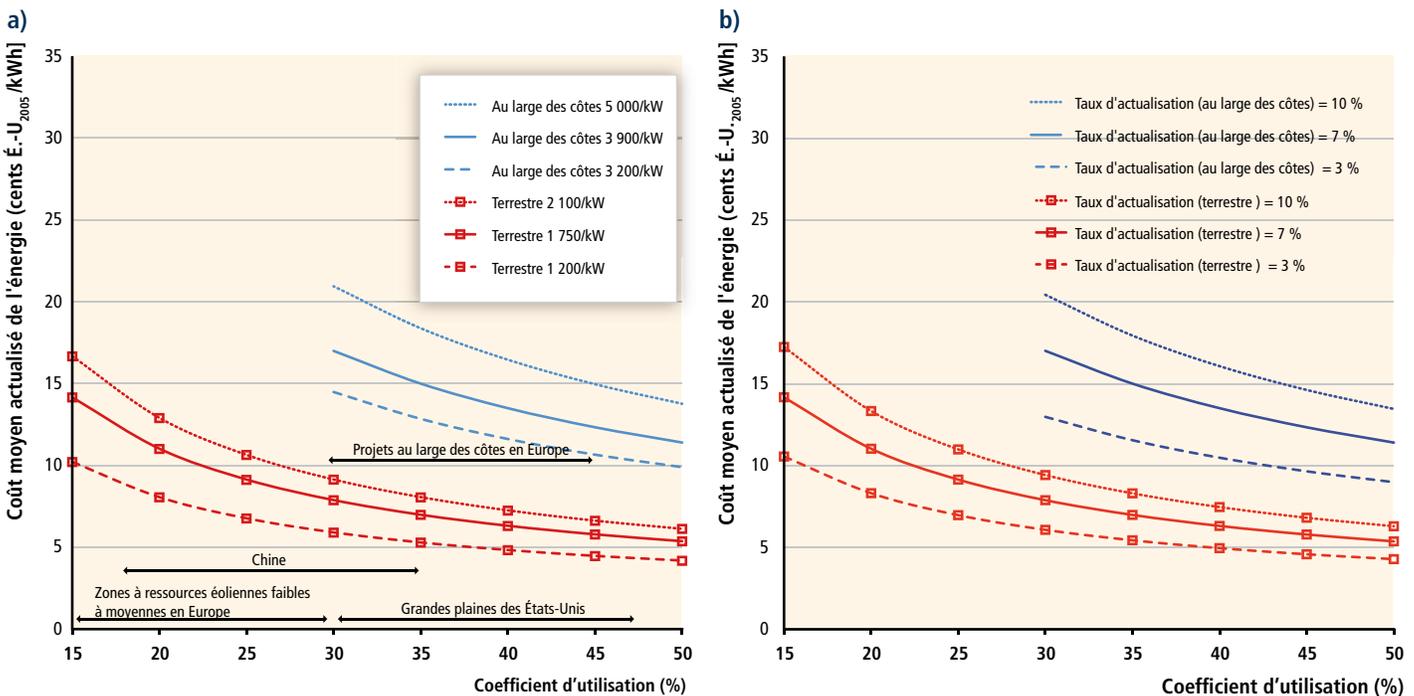


Bien que la technologie éolienne terrestre soit déjà produite commercialement et déployée à grande échelle, des progrès réguliers devraient se traduire par une amélioration des modes de conception des turbines, une utilisation plus efficace des matériaux, une fiabilité et un captage de l'énergie plus grandes, des coûts d'exploitation et de maintenance réduits et une durée de vie accrue des composantes. De plus, alors que l'énergie éolienne au large des côtes suscite une attention de plus en plus grande, de nouveaux défis technologiques se manifestent et des innovations techniques plus radicales sont possibles. Les centrales et turbines éoliennes sont des systèmes complexes qui nécessitent une approche intégrée de la conception, afin d'optimiser les coûts et les performances. Sur le plan de la centrale, il faut tenir compte du fait que l'éolienne choisie doit être adaptée à un régime particulier de ressource éolienne, mais aussi prendre en considération les procédures d'implantation, d'espacement et d'installation des éoliennes, les méthodes d'exploitation et de maintenance et l'intégration au réseau électrique. Des études ont défini plusieurs domaines dans lesquels les progrès techniques pourraient entraîner des changements en ce qui concerne le coût d'investissement, la production énergétique annuelle, la fiabilité, les coûts d'exploitation et de maintenance et l'intégration de l'énergie éolienne aux réseaux électriques. [7.3.1, 7.7.1, 7.7.2]

Au niveau des composantes, différentes pistes sont étudiées, et notamment: de nouveaux concepts de mâts qui limitent le recours aux grandes grues et réduisent au minimum la demande de matériaux; des rotors et pales améliorés, grâce à une meilleure conception, couplée à des matériaux de meilleure qualité et à des méthodes de fabrication perfectionnées; une réduction des pertes d'énergie et une plus grande disponibilité grâce à un contrôle plus rigoureux des turbines et à un meilleur suivi des conditions; des organes de transmission, des générateurs et de l'électronique de puissance plus avancés; et des améliorations en matière d'apprentissage de la fabrication. [7.7.3]

En outre, il existe plusieurs domaines d'amélioration potentielle qui sont plus spécifiques à l'énergie éolienne au large des côtes, notamment les procédures d'exploitation et de maintenance, les modes d'installation et d'assemblage, la conception des structures de soutien et la mise au point de turbines plus grandes, éventuellement avec de nouveaux concepts de turbine. Les innovations en matière de structures de fondation, en particulier, offrent la possibilité d'accéder à des eaux plus profondes, accroissant ainsi le potentiel technique de l'énergie éolienne. Si la plupart des éoliennes au large des côtes ont d'abord été installées dans des eaux relativement peu profondes – moins de 30 mètres de profondeur – sur une structure monopieu qui constitue essentiellement une extension du mât, les structures gravitaires sont cependant de plus en plus courantes. Ces approches, ainsi que d'autres concepts mieux adaptés aux eaux plus profondes, comme les plates-formes flottantes, sont illustrées à la figure TS.7.4. De plus, la taille des éoliennes au large des côtes n'est pas limitée de la même manière que celle des éoliennes terrestres, et le coût relativement plus élevé des fondations au large des côtes justifie l'installation d'éoliennes plus grandes. [7.7.3]

Les éoliennes sont conçues pour résister à un large éventail de conditions difficiles avec une surveillance minimale. Des efforts soutenus sont donc nécessaires pour acquérir une meilleure compréhension en profondeur de l'environnement dans lequel les éoliennes sont exploitées, afin d'ouvrir la voie à une nouvelle génération de turbines fiables, sûres et rentables et d'optimiser davantage l'implantation et la conception des centrales éoliennes. Les recherches menées dans les domaines de l'aéroélasticité, de l'aérodynamique instationnaire, de l'aéroacoustique, des systèmes de contrôle avancés et des sciences de l'atmosphère, par exemple, devraient aboutir à une amélioration des outils de conception et, par là-même, renforcer la fiabilité de la technologie et favoriser de nouvelles innovations en matière de conception. Ce genre de recherche fondamentale permettra d'améliorer la



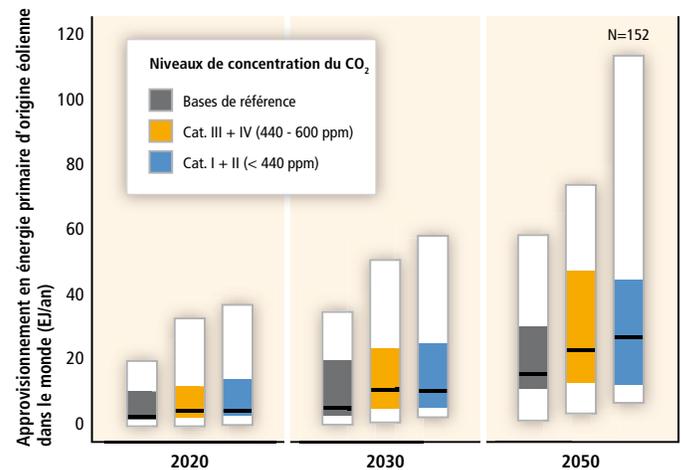
conception des éoliennes, les estimations des performances des centrales éoliennes, les évaluations de la ressource éolienne, les prévisions à court terme de l'énergie éolienne et les estimations des incidences d'une mise en valeur à grande échelle de cette forme d'énergie sur le climat local ainsi que des éventuelles répercussions des changements climatiques sur les ressources éoliennes. [7.7.4]

## 7.8 Évolution des coûts

Bien que le coût de l'énergie éolienne ait connu une baisse importante depuis les années 1980, des mesures de politique générale sont actuellement nécessaires pour assurer une mise en valeur rapide dans la plupart des régions du globe. Dans certaines régions bénéficiant de bonnes ressources éoliennes, le coût de l'énergie éolienne est cependant compétitif par rapport aux prix du marché actuels de l'énergie, même si l'on ne tient pas compte des conséquences environnementales connexes. De plus, des progrès techniques réguliers sont prévus, qui devraient accélérer la réduction de ce coût. [7.8]

Le coût moyen actualisé de l'énergie produite par des centrales éoliennes terrestres et au large des côtes dépend de cinq facteurs principaux: la production énergétique annuelle, les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance, les coûts de financement et la durée de vie économique escomptée de la centrale électrique.<sup>13</sup> A partir des années 1980 jusqu'à l'année 2004 environ, les coûts d'investissement des centrales éoliennes terrestres ont chuté, avant d'augmenter de 2004 à 2009, notamment pour les raisons suivantes: augmentation du coût de la main d'œuvre et des matières utilisées; augmentation des marges bénéficiaires des fabricants d'éoliennes et de leurs fournisseurs; force relative de l'euro; et augmentation de la taille des rotors de turbines et de la hauteur des mâts. En 2009, le coût d'investissement moyen des centrales éoliennes terrestres installées dans le monde entier était d'environ 1 750 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW, beaucoup de centrales ayant un coût d'investissement compris entre 1 400 et 2 100 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW; en Chine, les coûts d'investissement en 2008 et 2009 tournaient autour de 1 000 à 1 350 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW. L'expérience est bien moindre dans le cas des centrales éoliennes au large des côtes, dont le coût d'investissement dépend largement du site d'implantation. Néanmoins, ce coût est traditionnellement supérieur de 50 % à plus de 100 % à celui des centrales terrestres; les coûts d'exploitation et de maintenance sont aussi plus élevés dans le cas des centrales au large des côtes. Les coûts de ces centrales sont également influencés par certains des facteurs qui sont à l'origine de la hausse des coûts des centrales terrestres entre 2004 et 2009, ainsi que par plusieurs autres facteurs qui leur sont propres. Le coût d'investissement des centrales au large des côtes installées tout dernièrement ou dont l'installation a été annoncée serait de l'ordre de 3 200 à 5 000 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW. Bien que les centrales au large des côtes soient mises en place à des profondeurs d'eau de plus en plus grandes, la majorité des centrales en exploitation ont été installées dans des eaux relativement peu profondes. La performance des centrales éoliennes dépend largement du site et est principalement tributaire des caractéristiques du régime éolien local, tout en étant également subordonnée à l'optimisation de la conception, aux performances et à la disponibilité des éoliennes ainsi qu'à l'efficacité des modes d'exploitation et de maintenance. La performance varie donc selon le site, mais s'est aussi généralement améliorée avec le temps. Les centrales éoliennes au large des côtes bénéficient souvent de meilleures ressources éoliennes. [7.8.1–7.8.3]

<sup>13</sup> La compétitivité économique de l'énergie éolienne par rapport aux autres sources d'énergie, qui doit nécessairement prendre en compte d'autres facteurs tels que les subventions et les effets sur l'environnement, n'est pas traitée dans le présent chapitre.



**Figure TS.7.6** | Approvisionnement en énergie primaire d'origine éolienne dans le monde selon des scénarios à long terme (médiane, fourchette comprise entre le 25e et le 75e percentile et fourchette complète des résultats des scénarios; le codage couleur correspond aux diverses catégories de niveaux de concentration de CO<sub>2</sub> en 2100; le nombre précis de scénarios pris en compte pour la figure est indiqué dans le coin supérieur droit). [Figure 7.24]

Sur la base d'une méthodologie normalisée définie à l'annexe II et des données de coût et de performance résumées à l'annexe III, le coût moyen actualisé de l'énergie éolienne, pour un large éventail de paramètres d'entrée, est estimé à une valeur comprise entre 3,5 et 17 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh pour les centrales terrestres et entre 7,5 et 23 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh pour les centrales au large des côtes. [1.3.2, 10.5.1, annexe II, annexe III]

La figure TS.7.5 présente le coût moyen actualisé de l'énergie éolienne calculé selon un ensemble de paramètres légèrement différents et montre que ce coût varie considérablement en fonction des coûts d'investissement, de la production énergétique et des taux d'actualisation supposés. Pour l'énergie éolienne terrestre, les estimations concernent les centrales construites en 2009; pour l'énergie éolienne au large des côtes, les estimations concernent les centrales construites de 2008 à 2009 ainsi que les centrales dont l'achèvement était prévu au début des années 2010. Le coût moyen actualisé de l'énergie éolienne terrestre pour des régimes de ressources éoliennes bons à excellents est estimé en moyenne à 5 à 10 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh environ et peut atteindre plus de 15 cents É.-U.<sub>2005</sub>/kWh dans les zones où les ressources sont moindres. Bien que les estimations de coût pour l'énergie éolienne au large des côtes soient plus incertaines, on estime que le coût moyen actualisé type se situe dans une fourchette de 10 à plus de 20 cents É. U.<sub>2005</sub>/kWh pour les centrales récemment construites ou planifiées qui se situent dans des eaux relativement peu profondes. Là où les ressources éoliennes terrestres exploitables sont limitées, les centrales au large des côtes peuvent parfois concurrencer les centrales terrestres. [7.8.3, annexe II, annexe III]

Plusieurs études ont établi des projections d'évolution des coûts pour l'énergie éolienne terrestre et au large des côtes, en se fondant sur différentes combinaisons d'estimations de courbes d'apprentissage, de prototypes et/ou de jugements d'experts. Dans ces études, l'année de départ des prévisions, les approches méthodologiques et le niveau hypothétique de mise en valeur de l'énergie éolienne varient. Néanmoins, un examen de cette documentation appuie l'idée selon laquelle, avec plus de recherche-développement, d'essais et d'expérience, le coût moyen actualisé de l'énergie éolienne terrestre pourrait diminuer de 10 à 30 % d'ici 2020. On s'attend à ce que l'énergie éolienne au large des côtes connaisse une baisse encore plus importante, de l'ordre de 10 à 40 % d'ici 2020, bien que certaines études présentent des scénarios dans lesquels des facteurs de marché entraînent des augmentations de coût à court ou moyen terme. [7.8.4]

## 7.9 Potentiel de mise en valeur

Compte tenu de la maturité commerciale et du coût de la technologie éolienne terrestre, le recours croissant à l'énergie éolienne permet d'envisager des réductions importantes à court terme des émissions de GES: ce potentiel n'est pas tributaire de progrès techniques quelconques, et il n'existe aucun obstacle technique insurmontable qui empêche la pénétration de l'énergie éolienne de progresser dans les réseaux de distribution d'électricité. Par conséquent, de nombreuses études estiment qu'à court ou moyen terme, l'augmentation rapide qu'a connue la capacité éolienne entre 2000 et 2009 se poursuivra. [7.9, 7.9.1]

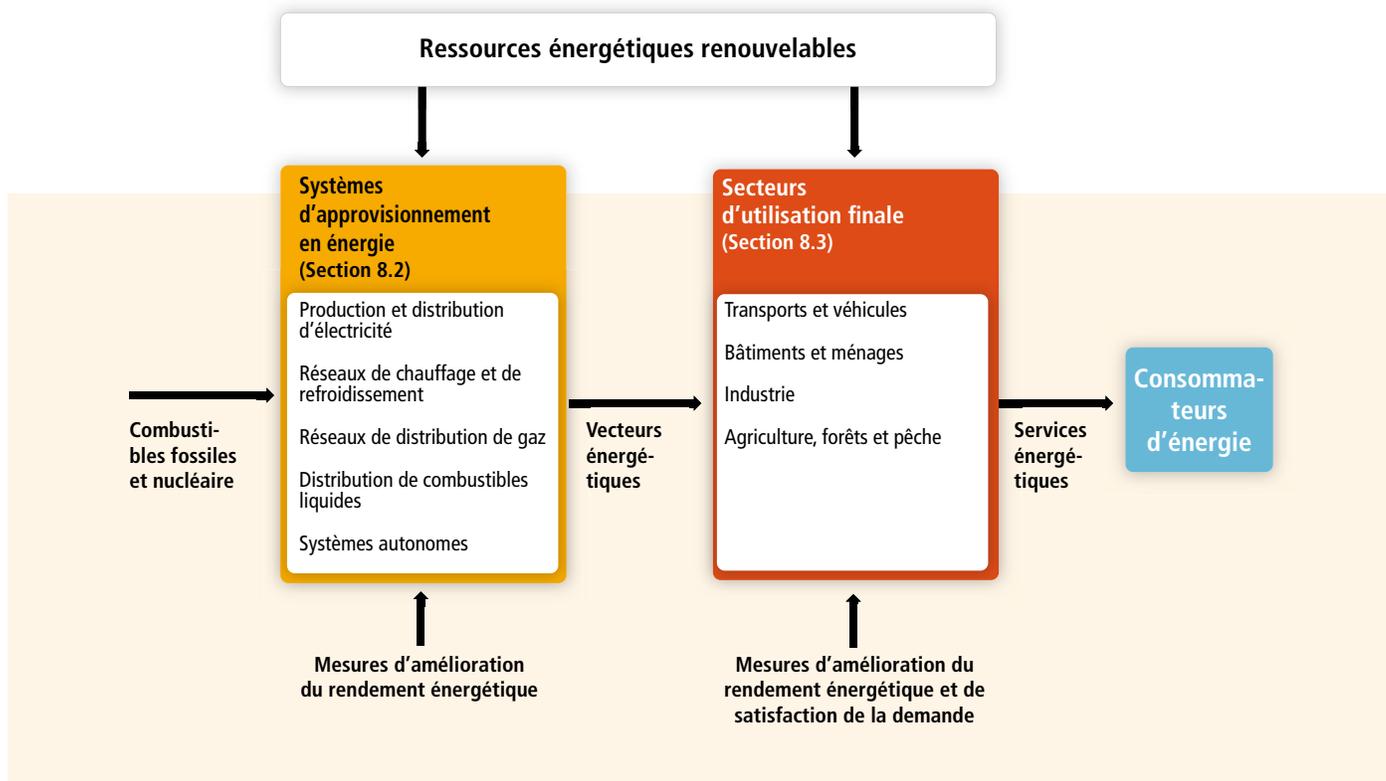
En outre, plusieurs études ont évalué le potentiel à plus long terme de l'énergie éolienne, souvent dans le cadre de scénarios de stabilisation de la concentration de GES [10.2, 10.3]. Après un examen de ces études (qui comprennent 164 scénarios à long terme différents), et comme le résume la figure TS.7.6, on estime que l'énergie éolienne pourrait jouer un rôle majeur à long terme dans la réduction des émissions mondiales de GES. D'ici à 2050, la valeur médiane de la contribution de l'énergie éolienne, selon les scénarios correspondant à une fourchette de stabilisation de la concentration de GES comprise entre 440 et 600 ppm de CO<sub>2</sub> et inférieure à 440 ppm de CO<sub>2</sub>, varie de 23 à 27 EJ/an (6 500 à 7 600 TWh/an), cette contribution passant à une valeur de 45 à 47 EJ/an pour le 75<sup>e</sup> percentile des scénarios (12 400 à 12 900 TWh/an) et atteignant plus de 100 EJ/an dans l'étude la plus favorable (31 500 TWh/an). Pour que cette contribution se concrétise, il faudrait que l'énergie éolienne assure environ 13 à 14 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2050 selon le résultat du scénario médian, part qui passerait à 21 à 25 % pour le 75<sup>e</sup> percentile des scénarios passés en revue. [7.9.2]

Pour atteindre la partie supérieure de cette fourchette d'utilisation de l'énergie éolienne à l'échelle du globe, il faudrait non seulement des politiques de soutien économique d'une envergure et d'une prévisibilité appropriées, mais aussi une intensification de l'utilisation de l'énergie éolienne au niveau régional, un recours accru à l'énergie éolienne au large des côtes dans certaines régions, des solutions techniques et institutionnelles aux problèmes de transport de l'énergie et d'intégration opérationnelle ainsi que des efforts de prévention pour gérer et atténuer les préoccupations sociales et environnementales. L'augmentation des dépenses de recherche-développement devrait entraîner des réductions graduelles des coûts pour l'énergie éolienne terrestre, mais pourrait surtout avoir des effets sur la technologie de l'énergie éolienne au large des côtes. Enfin, pour les marchés disposant d'un bon potentiel de ressources éoliennes mais où l'énergie éolienne est mise en valeur depuis peu, des transferts de connaissances et de technologies pourraient faciliter l'installation à court terme de centrales éoliennes. [7.9.2]

## 8. Intégration des énergies renouvelables dans les systèmes énergétiques actuels et à venir

### 8.1 Introduction

Dans de nombreux pays, les systèmes de production d'énergie ont évolué au cours des décennies, ce qui a permis, grâce à la répartition efficace – notamment en matière de coût – des vecteurs énergétiques que sont l'électricité, le gaz et la chaleur ainsi qu'à ceux utilisés pour les transports, de fournir des services énergétiques appropriés



**Figure TS.8.1** | Modes d'intégration des ER en vue de la fourniture de services énergétiques soit aux systèmes d'approvisionnement en énergie, soit sur site à l'intention des secteurs d'utilisation finale. [Figure 8.1]

aux utilisateurs finals. Pour passer à un avenir énergétique caractérisé par de faibles émissions de carbone et faisant largement appel aux ÉR, il faudra peut-être réaliser des investissements considérables dans de nouvelles technologies et infrastructures axées sur ces formes d'énergie, et en particulier dans des réseaux de distribution d'électricité plus souples, des systèmes de chauffage et de refroidissement urbains de plus grande envergure, des systèmes de distribution pour les gaz et les combustibles liquides issus d'ÉR, des systèmes de stockage d'énergie, des modes de transport inédits et des réseaux électriques et systèmes de contrôle distribués novateurs dans les bâtiments. Une meilleure intégration des ÉR peut permettre de fournir toute la gamme des services énergétiques aux communautés, grandes ou petites, des pays développés ou en développement. Indépendamment du système d'approvisionnement en énergie existant, que ce soit dans des communautés richement ou chichement dotées en énergie, tout semble indiquer qu'à long terme et grâce à des mesures appropriées en matière de planification et d'intégration des systèmes, il y a peu de limites techniques (si tant est qu'il y en ait) à l'augmentation de la part des ÉR aux niveaux national, régional et local ou dans les bâtiments, même s'il est possible qu'il faille surmonter d'autres obstacles. [8.1, 8.2]

Les systèmes d'approvisionnement en énergie évoluent constamment dans le but d'accroître le rendement des techniques de conversion, de réduire les pertes et d'abaisser les coûts de la prestation de services énergétiques aux utilisateurs finals. Pour fournir davantage de chauffage, de refroidissement, de carburants et d'électricité à partir d'ÉR, il faudra peut-être modifier progressivement les politiques, les marchés et les systèmes de production d'énergie existants, afin de leur permettre de s'accommoder de taux supérieurs de mise en valeur et d'assurer ainsi un meilleur approvisionnement en ÉR. [8.1]

Tous les pays ont accès à des ressources énergétiques renouvelables, qui sont d'ailleurs abondantes en de nombreux endroits du globe. Nombre de ces ressources ont des caractéristiques qui les distinguent des combustibles fossiles et des systèmes nucléaires: ainsi, certaines, comme l'énergie solaire ou l'énergie marine, ont une vaste répartition géographique, tandis que d'autres, comme l'énergie hydroélectrique à grande échelle, sont limitées par leur situation géographique, ce qui fait que leurs possibilités d'intégration sont plus centralisées. Certaines de ces ressources sont variables, et leur prévisibilité est limitée. D'autres ont une densité énergétique plus faible et des spécifications techniques différentes de celles des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux. Ces caractéristiques risquent de compliquer l'intégration des ressources énergétiques renouvelables et impliquent des coûts systémiques supplémentaires, surtout lorsque la proportion des ÉR s'accroît. [8.1, 8.2]

Le chapitre 8 s'articule autour de l'idée selon laquelle les ressources énergétiques renouvelables peuvent être utilisées via leur intégration dans des réseaux d'approvisionnement énergétique qui fournissent de l'énergie aux consommateurs par le biais de vecteurs d'énergie incorporant une proportion variable d'ÉR ou via leur intégration directe dans les secteurs d'utilisation finale que sont les transports, les bâtiments, l'industrie et l'agriculture (figure TS.8.1). [8.2, 8.3]

Les conditions générales et particulières qui permettent de mieux intégrer les ÉR dans les systèmes d'approvisionnement en énergie sont assez bien comprises. Cependant, étant donné que les facteurs d'intégration dépendent généralement du site, il existe peu d'analyses portant sur les coûts supplémentaires habituellement induits par les possibilités d'intégration de ces énergies, et il faudra donc mener des travaux de recherche pour pouvoir modéliser des scénarios. Par exemple, on ne voit pas encore clairement de quelle façon une éventuelle évolution vers des systèmes d'approvisionnement en

énergie plus décentralisés pourrait influencer sur les coûts futurs de développement de nouveaux systèmes d'alimentation thermique et électrique centralisés ou sur la possibilité de ne pas devoir construire de nouvelles infrastructures. [8.2]

Les systèmes énergétiques centralisés, qui fonctionnent principalement au moyen de combustibles fossiles, ont évolué pour fournir aux utilisateurs finals des services énergétiques d'un rapport coût-efficacité raisonnable grâce à une série de vecteurs d'énergie comprenant, entre autres, les combustibles solides, liquides ou gazeux, l'électricité et la chaleur. Pour mettre davantage en valeur les technologies ÉR, il faut intégrer celles-ci dans les systèmes déjà en place en surmontant les obstacles techniques, économiques, environnementaux et sociaux qui leur sont associés. L'avènement de systèmes énergétiques décentralisés pourrait ouvrir de nouvelles possibilités d'application. [8.1, 8.2]

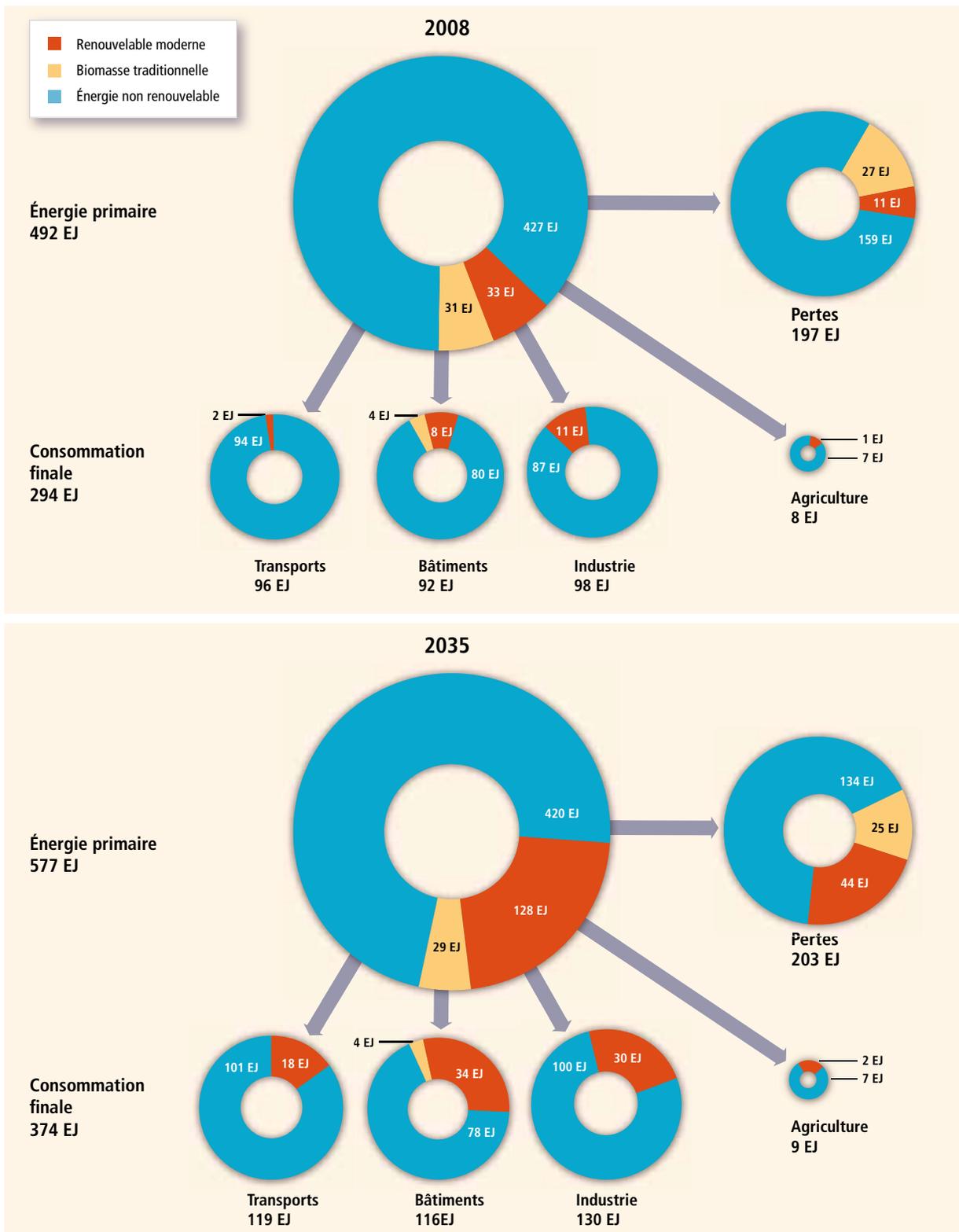
Dans certaines régions, les réseaux électriques alimentés par des ÉR pourraient devenir le principal mode d'approvisionnement énergétique, surtout si l'on a recours à l'électricité pour satisfaire la demande en matière de chauffage et de transports. Cette évolution pourrait être stimulée par le développement parallèle des véhicules électriques, l'emploi accru de l'électricité (y compris les pompes à chaleur) pour le chauffage et le refroidissement, des services souples de prise en compte de la demande (y compris l'usage de compteurs intelligents) et d'autres techniques innovantes. [8.1, 8.2.1.2, 8.2.2, 8.3.1–8.3.3]

Les divers systèmes énergétiques diffèrent très nettement d'un pays et d'une région du monde à l'autre, et chacun d'eux est complexe. Il faut donc adopter une série d'approches différentes pour encourager l'intégration des ÉR, qu'elle soit centralisée ou non. Avant de modifier en profondeur un système d'approvisionnement énergétique en intégrant davantage ces énergies, il convient d'évaluer soigneusement la disponibilité des ressources énergétiques renouvelables; la pertinence des technologies dont on dispose; les contraintes institutionnelles, économiques et sociales; les risques potentiels; et la nécessité de renforcer les capacités connexes et d'assurer une formation professionnelle en conséquence. [8.1, 8.2]

D'après la majorité des scénarios de stabilisation de la concentration de GES dans l'atmosphère aux alentours de 450 ppm  $\text{eqCO}_2$ , les ÉR représenteront plus de 50 % de l'énergie primaire à faible intensité de carbone en 2050. Cette transition peut être illustrée par de nombreux scénarios, l'exemple d'accroissement des parts de marché donné à la figure TS.8.2 étant tiré du "Scénario 450" des Perspectives énergétiques mondiales de l'AEI de 2010. Pour augmenter à ce point les proportions d'énergie primaire et de consommation issue des ÉR d'ici 2035, la croissance excédentaire annuelle moyenne de l'énergie primaire renouvelable devrait plus que tripler par rapport au niveau actuel pour s'établir à environ 4,0 EJ/an. [8.1, 10.2, 10.2.2.4]

Pour mieux mettre en valeur les ÉR dans les secteurs des transports, des bâtiments, de l'industrie et de l'agriculture, il s'agit de mieux en comprendre les éléments stratégiques ainsi que les aspects sociaux. Les voies à suivre pour augmenter la part de chacune des technologies ÉR par le biais de l'intégration dépendent du secteur considéré, de la technologie et de la région. L'objectif ultime devrait être de faciliter une intégration plus harmonieuse dans les systèmes d'approvisionnement énergétique et d'offrir de multiples avantages aux utilisateurs finals. [8.2, 8.3]

Plusieurs technologies ÉR arrivées à maturité ont déjà été intégrées avec succès dans toute une série de systèmes d'approvisionnement énergétique, pour la plupart dans des proportions assez modestes, bien que cette proportion puisse dépasser les 30 %



**Figure TS.8.2** | Part des ÉR (en rouge) pour ce qui concerne l'énergie primaire et l'énergie au stade de la consommation finale dans les transports, les bâtiments (y compris la biomasse traditionnelle), l'industrie et l'agriculture en 2008, avec indication de l'augmentation prévue des proportions d'ÉR nécessaires en 2035 pour correspondre à un niveau de stabilisation de 450 ppm  $\text{eqCO}_2$ . [Figure 8.2]

Notes: La taille des cercles est à peu près à l'échelle. Les pertes des systèmes énergétiques se produisent au cours de la conversion, du raffinage et de la distribution des sources d'énergie primaire aux fins de la production de services énergétiques destinés à la consommation finale. Les énergies «non renouvelables» (en bleu) comprennent le charbon, le pétrole, le gaz naturel (avec ou sans captage et stockage du carbone en 2035) et l'énergie nucléaire. Cet exemple de scénario se fonde sur des chiffres tirés des Perspectives énergétiques mondiales de l'AIE pour 2010, convertis en équivalent direct [annexe II.4]. Des améliorations du rendement énergétique par rapport à la base de référence figurent dans la projection établie pour 2035. Parmi les ÉR utilisées dans le secteur des bâtiments figurent les combustibles solides issus de la biomasse traditionnelle (en jaune), utilisés pour la cuisson des aliments et le chauffage par 2,7 milliards de personnes dans les pays en développement [2.2], ainsi que le charbon. En 2035, une partie de la biomasse traditionnelle a été remplacée par des systèmes de conversion de la bioénergie moderne. À part la biomasse traditionnelle, le rendement global des systèmes d'ÉR (lors de la conversion de l'énergie primaire en énergie utilisable par les consommateurs) reste aux alentours de 66 %.

dans certains cas (parmi lesquels l'énergie hydroélectrique à petite et à grande échelle, l'énergie éolienne, la chaleur et l'électricité géothermiques, les biocombustibles de première génération et les systèmes de production d'eau chaude par chauffage solaire). La raison principale en est leur meilleur rapport coûts-compétitivité, l'intensification des mesures de soutien et l'adhésion croissante de la population en raison des menaces que font peser l'insécurité de l'approvisionnement énergétique et les changements climatiques. Parmi les exemples exceptionnels figurent l'énergie hydroélectrique à grande échelle en Norvège et l'énergie hydroélectrique et géothermique en Islande, qui approchent les 100 % de l'électricité produite à partir d'ÉR, ce qu'ont aussi réussi à faire plusieurs petites îles et petites villes. [8.2.1.3, 8.2.5.5, 11.2, 11.5]

D'autres technologies moins maîtrisées nécessitent des investissements constants dans la recherche, le développement et la démonstration, les infrastructures et le renforcement des capacités ainsi que d'autres mesures de soutien à plus long terme. Il s'agit notamment des technologies concernant les biocombustibles avancés, les piles à combustible, les combustibles solaires, les systèmes distribués de contrôle de la production d'électricité en réseau, les véhicules électriques, la réfrigération solaire par absorption et les systèmes géothermiques améliorés. [11.5, 11.6]

L'état actuel de l'utilisation des ÉR varie en fonction de chaque secteur d'utilisation finale. Il y a aussi de très fortes disparités régionales en ce qui concerne les futures voies à suivre pour intensifier encore l'intégration en levant les obstacles existants. Dans le secteur des bâtiments, par exemple, l'intégration des technologies ÉR est très différente selon qu'il s'agit de tours à usage commercial et d'habitations situées dans des mégapoles ou de modestes habitations villageoises situées dans des pays en développement n'ayant actuellement qu'un accès limité aux services énergétiques. [8.3.2]

La plupart des systèmes d'approvisionnement en énergie se prêtent à une plus grande proportion d'ÉR que ce n'est le cas aujourd'hui, surtout si la part de ces ÉR est relativement faible (ce qui s'entend habituellement d'une proportion inférieure à 20 % de l'électricité, de la chaleur, de mélanges de gaz de réseau de transport ou de mélanges de biocarburants). Afin de tenir compte d'une plus forte proportion d'ÉR à l'avenir, la plupart de ces systèmes vont devoir évoluer ou être adaptés. Dans tous les cas, la proportion maximale d'ÉR, dans la pratique, dépendra des technologies utilisées, des ressources énergétiques renouvelables disponibles ainsi que du type et de l'âge du système énergétique actuel. Des initiatives locales, nationales et régionales peuvent favoriser une intégration plus poussée et de meilleurs taux de mise en valeur. Le chapitre 8 a globalement pour objectif de présenter, aux gouvernements qui souhaitent mettre au point un cadre cohérent en prévision de la future progression de la pénétration des ÉR, l'état actuel des connaissances sur les possibilités et les difficultés d'intégration de ces formes d'énergie. Les systèmes d'alimentation électrique, les réseaux de distribution de gaz naturel, les systèmes de chauffage et de refroidissement, les réseaux de distribution de carburants dérivés du pétrole et les véhicules existants peuvent tous être adaptés pour s'accommoder d'approvisionnements accrus en ÉR. Les technologies ÉR vont des technologies bien maîtrisées à celles qui n'en sont encore qu'au stade précoce de la démonstration du concept. De nouvelles technologies pourraient permettre d'utiliser davantage les ÉR, dont l'intégration dépendra de l'amélioration de leur rapport coût-efficacité, de leur meilleure acceptation par la société, de leur fiabilité et d'un plus grand soutien politique de la part des gouvernements nationaux et des administrations locales afin de gagner davantage de parts de marché. [8.1.2, 11.5]

Pour pouvoir intégrer les ÉR de façon efficace et souple, il va peut-être falloir appréhender le système énergétique dans sa globalité. Cela suppose notamment un soutien

mutuel des différents secteurs énergétiques, une stratégie intelligente en matière de prévision et de contrôle et une planification cohérente à long terme. Tout cela permettrait d'assurer une interconnexion plus étroite des approvisionnements pour ce qui concerne l'électricité, le chauffage et le refroidissement et la mobilité. L'association optimale de technologies et de mécanismes sociaux propres à assurer l'intégration d'une part élevée d'ÉR varie en fonction des limites imposées par les particularités des sites, les caractéristiques des ressources énergétiques renouvelables disponibles et la demande énergétique au niveau local. La façon la plus opportune d'adapter et de développer les systèmes actuels d'offre et de demande énergétiques pour qu'ils puissent prendre en charge des proportions d'ÉR plus élevées tout comme les coûts supplémentaires induits par l'intégration de ces formes d'énergie sont en fait tributaires des circonstances et nécessitent d'autres études. C'est surtout vrai pour le secteur de l'électricité, du fait du grand nombre de systèmes et d'échelles de production d'énergie électrique existants, qui varient d'un pays et d'une région à l'autre. [8.2.1, 8.2.2, 8.3]

## 8.2 Intégration des énergies renouvelables dans les systèmes d'alimentation électrique

Les systèmes d'alimentation électrique évoluent depuis la fin du XIX<sup>e</sup> siècle. Aujourd'hui, ces systèmes, dont la taille et le degré de perfectionnement technique sont très variables, vont de l'Eastern Interconnection synchronisée en Amérique du Nord à de petits systèmes autonomes individuels alimentés au gazole, certains systèmes connaissant, comme c'est le cas en Chine, une extension et une transformation rapides. Malgré ces différences, ces systèmes sont toutefois exploités et planifiés dans un même but : fournir un approvisionnement en électricité fiable et d'un bon rapport coût-efficacité. Si l'on se projette dans l'avenir, ils devraient continuer à se développer, car ils fournissent une énergie moderne, assurent le transport de l'énergie sur de longues distances et offrent des possibilités d'approvisionnement énergétique à faible intensité de carbone. [8.2.1]

Les systèmes d'alimentation électrique présentent plusieurs caractéristiques importantes qui influent sur les enjeux liés à l'intégration des ÉR. La majorité d'entre eux fonctionne en courant alternatif (c.a.), la plus grosse part de la production étant synchronisée et exploitée à une fréquence d'environ 50 ou 60 Hz, selon la région. La demande d'électricité varie au cours de la journée, de la semaine et de la saison, en fonction des besoins des utilisateurs. À la variation globale de la demande correspond une variation des horaires et des instructions de répartition de la production, afin de maintenir un équilibre constant entre l'offre et la demande. Les générateurs et autres dispositifs des systèmes d'alimentation servent à assurer la régulation de la puissance active, afin de stabiliser la fréquence du système, et de la puissance réactive, afin de maintenir la tension dans des limites bien précises. Les variations d'une minute à l'autre de l'offre et de la demande sont gérées, grâce à la régulation automatique de la production, par des services dits de régulation et de suivi de charge, tandis que les variations sur des échelles de temps plus longues – allant de plusieurs heures à plusieurs jours – le sont en répartissant et en planifiant la production (notamment en démarrant ou en arrêtant cette production, selon une technique connue sous le nom d'«engagement d'unités»). Cette recherche constante d'un équilibre est nécessaire, quel que soit le mécanisme utilisé pour ce faire. Certaines régions optent pour des marchés de l'électricité organisés, permettant de déterminer quelles centrales doivent être engagées et/ou comment elles doivent être réparties. Même les systèmes autonomes doivent employer des méthodes qui leur permettent de maintenir un équilibre entre production et demande (par le biais de générateurs contrôlables, de charges contrôlables ou de moyens de stockage comme des piles ou des batteries). [8.2.1.1]

Tableau TS.8.1 | Synthèse des caractéristiques d'intégration d'un certain nombre de technologies ER [Tableau 8.1]

Technologie	Gamme de puissance centrales (MW)	Variabilité: échelles temporelles caractéristiques de l'exploitation des systèmes d'alimentation électrique (échelle temporelle)	Capacité de répartition (voir la légende)	Potentiel de diversité géographique (voir la légende)	Prévisibilité (voir la légende)	Fourchette du coefficient d'utilisation %	Fourchette de la marge excédentaire %	Régulation de puissance active et de fréquence (voir la légende)	Régulation de tension et de puissance réactive (voir la légende)
Bioénergie	0,1–100	Saisons (en fonction de la biomasse disponible)	+++	+	++	50–90	Similaire à l'énergie thermique et à la cogénération	++	++
	0,004–100 modulaire	De plusieurs minutes à plusieurs années	+	++	+	12–27	<25–75	+	+
Énergie solaire directe	50–250	De plusieurs heures à plusieurs années	++	+ <sup>2</sup>	++	35–42	90	++	++
	2–100	Plusieurs années	+++	s.o.	++	60–90	Similaire à l'énergie thermique	++	++
Énergie géothermique	0,1–1 500	De plusieurs heures à plusieurs années	++	+	++	20–95	0–90	++	++
	1–20 000	De plusieurs jours à plusieurs années	+++	+	++	30–60	Similaire à l'énergie thermique	++	++
Énergie marine	0,1–300	De plusieurs heures à plusieurs années	+	+	++	22,5–28,5	<10%	++	++
	1–200	De plusieurs heures à plusieurs années	+	+	++	19–60	10–20	+	++
	1–200	De plusieurs minutes à plusieurs années	+	++	+	22–31	16	+	+
Énergie éolienne	5–300	De plusieurs minutes à plusieurs années	+	++	+	20–40 sur les côtes, 30–45 au large des côtes	5–40	+	++

Notes: 1) Dans l'hypothèse d'un système solaire thermodynamique avec six heures de stockage de la chaleur dans le sud-ouest des États-Unis d'Amérique. 2) Dans les zones bénéficiant d'une irradiation directe normale (DNI) supérieure à 2 000 kWh/m<sup>2</sup>/an (7 200 MJ/m<sup>2</sup>/an).  
Puissance des centrales: limites de leur capacité nominale type.

Échelles temporelles caractéristiques: échelles temporelles auxquelles se produit une variabilité significative pour l'intégration dans les systèmes d'alimentation électrique.

Capacité de répartition: mesure dans laquelle la production d'énergie d'une centrale est répartissable: + faiblement et partiellement répartissable, ++ partiellement répartissable, +++ répartissable, ++++ répartissable.

Potentiel de diversité géographique: mesure dans laquelle le lieu de mise en œuvre d'une technologie peut atténuer la variabilité et améliorer la prévisibilité, sans qu'il soit vraiment nécessaire d'étendre le réseau: + modéré, ++ élevé.

Prévisibilité: exactitude avec laquelle il est possible de prévoir la puissance d'une centrale à des échelles temporelles pertinentes afin de faciliter l'exploitation du système de production d'énergie: + exactitude modérée des prévisions (correspondant en général à un écart-type inférieur à 10 % de la puissance nominale à 24 heures), ++ grande exactitude des prévisions.

Régulation de puissance active et de fréquence: possibilités techniques qui permettent à une centrale de participer à la régulation de la puissance active et aux réponses en fréquence dans des situations normales (régime stable, dynamique) ou en cas de défaillance du réseau (compensation de puissance active en cas de creux de tension, par exemple): + bonnes possibilités, ++ possibilités de régulation totale.

Régulation de tension et de puissance réactive: possibilités techniques qui permettent à une centrale de participer à la régulation de la tension et de la puissance réactive dans des situations normales (régime stable, dynamique) ou en cas de défaillance du réseau (compensation de puissance réactive en cas de creux de tension, par exemple): + bonnes possibilités, ++ possibilités de régulation totale.

Outre le maintien d'un équilibre entre l'offre et la demande, les systèmes d'alimentation électrique doivent aussi transférer de l'électricité entre la production et la demande grâce à des réseaux de transport et de distribution d'une capacité limitée. L'assurance d'une capacité de production et de réseau suffisante nécessite une planification sur plusieurs années. Pour planifier ces systèmes, il faut garder à l'esprit que chacune de leurs composantes, y compris celles qui concernent la production et le réseau, tomberont régulièrement en panne (on parle alors d'impondérables). Il est toutefois possible de parvenir à un certain degré déterminé de fiabilité en se dotant de ressources appropriées. Pour déterminer la contribution de la production – qu'elle soit assurée par des combustibles fossiles ou des énergies renouvelables – à la satisfaction de la demande avec un degré de fiabilité fixé, on utilise un paramètre important qui s'appelle la marge excédentaire. [8.2.1.1]

Selon les particularités des systèmes d'alimentation électrique, plusieurs caractéristiques des ÉR sont importantes lorsqu'il s'agit d'intégrer ces dernières dans les systèmes de production d'énergie. En particulier, la variabilité et la prévisibilité (ou l'incertitude) des ÉR présentent un intérêt pour la planification et la répartition au sein des systèmes d'alimentation, l'emplacement géographique des ressources énergétiques renouvelables est un bon indicateur de l'incidence sur les besoins en réseaux électriques et, enfin, le coefficient d'utilisation, la marge excédentaire et les caractéristiques des centrales sont des indicateurs pertinents à des fins de comparaison, par exemple avec la production thermique. [8.2.1.2]

Certaines ressources énergétiques renouvelables permettant de produire de l'électricité (en particulier l'énergie marine, l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne) sont variables et ne sont que partiellement répartissables: la production d'énergie à partir de ces ressources peut être réduite en cas de besoin, mais la production maximum dépend de la disponibilité de la ressource en question (comme les courants de marée, le soleil ou le vent). La marge excédentaire peut être faible si la production n'est pas bien corrélée avec les moments de forte demande. En outre, étant donné les écarts que connaissent les ÉR, la variabilité et la prévisibilité partielle de certaines d'entre elles font qu'on a davantage recours à des énergies répartissables ou à d'autres ressources pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Bien souvent, cette variabilité et cette prévisibilité partielle sont quelque peu atténuées par la diversité géographique, les changements et les erreurs de prévision ne se produisant pas toujours au même moment ni dans la même direction. Un inconvénient de la plupart des ÉR est toutefois le fait que les ressources renouvelables diffèrent selon les lieux et qu'il se peut par conséquent qu'il faille transporter de l'électricité d'origine renouvelable sous forme concentrée sur de très longues distances, ce qui nécessite d'étendre le réseau. Les sources d'énergie renouvelable répartissables (dont l'énergie hydroélectrique, la bioénergie, l'énergie géothermique et le solaire thermodynamique avec stockage de la chaleur) peuvent, dans bien des cas, offrir une souplesse supplémentaire permettant au système d'intégrer d'autres sources d'énergie renouvelable et ont souvent une marge excédentaire plus importante. [8.2.1.2]

On trouvera une synthèse très succincte des caractéristiques de certaines de ces techniques au tableau TS.8.1. [8.2.1.3]

On dispose déjà d'une expérience significative en ce qui concerne l'exploitation de systèmes d'alimentation électrique comportant une large part de sources renouvelables, notamment en matière d'énergie hydroélectrique et d'énergie géothermique. Le stockage de l'énergie hydroélectrique, associé à de puissantes interconnexions, aide à gérer les fluctuations de débit des cours d'eau. L'équilibrage des coûts en cas de variation de la production se fait lorsqu'il y a des différences entre la production

prévue (selon les prévisions) et la production réelle. La variabilité et l'incertitude augmentent les exigences en matière d'équilibrage. Dans l'ensemble, l'équilibrage devrait devenir plus difficile à réaliser au fur et à mesure de la pénétration d'ÉR partiellement répartissables. Les études montrent clairement que l'association de différentes sources d'énergie renouvelable variables et de ressources provenant de vastes régions géographiques contribuera à lisser la variabilité et à réduire l'incertitude globale pour les réseaux électriques. [8.2.1.3]

La question la plus importante est celle de l'infrastructure des réseaux, que ce soit pour acheminer l'électricité de la centrale au consommateur ou pour procéder à un équilibrage sur des zones très étendues. Renforcer les connexions au sein d'un système d'alimentation et mettre en place de nouvelles interconnexions avec d'autres systèmes peut avoir pour effet direct d'atténuer l'incidence de sources d'ÉR variables et incertaines. L'extension du réseau est un passage obligé pour la plupart des ÉR, même si l'ampleur de cette extension dépend de la ressource et de son emplacement par rapport à l'infrastructure du réseau existante. L'extension d'une telle infrastructure alors que l'opinion publique est opposée à une infrastructure aérienne fait partie des défis à relever. En règle générale, des changements majeurs devront être apportés à la part relative des différentes centrales dans la production d'électricité ainsi qu'à l'infrastructure et aux procédures d'exploitation des systèmes d'alimentation pour passer à une production renouvelable accrue, tout en gardant la même efficacité en matière de coût et d'environnement. Ces changements vont exiger des investissements très importants réalisés suffisamment à l'avance pour maintenir une alimentation électrique fiable et sûre. [8.2.1.3]

Outre l'amélioration de l'infrastructure des réseaux, l'expérience acquise en exploitation et diverses études ont fait apparaître plusieurs autres possibilités importantes en matière d'intégration:

**Plus grande souplesse de la production:** Qui dit pénétration accrue des sources d'énergie renouvelable variables dit nécessité accrue de gérer la variabilité et l'incertitude. Il faut une plus grande souplesse de la part relative des différentes sources dans la production d'électricité. L'essentiel de la souplesse qui permet à un réseau électrique de faire face aux problèmes posés par la variabilité et l'incertitude réside dans la possibilité d'augmenter ou de réduire la production et de l'adapter aux fluctuations en fonction des besoins. La nécessité de disposer de plus de souplesse peut nécessiter des investissements dans un mode de production plus souple ou une amélioration des centrales existantes afin de leur donner une plus grande souplesse de fonctionnement. [8.2.1.3]

**Mesures relatives à la demande:** Bien que des mesures relatives à la demande n'aient été appliquées par le passé que pour réduire la demande moyenne ou en période de pointe, elles peuvent potentiellement contribuer à répondre aux besoins résultant d'un accroissement de la production renouvelable variable. La mise au point de techniques de pointe en matière de télécommunications, avec des compteurs électriques intelligents liés aux centres de commande, permet de bénéficier de plus de souplesse du côté de la demande. Les utilisateurs peuvent être incités à modifier ou à réduire leur consommation grâce à la fixation de prix de l'électricité différents selon les heures, et notamment de prix plus élevés en période de forte demande. Cette diminution de la demande en période de pointe peut atténuer les effets de la faible marge excédentaire de certains types de production variable. Qui plus est, une demande qui peut être rapidement réduite sans avis préalable à n'importe quel moment de l'année peut contribuer à constituer des réserves au lieu d'exiger des ressources de

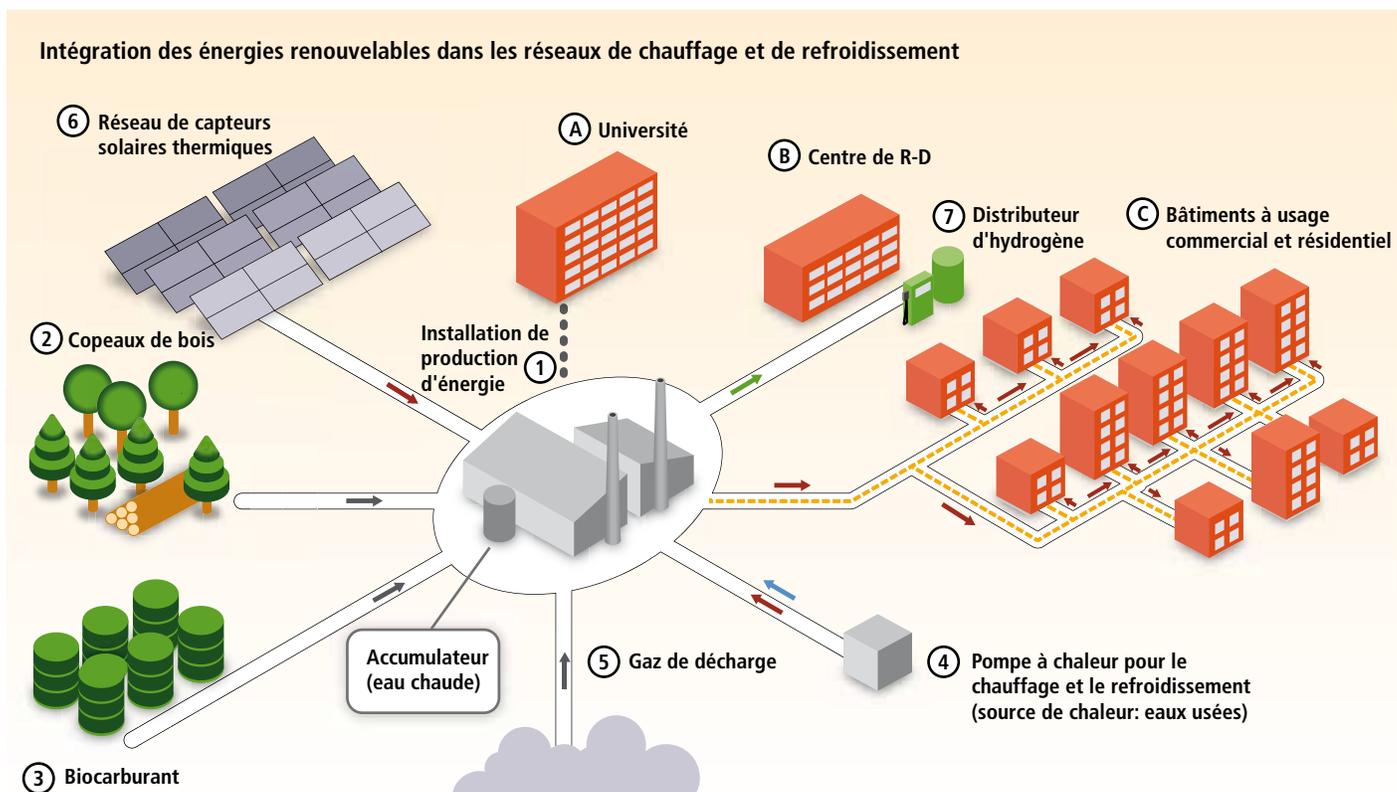
production pour ce faire. Une demande dont on peut prévoir qu'elle sera satisfaite à n'importe quel moment de la journée ou qui réagit aux prix de l'électricité en temps réel peut contribuer à l'équilibrage intrajournalier, atténuant par là même les difficultés d'exploitation qui devraient s'aggraver avec une production variable. [8.2.1.3]

**Stockage de l'énergie électrique:** En stockant l'énergie électrique quand la production obtenue à partir d'énergies renouvelables est élevée et la demande faible et en produisant de l'électricité quand la production obtenue à partir d'énergies renouvelables est faible et la demande élevée, il est possible de réduire le contingentement des ER et de faire en sorte que les unités de charge de base du réseau fonctionnent plus efficacement. Le stockage peut aussi atténuer l'engorgement des réseaux de transport d'électricité et rendre leur amélioration moins nécessaire ou moins urgente. Des technologies telles que les batteries ou les volants d'inertie, qui emmagasinent de plus petites quantités d'énergie (de plusieurs minutes à plusieurs heures), peuvent théoriquement servir à fournir de l'électricité en mode intrajournalier pour réguler l'équilibre entre l'offre et la demande. [8.2.1.3]

**Amélioration des méthodes d'exploitation, de commercialisation et de planification:** Pour contribuer à gérer la variabilité et l'incertitude propres aux sources de production variables, il est possible d'associer les prévisions liées à leur rendement à une amélioration des méthodes d'exploitation, afin de déterminer à la fois les réserves nécessaires pour maintenir l'équilibre entre demande et production et la planification optimale de la production. Si l'on parvient à se rapprocher d'une gestion en temps réel pour les décisions en matière de planification (c.-à-d. à obtenir une plus grande

réactivité sur les marchés) et à augmenter la fréquence de ces décisions, on disposera de renseignements plus récents et plus précis pour assurer la répartition des unités de production. Il est également souhaitable, si l'on dispose de grandes quantités de production variable, d'élargir la zone géographique d'équilibrage ou de recourir à un système d'équilibrage entre plusieurs régions, en raison des avantages conjugués que présentent des sources d'énergie renouvelable multiples et dispersées. [8.2.1.3]

Pour résumer, on peut intégrer les ER dans tous les types de systèmes d'alimentation électrique, depuis de vastes réseaux reliés entre eux à l'échelle d'un continent jusqu'à de petits systèmes autonomes. Les caractéristiques des systèmes (infrastructure des réseaux, structure et emplacement géographique de la demande, part relative des différentes sources d'énergie dans la production d'électricité, capacité de contrôle et de communication, etc.), conjuguées à l'emplacement, à l'empreinte géographique, à la variabilité et à la prévisibilité des ressources renouvelables, déterminent l'ampleur des problèmes posés par l'intégration. À mesure que la quantité de ressources énergétiques renouvelables augmente, il faut généralement mettre en place des infrastructures supplémentaires en matière de réseau électrique (de transport et/ou de distribution). Les sources d'énergie renouvelable variables telles que l'énergie éolienne peuvent être plus difficiles à intégrer que les sources renouvelables répartissables telles que la bioénergie; de plus, à mesure que leur part s'accroît, le maintien de la fiabilité devient plus difficile et plus coûteux. Il est possible de réduire au minimum ces coûts et ces problèmes en gardant ouvert un large éventail de possibilités, dont l'interconnexion des réseaux, le développement d'une production souple et complémentaire, l'élargissement de la zone d'équilibrage de l'offre et de la demande,



**Figure TS.8.3** | Installation intégrée de production d'énergie à partir d'ÉR à Lillestrøm (Norvège), qui alimente l'Université, le Centre de recherche-développement et un ensemble de bâtiments à usage commercial et résidentiel grâce à un système de chauffage et de refroidissement urbain alliant une série de sources de chaleur à base d'ÉR, le stockage de la chaleur et un réseau de production et de distribution d'hydrogène (investissement total d'environ 25 millions de dollars É.-U.<sub>2005</sub>; achèvement prévu en 2011). 1) Système énergétique central doté d'un réservoir d'eau chaude à accumulation de 1 200 m<sup>3</sup>; 2) Centrale alimentée au bois de 20 MW<sub>th</sub> (avec récupération de la chaleur des gaz de combustion); 3) Chaudière au biofioul de 40 MW<sub>th</sub>; 4) Pompe à chaleur de 4,5 MW<sub>th</sub>; 5) Brûleur de gaz de décharge de 1,5 MW<sub>th</sub> et canalisation de 5 km; 6) Capteurs solaires à conversion thermique d'une superficie de 10 000 m<sup>2</sup>; 7) Production d'hydrogène à partir d'ÉR (grâce à l'électrolyse de l'eau et au reformage de méthane à la vapeur à sorption améliorée) et système de mise à disposition de véhicules. [Figure 8.3]

la création de marchés dont le temps de réaction est inférieur à une heure, une demande pouvant varier selon la disponibilité de l'offre, des techniques de stockage et de meilleurs moyens de prévision, d'exploitation des systèmes et de planification.

### 8.3 Intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de chauffage et de refroidissement

Un réseau de chauffage ou de refroidissement urbain permet de connecter des sources d'énergie multiples (figure TS.8.3) à un grand nombre de consommateurs grâce au pompage des vecteurs énergétiques (eau chaude ou froide et parfois vapeur) dans des canalisations souterraines isolées. La production centralisée de chaleur peut faciliter l'utilisation de chaleur ÉR à faible coût et/ou de basse énergie, produite à partir de sources géothermiques ou héliothermiques ou de la combustion de biomasse (y compris de combustibles dérivés de déchets et de sous-produits de déchets souvent impropres à une utilisation dans des systèmes de chauffage individuels). La chaleur résiduelle dégagée par la cogénération ou par des procédés industriels peut également être utilisée. Cette souplesse entraîne une concurrence entre un certain nombre de sources de chaleur, de combustibles et de technologies. La production centralisée de chaleur peut aussi faciliter l'application de mesures efficaces par rapport au coût qui réduisent la pollution de l'air locale par rapport à la solution qui consisterait à avoir une multitude de petites chaudières individuelles. Faisant preuve de souplesse quant aux sources de chaleur ou de froid utilisées, les réseaux de chauffage et de refroidissement urbain permettent de mobiliser en continu plusieurs types d'ÉR, de sorte qu'il est souvent possible de remplacer progressivement ou rapidement des combustibles fossiles concurrents. [8.2.2]

Les occupants des immeubles et des bâtiments industriels reliés à un réseau peuvent tirer profit d'un système central géré de façon professionnelle, ce qui leur évite de faire fonctionner et d'entretenir leur propre installation de chauffage ou de refroidissement. Plusieurs pays situés à des latitudes élevées connaissent une pénétration de marché du chauffage urbain de 30 à 50 %, chiffre qui atteint 96 % en Islande grâce aux ressources géothermiques de ce pays. On estime à environ 11 EJ la fourniture annuelle de chauffage urbain à l'échelle de la planète, même si les données en la matière sont incertaines. [8.2.2.1]

Les réseaux de chauffage urbain peuvent fournir de l'électricité grâce à la conception de systèmes de cogénération et peuvent aussi apporter des solutions pour répondre à la demande susceptibles de faciliter l'intégration croissante des ÉR, notamment grâce à l'utilisation de l'électricité issue de ces dernières dans les pompes à chaleur et les chaudières électriques. Les systèmes de stockage de la chaleur peuvent combler l'écart entre l'offre et la demande dû au caractère variable, discontinu ou non synchronisé des systèmes de chauffage. Pour le stockage à court terme (heures ou jours), on peut avoir recours à la capacité thermique du réseau de distribution lui-même. Les systèmes de stockage de la chaleur ayant une durée de stockage pouvant atteindre plusieurs mois à des températures pouvant atteindre des centaines de degrés Celsius font appel à toute une gamme de matériaux ainsi qu'à des dispositifs de stockage adaptés dont la capacité peut atteindre plusieurs TJ. La production combinée de chaleur, de froid et d'électricité (trigénération) de même que la possibilité de procéder à un stockage diurne et saisonnier de la chaleur et du froid semblent indiquer qu'une intégration accrue devrait permettre d'obtenir des systèmes d'une grande efficacité globale et d'utiliser des proportions plus importantes d'ÉR. [8.2.2.2, 8.2.2.3]

Un grand nombre de centrales commerciales de géothermie, de chauffage à la biomasse et de cogénération ont été intégrées avec succès dans des réseaux de chauffage

urbain, sans l'aide des pouvoirs publics. On a également construit plusieurs systèmes thermosolaires à grande échelle dotés d'une surface de capteurs d'environ 10 000 m<sup>2</sup> (figure TS.8.3) au Danemark, en Norvège et ailleurs. La meilleure combinaison de sources chaudes et froides, tout comme les meilleures technologies de transfert et de stockage de la chaleur, dépendent fortement des conditions sur place, et notamment du profil de la demande des utilisateurs. Par conséquent, le bouquet énergétique en matière d'énergie thermique varie considérablement d'un système à l'autre. [3.5.3, 8.2.2]

Mettre en place ou développer un système de chauffage urbain exige d'engager de fortes dépenses d'investissement initiales pour le réseau de canalisations. Les coûts de distribution peuvent à eux seuls représenter plus ou moins la moitié du coût total, mais peuvent varier fortement en fonction de la densité de la demande de chaleur et des conditions locales d'aménagement d'un réseau de canalisations isolées. L'urbanisation croissante favorise le chauffage urbain, car les dépenses d'investissement consacrées au réseau sont plus faibles pour les sites en zone verte, tout comme les pertes de distribution par unité de chaleur fournie dans les zones à forte densité de demande de chaleur. Les pertes de distribution de chaleur varient habituellement de 5 à 30 %, mais la mesure dans laquelle des pertes élevées sont considérées comme problématiques dépend de la source de chaleur et de son coût. [8.2.2.1, 8.2.2.3]

L'utilisation accrue de centrales de cogénération fonctionnant à l'énergie géothermique et à la biomasse dans les réseaux de chauffage urbain peut contribuer à augmenter la part des sources d'ÉR, mais pour que cela soit viable économiquement, il faut généralement que le système dans son ensemble ait une charge thermique élevée. Certains gouvernements favorisent donc les investissements dans les réseaux de chauffage urbain en plus d'offrir des incitations supplémentaires pour l'utilisation d'ÉR dans le réseau. [8.2.2.4]

La conception et les modes d'utilisation des bâtiments modernes ont tendance à limiter leurs besoins en chauffage supplémentaire, alors que la demande de refroidissement au niveau planétaire tend à augmenter. La demande de refroidissement à des fins de

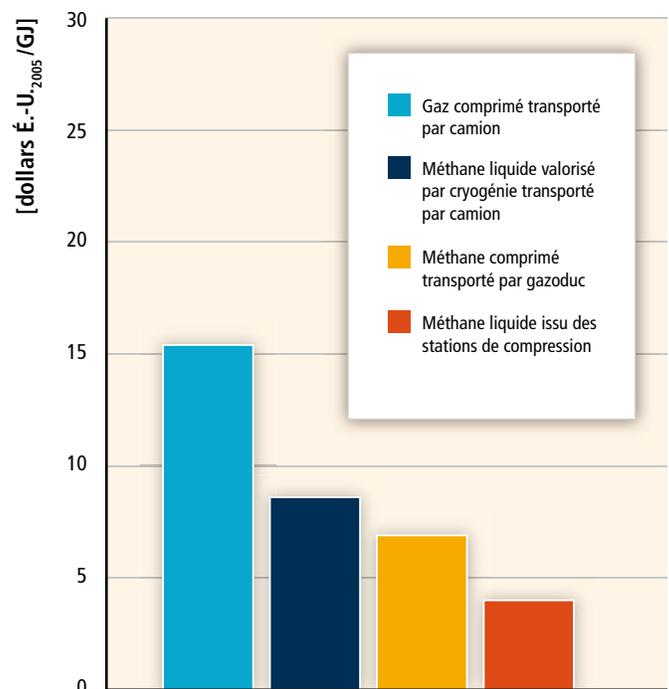


Figure TS.8.4 | Coûts relatifs du transport et de la distribution du biométhane (comprimé ou liquéfié) à moyenne échelle par camion ou par gazoduc en Europe. [Figure 8.9]

confort a progressé dans certaines régions de basses latitudes où les pays sont devenus plus prospères et de latitudes plus élevées où les étés sont devenus plus chauds. Il est possible de réduire la charge de refroidissement en appliquant des solutions en matière de conception des bâtiments qui font appel au refroidissement passif ou des solutions actives à base d'ÉR (notamment des refroidisseurs solaires par absorption). Comme dans le cas du chauffage urbain, la viabilité de la solution consistant à développer un réseau de refroidissement urbain sera fonction du taux d'application du rendement énergétique utilisé pour réduire la demande de refroidissement, de l'emploi de nouvelles technologies et de la structure du marché. Les systèmes modernes de refroidissement urbain, dont la capacité varie de 5 à 300 MW<sub>th</sub>, fonctionnent depuis de nombreuses années à l'aide de sources de froid (aquifères naturels, cours d'eau, mer ou lacs profonds) considérées comme des formes d'ÉR. [8.2.2.4]

D'une manière générale, des réseaux de chauffage et de refroidissement urbain ont été mis en place dans des endroits et des circonstances caractérisés par une forte capacité de planification comme les pays à économie planifiée, les campus universitaires des États-Unis d'Amérique, les pays d'Europe occidentale dotés de services publics multiples ou les zones urbaines dirigées par des administrations municipales locales.

## 8.4 Intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution de gaz

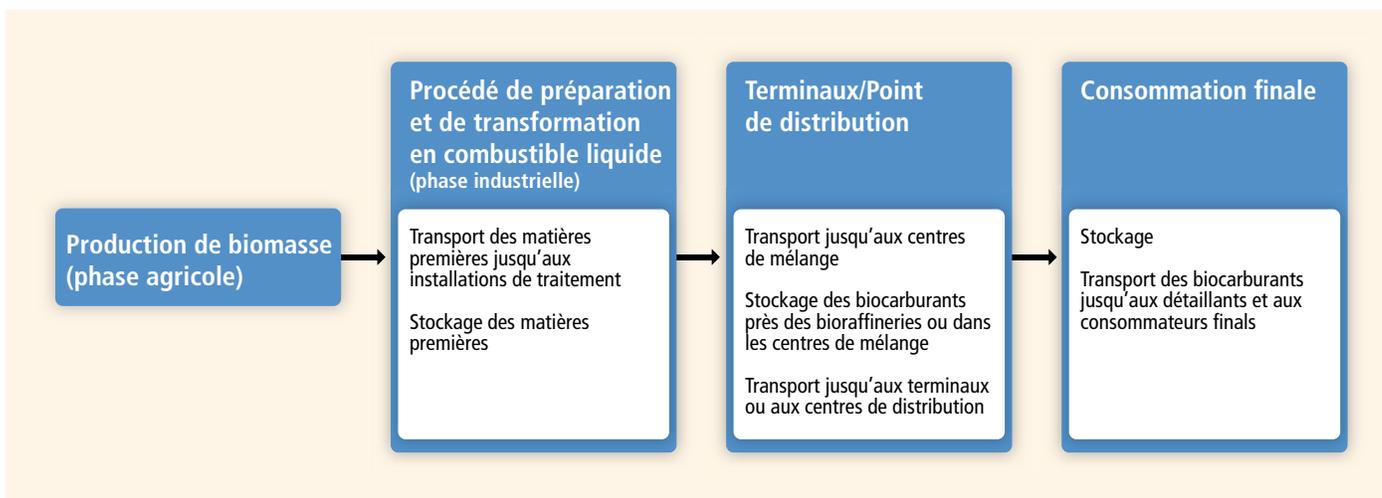
Ces 50 dernières années, de grands réseaux de distribution de gaz naturel ont vu le jour en plusieurs endroits du globe. Plus récemment, le fait de les rendre «écologiques» en intégrant des gaz issus d'ÉR a suscité un intérêt croissant. Les combustibles gazeux tirés de sources d'ÉR proviennent en grande partie de la biomasse et peuvent être produits soit par digestion anaérobie en vue d'obtenir du biogaz (surtout du méthane et du CO<sub>2</sub>), soit par procédé thermo-chimique afin d'obtenir du gaz de synthèse (ou du gaz pauvre de gazogène) (surtout de l'hydrogène et du monoxyde de carbone). Le biométhane, le gaz de synthèse et, à plus long terme, l'hydrogène produit à partir d'ÉR peuvent être injectés dans des gazoducs existants pour être distribués aux niveaux national, régional ou local. Les différences dans les infrastructures en place, la qualité du gaz et les niveaux de production et de consommation font qu'il est souvent difficile de planifier l'accroissement de la part des gaz tirés d'ÉR grâce à leur intégration dans des réseaux existants. [8.2.3, 8.2.3.1]

La production de biogaz augmente rapidement, et plusieurs sociétés gazières d'envergure font maintenant des projets visant à en valoriser de grandes quantités en vue de leur injection au niveau de qualité requis dans des gazoducs nationaux ou régionaux. La plus grande partie du biométhane actuellement produit dans le monde est déjà distribué dans des réseaux de gazoducs locaux destinés avant tout au chauffage. Suivant la distance et le volume annuel à transporter, cela peut constituer une solution plus économique par unité d'énergie fournie (figure TS.8.4) que le transport par camion (habituellement vers des stations-service pour alimenter les véhicules à gaz). [8.2.3.4]

Il peut être très efficace d'utiliser le gaz comme combustible pour en tirer de la chaleur ou pour produire de l'électricité en s'en servant pour alimenter moteurs, chaudières ou turbines à gaz, ou encore dans des véhicules, que ce soit sous forme comprimée ou transformé en toute une série de combustibles liquides à l'aide de divers procédés. Le biogaz ou le gaz de décharge, par exemple, peuvent être brûlés sur place pour produire de la chaleur et/ou de l'électricité, épurés et valorisés pour en faire du biométhane ayant la qualité du gaz naturel aux fins d'injection dans les réseaux de distribution de gaz ou encore, après compression ou liquéfaction, distribués à des stations-service afin de ravitailler en carburant des véhicules à monocarburant ou des véhicules hybrides à gaz. [8.2.3.2–8.2.3.4]

Les difficultés techniques sont liées à la source, à la composition et à la qualité du gaz. Seuls le biogaz et le gaz synthétique d'une qualité bien précise peuvent être injectés dans les réseaux de distribution de gaz déjà en place: la phase d'épuration est donc d'une importance capitale pour enlever l'eau, le CO<sub>2</sub> (ce qui augmente le pouvoir calorifique) et les autres sous-produits issus du courant gazeux. Le coût de la valorisation varie suivant la taille de l'installation et le procédé, qui peut consommer environ 3 à 6 % du contenu énergétique du gaz. Les systèmes à gaz issu d'ÉR devraient nécessiter de grandes capacités de stockage pour tenir compte de la variabilité et de la saisonnalité de l'offre. La taille et la forme des installations de stockage ainsi que la qualité du gaz demandée dépendront de la source d'énergie primaire et de son utilisation finale. [8.2.3]

L'hydrogène gazeux peut être produit à partir de sources d'ÉR par plusieurs moyens, dont la gazéification de la biomasse, le reformage du biométhane ou l'électrolyse de l'eau. Pour l'hydrogène, la base potentielle de ressources énergétiques renouvelables est donc plus importante que pour le biogaz ou le gaz synthétique. La production future d'hydrogène à partir de ressources énergétiques renouvelables variables



**Figure TS.8.5** | Les systèmes de production, de mélange et de distribution d'une série de biocarburants liquides sont similaires, quelles que soient les matières premières issues de la biomasse [8.2.4]. [Figure 8.11]

(comme l'énergie éolienne ou l'énergie solaire par électrolyse) dépendra très largement de l'interaction avec les réseaux électriques existants et du niveau de capacité excédentaire. À court terme, le mélange d'hydrogène et de gaz naturel (jusqu'à 20 % en volume) et son transport sur de longues distances au sein des réseaux existants de distribution du gaz pourraient être une solution. À plus long terme, il est possible de construire des conduites – fabriquées en aciers spéciaux pour éviter qu'elles ne se fragilisent – pour acheminer de l'hydrogène pur. Les facteurs de limitation de la mise en valeur de l'hydrogène risquent d'être les capitaux et le temps requis pour bâtir une nouvelle infrastructure adaptée ainsi que le surcoût induit par le stockage nécessaire pour prendre en compte des sources d'ÉR variables. [8.2.3.2, 8.2.3.4]

Pour mélanger un gaz issu d'ÉR dans un réseau de distribution de gaz, il faut que sa source soit située près du réseau existant, afin d'éviter les coûts élevés qu'entraînerait la construction d'un nouveau gazoduc. Dans les cas où l'installation est éloignée à cause de la disponibilité des ressources, il peut être plus judicieux d'exploiter le gaz sur place, si possible, afin de ne pas devoir l'acheminer et le valoriser. [8.2.3.5]

## 8.5 Intégration des énergies renouvelables dans les combustibles liquides

La plus grande partie de la demande prévue de biocombustibles liquides provient des transports, même si l'on peut voir apparaître une demande en biolubrifiants et en bioproduits chimiques (comme le méthanol) de la part de l'industrie. En outre, de grandes quantités de biomasse traditionnelle solide pourraient finir par être remplacée par des combustibles liquides plus pratiques, plus sûrs et moins néfastes pour la santé comme l'oxyde de diméthyle ou les gels d'éthanol tirés des ÉR. [8.2.4]

La production de bioéthanol et de biogazoles à partir de cultures normalement utilisées pour l'alimentation est un processus bien maîtrisé (figure TS.8.5). Les biocombustibles produits peuvent profiter des éléments d'infrastructure déjà mis en place pour les combustibles extraits du pétrole, notamment pour le stockage, le mélange, le transport et la distribution. Toutefois, utiliser des infrastructures conçues pour des produits pétroliers (réservoirs de stockage, oléoducs, camions) pour stocker ou acheminer de l'éthanol ou des mélanges peut engendrer des problèmes d'absorption d'eau et de corrosion du matériel, ce qui peut nécessiter des investissements dans des matériaux ou des revêtements pour oléoduc spécialisés. La production décentralisée de biomasse, la saisonnalité et l'éloignement des sites agricoles par rapport aux raffineries de pétrole ou aux centres de distribution de carburant déjà installés peuvent avoir des incidences sur la logistique de la chaîne d'approvisionnement et le stockage des biocombustibles. Les technologies continuent d'évoluer pour la production de biocombustibles à partir de matières premières non alimentaires et d'autres plus compatibles avec les infrastructures pétrolières et les combustibles extraits du pétrole existants. Il faut respecter des procédures de contrôle de la qualité pour s'assurer que ces biocombustibles satisfont à toutes les spécifications de produit applicables. [8.2.4.1, 8.2.4.3, 8.2.4.4]

L'utilisation de carburants mélangés, obtenus en remplaçant une partie (habituellement de 5 à 25 % mais pouvant atteindre 100 %) de l'essence par de l'éthanol, ou du gazole par du biogazole, nécessite des investissements dans les infrastructures, notamment dans des réservoirs et des pompes supplémentaires dans les stations-service. Bien que le coût de livraison du biocarburant ne représente qu'une petite partie du coût total, la logistique et les capitaux nécessaires à une intégration et à une extension généralisées pourraient présenter des difficultés majeures en cas de mauvaise planification.

L'éthanol n'ayant que les deux tiers environ de la densité énergétique (en volume) de l'essence, il faut des systèmes de stockage plus importants, un plus grand nombre de wagons ou de navires et des oléoducs d'une plus grande capacité pour transporter la même quantité d'énergie, ce qui augmente les coûts de stockage et de livraison. Même si, théoriquement, les oléoducs seraient le mode de livraison le plus économique, et même si l'on a réussi à acheminer de l'éthanol par oléoduc, un certain nombre de difficultés techniques et logistiques demeurent. En règle générale, les volumes d'éthanol actuellement produits dans une région agricole pour satisfaire la demande locale ou pour l'exportation sont trop faibles pour justifier les coûts d'investissement et les difficultés d'exploitation qu'entraîne la construction d'un oléoduc spécialisé. [8.2.4.3]

## 8.6 Intégration des énergies renouvelables dans les systèmes autonomes

Les systèmes autonomes d'approvisionnement en énergie sont d'ordinaire de taille modeste et souvent implantés dans des régions reculées situées hors réseau, sur de petites îles ou dans des bâtiments individuels où il n'est pas facile de s'approvisionner en énergie commerciale par le biais de réseaux. Il existe plusieurs types de systèmes autonomes, qui peuvent faire appel à un seul vecteur énergétique (électricité, chaleur, combustibles liquides, gazeux ou solides, etc.) ou à une combinaison de différents vecteurs. [8.2.5, 8.2.5.1]

En principe, les problèmes d'intégration des ÉR pour les systèmes autonomes sont semblables à ceux que présentent les systèmes centralisés en ce qui concerne, par exemple, l'équilibrage de l'offre et de la demande des systèmes d'approvisionnement en électricité, le choix des formules de chauffage et de refroidissement, la production de gaz à partir d'ÉR et celle de biocombustibles liquides destinés à un usage local. En revanche, contrairement aux grands réseaux d'alimentation, les petits systèmes autonomes ont souvent moins de possibilités d'approvisionnement en ÉR qui soient facilement disponibles sur place. En outre, certaines des solutions techniques et institutionnelles envisageables pour la gestion de l'intégration des énergies renouvelables dans des réseaux plus importants (comme la prévision de l'offre d'ÉR, les procédures probabilistes d'engagement d'unités, la rigueur des normes de qualité des combustibles et carburants et les effets de lissage de la diversité géographique et technique) deviennent plus difficiles à appliquer, voire inapplicables, pour des systèmes autonomes plus petits. [8.2.1–8.2.5]

Les solutions en matière d'intégration des ÉR sont généralement plus limitées au fur et à mesure que la taille des réseaux d'approvisionnement diminue. Il convient donc de tablez davantage sur les solutions qui existent déjà. Comme ils recourent surtout aux ressources énergétiques renouvelables en raison du caractère limité des possibilités d'interconnexion et des procédures d'exploitation et de planification, les systèmes autonomes ont naturellement tendance à privilégier les possibilités de stockage de l'énergie, les divers moyens de répondre à la demande et la production de combustibles fossiles d'une grande souplesse pour faciliter l'équilibrage de l'offre et de la demande. Il se peut que l'on opte pour des modes d'approvisionnement en ÉR mieux adaptés aux profils de charge locaux ou qui sont répartissables, de préférence à d'autres moins coûteux, mais qui concordent moins avec les courbes de charge ou qui sont variables. Toutes choses égales par ailleurs, il est plus onéreux de gérer l'intégration des ÉR dans des systèmes autonomes que dans de grands réseaux intégrés à cause du nombre limité d'options, mais dans la plupart des cas, comme sur des îles ou dans des zones rurales éloignées, les utilisateurs n'ont pas le choix. Les utilisateurs et concepteurs de systèmes

d'alimentation en électricité autonomes peuvent donc être amenés à devoir faire des compromis difficiles entre le souhait d'assurer un approvisionnement fiable et continu et celui de réduire au minimum les coûts globaux d'approvisionnement. [8.2.5]

Dans un système énergétique autonome, l'intégration des technologies de conversion des ER, les possibilités d'équilibrage et les technologies d'utilisation finale utilisées dépendent des disponibilités en ressources énergétiques renouvelables du site considéré et de la demande locale d'énergie. Ces facteurs peuvent varier en fonction du climat et du mode de vie local. L'équilibre entre coût et fiabilité est de toute première importance pour concevoir et mettre en place des systèmes d'alimentation électrique autonomes, en particulier dans les zones rurales des pays en développement, car le surcoût induit par la distribution fiable et continue d'électricité peut devenir plus important pour des petits systèmes autonomes. [8.2.5.2]

### 8.7 Les secteurs d'utilisation finale: éléments stratégiques pour trouver des voies de transition

Le progrès des technologies ER se poursuit, ce qui se traduit par leur utilisation accrue dans les transports, les bâtiments, l'industrie et les secteurs de l'agriculture, de la foresterie et des pêches. Pour parvenir à une mise en valeur optimale des ER dans

tous les secteurs, il convient de s'employer à résoudre des problèmes tant techniques que d'un autre ordre. Chaque secteur connaît des variations régionales en raison de l'état actuel de la mise en valeur des ER, de l'élargissement de l'éventail des types de systèmes énergétiques, de l'infrastructure connexe actuellement en place, des différentes voies possibles pour favoriser l'intégration des ER, des problèmes de transition qu'il reste à résoudre et des tendances futures, sensibles à la diversité des aspirations et des cultures aux niveaux national et local. [8.3, 8.3.1]

#### 8.7.1 Transports

Les tendances et projections récentes mettent en évidence une forte hausse de la demande de transport, et notamment une augmentation rapide du nombre de véhicules à travers le monde. Pour répondre à cette demande tout en assurant un approvisionnement énergétique sûr et à faible émission en carbone, il faudra des mesures de politique générale énergétiques, une évolution technologique rapide, des incitations monétaires et/ou la volonté, de la part des clients, d'acquiescer des coûts supplémentaires. [8.3.1]

En 2008, l'utilisation de combustibles fossiles pour le transport a représenté environ 19 % de l'énergie primaire utilisée dans le monde, soit 30 % de l'énergie de consommation totale, et a produit environ 22 % des émissions de GES, plus une

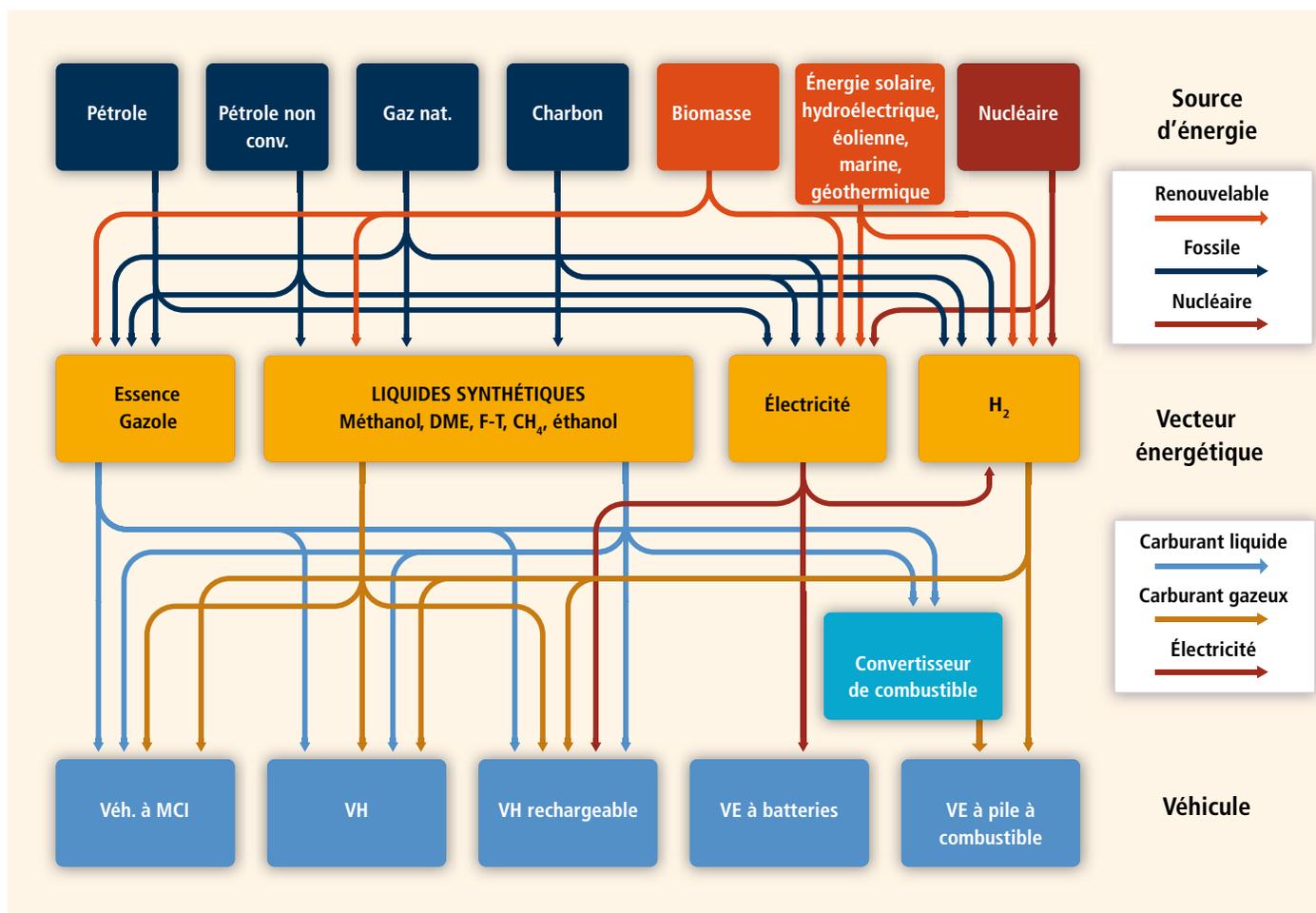
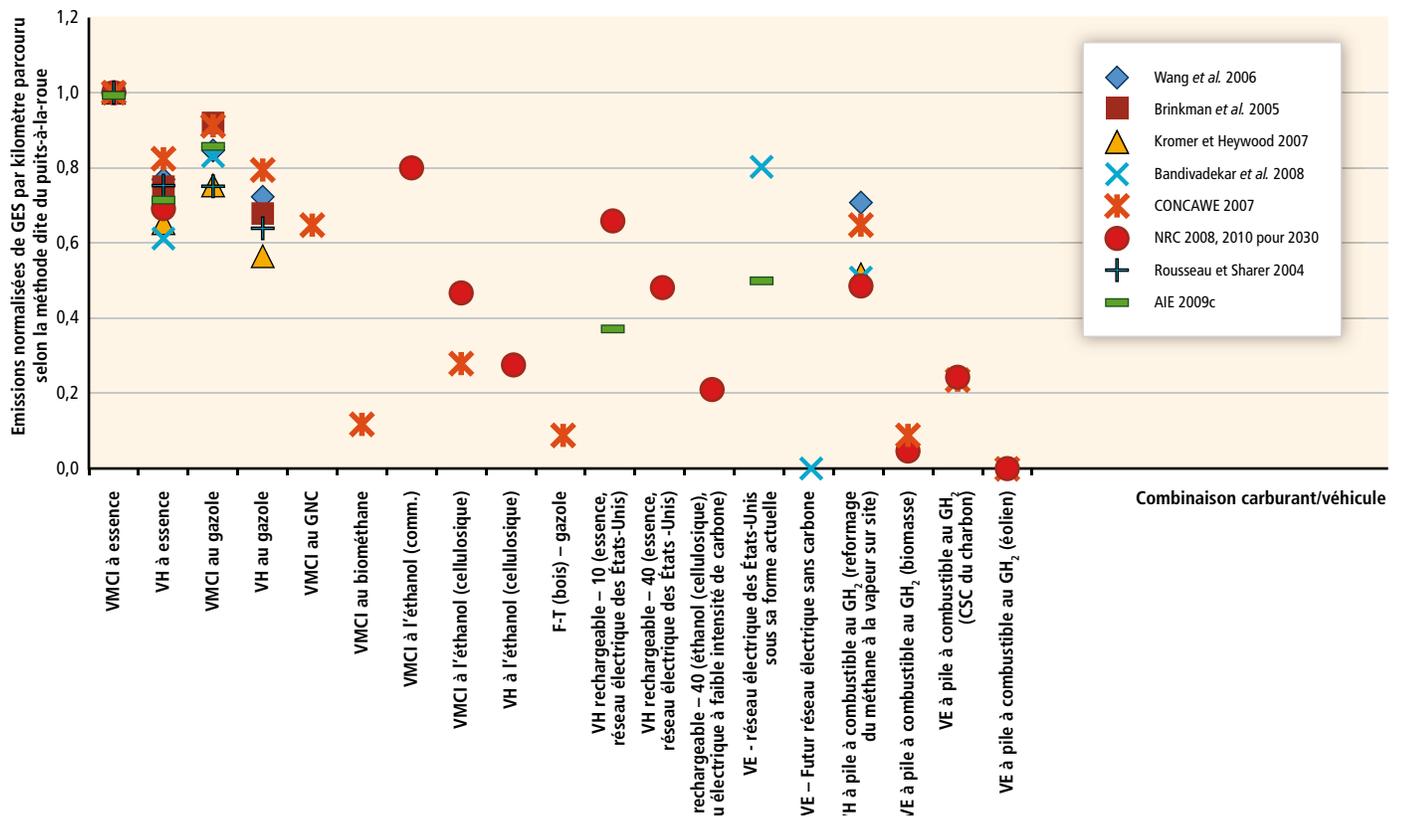


Figure TS.8.6 | Série de voies possibles pour les carburants destinés aux véhicules légers, depuis les sources d'énergie primaire (en haut) jusqu'aux différentes formes de propulsion des véhicules au stade de l'utilisation finale (en bas) en passant par les vecteurs énergétiques (les ressources énergétiques renouvelables sont indiquées en rouge). [Figure 8.13]

Notes: F-T= procédé Fischer Tropsch; DME = oxyde de méthyle; MCI = moteur à combustion interne; VH = véhicule hybride; VE = véhicule électrique; par «pétrole non conventionnel», on entend les sables et schistes bitumineux et autres pétroles bruts lourds.



**Figure TS.8.7** | Réductions des émissions de GES par kilomètre parcouru mesurées selon la méthode dite du puits-à-la-roue (WTW) (les fourchettes indiquées sont tirées d'une série d'études portant sur diverses combinaisons de véhicules légers et de carburants) et rapportées aux émissions de GES produites par un véhicule léger équipé d'un moteur à combustion interne à essence. [Figure 8.17]

Notes: Pour pouvoir comparer plus facilement les études, les émissions de GES par km mesurées selon la méthode WTW ont été rapportées aux émissions produites par un VMCI à essence (de telle sorte que «VMCI à essence» = 1) qui figurent dans chaque étude (et qui sont comprises entre 170 et 394 g CO<sub>2</sub>/km). Pour toutes les combinaisons où figure l'hydrogène, celui-ci est stocké à bord du véhicule sous forme de gaz comprimé (GH<sub>2</sub>). GNC = gaz naturel comprimé; SMR = reformage du méthane à la vapeur.

partie non négligeable des émissions de polluants atmosphériques à l'échelle locale. Les véhicules légers ont représenté plus de la moitié de la consommation mondiale de carburants, les véhicules lourds en représentant 24 %, l'aviation 11 %, les transports maritimes 10 % et le rail 3 %. La demande de mobilité croît rapidement, le nombre de véhicules à moteur devant tripler d'ici à 2050 et le transport aérien devant connaître la même évolution. Assurer un approvisionnement énergétique sûr est donc une préoccupation majeure pour le secteur des transports, puisque près de 94 % des carburants proviennent actuellement de produits pétroliers qui, dans la plupart des pays, sont importés. [8.3.1]

Il existe plusieurs voies possibles en matière de carburants et de véhicules, qui vont de la conversion de la source d'énergie primaire à l'utilisation finale en passant par un vecteur énergétique (ou carburant), que ce soit dans des véhicules évolués à moteur à combustion interne, des véhicules électriques à batteries, des véhicules hybrides, des véhicules hybrides rechargeables ou des véhicules électriques à piles à combustible à hydrogène (figure TS.8.6). [8.3.1.2]

De l'avis général, il est absolument indispensable d'améliorer l'efficacité des transports et d'en réduire l'intensité de carbone si l'on veut réussir à diminuer fortement et à long terme les émissions mondiales de GES. Les approches qui peuvent être adoptées pour réduire les émissions liées aux transports sont multiples: on peut notamment réduire la demande de déplacement, accroître l'efficacité des véhicules, passer à des modes de transport plus efficaces ou remplacer les carburants extraits du pétrole par d'autres carburants sans carbone ou à faible teneur en carbone (y compris

les biocarburants, l'électricité ou l'hydrogène produits à partir de sources d'énergie primaire pauvres en carbone). Les études fondées sur divers scénarios laissent fortement penser qu'il faudra associer plusieurs technologies pour parvenir à réduire de 50 à 80 % (par rapport aux taux actuels) les émissions de GES d'ici à 2050, tout en satisfaisant la demande croissante d'énergie pour les transports (figure TS.8.7). [8.3.1.1]

L'utilisation qui est actuellement faite des ER dans les transports ne représente qu'un faible pourcentage de la demande totale d'énergie et est surtout le fait des chemins de fer électriques et du mélange de biocarburants liquides avec des produits pétroliers. Des millions de véhicules légers capables d'utiliser des mélanges à forte teneur en biocarburants sont déjà présents dans le parc automobile mondial, et la technologie des biocarburants est bien maîtrisée sur le plan commercial, tout comme l'utilisation du biométhane comprimé dans des véhicules conçus pour fonctionner au gaz naturel comprimé. [8.2.3]

Cependant, le passage à de nouveaux carburants et à de nouveaux types de moteurs est un processus complexe dans lequel interviennent des facteurs tels que le développement technique, le coût, les infrastructures, l'accueil favorable des consommateurs et les incidences sur l'environnement et les ressources. Les problèmes que pose cette transition ne sont pas les mêmes pour les biocarburants, l'hydrogène ou les véhicules électriques (tableau TS.8.2), aucune option n'étant sans conteste supérieure aux autres alors que toutes ont besoin de plusieurs décennies pour être utilisées à grande échelle. Si les biocarburants ont largement fait leurs preuves, leur part dans les carburants destinés aux transports routiers étant d'environ 2 % en 2008, ils présentent

Tableau TS.8.2 | Problèmes posés par le passage aux biocarburants, à l'hydrogène et à l'électricité utilisés comme carburants destinés aux véhicules légers [synthèse établie d'après 8.3.1]

État de la technique	Biocarburants	Hydrogène	Électricité
Ressources primaires existantes ou potentielles	Sucre, amidon, cultures oléagineuses; cultures celluloseuses; résidus forestiers et agricoles et déchets solides; huiles d'algues et autres huiles biologiques.	Combustibles fossiles; nucléaire; toutes les ER. Grande base de ressources énergétiques renouvelables potentielle, mais les imperfections et les coûts de la conversion en H <sub>2</sub> peuvent poser problème.	Combustibles fossiles; nucléaire; toutes les ER. Grande base de ressources énergétiques renouvelables potentielle.
Production de carburants	Première génération: éthanol tiré des cultures destinées à la production de sucre et d'amidon, biométhane, biogazole. Biocarburants de pointe de deuxième génération, tirés p.ex. de la biomasse cellulosique, de biodéchets, de biohuiles et d'algues, pas avant 2015 au plus tôt.	H <sub>2</sub> commercial d'origine fossile destiné à des applications industrielles à grande échelle, mais pas compétitif comme carburant. Le H <sub>2</sub> renouvelable est généralement plus cher.	Énergie commerciale aisément disponible. L'électricité tirée des ER peut être plus chère, mais est préférée dans le cadre des transports en raison des faibles émissions de GES pendant le cycle de vie.
Véhicules	Il existe des millions de véhicules à alimentation polyvalente qui utilisent de fortes proportions d'éthanol. Les VMCI conventionnels ne peuvent utiliser que des mélanges à faible teneur en éthanol (< 25 %). Un certain nombre de tracteurs et de machines agricoles disponibles dans le commerce peuvent fonctionner au biogazole pur.	Véhicules électriques à piles à combustible à hydrogène de démonstration. Il n'y aura pas de version commerciale avant 2015 à 2020.	VHR de démonstration. Il n'y aura pas de version commerciale avant 2012 à 2015. Recours aux VE actuellement limité. Pas de version commerciale avant 2015 à 2020.
<b>Coûts<sup>1</sup> comparés à ceux des VMCI à essence</b>			
Augmentation du prix du véhicule par rapport aux futurs VMCI à essence (dollars É.-U. <sub>2005</sub> )	Prix similaire.	Les véhicules électriques à piles à combustible à hydrogène connaîtront (d'ici à 2035) une augmentation de prix > 5 300 dollars É.-U.	Connaîtront (d'ici à 2035) une augmentation de prix > 5 900 dollars É.-U. (VHR) et > 14 000 dollars É.-U. (VE)
Coût du carburant (dollars É.-U. <sub>2005</sub> /km)	Le coût du carburant par km varie en fonction du type de biocarburant et du niveau des subventions agricoles. Le biocarburant peut être compétitif si le prix unitaire de l'énergie est égal à celui de l'essence ou du gazole. Au Brésil, l'éthanol est compétitif sans subventions.	Coût cible du carburant fixé à 3 à 4 dollars É.-U./kg pour une infrastructure H <sub>2</sub> bien développée, ce qui peut s'avérer optimiste. Utilisé dans les véhicules électriques à piles à combustible à hydrogène, il est compétitif par rapport à l'essence dans les véhicules hybrides et électriques disponibles dans le commerce à un prix de 0,40 à 0,53 dollar É.-U./l. Fondé sur l'hypothèse selon laquelle un véhicule électrique à piles à combustible à hydrogène consomme deux fois moins de carburant qu'un VMCI à essence. L'hydrogène obtenu à partir d'ER est environ 1,5 à 3 fois plus cher que l'hydrogène provenant d'autres sources.	Le coût de l'électricité par km, quand le prix d'achat de l'énergie varie de 0,10 à 0,30 dollar É.-U./kWh, est compétitif par rapport à l'essence si celle-ci s'achète au prix de 0,3 à 0,9 dollar É.-U./l (en supposant que les VE consomment 3 fois moins de carburant que les VMCI à essence).
Compatibilité avec les infrastructures existantes	Partiellement compatibles avec le réseau existant de distribution de pétrole. Il se peut qu'une infrastructure de distribution et de stockage distincte soit nécessaire pour l'éthanol.	Besoin d'une nouvelle infrastructure H <sub>2</sub> , ainsi que de sources de production de H <sub>2</sub> renouvelables. La mise en place de l'infrastructure doit être coordonnée avec la croissance du marché des véhicules.	Importante infrastructure électrique en place. Nécessité d'ajouter le coût des appareils de rechargement à domicile et publics, des sources d'ER et de la modernisation du transport et de la distribution (surtout pour les chargeurs rapides).
Accueil favorable des consommateurs	Dépend du coût comparatif des carburants. Les véhicules fonctionnant à l'alcool peuvent avoir un rayon d'action moindre que ceux à essence. Effet de coût possible sur les cultures vivrières. Les questions relatives à l'utilisation des terres et à l'eau peuvent jouer un rôle.	Dépend du coût comparatif des véhicules et des carburants. Idée que se fait le public de la sécurité. Peu de stations publiques de ravitaillement en carburant sur les premiers marchés.	Coût initial du véhicule élevé. Coût de l'électricité élevé en cas de chargement pendant les périodes de pointe. Rayon d'action limité sauf pour les VHR. Temps de rechargement raisonnable à long, mais possibilité de recharger à domicile. Forte dégradation des performances lors d'hivers très rigoureux ou d'étés très chauds. Peu de stations publiques de ravitaillement en carburant sur les premiers marchés.
Émissions de GES	Dépendent des matières premières, du procédé et de la question de l'utilisation des terres <sup>2</sup> . Faibles pour les carburants tirés de résidus de la biomasse, notamment la canne à sucre. À court terme, les émissions peuvent être élevées pour l'éthanol de maïs. Probablement plus faibles pour les biocarburants de pointe de deuxième génération.	Dépendent du mélange de l'approvisionnement en énergie pour la production de H <sub>2</sub> . Par rapport aux futurs VMCI à essence hybrides, les émissions de GES des véhicules électriques à piles à combustible à hydrogène utilisant du H <sub>2</sub> de gaz naturel, mesurées selon la méthode WTW, peuvent être un peu plus faibles ou un peu plus fortes, selon les hypothèses. Peuvent être quasi nulles pour les ER ou le nucléaire.	Dépendent du mélange de l'approvisionnement en énergie du réseau électrique. En cas de mélange où le charbon prédomine, les VE et VHR rejettent autant ou plus d'émissions de GES, mesurées selon la méthode WTW, que les VH à essence. Avec une plus forte proportion d'ER et une électricité à faible intensité de carbone, les émissions mesurées selon cette méthode sont plus faibles.
Consommation de pétrole	Faible pour les mélanges	Très faible	Très faible
<b>Considérations concernant l'environnement et la durabilité</b>			
Pollution de l'air	Similaire à celle de l'essence. Problèmes supplémentaires pour l'éthanol en raison de la perméation de composés organiques volatils à travers les joints d'étanchéité des réservoirs de carburant. Émissions d'aldéhyde.	Véhicule à émissions nulles.	Véhicule à émissions nulles.
Utilisation de l'eau	Supérieure à l'essence, en fonction des besoins en matières premières et en irrigation des cultures.	Potentiellement faible, mais dépendant de la filière choisie, l'électrolyse et le reformage à la vapeur nécessitant de l'eau.	Potentiellement faible, mais dépendant de la filière choisie pour la production d'électricité.
Utilisation des terres	Pourrait faire concurrence à la production de produits alimentaires et de fibres sur les terres cultivées.	Fonction de la filière choisie.	Fonction de la filière choisie.
Utilisation des matériaux		Platine dans les piles à combustible. Néodyme et autres terres rares dans les moteurs électriques. Recyclage des matériaux.	Lithium dans les batteries. Néodyme et autres terres rares dans les moteurs électriques. Recyclage des matériaux.

Notes: 1) Les coûts indiqués ne comprennent pas toujours le remboursement des coûts supplémentaires liés à l'achat d'un premier véhicule. 2) Les émissions de GES indirectes liées à l'utilisation des terres en rapport avec les biocarburants ne sont pas comptabilisées.

des problèmes de durabilité [2.5]. De nombreux véhicules à piles à combustible à hydrogène ont fait l'objet de démonstrations, mais il est peu probable qu'ils soient commercialisés avant 2015 à 2020 au plus tôt en raison des obstacles que constituent la longévité des piles à combustible, leur coût, les problèmes posés par le stockage de l'hydrogène à bord et l'existence d'infrastructures adaptées. Pour les VE et les VHR (véhicules hybrides rechargeables), le coût et la durée de vie relativement courte des batteries actuelles, le rayon d'action limité des véhicules entre deux rechargements et le temps que ces rechargements prennent peuvent faire obstacle au bon accueil que pourraient leur réserver les consommateurs. La conception des VE et des VHR évolue rapidement, stimulée par de récentes mesures de politique générale dans le monde entier, et plusieurs entreprises ont fait part de leur intention de les commercialiser. Une stratégie pourrait consister à introduire d'abord les VHR tout en développant et en renforçant la technologie des batteries. Pour les véhicules électriques et à hydrogène, la mise en place à grande échelle de l'infrastructure nécessaire pour développer un système de transport pratique pourrait prendre plusieurs décennies.

Un avantage des biocarburants est leur relative compatibilité avec l'infrastructure des combustibles liquides déjà en place. Les biocarburants peuvent être mélangés aux produits pétroliers, et la plupart des véhicules à MCI peuvent rouler avec des mélanges, certains même avec du biocarburant pur. Ils sont similaires à l'essence ou au gazole en matière de performance des véhicules et de temps nécessaire pour assurer le ravitaillement en carburant, bien que certains soient limités quant aux concentrations qui peuvent être mélangées et qu'ils ne soient d'ordinaire pas facilement transportables sans modifications des conduites d'acheminement du carburant existantes. Pour certains biocarburants, la question de la durabilité de la ressource en biomasse disponible se pose sérieusement. [2.5, 8.2.4, 8.3.1.2]

L'hydrogène permet d'exploiter de nouvelles et vastes ressources énergétiques afin d'offrir des transports à émissions nulles ou pratiquement nulles. La technologie de production d'hydrogène par gazéification de la biomasse est en cours de développement et pourrait devenir compétitive après 2025. L'hydrogène tiré de sources d'ÉR par électrolyse présente des obstacles liés au coût plutôt que des problèmes de faisabilité technique ou de disponibilité des ressources. Au départ, les technologies ÉR et autres technologies pauvres en carbone serviront probablement à produire de l'électricité, ce qui pourrait permettre de coproduire de l'hydrogène à intensité de carbone quasi nulle en même temps que de l'électricité ou de la chaleur dans les complexes énergétiques du futur. L'hydrogène n'est pas encore disponible à grande échelle comme peuvent l'être l'électricité, le gaz naturel, l'essence, le gazole ou les biocarburants, mais pourrait à l'avenir se voir accorder la préférence pour de grands véhicules lourds à long rayon d'action qui nécessitent une durée de ravitaillement en carburant relativement courte. Pour faire bénéficier un grand nombre de véhicules de l'hydrogène, il faudrait édifier une nouvelle infrastructure de ravitaillement, dont la construction pourrait prendre plusieurs décennies. Plusieurs pays ont pris les premières mesures pour en faire bénéficier des parcs de véhicules à titre expérimental et faire la démonstration des technologies de ravitaillement lors de mini-ateliers. [2.6.3.2, 8.3.1, 8.3.1.2]

Pour que l'électricité tirée d'ÉR alimente un grand nombre de VE et de VHR sur les marchés futurs, il faudra plusieurs innovations, telles que la mise au point de batteries et un approvisionnement en électricité peu coûteuse pour recharger les VE quand c'est nécessaire. En cas de rechargement de nuit pendant les heures creuses, il est moins probable que de nouvelles capacités soient nécessaires et, à certains endroits, il se peut qu'il y ait une bonne concordance dans le temps avec des ressources éoliennes ou hydroélectriques. Il se peut aussi qu'un réseau souple et/ou un stockage

de l'énergie soient nécessaires pour équilibrer la demande d'électricité aux fins du rechargement des véhicules et la disponibilité des sources d'ÉR. [8.2.1]

Outre les véhicules légers, les autres composantes du secteur des transports – véhicules lourds, aviation, transport maritime et rail – peuvent aussi tirer profit de solutions faisant intervenir les ÉR et d'une réduction des émissions de GES. Il est indispensable d'avoir recours aux biocarburants si l'on veut augmenter la part des ÉR dans ces sous-secteurs, mais il faudra probablement modifier la conception actuelle des MCI pour leur permettre de fonctionner avec des mélanges à forte teneur en biocarburants (plus de 80 %). L'aviation est peut-être moins bien placée que les autres sous-secteurs pour changer de carburant en raison des exigences en matière de sécurité et de la nécessité de réduire au minimum le poids et le volume du carburant utilisé. Plusieurs compagnies aériennes et constructeurs d'avions ont cependant procédé à des vols d'essai de démonstration utilisant différents mélanges de biocarburants, mais ceux-ci nécessitent beaucoup plus de traitement que les carburants routiers pour garantir que les normes très strictes des carburéacteurs soient respectées, en particulier à basses températures. Pour le transport par rail, comme à peu près 90 % du secteur est alimenté au gazole, les deux solutions qui s'imposent d'entrée de jeu pour mettre en valeur les ÉR sont le développement de l'électrification et le recours accru au biogazole. [8.3.1.5]

Eu égard à toutes ces incertitudes et aux difficultés que soulève la réduction des coûts, il importe de garder à l'esprit une série d'options à longue échéance, et notamment des changements de comportement (réduction du nombre de véhicules-kilomètres par an ou du nombre de kilomètres parcourus en avion, par exemple), des véhicules à meilleur rendement énergétique ou une gamme de carburants à faible émission de carbone, par exemple. [8.3.1.5]

## 8.7.2 Bâtiments et ménages

Le secteur des bâtiments offre un logement et toute une gamme de services énergétiques pour soutenir les moyens de subsistance et contribuer au bien-être des populations des pays développés comme des pays en développement. En 2008, il a représenté à peu près 120 EJ, soit environ 37 % du total de la consommation mondiale d'énergie finale (dont 30 à 45 EJ d'énergie primaire issue de la biomasse traditionnelle utilisée pour la cuisson des aliments et le chauffage). Ce sont généralement les combustibles fossiles (brûleurs à mazout, chauffe-eau à gaz) et l'électricité (ventilateurs et climatiseurs) qui satisfont la large part de la demande énergétique totale de ce secteur se rapportant à la cuisson des aliments et au chauffage. Dans de nombreuses régions, ces sources d'énergie peuvent être remplacées avantageusement par des systèmes de chauffage et de refroidissement urbain ou par l'emploi direct de systèmes faisant appel aux ÉR dans les bâtiments, tels que les granulés tirés de la biomasse moderne et les poêles fermés, les pompes à chaleur (y compris géothermiques), le chauffage solaire de l'eau et des espaces domestiques ou les systèmes de réfrigération solaire par sorption. [2.2, 8.2.2, 8.3.2]

Les technologies de production d'électricité à partir d'ÉR intégrées dans les bâtiments (comme les panneaux photovoltaïques) permettent à ces derniers de fournir de l'énergie au lieu d'en consommer. L'intégration des ÉR dans le milieu urbain existant, associée à des appareils efficaces sur le plan énergétique et à la conception de « constructions écologiques », est un élément clé de leur mise en valeur. Pour le sous-secteur des bâtiments à usage résidentiel ou commercial, les vecteurs d'énergie et les systèmes de fourniture de services énergétiques varient en fonction des caractéristiques locales et des ressources énergétiques renouvelables d'une région donnée, de sa richesse et de l'âge moyen des bâtiments et des infrastructures actuels, qui influe sur la rotation du parc immobilier. [8.3.2]

Les caractéristiques et conditions de la demande énergétique dans les bâtiments neufs ou existants, tout comme les perspectives d'intégration des ER, diffèrent selon le lieu et la conception architecturale. Dans les établissements urbains et ruraux des pays développés, la plupart des bâtiments sont reliés aux réseaux d'alimentation en électricité, d'adduction d'eau et d'évacuation des eaux usées. Avec un faible taux de rotation du parc immobilier de 1 % par an à peu près dans les pays développés, la conversion future des bâtiments existants devra jouer un grand rôle dans l'intégration des ER, tout comme les améliorations en matière de rendement énergétique. Parmi les exemples possibles de telles conversions, citons l'installation de chauffe-eau solaires et de pompes à chaleur géothermiques ou la mise au point ou l'extension de systèmes de chauffage et de refroidissement urbain qui, grâce à leur souplesse d'utilisation par rapport aux sources de froid ou de chaleur, permettent de passer, avec le temps, à une plus grande proportion d'ER. Cela peut exiger des investissements initiaux relativement élevés et de longues durées de remboursement, qui peuvent être éventuellement atténués par la modification des permis de construire et des réglementations en matière d'urbanisme dans un sens plus favorable, par des conceptions architecturales allant dans le sens d'un meilleur rendement énergétique et par l'application de mesures d'incitation économiques et de mesures financières. [8.2.2, 8.3.2.1]

La plupart des zones urbaines des pays en développement disposent d'un réseau d'alimentation en électricité, même si le système d'approvisionnement a souvent une capacité limitée et est rarement fiable. Une meilleure intégration des technologies ER faisant appel aux ressources énergétiques renouvelables locales pourrait contribuer à garantir la sûreté de l'approvisionnement énergétique, tout en améliorant l'accès à l'énergie. Dans les établissements urbains et ruraux des pays en développement, l'emploi non durable de biomasse et de charbon de bois fait souvent partie des modes de consommation énergétique. Le défi consiste à inverser la tendance à consommer de plus en plus de biomasse traditionnelle en donnant plus largement accès à des vecteurs et à des services énergétiques modernes et en faisant une plus grande place aux ER grâce à des mesures d'intégration appropriées. La très large répartition de l'énergie solaire et d'autres ressources énergétiques renouvelables est favorable à leur intégration dans des bâtiments nouveaux ou existants, si modestes soient-ils, y compris dans des habitations en zone rurale non reliées aux réseaux d'alimentation en énergie. [8.2.2.2, 8.2.5]

### 8.7.3 Industrie

Les industries manufacturières représentent quelque 30 % de la consommation mondiale d'énergie finale, même si la proportion varie très nettement d'un pays à l'autre. Ce secteur est très divers, mais environ 85 % de l'énergie utilisée à des fins industrielles l'est par les industries « lourdes » qui consomment le plus d'énergie (sidérurgie, métaux non ferreux, produits chimiques et engrais, raffinage du pétrole, extraction de minerais, pâtes et papier, etc.). [8.3.3.1]

Techniquement parlant, rien ne s'oppose à ce qu'à l'avenir, l'utilisation directe et indirecte des ER soit davantage répandue dans l'industrie. Leur intégration peut néanmoins être limitée, à court terme, par des facteurs comme le manque de terres et d'espace ou des exigences en faveur d'une grande fiabilité et d'un fonctionnement en continu. Outre l'intégration de plus fortes proportions d'ER, les principales mesures pour réduire la demande d'énergie de l'industrie et/ou les émissions de GES sont en particulier l'amélioration du rendement énergétique, le recyclage des matériaux, le CSC pour les industries qui émettent du CO<sub>2</sub> (par exemple les cimenteries) et le remplacement des matières premières obtenues au moyen de combustibles fossiles.

De plus, l'industrie peut fournir des dispositifs de prise en compte de la demande qui joueront probablement un rôle plus important dans les futurs réseaux d'alimentation électrique où les sources d'ER variables tiendront une plus grande place. [8.3.3.1]

Principales possibilités d'intégration des ER dans l'industrie:

- Utilisation directe de combustibles tirés de la biomasse et de résidus de procédé en vue d'une production sur place et utilisation de biocombustibles, de la chaleur et de la cogénération; [2.4.3]
- Utilisation indirecte par le biais d'un usage accru de l'électricité produite à partir d'ER, notamment au moyen de procédés électrothermiques; [8.3.3]
- Utilisation indirecte par le biais de l'achat d'autres vecteurs énergétiques à base d'ER, dont la chaleur, les combustibles liquides, le biogaz et, peut-être plus largement à l'avenir, l'hydrogène; [8.2.2–8.2.4]
- Utilisation directe de l'énergie thermique solaire pour répondre à la demande de chaleur et de vapeur à des fins industrielles, bien qu'il en existe peu d'exemples à ce jour; [3.3.2]
- Utilisation directe des ressources géothermiques pour répondre à la demande de chaleur et de vapeur à des fins industrielles. [4.3.5]

L'industrie n'est pas seulement un utilisateur potentiel d'ER, mais est aussi un fournisseur potentiel de bioénergie sous forme de coproduit. Actuellement, l'utilisation directe des ER dans l'industrie est dominée par la biomasse produite dans les industries des pâtes et papier, du sucre et de l'éthanol sous forme de sous-produits de procédé et sert à la cogénération de chaleur et d'électricité, principalement sur place, qui sera utilisée dans le procédé, mais aussi vendue hors site. La biomasse

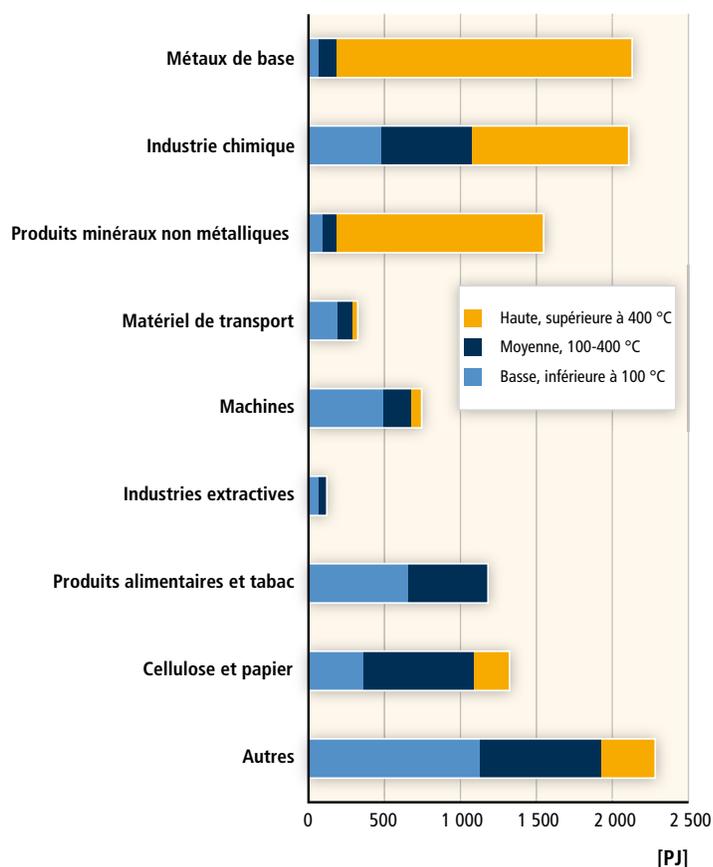


Figure TS.8.8 | Demande de chaleur industrielle pour divers intervalles de température émanant des sous-secteurs de l'industrie lourde et de l'industrie légère, d'après un évaluation faite dans 32 pays européens. [Figure 8.23]

est également un combustible important pour de nombreuses petites et moyennes entreprises comme les briqueteries, notamment sous forme de charbon de bois dans les pays en développement. [8.3.3.1]

Pour les industries à forte intensité énergétique, les voies possibles vers une utilisation accrue des ÉR varient selon les différents sous-secteurs industriels. La biomasse, par exemple, est techniquement capable de remplacer les combustibles fossiles dans les chaudières et les fours ou encore d'assurer le remplacement des produits pétrochimiques par des produits et matériaux biochimiques. Cependant, vu la taille de nombre de procédés industriels, il peut être difficile de se procurer des volumes suffisants de biomasse locale. Le recours à des techniques solaires peut être limité, en certains endroits, par le faible nombre d'heures d'ensoleillement annuel. S'il n'est pas rare que de l'énergie hydroélectrique soit fournie directement aux usines d'aluminium, la meilleure solution, pour nombre de procédés à forte intensité énergétique, consiste à intégrer indirectement les ÉR en passant à l'électricité issue d'ÉR fournie par le réseau ou, à plus long terme, à l'hydrogène. Le vaste éventail de possibilités de production d'électricité à faible intensité de carbone, tout comme la souplesse d'utilisation de cette forme d'énergie, permettent de supposer que les procédés électrothermiques pourraient se développer, à l'avenir, et remplacer les combustibles fossiles dans toute une série de procédés industriels. [8.3.3.2]

Les industries «légères» qui consomment moins d'énergie – parmi lesquelles figurent l'industrie alimentaire, les textiles, les industries légères de fabrication d'appareils et d'électronique, les usines de montage automobile et les scieries –, représentent, malgré leur nombre, une plus faible proportion de la consommation totale d'énergie que les industries lourdes. Une grande partie de leur demande énergétique correspond à la consommation d'énergie des bâtiments à usage commercial pour l'éclairage, le chauffage des locaux, la climatisation, la ventilation et le matériel de bureau. En général, ces industries sont plus souples et offrent des possibilités accrues d'intégration des ÉR par rapport aux industries à forte intensité énergétique. [8.3.3.3]

L'intégration des ÉR en ce qui concerne la chaleur industrielle est réalisable à des températures inférieures à 400 °C environ: pour ce faire, on utilise la combustion de biomasse (notamment du charbon de bois) ainsi que l'énergie thermique solaire ou l'énergie géothermique directe. Pour répondre à la demande de chaleur industrielle au-dessus de 400 °C, les ressources en ÉR, à l'exception de l'énergie solaire à haute température, sont moins indiquées (figure TS.8.8). [8.3.3.3]

La complexité et la diversité des activités industrielles ainsi que la diversité des conditions géographiques et des conditions climatiques locales font que l'on connaît mal les possibilités et les coûts liés à une utilisation accrue des ÉR dans l'industrie. Les perspectives à court terme de parvenir à des proportions plus élevées d'ÉR pourraient résulter de l'utilisation accrue de résidus de procédé, de la cogénération dans les industries basées sur la biomasse et du remplacement des combustibles fossiles utilisés pour le chauffage. Les technologies héliothermiques sont prometteuses, et la mise au point de nouveaux capteurs, le stockage thermique, les systèmes auxiliaires, l'adaptation et l'intégration des procédés sont en cours d'évaluation. Il se peut que l'intégration des ÉR grâce à l'électricité produite à partir de sources d'ÉR pour les électrotechnologies ait la plus grande incidence, aussi bien à court qu'à long terme. [8.3.3.2, 8.3.3.3]

Dans bon nombre de régions, l'utilisation des ÉR dans l'industrie a eu du mal à faire face à la concurrence par le passé en raison du prix relativement faible des combustibles fossiles ainsi que de la faiblesse, voire de l'absence, des taxes sur l'énergie et le carbone. Les politiques d'appui aux énergies renouvelables pratiquées dans différents pays ont tendance à se concentrer davantage sur les secteurs des transports et des bâtiments que sur l'industrie, de sorte que le potentiel d'intégration des ÉR est relativement incertain. Là où de telles politiques ont été appliquées, on a pu observer une mise en valeur réussie de ces énergies. [8.3.3.3]

#### 8.7.4 Agriculture, foresterie et pêches

L'agriculture est un secteur qui consomme relativement peu d'énergie, puisqu'il n'utilise qu'environ 3 % du total de l'énergie consommée à l'échelle du globe. Ce secteur englobe de grandes exploitations et de vastes forêts en propriété collective ainsi que des exploitations qui pratiquent une agriculture de subsistance et des communautés de pêcheurs dans les pays en développement. La consommation indirecte d'énergie pour la fabrication d'engrais et de machines, qui est assez élevée, est incluse dans le secteur de l'industrie. Le pompage de l'eau à des fins d'irrigation représente d'ordinaire la majeure partie de la demande énergétique des agriculteurs, avec le gazole utilisé pour les machines et l'électricité pour le matériel de traite et de réfrigération et le matériel fixe. [8.3.4.1]

Dans bien des régions, les terres cultivées pourraient servir en même temps à la production d'ÉR. L'utilisation polyvalente des terres pour l'agriculture et à des fins énergétiques devient courante, comme en témoignent, par exemple, les éoliennes construites sur des pâturages; les unités de production de biogaz servant à traiter les déjections animales, les substances nutritives étant utilisées comme engrais; les cours d'eau servant à faire fonctionner des centrales hydroélectriques de petite ou très petite taille; les résidus de cultures recueillis et brûlés pour la production de chaleur et d'électricité; et les cultures énergétiques que l'on fait pousser et que l'on exploite spécialement pour obtenir des matières premières issues de la biomasse destinées à la fabrication de biocarburants liquides et à la production de chaleur et d'électricité (les coproduits servant éventuellement à l'alimentation et à la récupération des fibres). [2.6, 8.3.4.2, 8.3.4.3]

Puisque les ressources énergétiques renouvelables – dont l'énergie éolienne, l'énergie solaire, les résidus de cultures et les déchets animaux – se trouvent souvent en abondance dans les zones rurales, leur captage et leur intégration peuvent permettre aux propriétaires terriens ou aux responsables d'exploitation de les mettre à profit localement dans le cadre des activités agricoles. Ceux-ci peuvent également engranger des recettes supplémentaires en commercialisant les vecteurs énergétiques tels que l'électricité ou le biogaz obtenus à partir d'ÉR. [8.3.4]

Malgré les obstacles qui freinent la mise en valeur des technologies ÉR (notamment les coûts d'investissement élevés, le manque de financement et l'éloignement de la demande énergétique), les énergies renouvelables seront probablement davantage utilisées, à l'avenir, par le secteur agricole mondial pour satisfaire la demande d'énergie destinée à la production primaire et aux activités après récolte, tant à petite qu'à grande échelle. [8.3.4.1–8.3.4.2]

Les stratégies d'intégration susceptibles de favoriser la mise en valeur des énergies renouvelables dans le secteur primaire dépendront en partie des ressources locales et régionales en ÉR, de la structure de la demande énergétique sur l'exploitation, des possibilités de financement des projets et des marchés de l'énergie existants. [8.3.4.3]

## 9. Les énergies renouvelables dans le contexte d'un développement durable

### 9.1 Introduction

Le développement durable répond aux préoccupations concernant les rapports entre la société humaine et la nature. Traditionnellement, il a été conceptualisé en un modèle articulé sur trois axes: l'économie, l'écologie et la société, ce qui permet de classer les objectifs du développement en catégories schématiques, les trois axes étant interdépendants et se renforçant mutuellement. Dans un autre cadre conceptuel, le développement durable peut être assimilé à un état intermédiaire entre les deux paradigmes d'une faible durabilité et d'une forte durabilité. Les deux paradigmes diffèrent selon les hypothèses concernant la substituabilité du capital naturel et du capital humain. Les ÉR peuvent contribuer aux objectifs de développement du modèle à trois axes et être évaluées selon un développement durable faible ou fort, vu que l'exploitation des ÉR se définit comme un soutien du capital naturel tant que l'utilisation des ressources ne réduit pas le potentiel d'exploitation à l'avenir. [9.1]

### 9.2 Interactions du développement durable et des énergies renouvelables

Le rapport entre les ÉR et le développement durable peut être considéré comme une hiérarchie d'objectifs et de contraintes qui inspire des considérations tant mondiales que régionales ou locales. Bien que la contribution précise des ÉR au développement durable reste à évaluer sur le plan national, ces formes d'énergie offrent la possibilité de concourir à la réalisation de divers objectifs importants du développement durable: 1) le développement économique et social; 2) l'accès à l'énergie; 3) la sécurité énergétique; 4) l'atténuation des effets des changements climatiques et la réduction des incidences sur l'environnement et la santé. L'atténuation des effets des changements climatiques dangereux d'origine humaine est considérée comme l'un des principaux moteurs de l'accroissement de la mise en valeur des ÉR dans le monde. [9.2, 9.2.1]

Ces objectifs peuvent être liés au modèle à trois axes et aux paradigmes d'un développement durable faible ou fort. Les notions relatives au développement durable donnent aux décideurs des cadres utiles pour évaluer la contribution des ÉR au développement durable et pour définir des mesures économiques, sociales et environnementales appropriées. [9.2.1]

L'emploi d'indicateurs peut aider les pays à suivre les progrès accomplis par les sous-systèmes énergétiques conformément aux principes de la durabilité, bien qu'il existe de nombreuses façons différentes de classer les indicateurs de développement durable. Les évaluations réalisées pour le Rapport et le chapitre 9 sont fondées

sur divers outils méthodologiques, y compris des indicateurs ascendants dérivés d'analyses attributives du cycle de vie ou de statistiques sur l'énergie, des méthodes dynamiques de modélisation intégrée et des analyses qualitatives. [9.2.2]

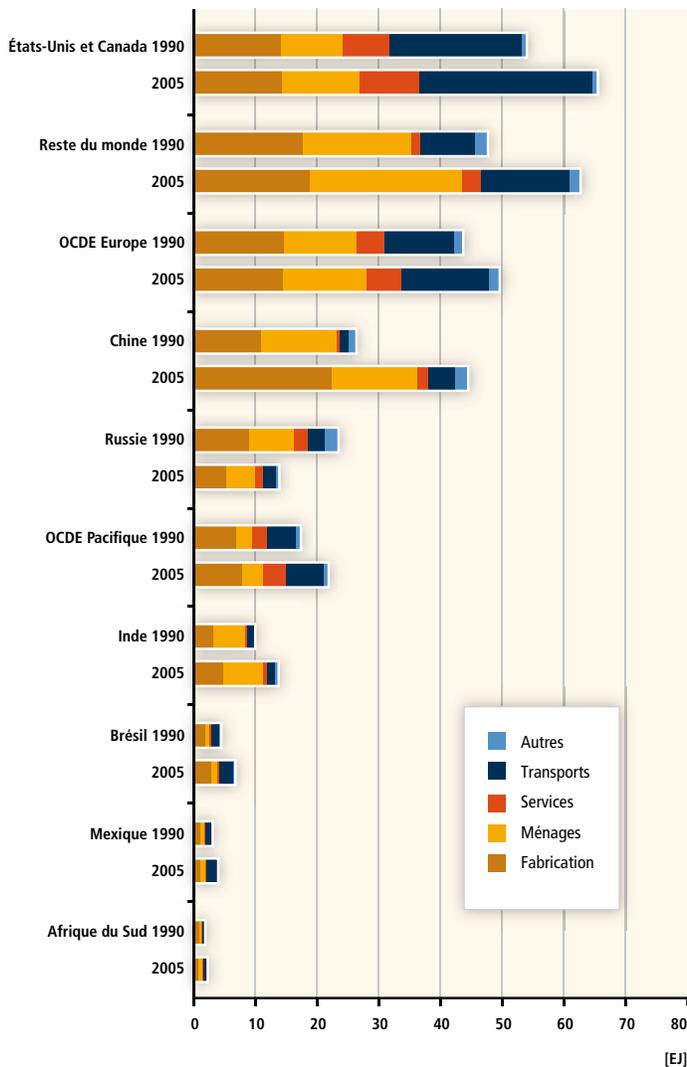
Des paramètres classiques de mesure de la croissance économique (PIB) ainsi que l'indicateur du développement humain, d'une portée plus large sur le plan conceptuel, sont analysés pour évaluer l'apport des ÉR au développement économique et social. Les possibilités d'emploi, qui servent de motivation à certains pays pour soutenir la mise en valeur des ÉR, et des questions essentielles de financement pour les pays en développement sont également abordées. [9.2.2]

L'accès à des services énergétiques modernes, qu'ils soient assurés par des sources renouvelables ou non, est étroitement lié à des mesures de développement, en particulier dans les pays qui en sont à un stade précoce de développement. Il est indispensable de permettre aux membres les plus pauvres de la société d'avoir accès à l'énergie moderne pour pouvoir atteindre chacun des huit objectifs du Millénaire pour le développement. Les indicateurs concrets utilisés comprennent la consommation d'énergie finale par habitant par rapport au revenu ainsi que les données ventilées sur l'accès à l'électricité (en milieu rural et en milieu urbain) et les chiffres correspondant aux fractions de la population qui recourent au charbon ou à la biomasse traditionnelle pour la cuisson des aliments. [9.2.2]

Malgré l'absence d'une définition acceptée par tous, l'expression «sécurité énergétique» peut s'interpréter au mieux comme la robustesse à l'égard des ruptures, parfois brusques, d'approvisionnement en énergie. On peut définir deux grands thèmes relatifs à la sécurité énergétique, que ce soit pour les systèmes actuels ou pour la planification des systèmes futurs faisant appel aux ÉR, à savoir la disponibilité et la répartition des ressources; et la variabilité et la fiabilité de l'approvisionnement en énergie. Les indicateurs utilisés pour obtenir des informations sur le critère de développement durable du point de vue de la sécurité énergétique sont l'importance des réserves, le rapport réserves/production, la part des importations dans la consommation totale d'énergie primaire, la part des importations d'énergie dans le total des importations et la part des sources d'ÉR variables et imprévisibles. [9.2.2]

Pour évaluer la charge globale du système énergétique sur l'environnement et pour établir les compromis possibles, il faut tenir compte d'un ensemble d'incidences et de catégories, au nombre desquelles figurent les émissions massives dans l'atmosphère (en particulier de GES) et dans l'eau et l'utilisation de l'eau, de l'énergie et des sols par unité d'énergie produite, qu'il convient d'évaluer selon les technologies employées. Tout en reconnaissant que les analyses du cycle de vie ne sont pas la seule réponse possible en ce qui concerne la viabilité à long terme d'une technologie donnée, elles constituent une méthode particulièrement utile pour déterminer les incidences totales de la technologie en question sur un système, qui peuvent servir de base de comparaison. [9.2.2]

Les analyses de scénarios donnent des aperçus de la mesure dans laquelle les modèles intégrés tiennent compte des quatre objectifs d'un développement durable selon diverses voies de mise en valeur des ÉR. Pour l'essentiel, ces voies correspondent à des résultats de scénarios par le biais desquels on tente de clarifier les rapports complexes entre les diverses technologies énergétiques à l'échelle planétaire. C'est pourquoi le chapitre 9 se rapporte essentiellement à des scénarios mondiaux issus de modèles intégrés, qui se trouvent également au cœur de l'analyse effectuée dans le chapitre 10. [9.2.2]



**Figure TS.9.1** | Consommation d'énergie (EJ) par secteur économique. On notera que les données sous-jacentes sont calculées au moyen de la méthode du contenu physique de l'AIE et non par la méthode de l'équivalent direct<sup>1</sup>. [Figure 9.2].

Note: 1. Il n'existe de données d'archives sur l'énergie que pour la consommation d'énergie par secteur économique. Il faudrait connaître les divers vecteurs d'énergie employés dans chaque secteur économique pour convertir les données au moyen de la méthode de l'équivalent direct.

## 9.3 Incidences sociales, environnementales et économiques: évaluation mondiale et régionale

Des pays ayant atteint divers niveaux de développement ont des motifs différents de faire progresser les ÉR. Dans les pays en développement, l'adoption de technologies ÉR est généralement motivée par la perspective d'obtenir un accès à l'énergie, d'offrir des opportunités d'emploi dans l'économie officielle (c'est-à-dire d'emplois juridiquement réglementés et imposables) et de réduire le coût des importations d'énergie (ou, dans le cas des exportateurs d'énergie fossile, de prolonger la durée de vie de leur base de ressources naturelles). Dans les pays industrialisés, les principales raisons d'encourager la mise en valeur des ÉR consistent en la possibilité de réduire les émissions de carbone pour atténuer les effets du changement climatique, d'améliorer la sécurité énergétique et de promouvoir activement des transformations structurelles de l'économie, afin de réduire les pertes d'emplois dans des secteurs manufacturiers en déclin grâce à de nouvelles opportunités d'emploi liées aux ÉR. [9.3]

### 9.3.1 Développement économique et social

Sur le plan mondial, il existe une corrélation positive entre le revenu par habitant et l'utilisation d'énergie par habitant, et la croissance économique peut être considérée comme le facteur le plus pertinent de l'augmentation de la consommation d'énergie depuis quelques dizaines d'années. Toutefois, il n'existe aucun consensus quant à l'évolution du rapport de cause à effet entre la consommation d'énergie et l'augmentation de la production macroéconomique. [9.3.1.1]

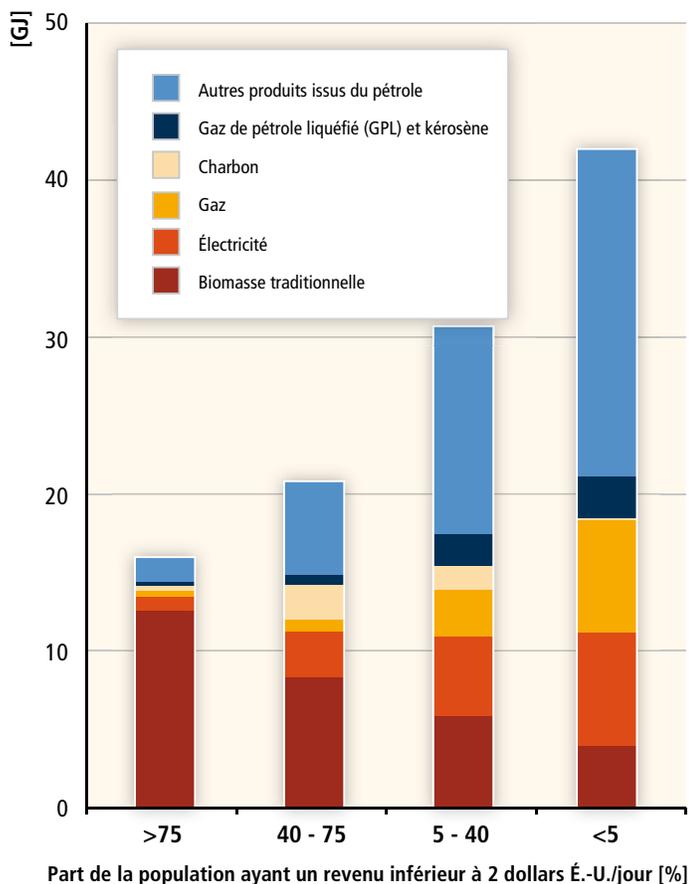
À mesure que l'activité économique se développe et se diversifie, une demande de sources d'énergie plus perfectionnées et plus souples se fait jour: d'un point de vue sectoriel, les pays qui en sont aux premiers stades de développement consomment la plus grande partie de leur énergie primaire totale dans le secteur résidentiel (et, dans une moindre mesure, dans le secteur agricole). Dans les pays émergents, le secteur manufacturier est prédominant, alors que dans les pays pleinement industrialisés, les services et les transports prennent une place qui croît régulièrement (voir figure TS.9.1). [9.3.1.1]

Malgré les rapports étroits qui existent entre le PIB et la consommation d'énergie, on observe une grande variété de modes d'utilisation de l'énergie selon les pays: certains, qui ont des revenus élevés par habitant, consomment relativement peu d'énergie, tandis que d'autres restent plutôt pauvres malgré des ressources abondantes en combustibles fossiles, le secteur de l'énergie y étant souvent largement subventionné. Il existe une hypothèse selon laquelle la croissance économique peut être largement dissociée de la consommation d'énergie en raison de la diminution régulière de l'intensité énergétique. En outre, on affirme souvent que les pays en développement et à économie en transition peuvent sauter des étapes, c'est-à-dire limiter leur consommation d'énergie en utilisant des technologies énergétiques modernes et très efficaces. [9.3.1.1, encadré 9.5]

L'accès à une énergie propre et fiable est une condition préalable importante pour les déterminants fondamentaux du développement humain tels que la santé, l'éducation, l'égalité des sexes et la sécurité de l'environnement. Si l'on utilise l'indicateur du développement humain comme indicateur indirect du développement, les pays dont l'indicateur du développement humain est élevé consomment en général des quantités relativement importantes d'énergie par habitant, et aucun pays n'a atteint une valeur élevée ou moyenne de cet indicateur sans avoir largement accès à un approvisionnement en énergie non traditionnelle. Une quantité minimale d'énergie est nécessaire pour garantir un niveau de vie acceptable (par ex. 42 GJ par habitant), une consommation plus élevée d'énergie n'entraînant qu'une amélioration minimale de la qualité de la vie. [9.3.1.2]

Les estimations des effets nets des ÉR sur l'emploi diffèrent en raison de désaccords concernant le recours à la méthodologie appropriée. Toutefois, un consensus semble se dégager quant aux effets positifs à long terme des ÉR, qui apportent une contribution majeure à la création d'emplois, comme en témoignent de nombreuses stratégies nationales concernant la croissance verte. [9.3.1.3]

Dans la plupart des cas, le coût purement économique des ÉR est supérieur à celui de la production d'énergie fondée sur des combustibles fossiles. Dans les pays en développement, en particulier, les coûts connexes sont un facteur majeur qui détermine l'intérêt que présentent les ÉR pour répondre à une demande croissante d'énergie, et certains se sont inquiétés du fait que l'augmentation des prix



**Figure TS.9.2** | Rapport entre la consommation finale d'énergie par habitant et le revenu dans les pays en développement. Les données se rapportent à la dernière année pour laquelle on dispose de valeurs chiffrées pendant période 2000-2008. [Figure 9.5]

de l'énergie risque de nuire aux perspectives de développement des pays en voie d'industrialisation. Globalement, les considérations de coût ne peuvent être abordées indépendamment du régime de partage des charges adopté, c'est-à-dire sans avoir au préalable précisé qui assume les frais liés aux avantages découlant de la réduction des émissions de GES, qu'on peut caractériser comme un bien public mondial. [9.3.1.4]

### 9.3.2 Accès à l'énergie

Actuellement, une partie importante de la population du globe n'a pas accès ou a un accès limité à des services énergétiques modernes et non polluants. Du point de vue du développement durable, pour promouvoir une énergie durable, il faut mettre des services énergétiques à la disposition de groupes qui, à ce jour, n'y ont pas ou peu accès: les pauvres (définis par la richesse, le revenu ou des indicateurs plus intégratifs), les habitants des zones rurales et ceux qui ne sont pas reliés au réseau électrique. [9.3.2]

En tenant compte des contraintes existantes concernant la disponibilité et la qualité des données, on estimait en 2009 qu'environ 1,4 milliard de personnes n'avaient pas accès à l'électricité. Environ 2,7 milliards de personnes avaient recours à la biomasse traditionnelle pour la cuisson des aliments, d'où de graves problèmes de santé (notamment la pollution de l'air à l'intérieur des habitations) et d'autres charges sociales (par ex. le temps consacré à recueillir des combustibles) dans les pays en développement. Étant donné le rapport étroit qui existe entre le revenu des ménages

et l'utilisation de combustibles de faible qualité (figure TS.9.2), il importe de renverser la tendance à la consommation d'une biomasse inefficace en remplaçant son emploi actuel, souvent non durable, par des solutions plus viables et plus efficaces. [9.3.2]

Si l'on définit l'accès à l'énergie comme un «accès à des services énergétiques propres, fiables et économiques pour la cuisson des aliments, le chauffage, l'éclairage ou les communications et à des fins de production», on illustre le caractère graduel du processus consistant à grimper aux barreaux de l'échelle énergétique. Même un niveau basique d'accès à des services énergétiques modernes peut avoir des avantages importants pour les collectivités et les ménages. [9.3.2]

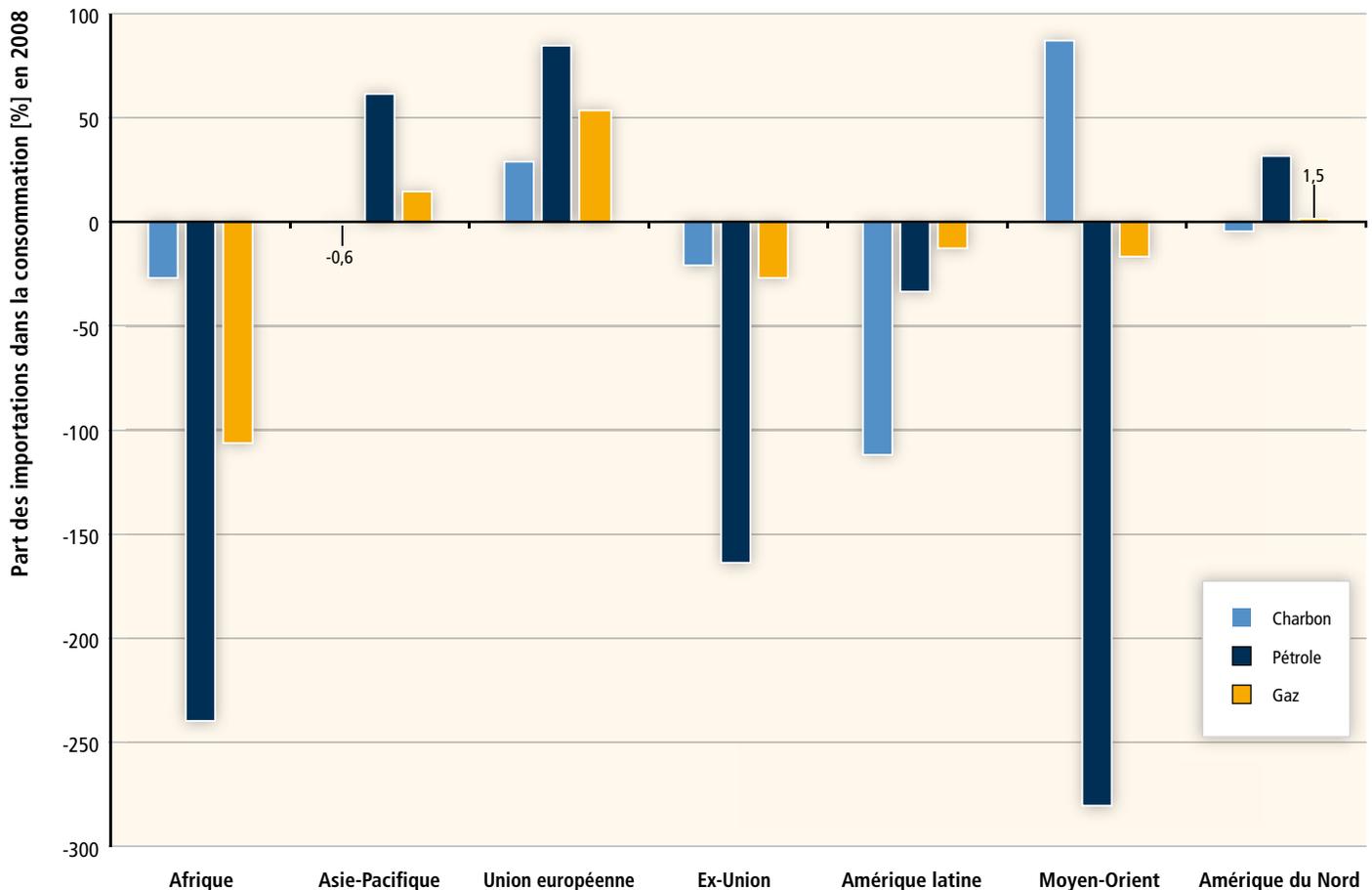
Dans les pays en développement, les réseaux décentralisés faisant appel aux ÉR ont élargi et amélioré l'accès à l'énergie. Ils sont généralement plus compétitifs dans les zones rurales situées très loin du réseau national, et les faibles niveaux d'électrification rurale offre d'importantes possibilités pour les miniréseaux fondés sur les ÉR. En outre, les technologies ÉR non électriques offrent des possibilités de modernisation directe des services énergétiques, par exemple grâce à l'emploi de l'énergie solaire pour chauffer l'eau et sécher les récoltes, de biocarburants pour les transports, de biogaz et de biomasse moderne pour le chauffage, le refroidissement, la cuisson des aliments et l'éclairage et de l'énergie éolienne pour pomper l'eau. Si l'on ne comprend pas encore bien la raison précise pour laquelle les ÉR assurent un accès plus durable à l'énergie que les autres sources d'énergie, certaines de ces technologies permettent aux collectivités locales d'élargir leurs choix énergétiques ; elles stimulent en outre l'activité économique, soutiennent les efforts des entrepreneurs locaux et permettent de satisfaire les besoins et d'assurer les services de base pour l'éclairage et la cuisson des aliments, procurant ainsi des avantages auxiliaires en matière de santé et d'éducation. [9.3.2]

### 9.3.3 La sécurité énergétique

L'emploi d'ÉR facilite le remplacement des combustibles fossiles, de plus en plus rares. Les estimations présentes du rapport entre les réserves avérées et la production actuelle montrent que, sur le plan mondial, le pétrole sera épuisé dans une quarantaine d'années et le gaz naturel, dans une soixantaine d'années. [9.3.3.1]

Compte tenu du caractère local de nombreuses sources d'énergie renouvelable et du fait qu'elles ne peuvent donc faire l'objet d'échanges internationaux, l'augmentation de leur part dans l'éventail énergétique d'un pays réduit la dépendance de ce dernier par rapport aux importations de combustibles fossiles, dont la répartition spatiale des réserves, la production et les exportations sont très inégales et hautement concentrées dans quelques régions (figure TS.9.3). Dans la mesure où les marchés des ÉR ne se caractérisent pas par une telle concentration géographique des approvisionnements, il devient possible de diversifier l'éventail des sources d'énergie et de réduire la vulnérabilité de l'économie à la volatilité des prix. Pour les pays en développement qui importent du pétrole, une assimilation accrue des technologies ÉR pourrait permettre de réorienter les flux de devises des importations d'énergie vers l'importation de biens qui ne peuvent être produits localement, comme des biens d'équipement hautement techniques. Le Kenya et le Sénégal, par exemple, consacrent plus de la moitié de leurs recettes d'exportation à l'importation d'énergie, alors que l'Inde y consacre plus de 45 %. [9.3.3.1]

Cependant, une dépendance par rapport aux importations peut également se créer pour les technologies nécessaires à la mise en valeur d'ÉR, un accès sûr aux matières premières minérales inorganiques rares requises à un prix raisonnable constituant un défi imminent pour toutes les industries. [9.3.3.1]



**Figure TS.9.3** | Importations d'énergie en tant que part de la consommation totale d'énergie primaire (%) pour le charbon (houille et lignite), le pétrole brut et le gaz naturel dans certaines régions du monde en 2008. Les valeurs négatives désignent des exportateurs nets de vecteurs d'énergie. [Figure 9.6]

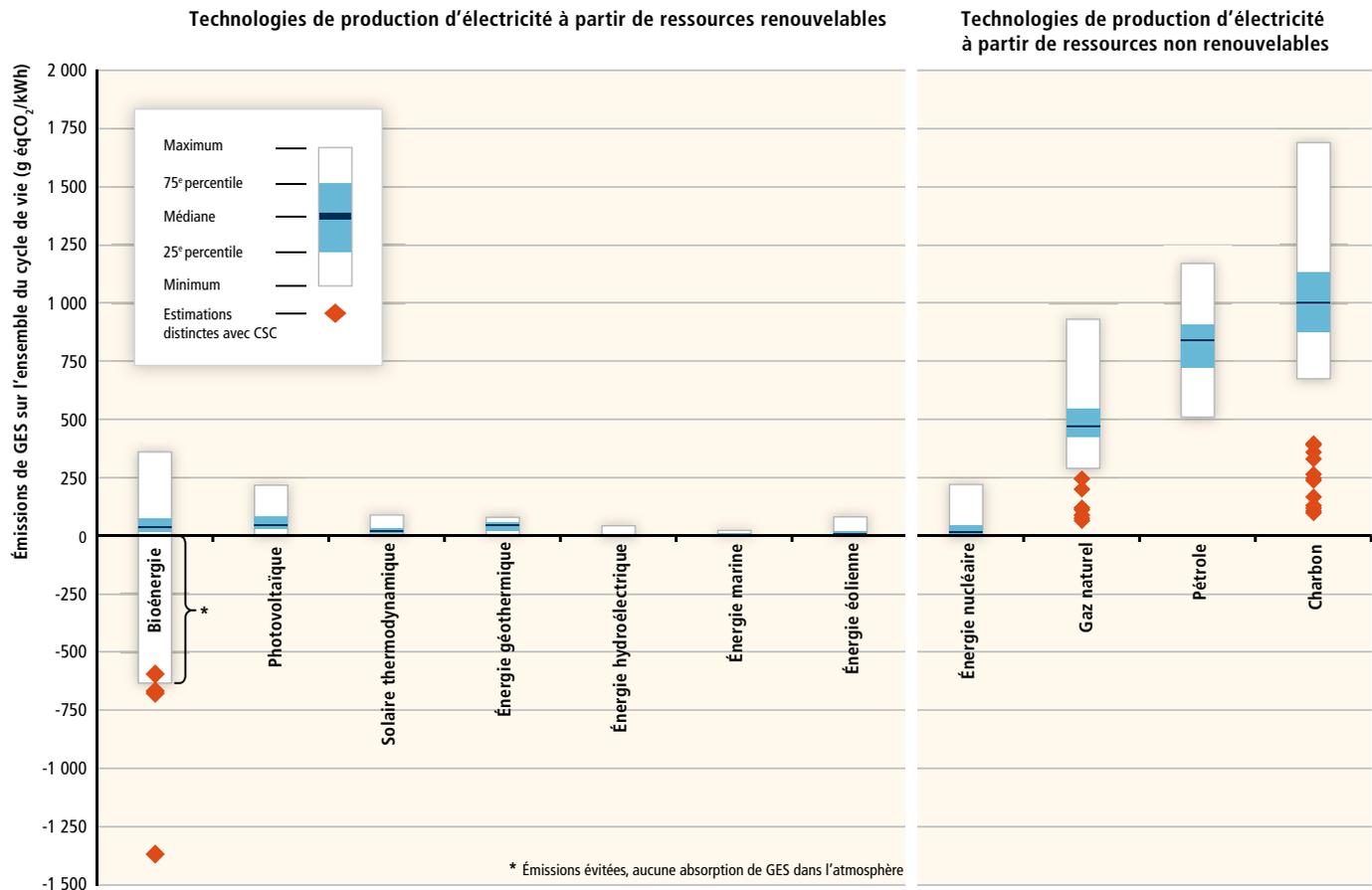
La variabilité de la production assurée par certaines technologies ÉR exige souvent des mesures techniques et institutionnelles correspondant aux conditions locales pour assurer un approvisionnement constant et fiable en énergie. Un accès fiable à l'énergie est particulièrement problématique dans les pays en développement, et des indicateurs de la fiabilité des services d'infrastructure indiquent qu'en Afrique subsaharienne, près de 50 % des entreprises disposent de leurs propres installations de production. Ainsi, de nombreux pays en développement lient précisément l'accès à l'énergie aux questions de sécurité en élargissant la définition de la sécurité énergétique, de sorte qu'elle englobe la stabilité et la fiabilité de l'approvisionnement local. [9.3.3.2]

### 9.3.4 Atténuation des effets du changement climatique et réduction des incidences sur l'environnement et la santé

Dans le cadre d'un développement durable, il faut veiller à la qualité de l'environnement et empêcher celui-ci de subir des dommages excessifs. La mise en place de technologies à grande échelle s'accompagne toujours de compromis sur l'environnement, et il existe une vaste documentation qui évalue les diverses incidences environnementales de la large gamme des technologies énergétiques (ÉR, énergie fossile et nucléaire) selon une perspective ascendante. [9.3.4]

Les incidences sur le climat par le biais des émissions de GES sont généralement bien documentées, et les analyses du cycle de vie [encadré 9.2] facilitent la comparaison quantitative des émissions du début à la fin, selon les technologies employées. Alors qu'un nombre important d'études portent sur les émissions de polluants atmosphériques et sur l'usage opérationnel de l'eau, il existe peu d'éléments concernant les incidences des émissions pendant leur cycle de vie sur l'eau, l'utilisation des sols et la santé, si ce n'est les éléments relatifs à la pollution de l'air. Les évaluations se concentrent sur les secteurs les mieux couverts par la documentation, tels que la production d'électricité et les carburants destinés aux transports pour les émissions de GES. L'énergie servant au chauffage et aux ménages n'est traitée que brièvement, en particulier pour ce qui concerne la pollution de l'air et la santé. Les incidences sur la biodiversité et les écosystèmes dépendent le plus souvent des sites, sont difficiles à quantifier et sont présentées de façon essentiellement qualitative. Pour tenir compte des charges liées à des accidents par opposition à un fonctionnement normal, un aperçu est donné des risques que présentent les technologies énergétiques. [9.3.4]

Les analyses du cycle de vie concernant la production d'électricité indiquent que les émissions de GES dues à des technologies ÉR sont en général nettement plus faibles que celles qui sont dues aux technologies fondées sur des combustibles fossiles et, dans un certain nombre de cas, inférieures à celles des technologies à combustibles fossiles avec captage et stockage du carbone. La valeur estimée maximale pour le solaire thermodynamique, l'énergie géothermique, l'énergie hydroélectrique,



Nombre d'estimations	222(+4)	124	42	8	28	10	126	125	83(+7)	24	169(+12)
Nombre de références	52(+0)	26	13	6	11	5	49	32	36(+4)	10	50(+10)

**Figure TS.9.4** | Évaluation des émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie (g éqCO<sub>2</sub>/kWh) pour les grandes catégories de technologies de production d'électricité et pour certaines technologies intégrées avec captage et stockage du carbone. L'évolution nette des stocks de carbone liée à l'utilisation des sols (s'appliquant essentiellement à la bioénergie et à l'énergie hydroélectrique issue de réservoirs) et les incidences de la gestion des sols ne sont pas prises en compte. Les estimations négatives<sup>1</sup> concernant la bioénergie sont fondées sur des hypothèses relatives aux émissions évitées en provenance des résidus et déchets présents dans les décharges et des coproduits. Les références et les méthodes employées pour l'étude sont présentées à l'annexe II. Le nombre d'estimations est supérieur au nombre de références du fait que, dans de nombreuses études, on a envisagé des scénarios multiples. Les chiffres indiqués entre parenthèses ont trait à des références et à des estimations supplémentaires qui ont permis d'évaluer les technologies recourant au captage et au stockage du carbone. Les informations sur la distribution concernent les estimations présentées dans la documentation actuelle sur l'évaluation du cycle de vie, et pas nécessairement les extrêmes théoriques ou pratiques sous-jacents, ainsi que la tendance centrale véritable lorsque l'on considère toutes les conditions de mise en valeur. [Figure 9.8]

Note: 1. Dans le cadre de la terminologie des analyses du cycle de vie présentées dans le présent rapport, les « estimations négatives » se rapportent aux émissions évitées. Contrairement au cas de la bioénergie avec captage et stockage du carbone, les émissions évitées ne correspondent pas à la suppression d'une certaine quantité de GES dans l'atmosphère.

l'énergie marine et l'énergie éolienne est inférieure ou égale à 100 g éqCO<sub>2</sub>/kWh, et la valeur médiane pour l'ensemble des ER se situe entre 4 et 46 g éqCO<sub>2</sub>/kWh. Le quartile supérieur de la distribution des estimations pour le solaire photovoltaïque et la bioénergie est de deux à trois fois supérieur au maximum correspondant aux autres technologies ER. Toutefois, l'équilibre en matière de GES de la production de bioénergie comporte davantage d'incertitudes: si l'on exclut les changements d'affectation des sols, la bioénergie pourrait permettre de réduire les émissions de GES par rapport aux systèmes faisant appel à des combustibles fossiles et d'éviter des émissions de GES émanant de résidus et de déchets présents dans les décharges et des coproduits: l'association de la bioénergie et du captage et du stockage du carbone pourrait permettre de plus amples réductions (figure TS.9.4). [9.3.4.1]

Si l'on tient compte des différences de qualité de l'énergie produite, les incidences possibles sur le fonctionnement du réseau électrique du fait de l'adjonction de sources de production variable et des changements directs ou indirects d'affectation des sols pourraient atténuer les avantages que présente, en matière d'émissions de GES, le passage à une production d'électricité renouvelable, sans cependant les réduire à néant. [9.3.4.1]

Certaines valeurs mesurées comme, par exemple, la durée d'amortissement de l'énergie, qui indique le rendement énergétique des technologies ou des combustibles, ont diminué rapidement ces dernières années pour certaines technologies ER (par ex. l'énergie éolienne et le solaire photovoltaïque) grâce aux progrès techniques et aux économies d'échelle. Les technologies faisant appel

aux combustibles fossiles et à l'énergie nucléaire se caractérisent par des besoins constants en énergie pour extraire et traiter les combustibles, qui pourraient prendre une importance accrue à mesure que la qualité de l'approvisionnement en combustibles traditionnels se réduit et que la part des combustibles non traditionnels augmente. [9.3.4.1]

Pour évaluer les émissions de GES émanant des carburants destinés aux transports, on compare des carburants sélectionnés issus du pétrole, des biocarburants de première génération (éthanol issu de sucre et d'amidon, biogazole issu d'oléagineux et gazole renouvelable) et des biocarburants sélectionnés de nouvelle génération issus de la biomasse lignocellulosique (éthanol et gazole de Fischer-Tropsch), selon la méthode dite du «puits-à-la-roue». Dans cette comparaison, il n'a pas été tenu compte des émissions de GES émanant des changements directs ou indirects d'affectation des sols et d'autres effets indirects (comme le rebond de la consommation de pétrole), mais ces émissions sont abordées séparément ci-après. Le remplacement de carburants issus du pétrole par des biocarburants donne la possibilité de réduire les émissions de GES pendant le cycle de vie directement associées à la chaîne d'approvisionnement en carburants. Alors que les biocarburants de première génération ont un potentiel relativement modeste d'atténuation des GES (- 19 à 77 g  $\text{eqCO}_2/\text{MJ}$  par rapport à 85 à 109 g  $\text{eqCO}_2/\text{MJ}$  pour les carburants issus du pétrole), la plupart des biocarburants de nouvelle génération (avec des émissions de GES pendant le cycle de vie se situant entre - 10 et 38 g  $\text{eqCO}_2/\text{MJ}$ ) pourraient avoir des avantages plus sensibles sur le plan climatique. Les estimations des émissions de GES pendant le cycle de vie sont variables et incertaines tant pour les biocarburants que pour les carburants issus du pétrole, du fait essentiellement des hypothèses concernant certains paramètres biophysiques, des problèmes méthodologiques et des incertitudes concernant le lieu et le mode de production des matières premières. [9.3.4.1]

Les émissions de GES pendant le cycle de vie imputables aux changements d'affectation des sols sont difficiles à quantifier du fait que les pratiques de gestion des terres et des ressources en biomasse influent fortement sur les avantages liés à une éventuelle réduction de ces émissions et sur la durabilité de la bioénergie. Les modifications apportées à l'utilisation ou à la gestion des sols, dues directement ou indirectement à la production de biomasse utilisable sous la forme de combustibles, d'électricité ou de chaleur, peuvent entraîner des variations des stocks de carbone terrestre. Selon l'état antérieur des sols convertis, cela peut soit donner lieu à d'importantes émissions initiales, avec un délai de quelques décennies à plusieurs siècles avant que des économies nettes puissent être réalisées, soit améliorer l'absorption nette de carbone par les sols et la biomasse qui les recouvre. L'évaluation des effets nets de la bioénergie sur les GES est rendue difficile par des problèmes d'observation, de mesure et d'attribution des changements indirects d'affectation des sols, qui dépendent du contexte environnemental, économique, social et stratégique et qui ne sont ni observables directement, ni faciles à attribuer à une seule cause. Les estimations indicatives des émissions de GES liées aux changements directs et indirects d'affectation des sols, induites par plusieurs voies concernant des biocombustibles de première génération, donnent les tendances centrales (selon diverses méthodes de prise en compte) à échéance de 30 ans, à savoir 5 à 82 g  $\text{eqCO}_2/\text{MJ}$  pour l'éthanol (blé de l'Union européenne, maïs américain, canne à sucre brésilienne) et 35 à 63 g  $\text{eqCO}_2/\text{MJ}$  pour le gazole (soja et colza). [9.3.4.1]

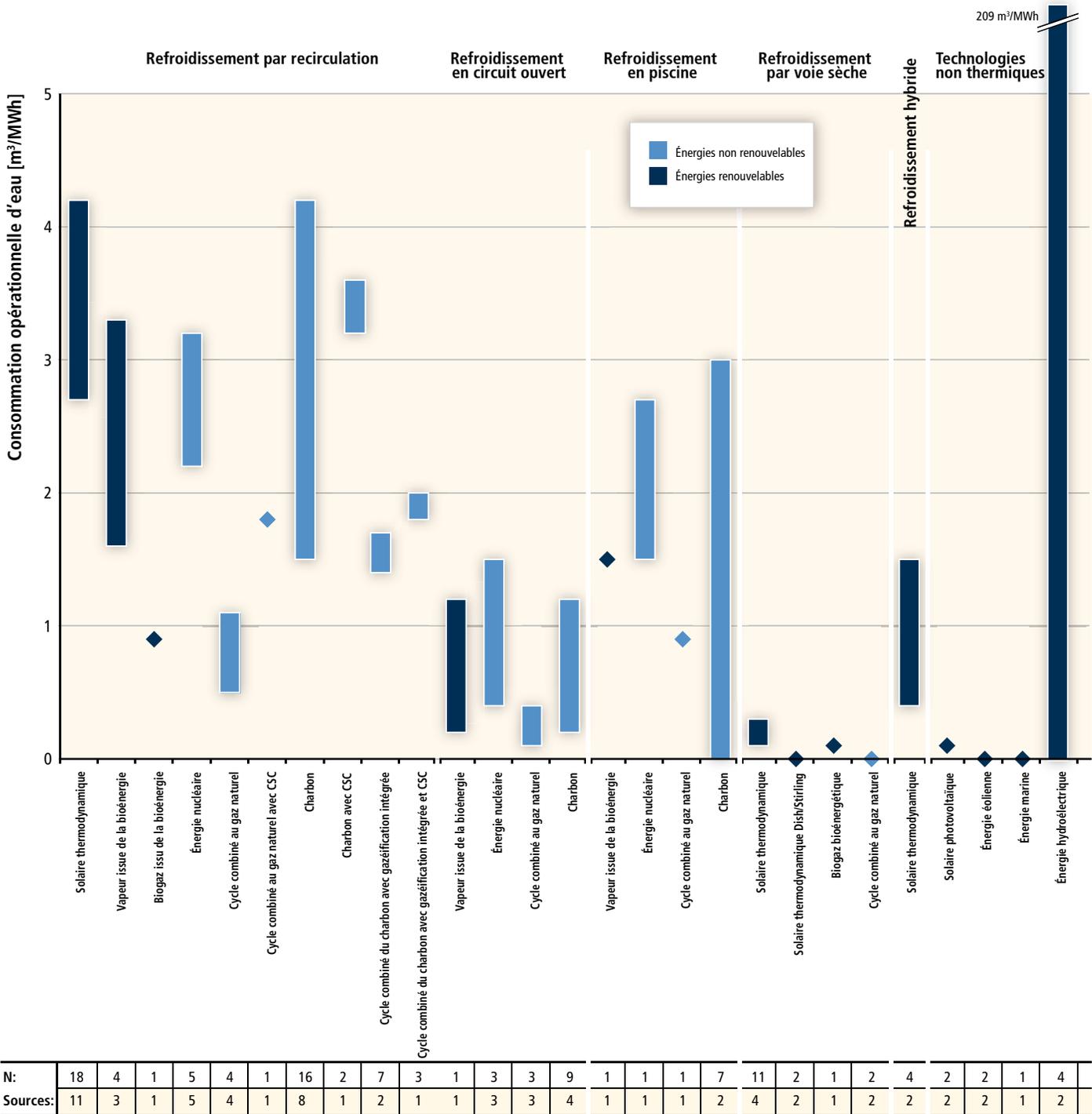
Les incidences de la pollution atmosphérique locale et régionale constituent une autre catégorie importante d'évaluation, avec des polluants de l'air (particules en suspension, oxydes d'azote ( $\text{NO}_x$ ), dioxyde de soufre ( $\text{SO}_2$ ) et composés organiques

volatils autres que le méthane, etc.) qui ont des effets sur le plan mondial [encadré 9.4], régional et local. Par comparaison avec la production d'énergie électrique fossile, les technologies de production d'énergie électrique fondées sur les ÉR sans combustion peuvent réduire sensiblement la pollution de l'air aux niveaux régional et local et atténuer les effets connexes sur la santé (voir la section ci-après). Toutefois, en ce qui concerne les carburants pour les transports, l'effet du passage à des biocarburants sur les émissions au niveau de l'échappement n'est pas encore clair. [9.3.4.2]

Les émissions locales de polluants de l'air émanant de la combustion de combustibles fossiles et de biomasse sont les incidences les plus importantes de l'énergie sur la santé. La pollution de l'air ambiant et la pollution de l'air à l'intérieur des bâtiments due à la combustion de charbon et de biomasse traditionnelle ont des conséquences majeures pour la santé et sont reconnues comme l'une des causes les plus importantes de morbidité et de mortalité dans le monde, en particulier pour les femmes et les enfants des pays en développement. En 2000, par exemple, des quantifications comparatives des risques pour la santé ont montré que plus de 1,6 million de décès et plus de 38,5 millions d'années de vie corrigées du facteur invalidité (AVCI) pouvaient être attribués à la fumée présente à l'intérieur des bâtiments par suite de la combustion de combustibles solides. Outre un changement de combustibles, les options en matière d'atténuation comprennent l'amélioration des cuisinières, la ventilation, la conception des bâtiments et l'évolution des comportements. [9.3.4.3]

Les incidences sur l'eau ont trait à la consommation d'eau, en phase d'exploitation et en amont, des technologies énergétiques et à la qualité de l'eau. Ces incidences, qui dépendent des sites, doivent être envisagées par rapport aux ressources et aux besoins locaux. Certaines technologies ÉR telles que l'énergie hydroélectrique et certains systèmes bioénergétiques dépendent des disponibilités en eau et peuvent soit accroître la concurrence, soit atténuer la rareté de l'eau. Dans les régions où l'eau est rare, des technologies ÉR autres que thermiques (énergie éolienne et photovoltaïque, par ex.) peuvent produire de l'électricité propre sans imposer de contraintes supplémentaires sur les ressources en eau. Les technologies ÉR thermiques à refroidissement traditionnel (par ex. le solaire thermodynamique et la bioénergie géothermique) peuvent consommer davantage d'eau en cours de fonctionnement que les technologies qui ne font pas appel à des ÉR. Toutefois, le refroidissement par voie sèche peut réduire cet impact (figure TS.9.5). Beaucoup d'eau peut être utilisée dans des processus en amont pour certaines technologies énergétiques, et en particulier pour l'extraction de combustibles et la production de matières premières de la biomasse; si l'on inclut cette dernière, l'empreinte actuelle de l'eau pour la production d'électricité à partir de la biomasse peut être plusieurs centaines de fois plus élevée que la consommation opérationnelle d'eau dans les centrales thermiques. La production de matières premières, les activités minières et le traitement des combustibles peuvent également affecter la qualité de l'eau. [9.3.4.4]

La plupart des technologies énergétiques ont d'importants besoins en matière d'utilisation des sols lorsque la totalité de la chaîne d'approvisionnement est prise en compte. Bien que la documentation sur les estimations, pendant le cycle de vie, de l'utilisation des sols par des technologies énergétiques soit peu abondante, les éléments disponibles indiquent que cette utilisation des sols pendant le cycle de vie par des chaînes d'énergie fossile peut être comparable ou supérieure à celle imputable à des sources d'ÉR. Pour la plupart des sources d'ÉR, les besoins en matière d'utilisation des sols sont plus importants pendant la phase d'exploitation. Il y a une exception cependant, à savoir l'intensité en matière d'utilisation des



**Figure TS.9.5** | Fourchettes des taux de consommation opérationnelle d'eau correspondant à diverses technologies thermiques et non thermiques de production d'électricité, selon une étude de la documentation existante (m³/MWh). Les barres représentent des valeurs limites absolues selon la documentation existante et les losanges, des estimations isolées; N représente le nombre d'estimations prises en compte dans les sources. Les méthodes et les références employées dans cette étude de la documentation disponible sont indiquées à l'annexe II. On notera que les valeurs élevées pour l'énergie hydroélectrique résultent de quelques études où l'on a mesuré les valeurs brutes de l'évaporation et qu'elles peuvent ne pas être représentatives (voir l'encadré 5.2). [Figure 9.14]

sols de la bioénergie émanant de matières premières spécialisées, qui est nettement plus élevée que celle des autres technologies énergétiques et qui connaît des variations sensibles du rendement énergétique à l'hectare pour différentes matières premières et zones climatiques. Un certain nombre de technologies ÉR (énergie éolienne, des vagues et marine) occupent de vastes zones, mais peuvent donner lieu à des usages secondaires tels que l'agriculture, la pêche et les loisirs.

[9.3.4.5] Les répercussions (propres aux sites) sur les écosystèmes et la biodiversité sont liées à l'utilisation des sols. Les répercussions les plus manifestes, qui suivent diverses voies, se manifestent par une altération physique directe à grande échelle des habitats et, plus indirectement, par la détérioration de ces habitats. [9.3.4.6]

L'évaluation comparative des risques d'accidents est un élément essentiel de toute évaluation approfondie des aspects liés à la sécurité énergétique et des performances en matière de durabilité des systèmes énergétiques actuels et à venir. Les risques qu'impliquent diverses technologies énergétiques pour la société et l'environnement surviennent non seulement pendant la phase de production d'énergie proprement dite, mais aussi à toutes les étapes des chaînes énergétiques. Les risques d'accidents qu'entraînent les technologies ÉR ne sont pas négligeables, mais la structure souvent décentralisée de ces technologies limite fortement l'éventualité de conséquences désastreuses en matière de mortalité. Alors que, dans l'ensemble, les technologies ÉR présentent de faibles taux de mortalité, les barrages associés à certains projets hydroélectriques peuvent présenter un risque particulier dépendant de facteurs propres aux sites. [9.3.4.7]

## 9.4 Incidences des voies de développement durable sur les énergies renouvelables

Après l'analyse statique des incidences des systèmes actuels et nouveaux faisant appel aux ÉR sur les quatre objectifs du développement durable, les conséquences, pour ce développement, d'éventuelles voies de mise en valeur des ÉR à l'avenir sont évaluées de façon plus dynamique et intègrent donc la composante intertemporelle du développement durable. Comme on ne peut anticiper les interactions des voies futures propres aux ÉR et au développement durable en se fondant sur une analyse partielle de chacune des technologies énergétiques, le débat se fonde sur les résultats présentés dans la documentation concernant les scénarios, qui, en général, traite de l'éventail des différentes solutions technologiques envisageables dans le cadre d'un système énergétique mondial ou régional. [9.4]

La grande majorité des modèles utilisés pour établir les scénarios étudiés (voir chapitre 10, section 10.2) prennent en compte les interactions des diverses solutions possibles en matière de production, de transformation et d'exploitation d'énergie. Les modèles, qui vont de modèles régionaux d'économie énergétique à des modèles d'évaluation intégrée, sont appelés ici modèles intégrés. Par le passé, ces modèles ont porté beaucoup plus sur les aspects techniques et macro-économiques des transitions énergétiques et, dans ce processus, ont permis d'obtenir des mesures très globales de la pénétration technologique ou de l'énergie produite par des sources particulières d'approvisionnement. La capacité de ces modèles à produire des scénarios à long terme et à nous faire mieux saisir les rapports entre le développement durable et les ÉR dépend de leur aptitude à tenir compte des interactions dans un vaste ensemble d'activités humaines à diverses échelles régionales et temporelles. Les modèles intégrés font l'objet d'avancées constantes, dont certaines vont être essentielles pour la représentation des préoccupations en matière de durabilité à l'avenir, par exemple l'augmentation de leur résolution temporelle et spatiale, la meilleure représentation de la répartition des richesses au sein des populations et la prise en compte de données plus détaillées pour la caractérisation du système humain et physique sur la Terre. [9.4]

L'évaluation, axée sur ce qu'indiquent actuellement les analyses fondées sur des modèles à propos des voies du développement durable et du rôle des ÉR, permet de déterminer de quelle façon les analyses fondées sur des modèles peuvent être améliorées pour mieux nous faire comprendre les questions de durabilité à l'avenir. [9.4]

### 9.4.1 Le développement économique et social

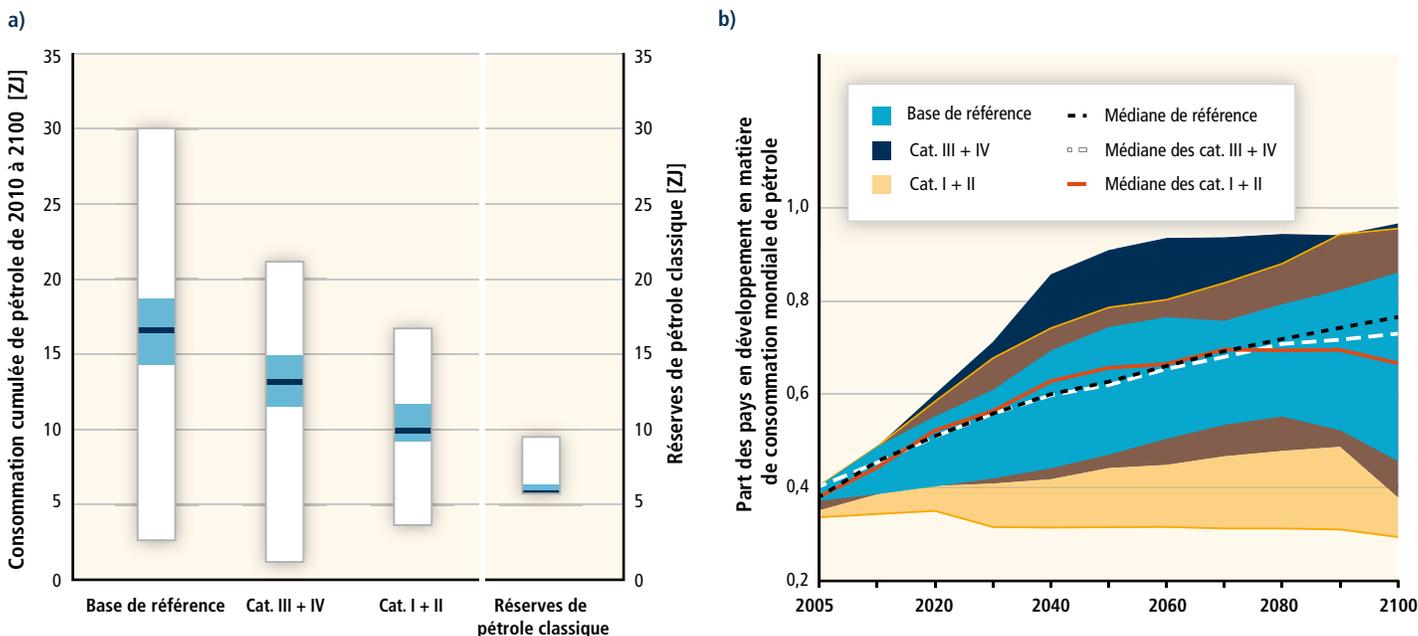
En général, les modèles intégrés optent très nettement pour une macroperspective et ne tiennent guère compte des mesures avancées sur le plan du bien-être. [9.2.2, 9.3.1] Ils sont plutôt axés sur la croissance économique, qui, en soi, donne une mesure insuffisante de la durabilité, mais qui peut servir de mesure indicative du bien-être dans le contexte de diverses voies de stabilisation. En général, les scénarios d'atténuation comportent une forte contrainte préliminaire en matière de durabilité en imposant une limite supérieure aux futures émissions de GES. Cela entraîne des pertes de bien-être (habituellement mesurées par le PIB ou par la consommation à laquelle on renonce) fondées sur des hypothèses concernant la disponibilité et le coût des techniques d'atténuation. En limitant les possibilités d'accès aux solutions techniques envisageables pour restreindre les GES, on accroît les pertes de bien-être. D'après des études où l'on évalue spécifiquement les incidences de la limitation des ÉR pour divers niveaux de stabilisation de la concentration de GES, une grande disponibilité de toutes les technologies ÉR est nécessaire pour atteindre de faibles niveaux de stabilisation, et une disponibilité intégrale des technologies pauvres en carbone, y compris les technologies ÉR, est essentielle pour maintenir les coûts d'atténuation à des niveaux relativement faibles, même pour des niveaux de stabilisation moins stricts. [9.4.1]

Pour ce qui est des effets régionaux, les analyses de scénarios indiquent que les pays en développement sont ceux qui devraient bénéficier le plus de l'augmentation de la production d'ÉR. Alors qu'il reste encore à résoudre la question des coûts moyens actualisés élevés de l'énergie pour ce qui concerne les technologies ÉR, ces résultats laissent à penser que les pays en développement ont la possibilité de sauter des étapes et d'éviter les voies de développement entraînant de fortes émissions que les pays développés ont suivies jusqu'à présent. Toutefois, les possibilités régionales d'atténuation vont varier selon de nombreux facteurs, dont la disponibilité des technologies, mais aussi la croissance démographique et économique. Les coûts vont aussi dépendre de l'attribution de droits d'émission échangeables, tant au départ qu'avec le temps, en vertu d'un régime mondial d'atténuation des effets du climat. [9.4.1]

En général, les analyses de scénarios indiquent les mêmes liens entre les ÉR, l'atténuation et la croissance économique dans les pays développés et les pays en développement, sauf que les forces sont habituellement plus importantes dans les pays non visés à l'annexe I que dans les pays visés à cette annexe, en raison d'une croissance économique présumée plus rapide et de la charge de l'atténuation qui, de ce fait, augmente avec le temps. En général, toutefois, dans les structures de modélisation employées pour produire des scénarios mondiaux à long terme, on fait l'hypothèse de marchés économiques et d'infrastructures institutionnelles fonctionnant parfaitement dans toutes les régions du globe. En outre, on ne tient pas compte des conditions particulières qui existent dans tous les pays, en particulier dans les pays en développement où ces hypothèses sont particulièrement fragiles. Ces différences et l'influence qu'elles peuvent avoir sur le développement économique et social des pays devraient faire l'objet de recherches actives à l'avenir. [9.4.1]

### 9.4.2 L'accès à l'énergie

À ce jour, les modèles intégrés sont souvent fondés sur les informations recueillies et l'expérience acquise dans les pays développés et sur des systèmes énergétiques présumés dans d'autres régions du monde et à diverses étapes de développement, censés se comporter de la même façon. En général, les modèles ne rendent pas compte de la dynamique importante et déterminante propre aux



**Figure TS.9.6** | a) Réserves de pétrole classique par rapport à la consommation cumulée de pétrole projetée (ZJ) de 2010 à 2100 selon les scénarios analysés dans le chapitre 10 pour diverses catégories de scénarios: scénarios de référence, scénarios des catégories III et IV et scénarios supposant une stabilisation à bas niveau (catégories I + II). Le trait épais bleu foncé correspond à la médiane, la barre bleu clair, à la fourchette interquartile (du 25<sup>e</sup> au 75<sup>e</sup> percentile) et la barre blanche, à l'ensemble des valeurs obtenues selon tous les scénarios analysés. La dernière colonne indique la fourchette des réserves attestées de pétrole classique récupérable (barre bleu clair) et des réserves supplémentaires estimées (barre blanche). b) Évolution en fonction du temps de la fourchette de la part du pétrole mondial consommé dans les pays non visés à l'annexe I pour diverses catégories de scénarios, selon les scénarios analysés dans le chapitre 10. [Figure 9.18]

pays en développement, notamment pour ce qui concerne le choix des combustibles, l'hétérogénéité des comportements et les économies informelles. Cela fait obstacle à une évaluation des relations entre les ÉR et de la disponibilité des services énergétiques à l'avenir pour diverses populations, y compris les tâches de base au niveau des ménages, les transports et l'énergie nécessaire au commerce, à l'industrie manufacturière et à l'agriculture. Cependant, quelques modèles ont commencé à intégrer des facteurs tels que les difficultés possibles d'approvisionnement, les économies informelles et les diverses catégories de revenus, et à accroître la résolution en matière de répartition. [9.4.2]

Les analyses de scénarios disponibles sont toujours caractérisées par de grandes incertitudes. En Inde, les résultats semblent indiquer que la répartition des revenus dans une société est aussi importante pour améliorer l'accès à l'énergie que l'accroissement de ces revenus. En outre, un accès croissant à l'énergie n'est pas nécessairement favorable à tous les aspects du développement durable, le passage à une énergie moderne au détriment, par exemple, de la biomasse traditionnelle pouvant simplement consister en un passage aux combustibles fossiles. En général, les analyses de scénarios disponibles soulignent le rôle des politiques et des finances dans l'amélioration de l'accès à l'énergie, même si un passage forcé aux ÉR qui donne accès à des services énergétiques modernes risque d'influer négativement sur le budget des ménages. [9.4.2]

De nouvelles améliorations de la résolution en matière de répartition et la rigidité structurelle (l'incapacité de nombreux modèles à rendre compte des phénomènes sociaux et des changements structurels qui sous-tendent l'utilisation de technologies énergétiques par les populations) posent des problèmes particuliers. Une représentation explicite des conséquences énergétiques pour les plus pauvres, les femmes, des groupes ethniques particuliers dans certains pays ou les habitants de zones géographiques précises ne fait généralement pas partie de la série de

résultats des modèles mondiaux actuels. Afin de donner un aperçu plus complet de l'ensemble des solutions possibles en matière d'accès à l'énergie, les modèles énergétiques devraient, à l'avenir, proposer une représentation plus explicite des déterminants pertinents (tels que les combustibles traditionnels, les modes d'électrification ou la répartition des revenus) et lier ces déterminants à des représentations des divers modes de développement envisageables. [9.4.2]

### 9.4.3 La sécurité énergétique

Les ÉR peuvent influencer sur la sécurité énergétique en réduisant les préoccupations concernant la disponibilité et la répartition des ressources ainsi que la variabilité des sources d'énergie. [9.2.2, 9.3.1] Dans la mesure où la mise en valeur des ÉR dans les scénarios d'atténuation réduit le risque global de perturbations en diversifiant l'éventail énergétique, le système énergétique est moins susceptible de subir des ruptures (parfois soudaines) d'approvisionnement en énergie. Dans les scénarios, ce rôle des ÉR varie selon la forme d'énergie considérée. L'énergie solaire, l'énergie éolienne et l'énergie marine, qui sont étroitement liées à la production d'électricité, ont la capacité de remplacer les combustibles fossiles concentrés et de plus en plus rares dans les bâtiments et le secteur industriel. Si des politiques appropriées d'atténuation du carbone ont été adoptées, il peut être relativement facile d'éliminer le carbone dans la production d'électricité. En revanche, la demande de carburants liquides dans le secteur des transports reste inélastique si aucune percée technologique n'a lieu. Alors que la bioénergie peut jouer un rôle important, ce rôle dépend des possibilités de captage et de stockage du carbone, qui pourraient en détourner l'usage en faveur de la production d'énergie avec CSC – ce qui donnerait lieu à des émissions nettes négatives de carbone pour le système et à un lissage important des activités globales d'atténuation. [9.4.1, 9.4.3]

Dans ce cadre, les préoccupations concernant la sécurité énergétique qui sont apparues par le passé lors des ruptures d'approvisionnement en pétrole sont susceptibles de persister à l'avenir. Dans les pays en développement, la question va prendre encore plus d'importance, du fait que leur part dans la consommation mondiale totale de pétrole va augmenter selon tous les scénarios analysés (figure TS.9.6b). Tant que les solutions techniques de remplacement du pétrole, comme les biocombustibles et/ou l'électrification du secteur des transports, ne joueront pas un rôle prédominant dans les analyses de scénarios, la plupart des scénarios d'atténuation ne feront pas état de différences spectaculaires entre les scénarios de référence et les scénarios décisionnels par rapport à la consommation cumulée de pétrole (figure TS.9.6a). [9.4.3]

L'élargissement du marché de la bioénergie pourrait soulever d'autres problèmes de sécurité énergétique à l'avenir si ce marché se caractérisait par un faible nombre de fournisseurs et présentait ainsi des analogies avec le marché actuel du pétrole. Dans un tel contexte, le risque que les prix des denrées alimentaires soient tributaires de la volatilité des marchés de la bioénergie devrait être atténué, pour empêcher des incidences graves sur le développement durable, des prix élevés et volatils des denrées alimentaires nuisant manifestement aux plus pauvres. [9.4.3]

La mise en place de technologies ÉR variables pose aussi d'autres problèmes tels que la vulnérabilité aux phénomènes naturels extrêmes ou les fluctuations internationales des prix, lesquels problèmes ne sont pas encore résolus de façon satisfaisante par les grands modèles intégrés. De nouvelles activités visant à accroître la fiabilité des systèmes sont susceptibles d'augmenter les coûts et de nécessiter un équilibrage (en conservant des stocks d'énergie, par ex.), le développement d'une production complémentaire souple, le renforcement de l'infrastructure du réseau et des interconnexions, des technologies de stockage de l'énergie et la modification des arrangements institutionnels, y compris les mécanismes réglementaires et du marché. [7.5, 8.2.1, 9.4.3]

Actuellement, les considérations sécuritaires portent généralement sur les questions de sécurité énergétique les plus importantes de mémoire récente. À l'avenir, toutefois, certains aspects de la sécurité énergétique pourraient aller bien au-delà de ces questions, par exemple en rapport avec des apports matériels essentiels pour les technologies ÉR. Ces vastes questions et les possibilités de les traiter, par exemple par le recyclage, sont largement absentes des scénarios d'avenir concernant l'atténuation et les ÉR. [9.4.3]

#### 9.4.4 Atténuation des effets des changements climatiques et incidences sur l'environnement et la santé dans les scénarios d'avenir

Remplacer les combustibles fossiles par des ÉR ou d'autres technologies à faible émission de carbone peut grandement contribuer à réduire les émissions de NO<sub>x</sub> et de SO<sub>2</sub>. Divers modèles incluent une représentation explicite de facteurs tels que la pollution par les sulfates, qui ont des incidences sur l'environnement et la santé. Certains résultats de scénarios indiquent que la politique climatique peut contribuer à des améliorations en matière de pollution atmosphérique locale (matières particulaires), mais que les politiques de réduction de la pollution de l'air n'entraînent pas nécessairement à elles seules des réductions des émissions de GES. Une autre conséquence de certaines trajectoires possibles en matière d'énergie est l'éventuel changement d'affectation des sols en vue de la production de biocombustibles. D'après les résultats de certains scénarios, il est

possible que la politique climatique, si elle ne s'accompagne pas d'autres mesures de politique générale, entraîne un déboisement massif, les sols servant alors à des cultures bioénergétiques, avec éventuellement des conséquences négatives pour le développement durable, et notamment pour les émissions de GES. [9.4.4]

Malheureusement, la documentation existante sur les scénarios ne traite pas explicitement des nombreux éléments non liés aux émissions d'un développement énergétique durable, par exemple l'exploitation des ressources en eau, les conséquences des choix énergétiques pour les services aux ménages ou la qualité de l'air à l'intérieur des bâtiments. Cela s'explique en partie par le fait que les modèles sont conçus pour étudier des régions plutôt vastes, sans s'arrêter de façon détaillée sur les revenus ou la répartition géographique. Pour pouvoir procéder à une large évaluation des incidences environnementales sur le plan régional et local, il faudrait disposer de modèles prenant en compte des échelles plus réduites d'incidences géographiques, lesquels modèles font actuellement l'objet d'études. Enfin, de nombreux modèles ne prévoient pas explicitement l'intégration des résultats d'analyses du cycle de vie pour les diverses solutions techniques possibles. La nature de ces incidences et le fait de savoir s'il faut et comment il faut les comparer selon les catégories et s'il est possible de les intégrer dans de futurs scénarios pourraient faire à l'avenir l'objet de recherches utiles. [9.4.4]

## 9.5 Obstacles aux énergies renouvelables et possibilités offertes par ces énergies dans le cadre d'un développement durable

La poursuite d'une stratégie de mise en valeur des ÉR dans le contexte d'un développement durable implique la prise en compte explicite de la plupart de ses effets environnementaux, économiques et sociaux. Des processus intégrés de planification, d'élaboration des politiques et de mise en œuvre devraient faciliter ce processus grâce à l'anticipation et à l'élimination des obstacles éventuels et à l'exploitation des possibilités de mise en valeur des ÉR. [9.5]

Il existe des obstacles particulièrement prégnants dans le contexte d'un développement durable, qui peuvent soit entraver la mise en valeur des ÉR, soit nécessiter des compromis, les critères d'un développement durable se rapportant à des obstacles socioculturels, économiques ou relatifs à l'information, à la sensibilisation et aux marchés. [9.5.1]

Les préoccupations et les obstacles socioculturels ont diverses origines et sont intrinsèquement liés aux valeurs et aux normes sociétales et individuelles. Ces valeurs et ces normes influent sur la perception et l'acceptation des technologies ÉR et sur les incidences éventuelles de leur mise en valeur par des particuliers, des groupes et des sociétés. Du point de vue du développement durable, des obstacles peuvent apparaître en raison de l'attention insuffisante portée aux préoccupations socioculturelles, qui incluent des obstacles liés au comportement; aux habitats naturels et aux sites du patrimoine naturel et humain, y compris les incidences sur la biodiversité et les écosystèmes; à l'esthétique des paysages; à l'exploitation des ressources en eau et des sols et aux droits concernant cette exploitation ainsi qu'à leur disponibilité pour des usages concurrentiels. [9.5.1.1]

La sensibilisation du public et son adhésion constituent un élément important de la nécessité d'élargir rapidement et suffisamment la mise en valeur des ÉR pour atteindre les objectifs d'atténuation des effets des changements climatiques.

Une mise en œuvre à grande échelle ne peut réussir qu'avec la compréhension et l'appui du public. Cela peut exiger des activités de communication spécialisées à propos des résultats et des opportunités concernant les applications à grande échelle. Parallèlement, toutefois, la participation du public aux décisions en matière de planification et la prise en compte des questions d'impartialité et d'équité dans la répartition des avantages et des coûts de la mise en valeur d'ÉR jouent un rôle également important et ne peuvent édulcorées. [9.5.1.1]

Dans les pays en développement, le caractère limité des compétences techniques et commerciales et l'absence de systèmes d'appui technique sont particulièrement manifestes dans le secteur de l'énergie, où la sensibilisation et la diffusion de l'information concernant les options disponibles et appropriées en matière d'ÉR parmi les consommateurs éventuels sont des facteurs clés de l'assimilation et de la création de marchés. Les lacunes en matière de sensibilisation sont souvent considérées comme le principal facteur affectant la mise en valeur des ÉR et la création de petites et moyennes entreprises qui contribuent à la croissance économique. De plus, il faut mettre l'accent sur la capacité des acteurs privés d'élaborer, de mettre en œuvre et de mettre en valeur des technologies ÉR, laquelle inclut une capacité technique et commerciale croissante à microniveau et au niveau des entreprises. [9.5.1.2]

Outre la rationalité, les attitudes à propos des ÉR reposent sur des émotions et des considérations d'ordre psychologique. Pour que la mise en valeur des ÉR et les efforts et stratégies déployés en matière d'information et de sensibilisation soient couronnés de succès, il faut en tenir explicitement compte. [9.5.1.2]

Afin d'évaluer l'économie des ÉR dans le contexte d'un développement durable, il faut en envisager explicitement les coûts et les avantages sur le plan social. Les ÉR doivent être évaluées par rapport à des critères quantifiables concernant la rentabilité, l'opportunité sur le plan régional et les conséquences pour l'environnement et la répartition. La taille du réseau et les technologies sont des déterminants essentiels de la viabilité économique des ÉR et de leur compétitivité par rapport aux énergies non renouvelables. On constate souvent que des technologies ÉR appropriées qui sont économiquement viables permettent de faciliter l'accès à des énergies hors réseau en milieu rural, en particulier pour de petites applications hors réseau ou en miniréseau. [9.5.1.3]

Si la mise en valeur d'ÉR est viable du point de vue économique, d'autres obstacles économiques et financiers peuvent cependant la freiner. Des coûts d'investissement initiaux élevés, notamment pour l'installation et la connexion au réseau, sont des exemples d'obstacles fréquemment observés à la mise en valeur des ÉR. Dans les pays en développement, des systèmes de politique générale et de soutien aux entrepreneurs sont nécessaires, parallèlement à la mise en valeur des ÉR, pour stimuler la croissance économique et le développement durable et pour catalyser l'économie monétaire rurale et périurbaine. L'insuffisance des données sur les ressources potentielles se répercute directement sur les incertitudes concernant la disponibilité de ces ressources, ce qui risque de se traduire par des primes de risque plus élevées pour les investisseurs et les initiateurs de projets. L'internalisation des coûts externes environnementaux et sociaux entraîne souvent des modifications dans le classement des diverses sources d'énergie et technologies énergétiques, avec des enseignements importants concernant les objectifs et les stratégies du développement durable. [9.5.1.3]

Les stratégies relatives au développement durable sur le plan international, national et local ainsi que dans les secteurs privé et non gouvernemental de la société

peuvent contribuer à éliminer les obstacles et à créer des opportunités pour la mise en valeur des ÉR, en intégrant les politiques et les pratiques concernant les ÉR et le développement durable. [9.5.2]

L'intégration des politiques relatives aux ÉR dans des stratégies nationales et locales en faveur d'un développement durable (explicitement approuvées lors du Sommet mondial de 2002 sur le développement durable) donne un cadre dont les pays peuvent s'inspirer pour choisir des stratégies efficaces concernant le développement durable et les ÉR et les harmoniser avec les mesures internationales de politique générale en vigueur. Dans ce but, les stratégies nationales devraient inclure l'élimination des mécanismes financiers actuels qui s'opposent à un développement durable. Par exemple, la suppression des subventions en faveur des combustibles fossiles peut favoriser un usage accru ou même une pénétration sur le marché des ÉR, mais toute réforme des subventions en faveur des technologies ÉR doit répondre aux besoins précis des plus pauvres et exige donc une analyse au cas par cas. [9.5.2.1]

Le mécanisme pour un développement propre établi au titre du Protocole de Kyoto est un exemple pratique de mécanisme favorisant un développement durable qui internalise les coûts externes environnementaux et sociaux. Toutefois, il n'existe pas de normes internationales pour l'évaluation de la durabilité (y compris des indicateurs comparables concernant le développement durable) qui puissent pallier les insuffisances du système existant en vue de l'approbation de cette durabilité. De nombreuses propositions servant d'éléments en vue des négociations concernant le régime climatique après 2012 ont été formulées à propos de la façon de modifier le mécanisme pour un développement propre afin de mettre en place des mécanismes nouveaux ou améliorés dans la perspective d'un développement durable. [9.5.2.1]

On peut envisager la possibilité, pour les ÉR, de jouer un rôle dans les stratégies nationales de développement durable en intégrant les objectifs du développement durable et des ÉR dans des politiques de développement et en concevant des stratégies sectorielles pour les ÉR qui contribuent aux buts d'une croissance verte et d'un développement durable à faible émission de carbone, y compris en brûlant des étapes. [9.5.2.1]

Au niveau local, des initiatives concernant le développement durable prises par des villes, des autorités locales et des organisations privées et non gouvernementales peuvent impulser une évolution et contribuer à vaincre les résistances locales à la mise en place d'ÉR. [9.5.2.2]

## 9.6 Synthèse, lacunes dans les connaissances et besoins futurs en matière de recherche

Les ÉR peuvent contribuer à divers degrés à un développement durable et aux quatre objectifs connexes évalués. Bien que les avantages en matière de réduction des incidences sur l'environnement et la santé puissent sembler très clairs, la contribution précise au développement économique et social, par exemple, est plus ambiguë. En outre, les pays peuvent accorder aux quatre objectifs du développement durable une priorité dépendant de leur niveau de développement. Cependant, dans une certaine mesure, les objectifs du développement durable sont étroitement liés entre eux. L'atténuation des effets du changement climatique est en soi une condition préalable nécessaire à tout développement économique et social fructueux dans de nombreux pays en développement. [9.6.6]

Si l'on suit cette logique, on peut évaluer la réduction des effets du changement climatique selon le paradigme d'un développement durable fort, en imposant des objectifs en matière d'atténuation comme contraintes pour les futures voies de développement. Si l'on met en balance l'atténuation des effets du changement climatique et la croissance économique ou d'autres critères socioéconomiques, le problème se circonscrit au paradigme d'un développement durable faible, qui autorise des compromis entre ces objectifs et l'emploi d'analyses du type coûts-avantages afin de donner une orientation lors de la fixation de leurs degrés de priorité respectifs. [9.6.6]

Cependant, l'incertitude et l'ignorance, qui sont des éléments inhérents à toute voie de développement, et l'existence de coûts d'opportunité associés et éventuellement «élevés à un point inadmissible» vont exiger des ajustements permanents. À l'avenir, les modèles intégrés pourraient être en mesure d'établir un lien plus étroit entre les paradigmes d'un développement durable faible ou élevé en vue de la prise de décisions. Dans un cadre bien défini, ces modèles pourraient permettre d'étudier des scénarios concernant diverses voies d'atténuation en tenant compte des objectifs restants en matière de développement durable, en incluant des indicateurs ascendants importants et appropriés. Selon le type de modèle, ces voies de développement pourraient être optimisées en vue d'obtenir des résultats bénéfiques sur le plan social. Toutefois, l'intégration de données d'analyses du cycle de vie pour les émissions de GES sera essentielle en vue, en premier lieu, d'une définition claire des niveaux de stabilisation opportuns de la concentration de GES. [9.6.6]

Afin d'approfondir les connaissances concernant les rapports entre développement durable et ÉR et de trouver des réponses à la question de la transformation efficace, économiquement valable et socialement acceptable du système énergétique, il convient d'intégrer davantage les aperçus des sciences sociales, naturelles et économiques (par ex. au moyen d'analyses des risques) en tenant compte des diverses dimensions de la durabilité (notamment intertemporelle, spatiale et intergénérationnelle). À ce jour, la base de connaissances se limite souvent à des vues très étroites émanant de secteurs précis de la recherche, qui ne tiennent pas pleinement compte de la complexité de la question. [9.7]

## 10. Potentiel et coûts des mesures d'atténuation

### 10.1 Introduction

Les estimations des émissions futures de gaz à effet de serre sont étroitement liées à l'évolution de nombreuses variables, notamment la croissance économique, l'accroissement démographique, la demande d'énergie, les ressources énergétiques et les coûts et performances futurs des systèmes d'approvisionnement en énergie et des technologies d'utilisation finale. Les politiques qui seront appliquées dans les domaines de l'atténuation et autres influenceront également sur la mise en valeur des technologies d'atténuation et, par conséquent, sur les émissions de gaz à effet de serre et la capacité de satisfaire les objectifs ayant trait au climat. Lorsque l'on veut étudier la contribution éventuelle des énergies renouvelables aux initiatives prises en matière d'atténuation des effets des changements climatiques [voir la figure 10.14], il faut considérer tous ces facteurs simultanément, même s'il n'est actuellement pas possible de prévoir avec certitude comment ceux-ci pourront évoluer dans les prochaines décennies. [10.1]

Les questions relatives à la contribution future des sources d'énergie renouvelable, en particulier pour ce qui concerne la diminution des émissions de gaz à effet de serre, doivent être étudiées dans ce contexte général. Le chapitre 10 traite ce sujet en se fondant sur 164 scénarios à moyen et long terme issus de modèles intégrés à grande échelle. L'analyse englobe les niveaux mondiaux de mise en valeur de ces énergies tirés de scénarios publiés récemment et relève nombre des principaux facteurs en jeu dans les variations observées parmi les différents scénarios (soulignons que le présent chapitre porte uniquement sur des scénarios déjà publiés et n'en propose pas de nouveaux). Elle considère à la fois l'ensemble du secteur des énergies renouvelables et chacune des technologies ÉR. Il est tenu compte de l'importance des interactions et de la concurrence avec d'autres technologies ainsi que de l'évolution de la demande d'énergie en général. [10.2]

Cette analyse à grande échelle est complétée par une évaluation plus détaillée de la mise en valeur future de ces technologies, illustrée au moyen de quatre des 164 scénarios. Les scénarios retenus couvrent un éventail d'attentes concernant les caractéristiques des énergies renouvelables, se fondent sur les différentes méthodologies employées et englobent différents niveaux de stabilisation de la concentration des gaz à effet de serre. Cette approche permet d'étudier plus en détail le rôle que devraient jouer les énergies renouvelables dans les efforts d'atténuation des effets des changements climatiques, en différenciant les applications (production d'électricité, chauffage et refroidissement, transports) et les régions. [10.3]

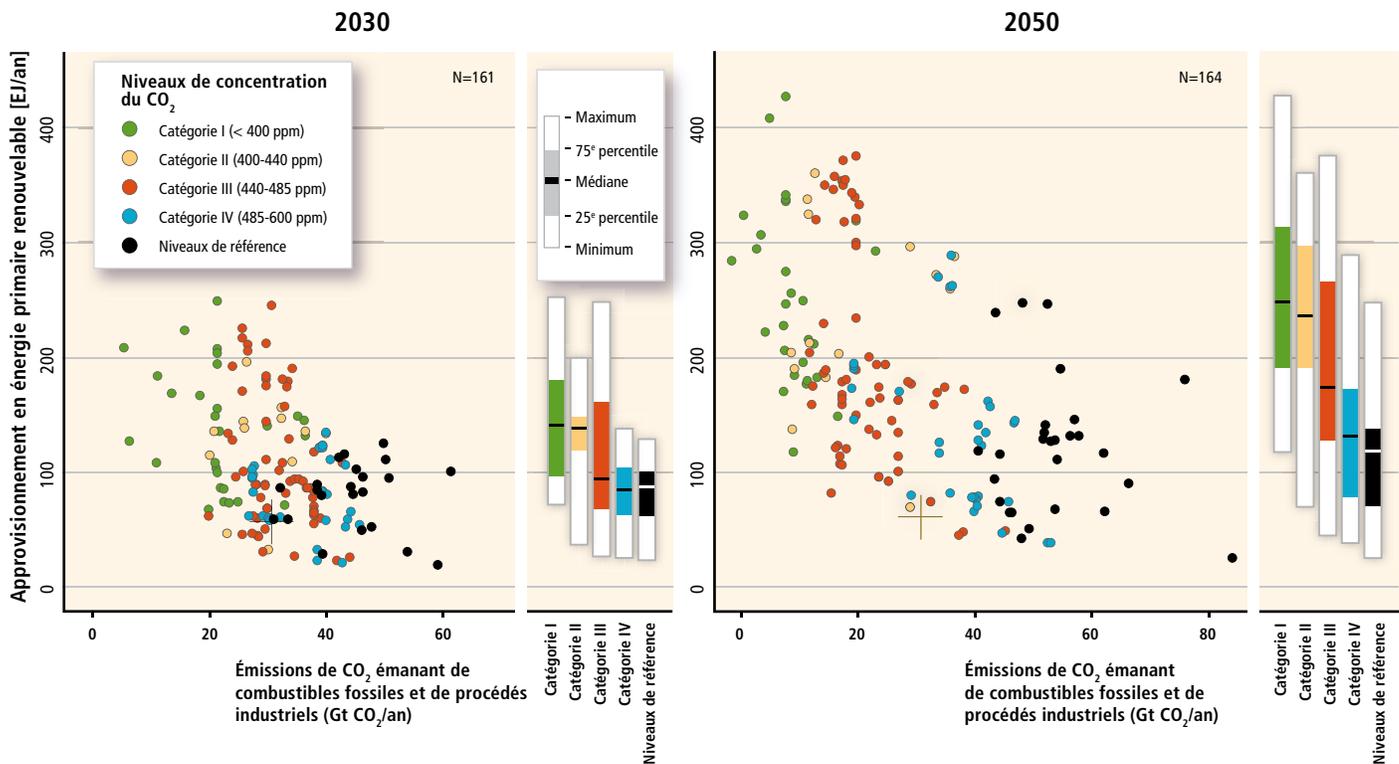
Comme l'évolution des énergies renouvelables est grandement déterminée par les coûts, on étudie ensuite de manière générale les courbes et les aspects qui s'y rapportent, en commençant par une évaluation des forces et lacunes des courbes d'approvisionnement en rapport avec les énergies renouvelables et l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre et en poursuivant par l'examen des documents publiés portant sur les courbes d'approvisionnement en énergie renouvelable par région, ainsi que sur les courbes des coûts de réduction pour ce qui est des efforts d'atténuation basés sur des sources d'énergie renouvelable. [10.4]

Les coûts relatifs à la commercialisation et à la mise en valeur des technologies ÉR sont ensuite pris en compte. Le présent chapitre examine les coûts actuels ainsi que leur évolution future probable. Afin de mieux anticiper l'évolution future des volumes de marché et des besoins en matière d'investissements à partir des résultats des quatre scénarios choisis, on examine les investissements dans le secteur des énergies renouvelables, notamment en vue de déterminer ce qui pourrait être nécessaire pour atteindre des objectifs ambitieux en matière de protection contre les effets du climat. [10.5]

Les mesures économiques standard ne couvrent pas l'ensemble des coûts. Les coûts et avantages sociaux et environnementaux d'une mise en valeur accrue des technologies ÉR dans le contexte de l'atténuation des effets des changements climatiques et du développement durable sont, par conséquent, récapitulés et étudiés. [10.6]

### 10.2 Synthèse des scénarios d'atténuation pour différentes stratégies en matière d'énergies renouvelables

On dispose maintenant d'un nombre accru d'analyses de scénarios intégrés susceptibles de donner des renseignements pertinents sur la contribution potentielle des énergies renouvelables aux futurs systèmes



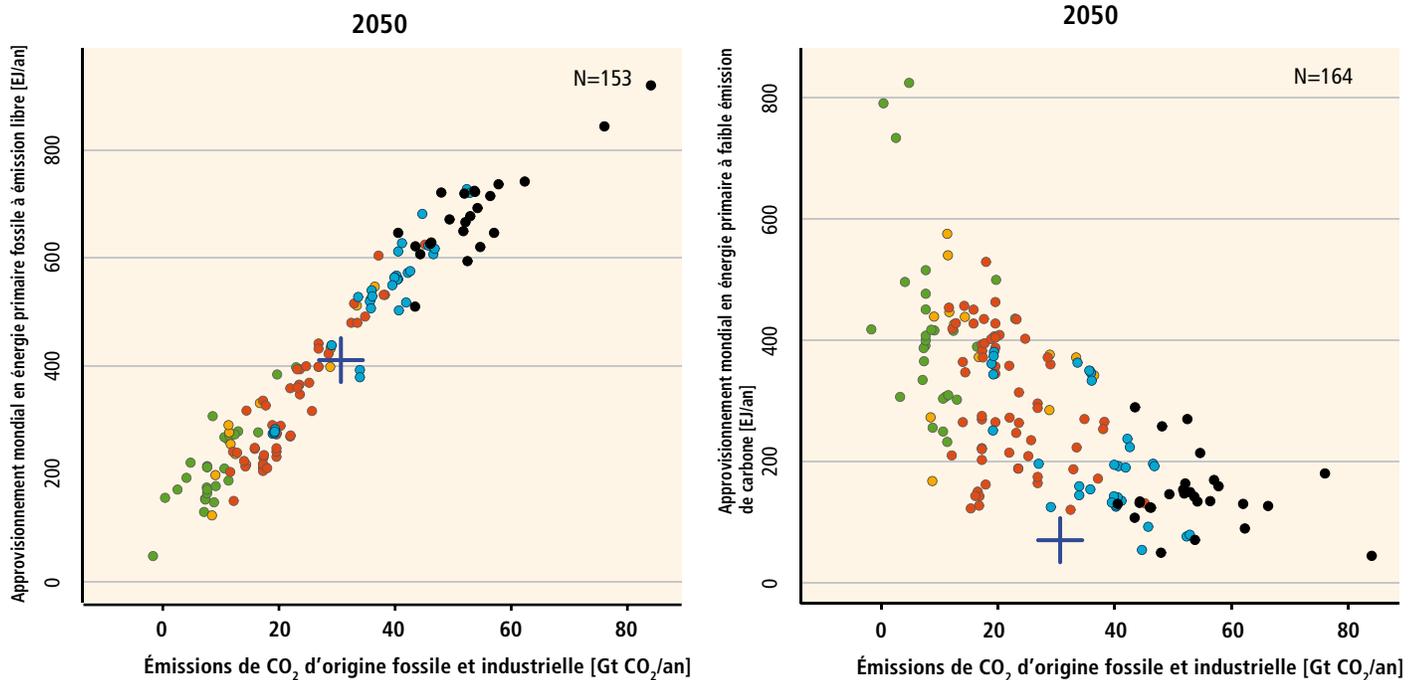
**Figure TS.10.1** | Approvisionnement mondial en énergie primaire renouvelable (équivalent direct), d'après 164 scénarios à long terme, en fonction des émissions de CO<sub>2</sub> issues de la combustion de combustibles fossiles ou d'origine industrielle en 2030 et 2050. Les catégories de concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère en 2100 sont indiquées au moyen d'un codage couleur. Les barres à droite des nuages de points indiquent les niveaux de mise en valeur des énergies renouvelables pour chacune des catégories de concentration. Les traits noirs épais correspondent aux médianes, les parties colorées, aux intervalles interquartiles (25<sup>e</sup> au 75<sup>e</sup> percentile) et les extrémités de la partie blanche des barres, à la fourchette complète des résultats obtenus avec l'ensemble des scénarios étudiés. Les traits noirs correspondents à la médiane, les parties colorées, aux intervalles interquartiles (25<sup>e</sup> au 75<sup>e</sup> percentile) et les extrémités de la partie blanche des barres, à la fourchette complète des résultats obtenus avec l'ensemble des scénarios étudiés. Les croix grises correspondent à la situation en 2007. Les coefficients de corrélation de Pearson pour les deux jeux de données sont de - 0,40 (2030) et - 0,55 (2050). Pour des questions de communication des données, seuls 161 scénarios (sur un ensemble complet de 164 scénarios) ont été pris en compte dans les résultats pour 2030 indiqués ici. Si certains niveaux de mise en valeur des énergies renouvelables sont inférieurs à ceux d'aujourd'hui, c'est en raison des sorties de modèle et de la disparité des méthodes de prise en compte de la biomasse traditionnelle. [Figure 10.2]

d'approvisionnement énergétique et mesures d'atténuation des effets des changements climatiques. Afin de pouvoir mieux comprendre de façon générale le rôle joué par les énergies renouvelables dans les efforts d'atténuation et leur influence sur les coûts associés, on a passé en revue 164 scénarios à moyen et long terme issus de 16 modèles mondiaux intégrés d'évaluation des coûts énergétiques. Les scénarios, qui ont été compilés par sollicitation directe, couvrent un large éventail de concentrations de CO<sub>2</sub> (350 à 1 050 ppm d'ici 2100) correspondant à des scénarios d'atténuation et à des scénarios de référence. [10.2.2.1]

Même si ces scénarios figurent au nombre des systèmes de représentation les plus récents et les plus modernes dans les domaines de l'atténuation des effets climatiques et du rôle des énergies renouvelables à moyen et à long terme, il convient de les interpréter avec prudence, comme dans le cas de toute analyse portant sur les décennies à venir. Tous ces scénarios ont été établis au moyen d'une modélisation quantitative, mais les différents modèles employés présentent des variations considérables au niveau du détail et de la structure. Par ailleurs, les scénarios retenus ne constituent pas un échantillon aléatoire des scénarios possibles qui pourraient servir à une analyse formelle de l'incertitude. Certains groupes de modélisation ont proposé davantage de scénarios que d'autres. Dans les analyses d'ensemble de scénarios fondées sur la

compilation de scénarios provenant de diverses études, comme dans le cas présent, il existe une tension inévitable entre le fait que les scénarios ne constituent pas vraiment un échantillon aléatoire et la constatation que la variabilité des scénarios permet de se faire une idée précise, et souvent claire, de nos connaissances sur les conditions futures, ou de nos lacunes à cet égard. [10.2.1.2, 10.2.2.1]

Une question fondamentale relative à la contribution des énergies renouvelables aux efforts d'atténuation des effets climatiques est le degré de corrélation de leur niveau de mise en valeur avec les concentrations atmosphériques à long terme de CO<sub>2</sub> ou les objectifs climatiques connexes. En étudiant les scénarios, on note que, même s'il existe une forte corrélation entre l'évolution des émissions fossiles et industrielles de CO<sub>2</sub> et les objectifs à long terme en matière de concentration de CO<sub>2</sub> dans l'ensemble des scénarios, la relation entre la mise en valeur des énergies renouvelables et les objectifs de concentration est beaucoup moins évidente (figure TS.10.1). La mise en valeur des ER a généralement tendance à augmenter en fonction du caractère plus ou moins ambitieux de l'objectif poursuivi, mais on remarque une énorme fluctuation entre les niveaux de mise en valeur des ER pour un objectif donné. Par exemple, dans les scénarios où le niveau de stabilisation de la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère est fixé à moins de 440 ppm (catégories I et II), les niveaux médians de mise en valeur des



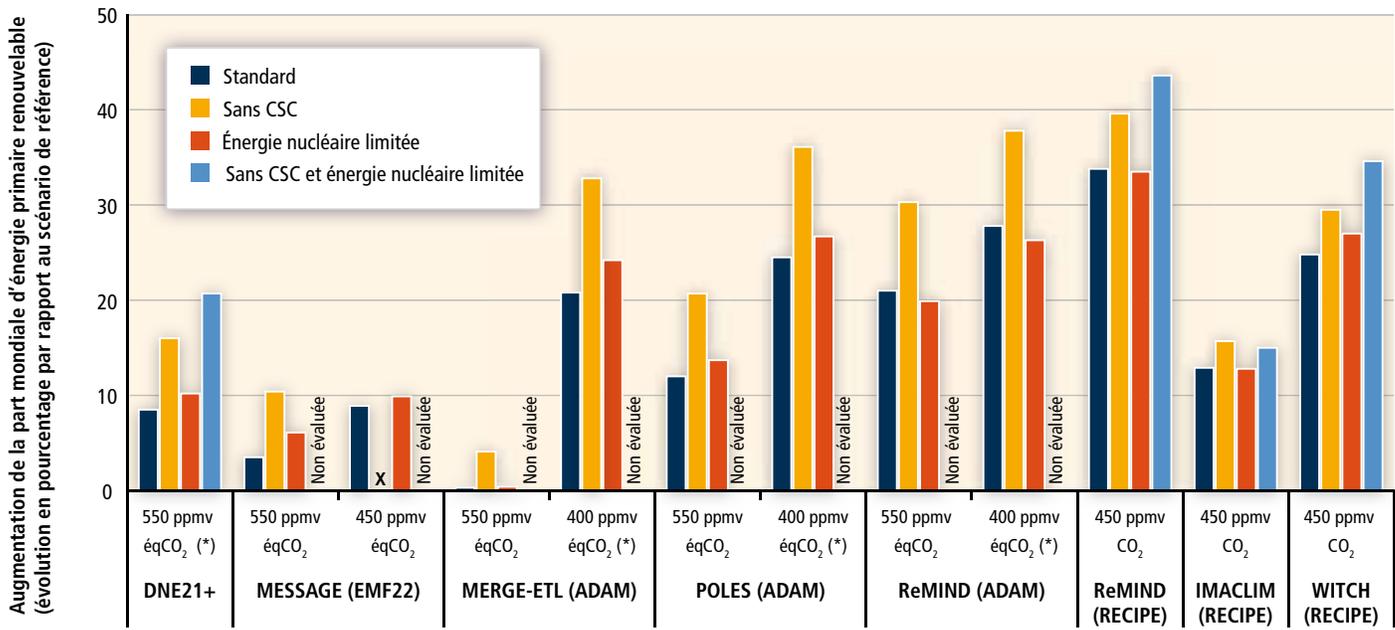
**Figure TS.10.2** | Approvisionnement mondial en énergie primaire fossile à émission libre (diagramme de gauche; équivalent direct) et en énergie primaire à faible émission de carbone (diagramme de droite; équivalent direct) d'après 164 scénarios à long terme, en 2050, en fonction des émissions de CO<sub>2</sub> d'origine fossile et industrielle. L'énergie à faible émission de carbone englobe l'énergie renouvelable, l'énergie fossile avec captage et stockage du carbone (CSC) et l'énergie nucléaire. Les catégories de concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère en 2100 sont indiquées au moyen d'un codage couleur. Les croix bleues correspondent à la situation en 2007. Les coefficients de corrélation de Pearson pour les deux jeux de données sont de 0,97 (énergie fossile à émission libre) et - 0,68 (énergie à faible émission de carbone). Pour une question de présentation des données, sur les 164 scénarios d'origine, seuls 153 scénarios sont pris en compte dans les résultats concernant l'énergie primaire fossile à émission libre et 161 scénarios dans ceux concernant l'énergie primaire à faible émission carbone indiqués ici. [Figure 10.4, diagramme de droite, figure 10.5, diagramme de droite]

ÉR sont de 139 EJ/an en 2030 et de 248 EJ/an en 2050, les niveaux les plus élevés atteignant 252 en 2030 et 428 en 2050. Ces chiffres sont considérablement plus élevés que ceux des scénarios de référence, même s'il est reconnu que l'éventail des niveaux de mise en valeur des ÉR dans chacune des catégories de stabilisation du CO<sub>2</sub> est large. [10.2.2.2]

Il importe également de souligner qu'en dépit des variations, les valeurs absolues de la mise en valeur des ÉR sont beaucoup plus élevées que les valeurs actuelles, dans la grande majorité des scénarios. En 2008, l'approvisionnement mondial en énergie primaire renouvelable, selon la méthode de l'équivalent direct, s'établissait à approximativement 64 EJ/an. La plus grande part, environ 30 EJ/an, consistait en biomasse traditionnelle. En revanche, de nombreux scénarios indiquent que la mise en valeur des ÉR d'ici 2030 aura au moins doublé par rapport à aujourd'hui, avec, dans la plupart des cas, une diminution de la biomasse traditionnelle, ce qui suppose un accroissement notable des sources non traditionnelles d'énergie renouvelable. D'ici 2050, les niveaux de mise en valeur des ÉR dans la plupart des scénarios sont supérieurs à 100 EJ/an (valeur médiane à 173 EJ/an), atteignent 200 EJ/an dans de nombreux scénarios et, parfois même, plus de 400 EJ/an. Étant donné que l'utilisation de la biomasse traditionnelle diminue selon la plupart des scénarios, ceux-ci font état d'une augmentation de la production d'énergie renouvelable (en excluant la biomasse traditionnelle) d'un facteur variant approximativement de trois à plus de dix. Plus de la moitié des scénarios attribuent aux énergies renouvelables une part de plus de 17 % de l'approvisionnement total en énergie primaire en 2030, et de plus de 27 % en 2050. D'après certains scénarios, cette part pourrait même atteindre environ 43 % en 2030 et 77 % en 2050. Après cette date, les niveaux de mise en valeur sont encore plus élevés. Il s'agit d'un accroissement considérable de la production d'énergie issue des ÉR. [10.2.2.2]

En fait, la mise en valeur des énergies renouvelables est assez importante dans nombre des scénarios de référence sans niveau défini de stabilisation des concentrations de gaz à effet de serre. D'après les projections, d'ici 2030, les niveaux de mise en valeur des ÉR pourraient atteindre à peu près 120 EJ/an, de nombreux scénarios de référence donnant des résultats de plus de 100 EJ/an en 2050 et, parfois même, de 250 EJ/an. Ces chiffres élevés se fondent sur une série d'hypothèses, par exemple celle selon laquelle la consommation d'énergie continuera de beaucoup augmenter au cours du siècle, celles concernant la capacité des énergies renouvelables à améliorer l'accès à l'énergie, celles sur la disponibilité des ressources fossiles et d'autres hypothèses (notamment la réduction des coûts et l'augmentation de la performance des technologies ÉR) qui rendraient ces technologies de plus en plus compétitives dans de nombreuses applications, même en l'absence de politiques climatiques. [10.2.2.2]

L'incertitude concernant le rôle joué par les énergies renouvelables dans l'atténuation des effets des changements climatiques provient de l'incertitude liée à un certain nombre de facteurs importants qui influent sur la mise en valeur de ces énergies. Deux de ces facteurs sont la hausse de la demande d'énergie et la concurrence avec les autres options de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (en particulier l'énergie nucléaire et l'énergie fossile avec captage et stockage du carbone). Afin de satisfaire les objectifs à long terme en matière de climat, il convient de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de sources énergétiques et d'autres sources anthropiques. Pour chacun de ces objectifs, le niveau de réduction est relativement bien défini; il existe une bonne corrélation entre les émissions fossiles et industrielles de CO<sub>2</sub> et l'utilisation d'énergie fossile à émission libre dans l'ensemble des scénarios (figure TS.10.2). La demande d'énergie à faible émission de carbone (y compris les énergies



**Figure TS.10.3** | Augmentation de la part mondiale d'énergie primaire renouvelable (équivalent direct) en 2050, d'après certains scénarios contraints sur le plan technologique par rapport aux scénarios de référence respectifs. Le «X» indique que la valeur de concentration pour le scénario n'a pas été atteinte. La définition des cas «énergie nucléaire limitée» et «sans captage ni stockage du carbone» varie d'un modèle à l'autre. Les scénarios DNE21+, MERGE-ETL et POLES correspondent à une élimination de l'énergie nucléaire à des rythmes différents; les scénarios MESSAGE limitent l'utilisation de cette forme d'énergie à 2010; et les scénarios REMIND, IMACLIM et WITCH restreignent la contribution de l'énergie nucléaire à celle établie dans les scénarios de référence, ce qui peut encore donner lieu à une augmentation importante par rapport aux niveaux d'utilisation actuels. Le scénario REMIND (ADAM) 400 ppmv sans CSC se réfère à un scénario où le stockage cumulé de CO<sub>2</sub> est limité à 120 Gt CO<sub>2</sub>. Le scénario MERGE-ETL 400 ppmv sans CSC permet un stockage cumulé de CO<sub>2</sub> d'environ 720 Gt CO<sub>2</sub>. Le scénario POLES 400 ppmv d'équivalent CO<sub>2</sub> sans CSC étant irréalisable, le niveau de concentration respectif du scénario indiqué ici a été assoupli d'environ 50 ppm CO<sub>2</sub>. Le scénario DNE21+ est estimé approximativement à 550 ppmv d'équivalent v, à partir de l'évolution des émissions jusqu'à 2050. [Figure 10.6]

renouvelables, l'énergie nucléaire et l'énergie fossile avec captage et stockage du carbone) correspond simplement à la différence entre la demande totale d'énergie primaire et la production d'énergie fossile à émission libre; autrement dit, toute énergie qui ne peut être fournie par les combustibles fossiles à émission libre en raison des contraintes climatiques doit être par une source d'énergie à faible émission de carbone ou par le biais de mesures visant à réduire la consommation d'énergie. Les scénarios font toutefois état d'une incertitude énorme au sujet de l'accroissement de la demande énergétique, en particulier dans les décennies à venir. Cette fluctuation est généralement beaucoup plus grande que l'effet des mesures d'atténuation sur la consommation d'énergie. On observe donc une grande variabilité au niveau de l'énergie à faible émission de carbone pour tout objectif de concentration donné de CO<sub>2</sub>, en raison de la variabilité de la demande d'énergie (figure TS.10.2). [10.2.2.3]

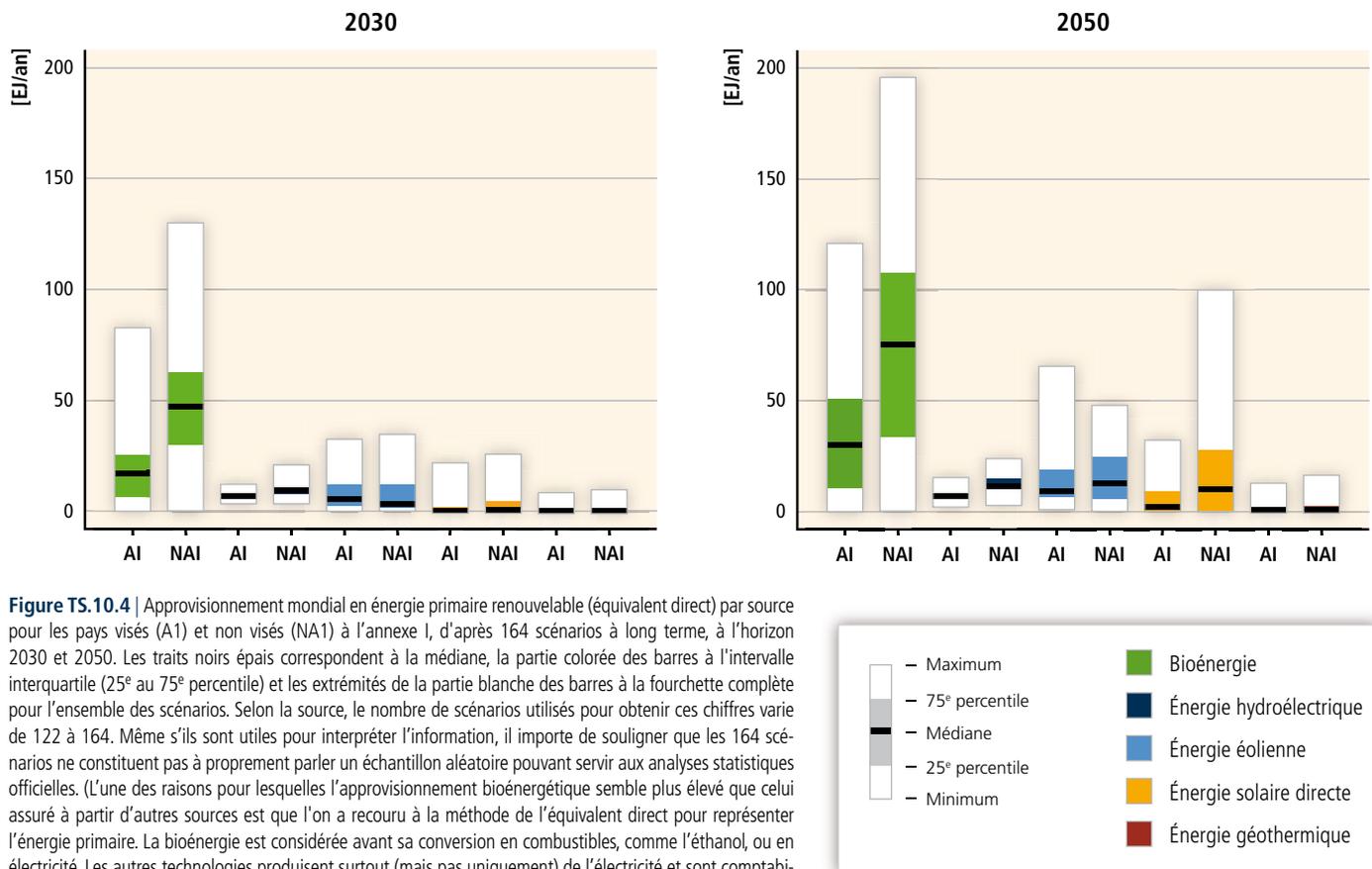
La concurrence entre les énergies renouvelables, l'énergie nucléaire et l'énergie fossile avec CSC accroît encore davantage la variabilité de la relation entre la mise en valeur des ER et les objectifs de concentration de CO<sub>2</sub>. Le coût, la performance et la disponibilité des autres solutions possibles du point de vue de l'offre sont également entachés d'incertitude. Si l'option consistant à utiliser ces autres technologies d'atténuation du côté de l'offre est contrainte – en raison du coût et de la performance, mais éventuellement aussi d'obstacles sur le plan environnemental, social ou de la sécurité nationale –, alors, toute chose étant par ailleurs égale, les niveaux de mise en valeur des ER seront plus élevés (figure TS.10.3). [10.2.2.4]

On note par ailleurs la très grande variabilité des caractéristiques de mise en valeur des différentes technologies ER. Les échelles absolues de mise en valeur varient beaucoup entre les technologies, et les niveaux de mise en valeur varient davantage pour certaines technologies que pour d'autres (figures TS.10.4 et TS.10.5). De plus, l'échelle temporelle de mise en valeur diffère selon la source d'énergie renouvelable considérée, ce qui correspond en grande partie à la dispa-

rité des niveaux actuels de mise en valeur et (souvent) des hypothèses associées concernant la maturité technologique relative. [10.2.2.5]

Les scénarios indiquent généralement que la mise en valeur des ER est plus intense, à la longue, dans les pays non visés à l'annexe I que dans les pays visés à l'annexe I. Presque tous les scénarios se fondent sur l'hypothèse selon laquelle la croissance économique et la demande d'énergie seront plus élevées, à un moment ou à un autre, dans les pays non visés à l'annexe I que dans les autres pays. Il en résulte que les pays non visés à l'annexe I génèrent une part de plus en plus importante d'émissions de CO<sub>2</sub> dans les scénarios de référence ou sans politiques en la matière et devront donc procéder à des réductions plus notables avec le temps (figure TS.10.4). [10.2.2.5]

Une autre question fondamentale concernant les énergies renouvelables et l'atténuation est la relation qui existe entre ces énergies et les coûts des mesures d'atténuation. Un certain nombre d'études ont opté pour des scénarios dont la sensibilité assume des contraintes en ce qui a trait à la mise en valeur des diverses options d'atténuation, y compris les énergies renouvelables ainsi que l'énergie nucléaire et l'énergie fossile avec CSC (figures TS.10.6 et TS.10.7). Ces études révèlent que les coûts de l'atténuation sont plus élevés lorsque des options, y compris les énergies renouvelables, ne sont pas disponibles. En fait, la sanction en matière de coût pour les limites imposées aux énergies renouvelables est souvent au moins du même ordre de grandeur que celle pour les limites concernant l'énergie nucléaire et l'énergie fossile avec CSC. Les études en question indiquent également qu'il peut s'avérer impossible d'établir des objectifs de concentration plus ambitieux en l'absence d'options fondées sur les énergies renouvelables ou d'autres options à faible émission de carbone. Parallèlement, lorsqu'on tient compte de



**Figure TS.10.4** | Appvisionnement mondial en énergie primaire renouvelable (équivalent direct) par source pour les pays visés (A1) et non visés (NA1) à l'annexe I, d'après 164 scénarios à long terme, à l'horizon 2030 et 2050. Les traits noirs épais correspondent à la médiane, la partie colorée des barres à l'intervalle interquartile (25<sup>e</sup> au 75<sup>e</sup> percentile) et les extrémités de la partie blanche des barres à la fourchette complète pour l'ensemble des scénarios. Selon la source, le nombre de scénarios utilisés pour obtenir ces chiffres varie de 122 à 164. Même s'ils sont utiles pour interpréter l'information, il importe de souligner que les 164 scénarios ne constituent pas à proprement parler un échantillon aléatoire pouvant servir aux analyses statistiques officielles. (L'une des raisons pour lesquelles l'approvisionnement bioénergétique semble plus élevé que celui assuré à partir d'autres sources est que l'on a recouru à la méthode de l'équivalent direct pour représenter l'énergie primaire. La bioénergie est considérée avant sa conversion en combustibles, comme l'éthanol, ou en électricité. Les autres technologies produisent surtout (mais pas uniquement) de l'électricité et sont comptabilisées en fonction de l'énergie électrique produite. Si l'on avait recouru aux équivalences primaires, au moyen de la méthode de substitution, plutôt qu'aux équivalences directes, la production d'énergie à partir d'énergies renouvelables autres que la biomasse aurait été trois fois plus importante que celle qui figure ici.) L'énergie marine n'apparaît pas, car un nombre très réduit de scénarios prend en compte cette technologie. [Figure 10.8]

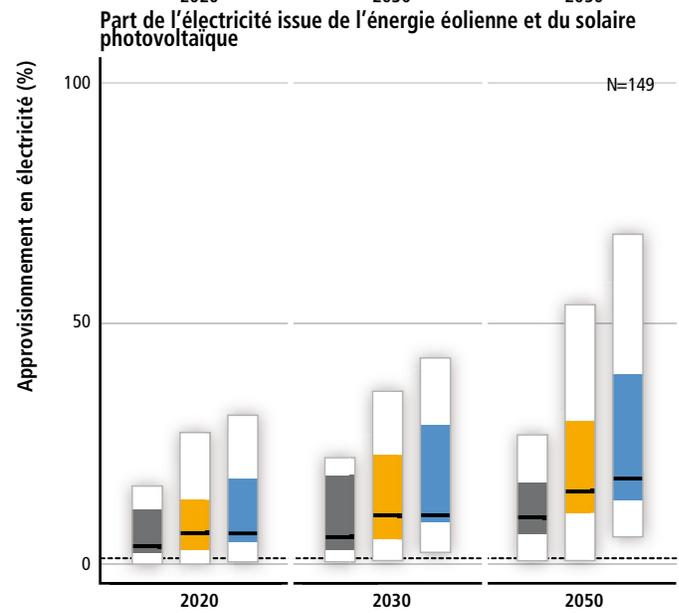
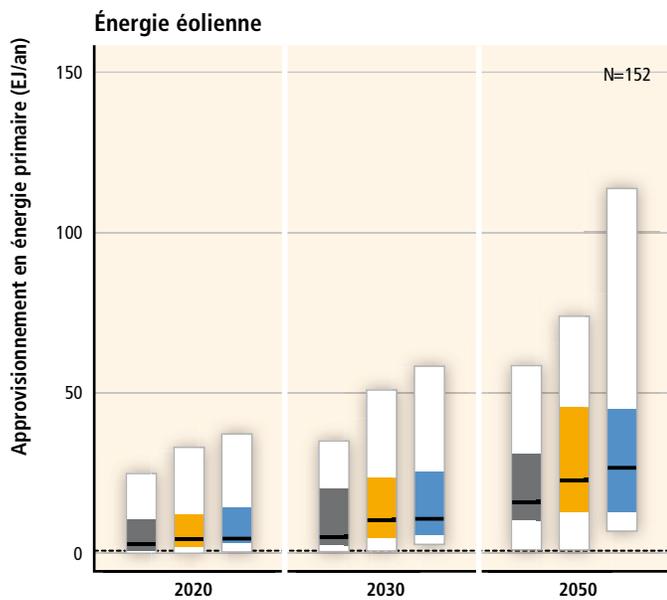
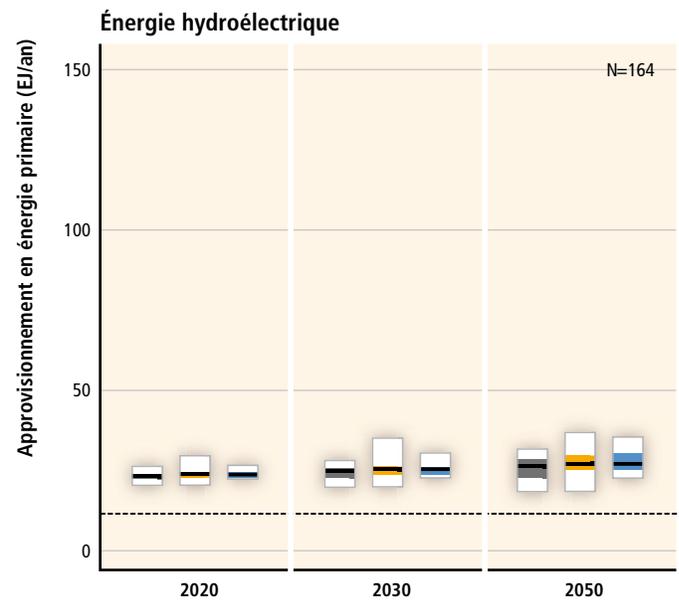
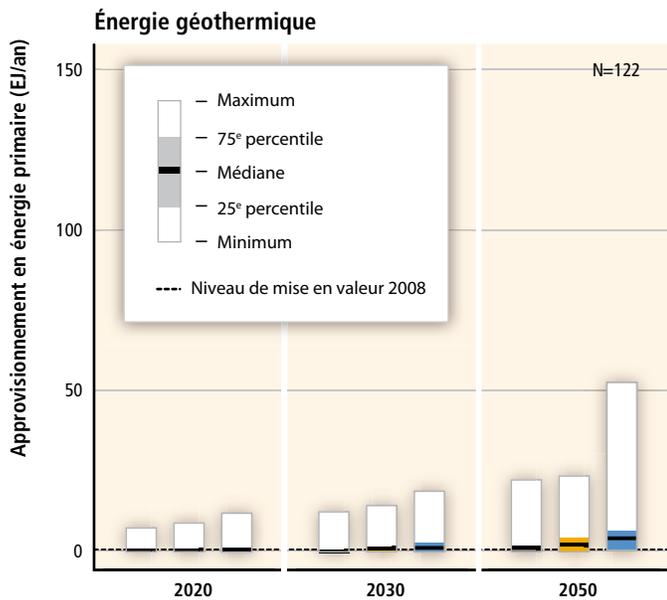
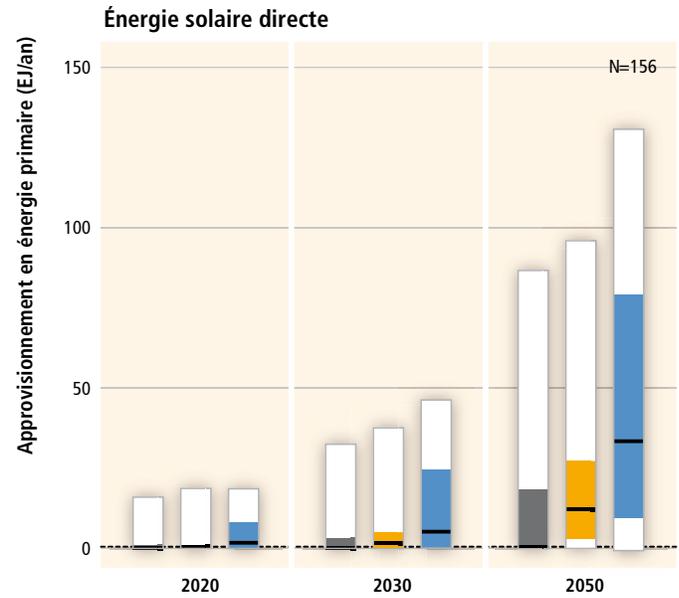
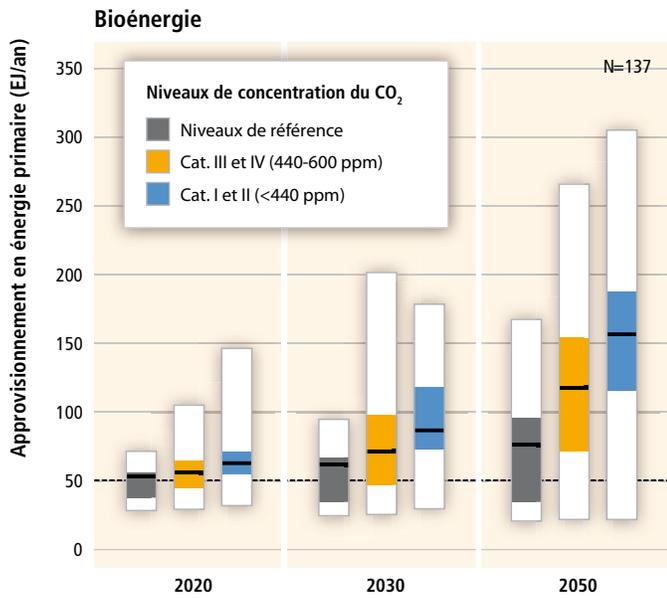
l'ensemble des hypothèses retenues dans la série complète des scénarios considérés dans la présente évaluation, on n'observe aucun lien significatif entre les coûts chiffrés (p.ex. le prix du carbone) et les niveaux absolus de mise en valeur des énergies renouvelables. Cette variation correspond au fait que les modèles intégrés à grande échelle utilisés pour établir les scénarios se caractérisent par un large éventail de prix du carbone et de coûts d'atténuation, fondés sur les paramètres d'origine et la structure des modèles. En résumé, alors que, dans les documents publiés, l'on s'accorde généralement pour estimer que les coûts des mesures d'atténuation augmenteront si l'on restreint la mise en valeur des technologies ÉR et que, de ce fait, il ne serait sans doute pas possible de satisfaire des objectifs de stabilisation des concentrations plus ambitieux, il en va autrement lorsqu'on veut établir la valeur précise de cette augmentation des coûts. [10.2.2.6]

### 10.3 Évaluation de scénarios d'atténuation représentatifs pour différentes stratégies en matière d'énergies renouvelables

Une analyse approfondie de quatre scénarios choisis à partir de l'ensemble de 164 scénarios a permis de mieux cerner les apports éventuels des différentes technologies ÉR dans divers secteurs et régions. Le Word Energy Outlook (WEO 2009) de l'AIE a été retenu à titre d'exemple de scénario de référence, alors que les autres scénarios établissent des niveaux bien définis de stabilisation de la

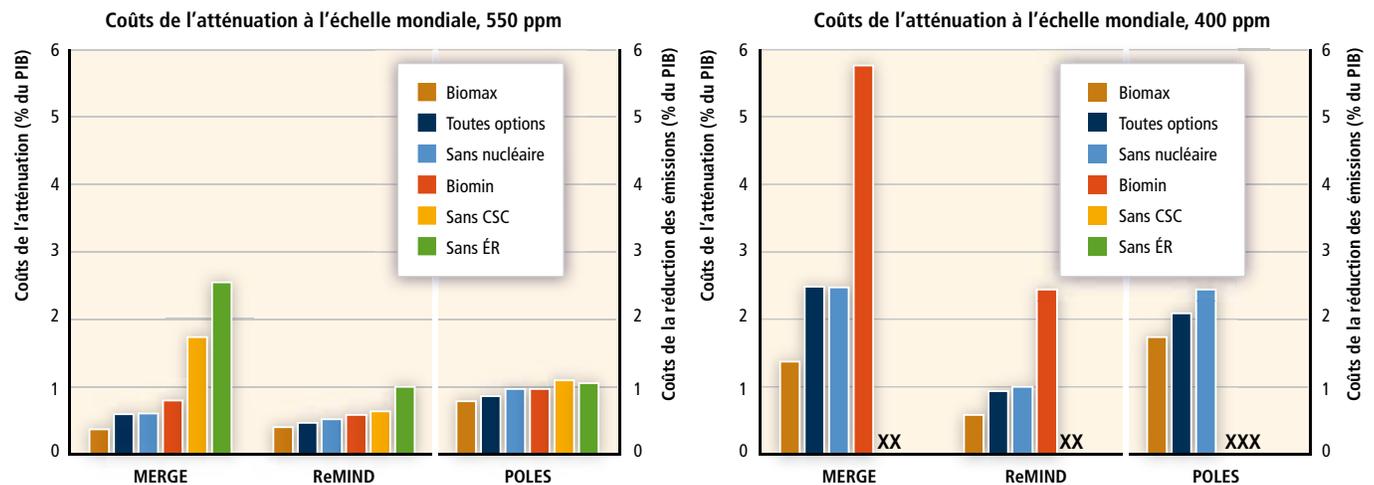
concentration des gaz à effet de serre. Les scénarios d'atténuation sélectionnés sont ReMIND-RECIPE de l'Institut Potsdam, MiniCAM EMF 22 de l'Energy Modelling Forum Study 22 et Energy [R]evolution du Centre aérospatial allemand, de Greenpeace International et de l'EREC (ER 2010). Ces scénarios constituent des exemples, mais ne sont pas représentatifs à proprement parler. Ils illustrent toutefois quatre voies futures possibles fondées sur différentes méthodologies et un large éventail d'hypothèses. Ils correspondent à différentes perspectives de mise en valeur des ÉR, allant d'une situation de référence type à un scénario optimiste qui assume notamment qu'avec le soutien de politiques appropriées, la forte dynamique (les taux d'augmentation élevés) que l'on connaît aujourd'hui dans le secteur pourrait être maintenue. [10.3.1]

La figure TS.10.8 donne un aperçu de la production d'énergie primaire selon la source pour les quatre scénarios choisis à l'horizon 2020, 2030 et 2050 et compare les chiffres obtenus avec la fourchette de l'approvisionnement mondial total en énergie primaire. Avec la méthode de l'équivalent direct employée ici, c'est la bioénergie qui détient la plus grande part de marché en 2050 dans tous les scénarios retenus, suivie de l'énergie solaire. La part totale d'énergie renouvelable dans le mélange d'approvisionnement en énergie primaire d'ici 2050 montre une variation importante dans les quatre scénarios. Avec 15 % d'ici 2050, ce qui correspond plus ou moins au niveau actuel (12,9 % en 2008), le scénario WEO 2009 de l'AIE fournit le pourcentage le plus bas, tandis que le scénario ER 2010 donne le niveau le plus élevé, avec 77 %. Le scénario MiniCam EMF 22 et le scénario



**Figure TS.10.5** | Approvisionnement mondial en énergie primaire (équivalent direct) issue de la bioénergie, de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire, de l'énergie hydroélectrique et de l'énergie géothermique d'après 164 scénarios à long terme à l'horizon 2020, 2030 et 2050, en fonction de différentes catégories de concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> en 2100. Les traits noirs épais correspondent aux médianes, les segments de barres colorés, aux intervalles interquartiles (25<sup>e</sup> à 75<sup>e</sup> percentiles) et les extrémités de la partie blanche des barres, à la fourchette complète pour tous les scénarios étudiés. [Figure 10.9]

Notes: Pour une question de présentation des données, le nombre de scénarios utilisés pour chacun des diagrammes varie considérablement. Ce nombre, par rapport à l'ensemble des 164 scénarios, figure dans le coin supérieur droit de chaque diagramme. L'une des raisons pour lesquelles l'approvisionnement bioénergétique semble plus élevé que celui des autres sources est le fait que l'on a recouru à la méthode de l'équivalent direct pour représenter l'énergie primaire. La bioénergie est considérée avant sa conversion en combustibles, comme les biocarburants, en électricité et en chaleur. Les autres technologies produisent surtout (mais pas uniquement) de l'électricité et de la chaleur et sont comptabilisées en fonction de l'énergie secondaire produite. Si l'on avait fait appel aux équivalences primaires, au moyen de la méthode de substitution, plutôt qu'aux équivalences directes, la production d'énergie à partir d'énergies renouvelables autres que la biomasse aurait été de deux à trois fois plus importante que celle qui figure ici. L'énergie marine n'est pas considérée ici, car les scénarios en tiennent rarement compte. Enfin, les catégories V et au-delà ne sont pas incluses et la catégorie IV passe de 570 à 600 ppm, car tous les scénarios de stabilisation indiquent des concentrations de CO<sub>2</sub> inférieures à 600 ppm en 2100 et les scénarios de référence les plus modérés atteignent des concentrations légèrement supérieures à 600 ppm d'ici 2100.



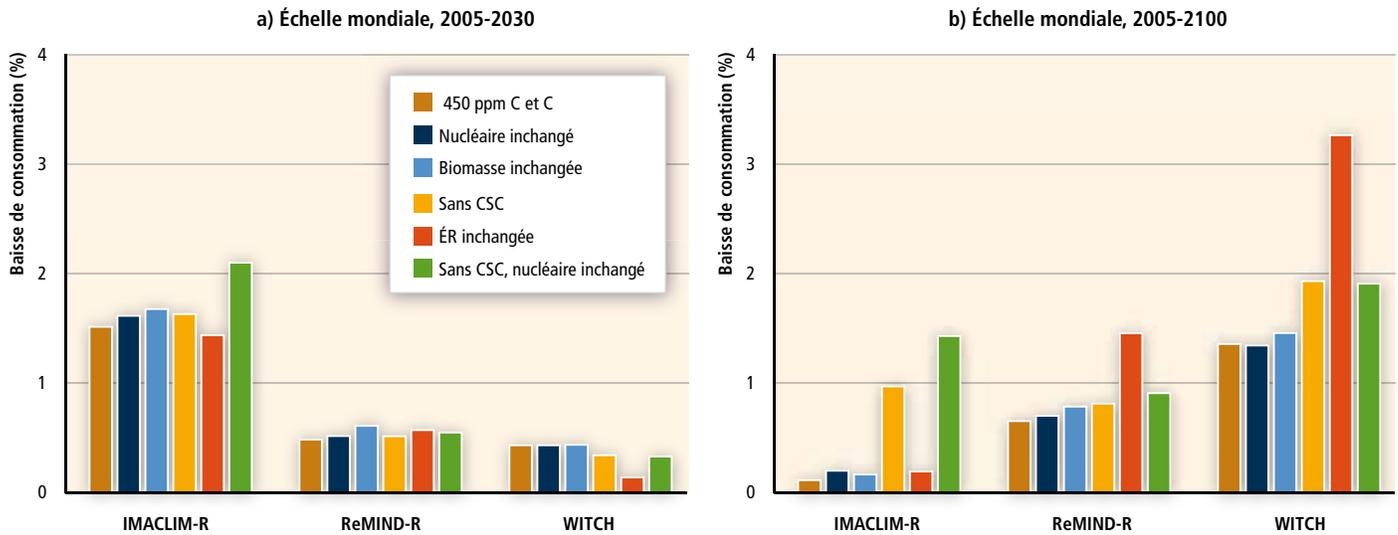
**Figure TS.10.6** | Coûts de l'atténuation à l'échelle mondiale (mesurés par la baisse de la consommation) à partir du projet ADAM, selon diverses hypothèses concernant les technologies disponibles pour des niveaux de stabilisation à long terme de 550 et 400 ppmv d'équivalent CO<sub>2</sub>. «Toutes les options» se réfèrent aux hypothèses concernant l'éventail de technologies standard dans les différents modèles, alors que «biomax» et «biomin» correspondent respectivement au double et à la moitié du potentiel standard de la biomasse de 200 EJ. «Sans CSC» exclut l'option CSC de l'éventail des mesures d'atténuation et «sans nucléaire» et «sans ER» limitent les niveaux d'utilisation de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables à la valeur de référence, qui correspond toujours potentiellement à un accroissement considérable par rapport à aujourd'hui. Le «X» dans le diagramme de droite indique que le niveau de 400 ppmv d'équivalent CO<sub>2</sub> n'a pas été atteint dans le cas d'options technologiques limitées. [Figure 10.11]

ReMIND-RECIPE prévoient que les énergies renouvelables satisferont respectivement 31 et 48 % de la demande mondiale d'énergie primaire en 2050. Cette grande variabilité est attribuable aux différentes hypothèses retenues quant au coût et à la performance des diverses technologies, à la disponibilité des autres options d'atténuation (CSC, énergie nucléaire, etc.), aux contraintes d'infrastructure ou d'intégration, aux obstacles non économiques (notamment les aspects relatifs à la durabilité), aux politiques spécifiques et aux projections relatives à la demande énergétique. [10.3.1.4]

Par ailleurs, même si la mise en valeur des différentes technologies augmente beaucoup avec le temps, la contribution des énergies renouvelables dans les scénarios pour la plupart des technologies dans les différentes régions du globe est beaucoup plus faible que leur potentiel technique correspondant (figure TS.10.9). La mise en valeur totale des énergies renouvelables à l'échelle mondiale d'ici 2050 dans tous les scénarios analysés représente moins de 3 % du potentiel technique disponible. Sur le plan régional, la part la plus importante de la mise en valeur du potentiel technique disponible des énergies renouvelables en 2050 concernerait la Chine, avec un total de 18 % (ER 2010), suivie des pays européens de l'OCDE, avec 15 % (ER 2010), et de l'Inde, avec 13 % (MiniCam EMF 22). Deux régions présentent des taux de mise en valeur d'environ 6 % : l'Asie en développement, avec 7 % (MiniCam EMF 22), et les pays nord-américains de l'OCDE, avec 6 % (ER 2010). Les cinq autres régions utilisent moins de 5 % du potentiel technique disponible pour ce qui est des ER. [10.3.2.1]

On a calculé le potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre à partir de la mise en valeur résultante des énergies renouvelables pour les quatre scénarios retenus. Des facteurs d'émission ont été établis pour chaque secteur, correspondant au type de production d'électricité ou d'apport de chaleur remplacé par les énergies renouvelables. Étant donné que la forme d'énergie substituée dépend du comportement du système dans son ensemble, il est nécessaire de procéder à une nouvelle analyse de scénarios cohérente ou à une analyse complexe de la répartition entre les centrales. Le calcul doit donc se fonder sur des hypothèses simplifiées et ne peut avoir qu'une valeur indicative. De manière générale, il faut faire preuve de prudence lorsqu'on veut attribuer des potentiels d'atténuation précis aux énergies renouvelables. [10.3.3]

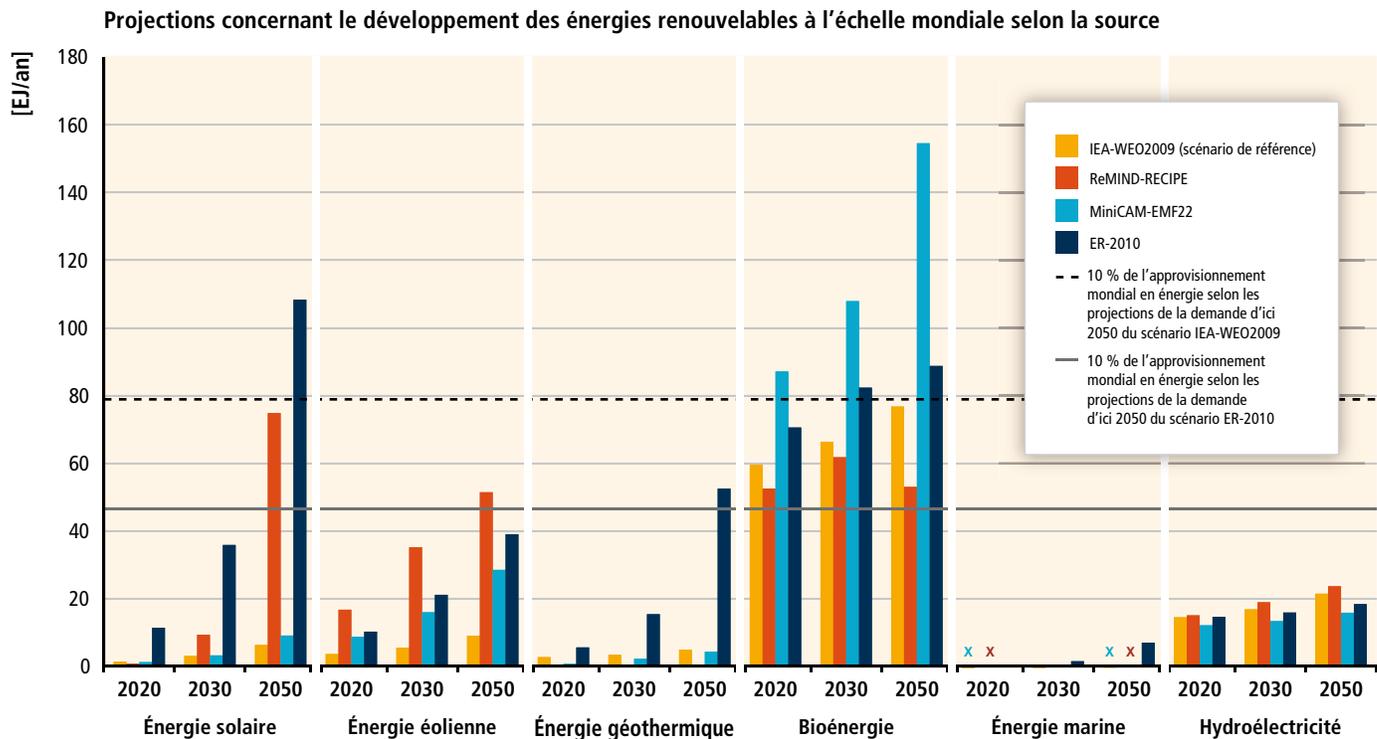
On suppose très souvent que les applications des énergies renouvelables peuvent remplacer totalement les divers usages actuels des combustibles fossiles, mais en fait cela n'est pas nécessairement vrai, car les ER peuvent entrer en concurrence, par exemple, avec l'énergie nucléaire ou avec d'autres formes d'énergie renouvelable. Afin de prendre en compte, même partiellement, les incertitudes liées à l'établissement du facteur d'émission, on a défini trois cas différents (cas élevé: émissions moyennes spécifiques de CO<sub>2</sub> produites par les énergies fossiles en vertu du scénario de référence; cas moyen: émissions moyennes spécifiques de CO<sub>2</sub> produites par l'ensemble des énergies en vertu du scénario de référence; et cas bas: émissions moyennes spécifiques de CO<sub>2</sub> produites par les formes d'énergie considérées par un scénario donné). Les biocarburants et autres options d'énergie



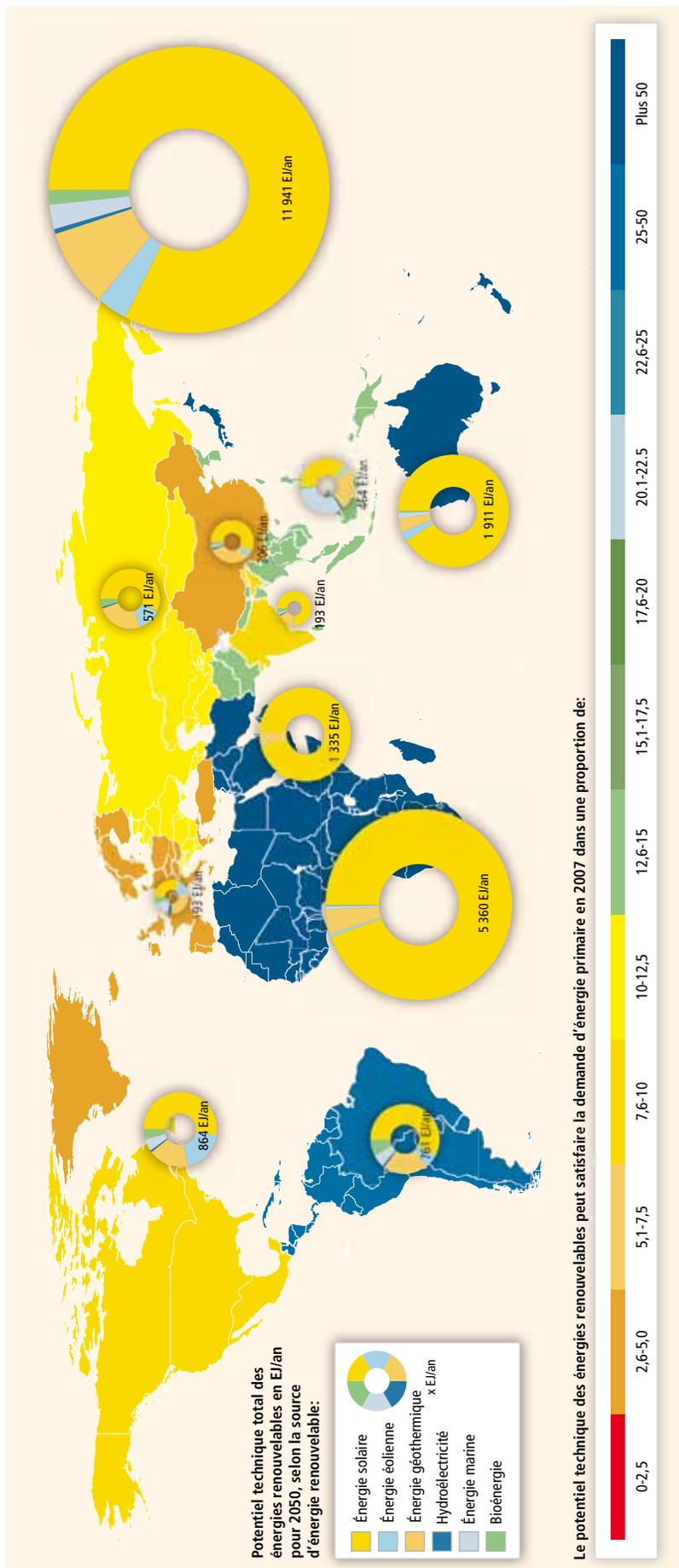
**Figure TS.10.7** | Coûts de l'atténuation à partir du projet RECIPE, selon diverses hypothèses concernant les technologies disponibles pour un niveau de stabilisation à long terme de 450 ppmv de CO<sub>2</sub>. Les valeurs des options technologiques sont exprimées en baisses de consommation pour les scénarios dans lesquels l'option indiquée est délaissée (CSC) ou limitée aux niveaux de référence (toutes les autres technologies) pour les périodes a) 2005-2030 et b) 2005-2100. Elles sont calculées en différences de baisse de consommation pour les scénarios dans lesquels l'utilisation de certaines technologies est limitée au scénario de référence. Soulignons que, dans le cas de WITCH, il a été assumé que la technologie générale de soutien n'était pas disponible dans le scénario «ÉR inchangée». [Figure 10.12]

renouvelable pour les transports sont exclus du calcul en raison du manque de données. Par ailleurs, afin d'englober les émissions de gaz à effet de serre produites par la bioénergie utilisée pour le chauffage direct, on n'a considéré que de la moitié des économies théoriques de CO<sub>2</sub> aux fins de calcul. Vu les incertitudes et la variabilité élevées observées pour ce qui est des émissions intégrées de gaz à effet de serre, il s'agit encore une fois d'une hypothèse simplifiée. [10.3.3]

La figure TS.10.10 montre les potentiels cumulés de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> présentés par les sources d'énergie renouvelable à l'horizon 2020, 2030 et 2050, à partir des quatre scénarios examinés en détail ici. Les scénarios analysés permettent d'obtenir un potentiel cumulé de réduction (2010 à 2050) atteignant, dans le cas moyen, une valeur de 244 Gt CO<sub>2</sub> (scénario de référence), de 297 Gt CO<sub>2</sub> (MiniCam EMF 22), de 482 Gt CO<sub>2</sub> (ER 2010) et de 490 Gt CO<sub>2</sub> (ReMIND-RECIPE). L'éventail complet des réductions cumulées d'émissions



**Figure TS.10.8** | Projections concernant le développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale selon la source et proportions de l'énergie primaire renouvelable à l'échelle mondiale, selon la source, pour l'ensemble des quatre scénarios donnés à titre d'exemple. [Figure 10.14]

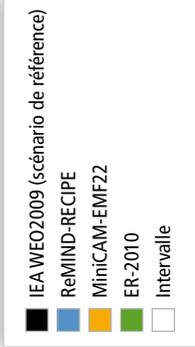
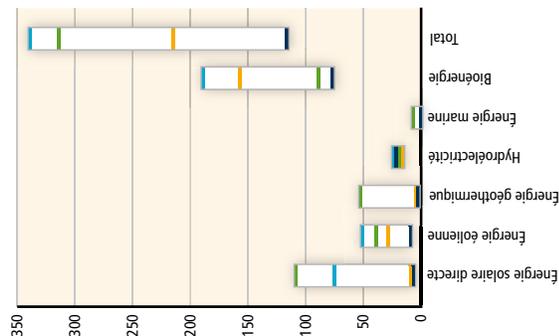


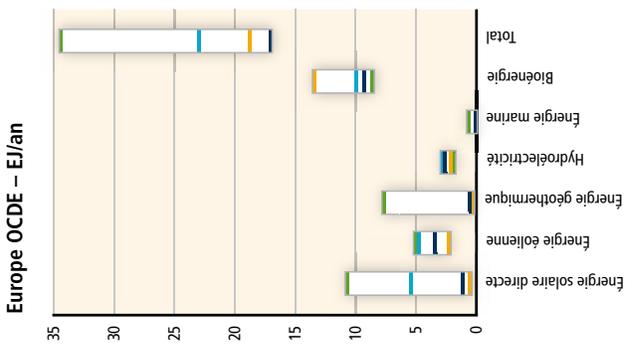
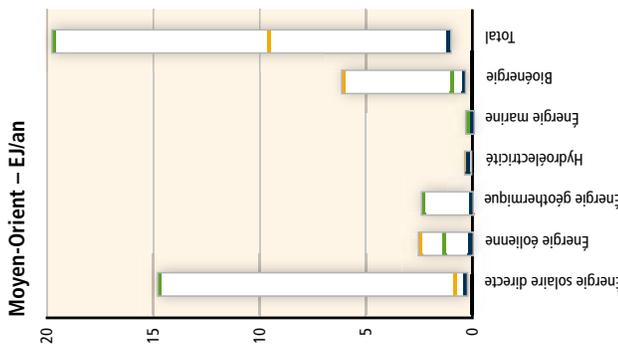
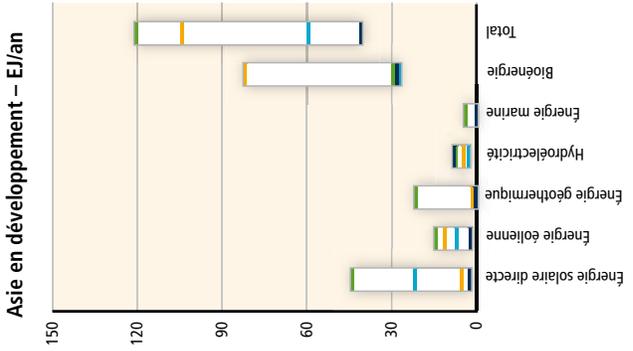
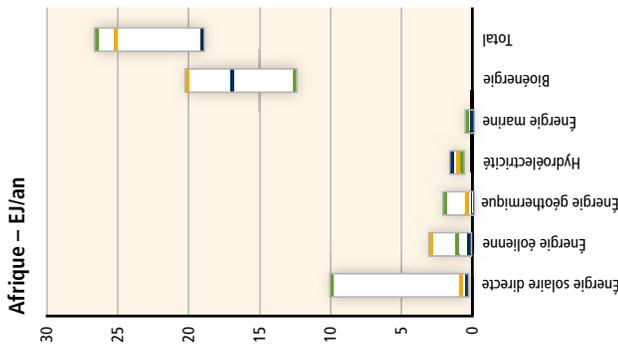
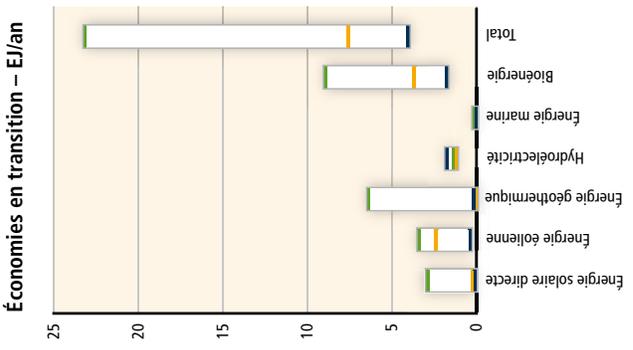
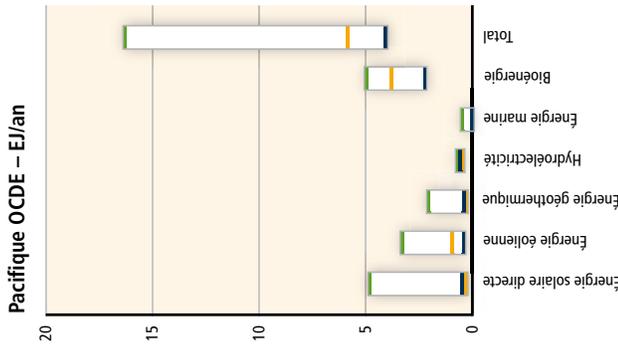
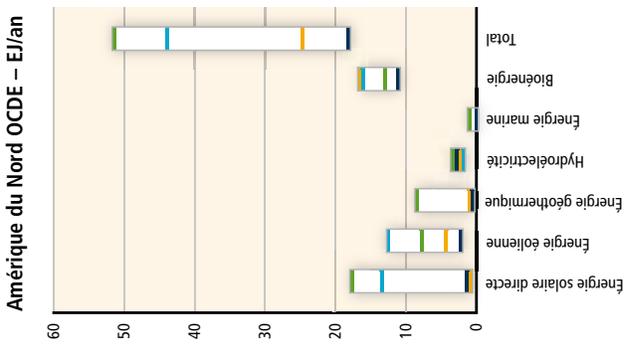
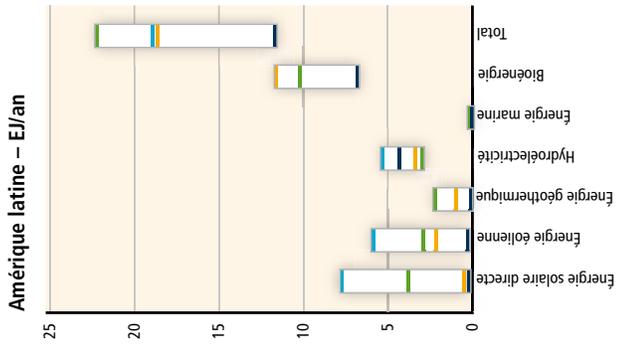
Analyse du potentiel des énergies renouvelables: les potentiels techniques indiqués ici représentent les potentiels mondiaux et régionaux totaux fondés sur une analyse des études publiées avant 2009 par Krewitt *et al.* (2009). Tout potentiel déjà utilisé pour la production d'énergie n'a pas été déduit. En raison des différentes approches et méthodes de comptabilisation retenues par les diverses études, il est impossible de comparer de manière rigoureuse ces estimations selon les technologies et les régions ainsi que la demande d'énergie primaire. Les analyses du potentiel technique des ER publiées après 2009, qui donnent parfois des résultats plus élevés, ne sont pas prises en compte dans la présente figure. Par ailleurs, certaines technologies ER peuvent concurrencer d'autres modes d'utilisation des terres, ce qui peut entraîner une diminution du potentiel global des énergies renouvelables.

Données sur les scénarios: EIA WEO2009 – scénario de référence (Agence internationale de l'énergie (AIE), 2009); Teske *et al.*, 2010 ; ReMind-RECIPE – scénario de stabilisation à 450 ppm (Luderer *et al.*, 2009) ; MiniCam EMF22 – meilleur scénario de dépassement 2.6 W/m<sup>2</sup> (Calvin *et al.*, 2009); Advanced Energy [R]evolution 2010 (teske *et al.*, 2010)

Graphiques en bande: niveau de mise en valeur des énergies renouvelables en 2050, selon les scénarios et les sources d'énergie renouvelable, en EJ/an

**Échelle mondiale - EJ/an**





**Figure TS.10.9** (page précédente) Décomposition régionale de la mise en valeur des énergies renouvelables en 2050 pour un ensemble de quatre scénarios caractéristiques et comparaison de la mise en valeur possible du potentiel technique correspondant à différentes technologies. Les quatre scénarios choisis sont tirés d'une étude portant sur 164 scénarios et comprennent un scénario de référence (WEO2009 de l'AIE), sans niveaux précis de stabilisation de la concentration de gaz à effet de serre, et trois scénarios correspondant à différentes catégories de concentration de CO<sub>2</sub>, l'un d'eux (ReMind-RECIPE) figurant dans la catégorie III (440 à 485 ppm) et les deux autres (MiniCam EMF 22 et ER 2010) dans la catégorie I (< 400 ppm). Le scénario MiniCam EMF 22 prend en compte l'énergie nucléaire ainsi que le captage et le stockage du carbone (CSC) comme options d'atténuation et permet un dépassement pour atteindre le niveau de concentration, alors que le scénario ER 2010 opte pour un mode d'application optimiste au sujet des énergies renouvelables. Les pays en transition vers une économie de marché sont des pays qui sont en train de passer d'une économie planifiée centralisée à un système de libre marché. [Figure 10.19]

de CO<sub>2</sub> dans tous les cas et scénarios considérés aux fins de calcul va de 218 Gt CO<sub>2</sub> (WEO 2009) à 561 Gt CO<sub>2</sub> (ReMIND-RECIPE), comparativement à environ 1 530 Gt CO<sub>2</sub> d'émissions d'origine fossile et industrielle cumulées de CO<sub>2</sub> selon le scénario de référence WEO 2009 pour la même période. Ces chiffres excluent toutefois les réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> procurées par l'utilisation d'énergies renouvelables dans le secteur des transports (y compris les véhicules électriques et alimentés aux biocarburants). Le potentiel global d'atténuation des émissions de CO<sub>2</sub> pourrait donc être plus élevé. [10.3.3]

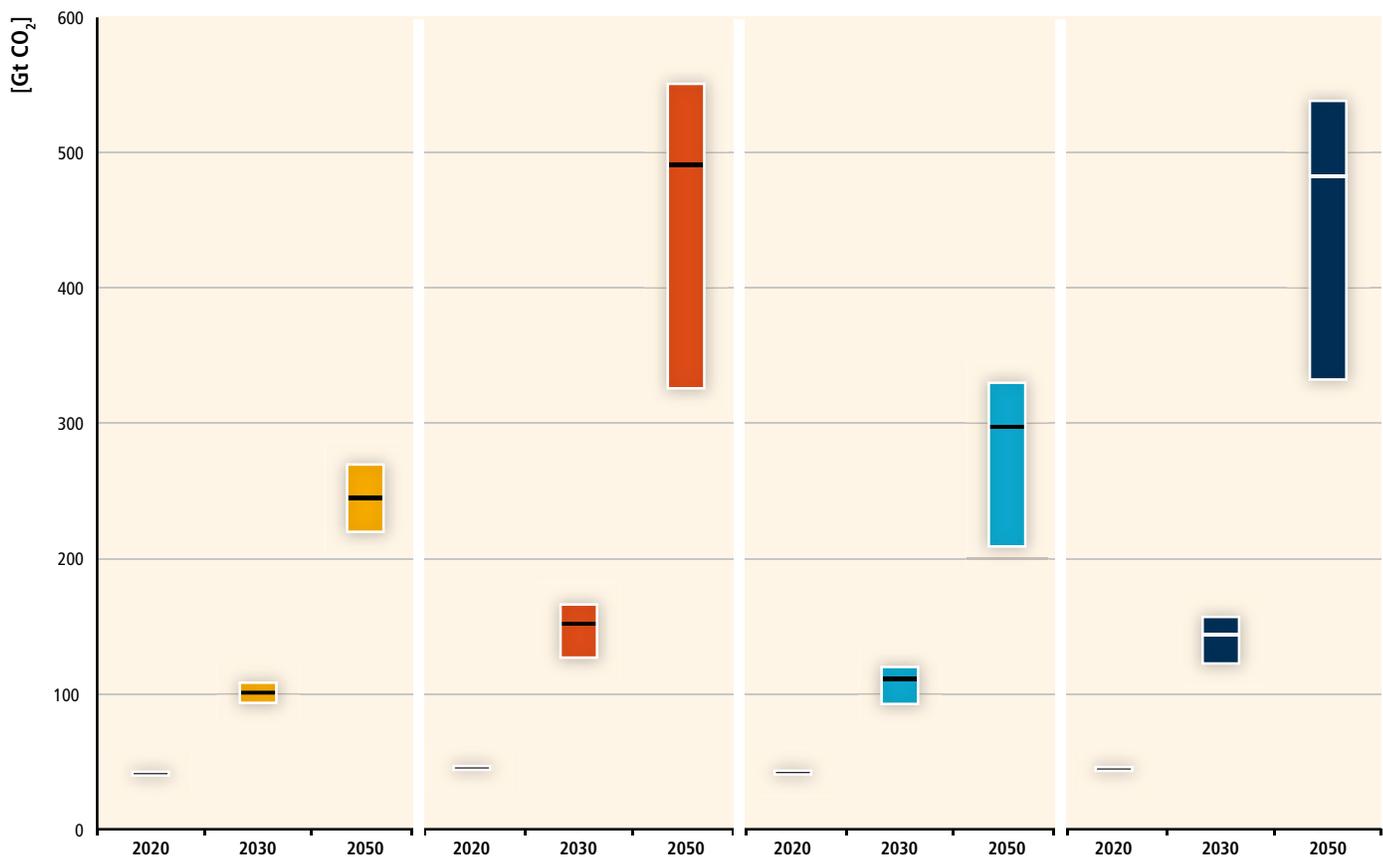
## 10.4 Courbes des coûts régionaux des mesures d'atténuation fondées sur la mise en valeur des sources d'énergie renouvelable

Le concept des courbes d'approvisionnement, que ce soit dans le contexte de la réduction des émissions de carbone, de la production d'énergie ou de sa conservation, a

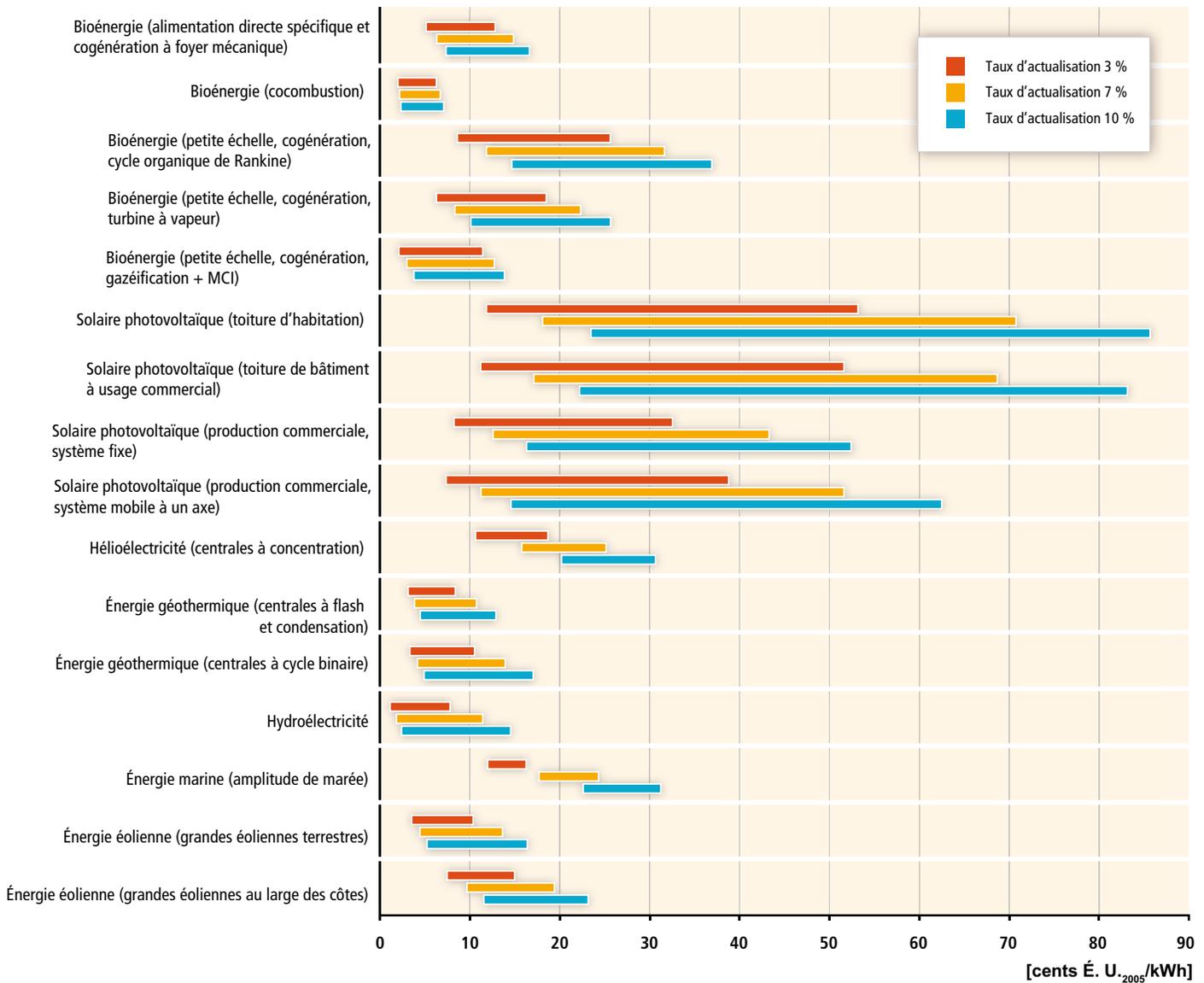
toujours le même fondement. Il s'agit de courbes constituées généralement de paliers discrets, dont chacun associe le coût marginal des mesures d'atténuation/technologies de production d'énergie ou des mesures de conservation de l'énergie à leur potentiel; ces paliers sont classés en fonction de leur coût. Dans les diagrammes, ceux-ci commencent par le coût le plus bas à gauche, les coûts de plus en plus élevés étant ajoutés les uns après les autres à droite, ce qui permet d'obtenir une courbe ascendante de la gauche vers la droite. On peut donc interpréter cette courbe de la même manière que les courbes d'approvisionnement en économie traditionnelle. [10.4.2.1]

On a souvent recours au concept des courbes d'approvisionnement pour la conservation de l'énergie, mais celui-ci présente des inconvénients généraux et spécifiques. Dans ce contexte, les inconvénients les plus souvent évoqués sont les suivants: controverse parmi les scientifiques au sujet des potentiels lorsque les coûts sont négatifs; simplification de la réalité, les acteurs concernés fondant leurs décisions sur d'autres critères que ceux utilisés pour les

**Réductions cumulées des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle du globe selon différents scénarios de mise en valeur des énergies renouvelables de 2010 à 2020, 2030 et 2050**



**Figure TS.10.10** | Réductions cumulées des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle du globe de 2010 à 2050, selon quatre scénarios caractéristiques. Les intervalles présentés traduisent les fortes incertitudes concernant la source d'énergie conventionnelle substituée. Alors que la limite supérieure suppose un remplacement complet des combustibles fossiles riches en carbone, la limite inférieure se rapporte aux émissions de CO<sub>2</sub> déterminées par le scénario analysé. Quant à la ligne du milieu, elle est le résultat des calculs effectués en supposant que les énergies renouvelables remplacent les différentes sources d'énergie considérées dans le scénario de référence. [Figure 10.22]



**Figure TS.10.11** | Coût moyen actualisé de l'électricité produite à l'aide des technologies ER actuellement commercialisées, à des taux d'actualisation de 3, 7 et 10 %. Les estimations de ce coût moyen actualisé pour toutes les technologies se fondent sur les données récapitulées à l'annexe III et sur la méthodologie décrite à l'annexe II. La limite inférieure des valeurs du coût moyen actualisé a été obtenue à partir des valeurs inférieures des coûts d'investissement, d'exploitation et maintenance et (s'il y a lieu) des matières premières et des valeurs supérieures du coefficient d'utilisation et de la durée de vie, ainsi que (le cas échéant) des valeurs supérieures du rendement de conversion et du revenu tiré des sous-produits. Quant à la limite supérieure des valeurs du coût moyen actualisé, elle se fonde sur les valeurs supérieures des coûts d'investissement, d'exploitation et maintenance et (s'il y a lieu) des matières premières et sur les valeurs inférieures du coefficient d'utilisation et de la durée de vie, ainsi que (le cas échéant) sur les valeurs inférieures du rendement de conversion et du revenu tiré des sous-produits. Soulignons que les valeurs du coefficient d'utilisation, du revenu tiré des sous-produits et de la durée de vie ont parfois été rapportées à des valeurs standard ou moyennes. Il convient de consulter l'annexe III pour obtenir des données et des informations supplémentaires. [Figure 10.29]

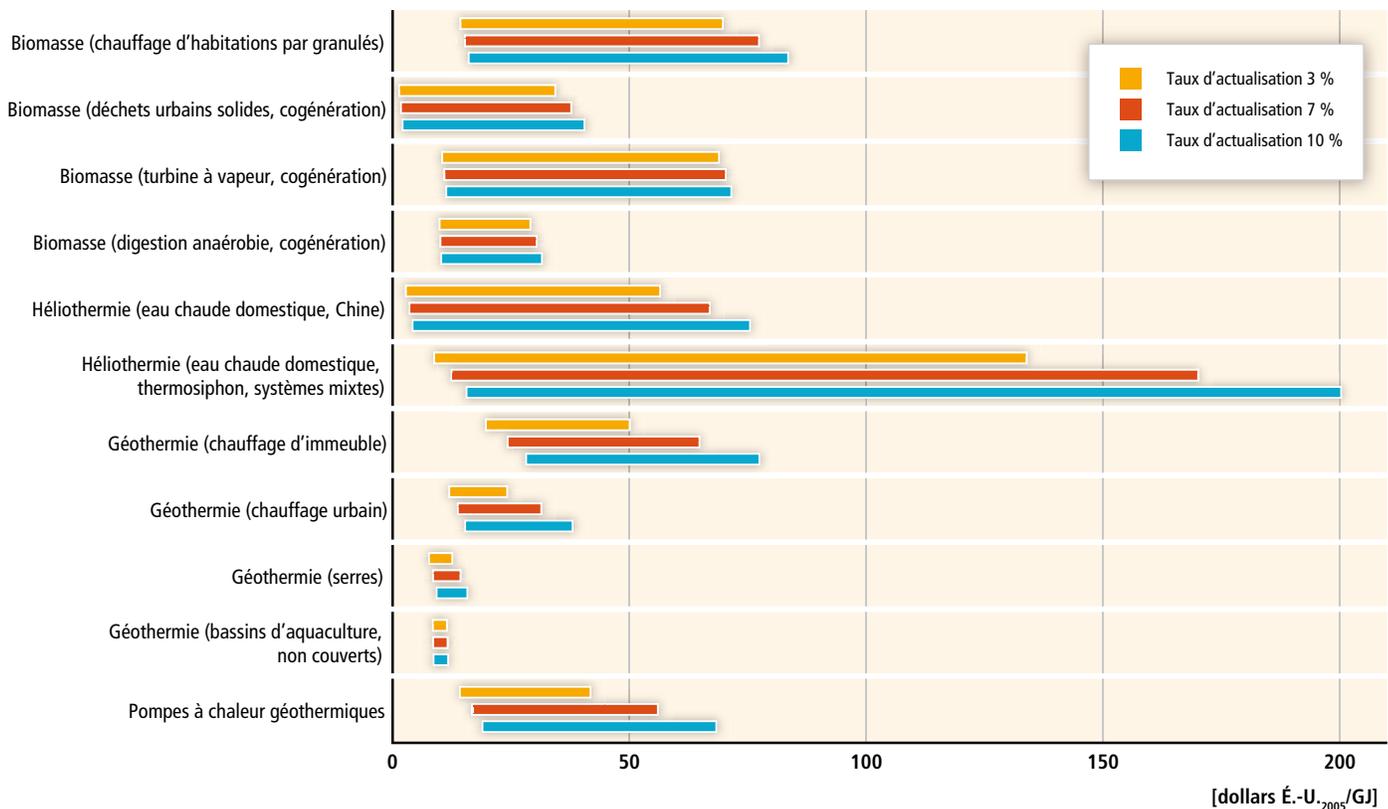
courbes; incertitude économique et technologique inhérente à la prévision des conditions futures, notamment l'évolution des prix de l'énergie et des taux d'actualisation; autres incertitudes liées à une forte agrégation; sensibilité élevée aux hypothèses de base et à l'évolution globale de l'éventail en matière de production et de transport; examen distinct des diverses mesures, sans tenir compte de l'interdépendance des mesures appliquées simultanément ou successivement; et, dans le cas des courbes de réduction des émissions de carbone, forte sensibilité aux hypothèses (incertaines) concernant les facteurs d'émission. [10.4.2.1]

Outre ces inconvénients, soulignons qu'il est très malaisé de comparer les données et les résultats des courbes de coûts de réduction des émissions et des courbes

d'approvisionnement en rapport avec les énergies renouvelables, car rares sont les études qui utilisent une approche globale et cohérente décrivant les méthodes employées. De nombreuses études régionales et nationales donnent une réduction de moins de 10 % des émissions de CO<sub>2</sub> de référence à moyen terme, à un coût d'atténuation inférieur à 100 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/t CO<sub>2</sub>. Les potentiels de réduction à faible coût qui en résultent sont assez bas par rapport à ceux des nombreux scénarios examinés ici. [10.4.3.2]

### 10.5 Coûts de la commercialisation et de l'utilisation

Certaines technologies ER sont très compétitives par rapport aux prix actuels de l'énergie sur le marché. De nombreuses autres peuvent offrir des services



**Figure TS.10.12** | Coût moyen actualisé de l'énergie thermique produite au moyen des technologies ER commercialisées, à des taux d'actualisation de 3, 7 et 10 %. Les estimations de ce coût moyen actualisé pour toutes les technologies se fondent sur les données récapitulées à l'annexe III et sur la méthodologie décrite à l'annexe II. La limite inférieure des valeurs du coût moyen actualisé a été obtenue à partir des valeurs inférieures des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance et (s'il y a lieu) des matières premières et des valeurs supérieures du coefficient d'utilisation et de la durée de vie, ainsi que (le cas échéant) des valeurs supérieures du rendement de conversion et du revenu tiré des sous-produits. Quant à la limite supérieure des valeurs du coût moyen actualisé, elle se fonde sur les valeurs supérieures des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance et (s'il y a lieu) des matières premières et sur les valeurs inférieures du coefficient d'utilisation et de la durée de vie, ainsi que (le cas échéant) sur les valeurs inférieures du rendement de conversion et du revenu tiré des sous-produits. Soulignons que les valeurs du coefficient d'utilisation et de la durée de vie ont parfois été rapportées à des valeurs standard ou moyennes. Il convient de consulter l'annexe III pour obtenir des données et des informations supplémentaires. [Figure 10.30]

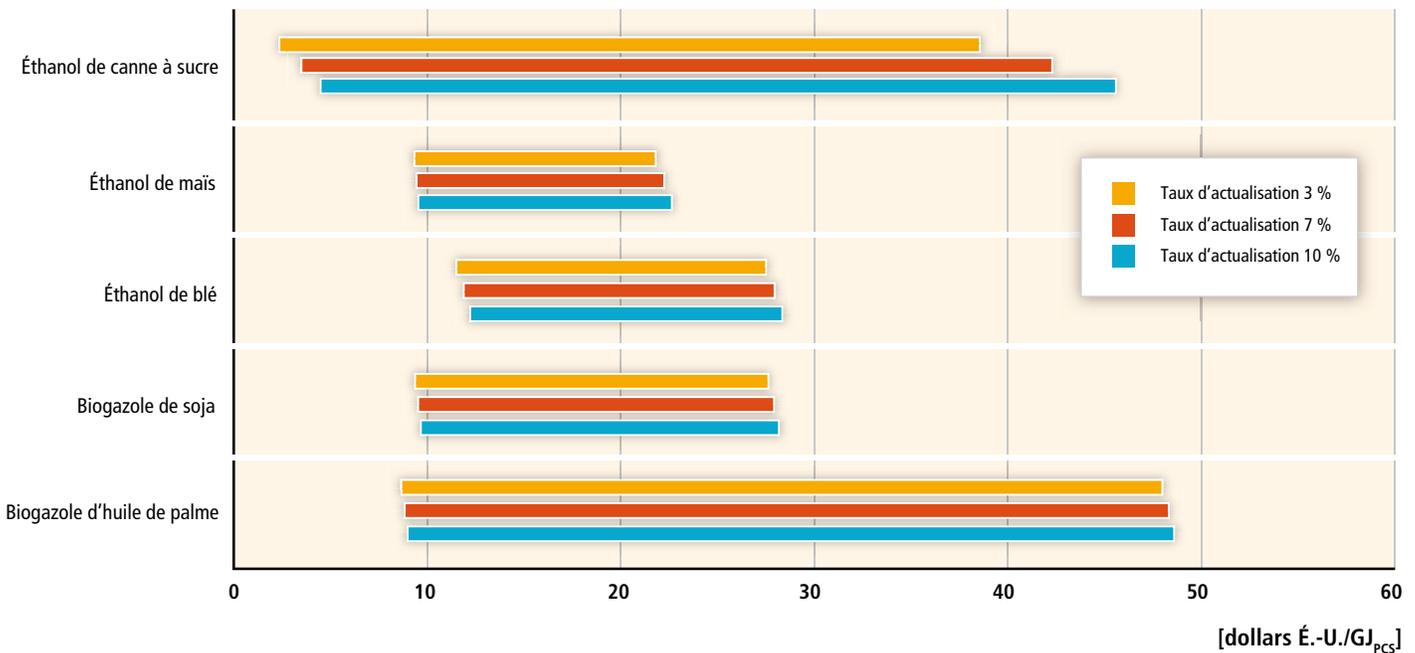
énergétiques concurrentiels dans certaines circonstances, par exemple dans les régions où les conditions en matière de ressources sont favorables ou qui ne disposent pas de l'infrastructure nécessaire pour l'approvisionnement à partir d'autres sources d'énergie à faible coût. Dans la plupart des régions du monde, toutefois, il est encore indispensable d'adopter des mesures de politique générale pour assurer la mise en valeur rapide de nombreuses sources d'énergie renouvelable. [2.7, 3.8, 4.6, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5.1, figure TS.1.9]

Les figures TS.10.11 et TS.10.12 fournissent des données supplémentaires sur les coûts moyens actualisés de l'énergie, également appelés coûts unitaires moyens actualisés ou coûts de production moyens actualisés, respectivement pour certaines technologies de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et certaines technologies de chauffage à partir d'énergies renouvelables. La figure TS.10.13 indique le coût moyen actualisé d'un certain nombre de carburants. Les coûts moyens actualisés de l'énergie englobent tous les coûts (à savoir les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance, les coûts des combustibles et les coûts de déclassement) d'une installation de conversion d'énergie et les rapportent à l'énergie produite pendant sa durée d'exploitation, mais sans tenir compte des subventions ou des mesures d'incitation. Comme certaines technologies ER (cellules photovoltaïques, énergie solaire à concentration, énergie éolienne, etc.) se caractérisent par un rapport coûts d'investissement/coûts variables élevé, le taux d'actualisation appliqué a une forte influence sur leurs coûts moyens actualisés

de l'énergie (voir les figures TS.10.11, TS.10.12 et TS.10.13). [10.5.1] Les coûts présentés proviennent de documents publiés et constituent les données les plus à jour sur le sujet. Les fourchettes respectives sont assez larges, étant donné que le coût moyen actualisé de technologies identiques peut varier à l'échelle planétaire selon les ressources énergétiques renouvelables disponibles et les coûts locaux d'investissement, de financement et d'exploitation et de maintenance. La comparaison de différentes technologies ne devrait pas se fonder uniquement sur les données de coûts présentées dans les figures TS.1.9, TS.10.11, TS.10.12 et TS.10.13, mais devrait aussi tenir compte des conditions liées au site, au projet et aux investisseurs. Les sections sur les coûts figurant dans les chapitres qui traitent des technologies [2.7, 3.8, 4.7, 5.8, 6.7, 7.8] donnent de bonnes indications à ce sujet. [10.5.1]

Les fourchettes de coûts fournies ici ne comprennent pas les coûts d'intégration (chapitre 8), les coûts ou avantages externes (chapitre 9) ou les coûts des politiques (chapitre 11). Dans des conditions favorables, les limites inférieures de ces fourchettes indiquent que certaines technologies ER peuvent déjà concurrencer certaines sources traditionnelles aux prix actuels du marché dans de nombreuses régions du monde. [10.5.1]

Les courbes des coûts d'approvisionnement [10.4.4, figures 10.23, 10.25, 10.26 et 10.27] donnent des informations supplémentaires sur la base de ressources disponibles (en fonction du coût moyen actualisé de l'énergie associé à l'extraction). Les



**Figure TS.10.13** | Coût moyen actualisé des combustibles produits à l'aide de technologies de conversion de la biomasse commercialisées, à des taux d'actualisation de 3, 7 et 10 %. Les estimations de ce coût moyen actualisé pour toutes les technologies se fondent sur les données récapitulées à l'annexe III et sur la méthodologie décrite à l'annexe II. La limite inférieure des valeurs du coût moyen actualisé a été obtenue à partir des valeurs inférieures des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance et des matières premières, tandis que leur limite supérieure se fonde sur les valeurs supérieures des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance et des matières premières. Soulignons que les valeurs du rendement de conversion, du coefficient d'utilisation, du revenu tiré des sous-produits et de la durée de vie ont été rapportées à des valeurs moyennes. Il convient de consulter l'annexe III pour obtenir des données et des informations supplémentaires. (PCS: pouvoir calorifique supérieur) [Figure 10.31]

courbes examinées [10.3.2.1, figures 10.15–10.17] illustrent, en revanche, la quantité d'énergie renouvelable exploitée (encore une fois en fonction du coût moyen actualisé de l'énergie) dans différentes régions, une fois que l'on a adopté certaines stratégies de développement des énergies renouvelables. Il faut aussi faire remarquer que la plupart des courbes des coûts d'approvisionnement se réfèrent à des échéances futures (par exemple 2030 ou 2050), alors que les coûts moyens actualisés de l'énergie présentés dans les sections sur les coûts contenues dans les chapitres qui traitent des technologies ainsi que ceux figurant dans les figures TS.10.11, TS.10.12 et TS.10.13 (et à l'annexe III) sont des coûts actuels. [10.5.1]

Des progrès substantiels ont été accomplis au niveau des technologies ÉR et de la réduction des coûts associés au cours des dernières décennies, même si la contribution et les interactions mutuelles des différents éléments moteurs (apprentissage par la recherche, apprentissage par la pratique, apprentissage par l'utilisation, apprentissage par l'interaction, expansion des technologies, économies d'échelle, etc.) ne sont pas toujours bien comprises. [2.7, 3.8, 7.8, 10.5.2]

D'un point de vue empirique, la baisse des coûts peut être décrite au moyen de courbes d'expérience (ou d'«apprentissage»). Avec le doublement de la puissance installée (cumulée), de nombreuses technologies présentent une baisse plus ou moins constante du pourcentage des coûts d'investissement (ou des coûts moyens actualisés ou des prix unitaires, selon l'indicateur choisi). La valeur numérique qui décrit cette amélioration est appelée taux d'apprentissage. Les taux d'apprentissage observés sont récapitulés au tableau TS.10.1 [10.5.2]

Tous les efforts visant à évaluer les coûts futurs par extrapolation des courbes d'expérience doivent tenir compte de l'incertitude liée aux taux d'apprentissage, ainsi que des restrictions et lacunes au niveau des connaissances déjà

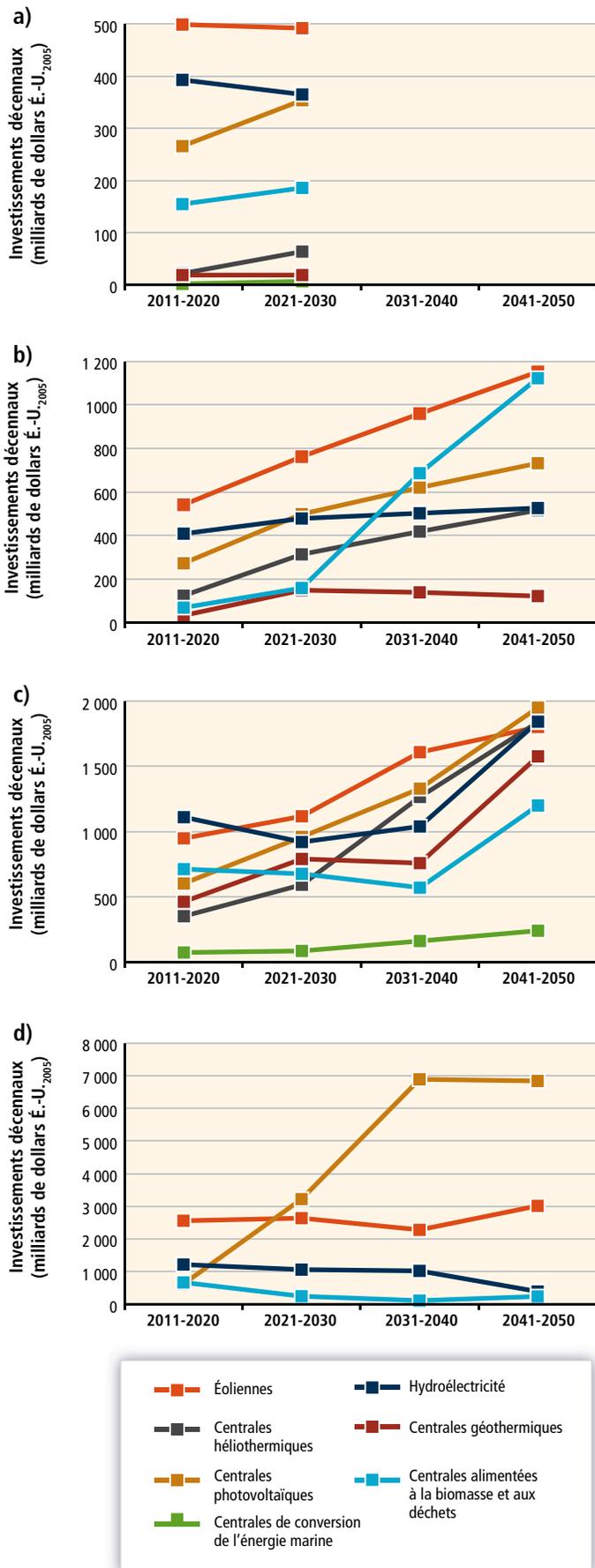
examinées. [10.5.6, 7.8.4.1] On peut aussi avoir recours à des experts en vue de recueillir des informations supplémentaires concernant les potentiels futurs de réduction des coûts, qui pourraient être comparées aux résultats obtenus à partir des taux d'apprentissage. Les analyses de modèles techniques destinées à déterminer les potentiels d'amélioration pourraient fournir d'autres renseignements utiles pour l'établissement de projections des coûts. [2.6, 3.7, 4.6, 6.6, 7.7, 10.5.2]

Par exemple, des avancées technologiques importantes avec des réductions de coût correspondantes sont prévues, notamment dans les champs d'application suivants: biocarburants et bioraffineries de prochaine génération; technologies et procédés de fabrication avancés dans les domaines des cellules photovoltaïques et de l'énergie solaire à concentration; systèmes géothermiques améliorés; multiples technologies marines émergentes; conception des fondations et des turbines pour l'énergie éolienne au large des côtes. La réduction des coûts de production d'hydroélectricité devrait sans doute être moins importante que dans le cas d'autres technologies ÉR, mais la recherche-développement offre la possibilité de mener à bien des projets hydroélectriques sur le plan technique dans un plus large éventail de conditions naturelles et d'améliorer la performance technique des installations existantes et nouvelles. [2.6, 3.7, 4.6, 5.3, 5.7, 5.8, 6.6, 7.7]

Il est impossible de savoir s'il est justifié ou non de procéder à des investissements initiaux dans une technologie innovante donnée tant que la technologie en question est considérée de manière isolée. Dans une première tentative pour éclaircir cette question et, en particulier, étudier la concurrence mutuelle des technologies envisageables pour la protection du climat, des modélisateurs d'évaluation intégrée ont commencé à modéliser de manière

**Tableau TS.10.1** | Taux d'apprentissage observés pour différentes technologies d'approvisionnement en énergie. À noter que les valeurs tirées de publications plus anciennes sont moins fiables, car elles se rapportent à des périodes plus courtes. [Tableau 10.10]

Technologie	Source	Pays / région	Période	Taux d'apprentissage (%)	Indicateur de performance
<b>Éolien terrestre</b>					
	Neij, 1997	Danemark	1982-1995	4	Prix d'une éolienne (\$É.-U./kW)
	Mackay et Probert, 1998	États-Unis d'Amérique	1981-1996	14	Prix d'une éolienne (\$É.-U./kW)
	Neij, 1999	Danemark	1982-1997	8	Prix d'une éolienne (\$É.-U./kW)
	Durstewitz, 1999	Allemagne	1990-1998	8	Prix d'une éolienne (\$É.-U./kW)
	AIE, 2000	États-Unis d'Amérique	1985-1994	32	Coût de la production d'électricité (\$É.-U./kWh)
	AIE, 2000	Union européenne	1980-1995	18	Coût de la production d'électricité (\$É.-U./kWh)
	Kouvaritakis et al., 2000	OCDE	1981-1995	17	Prix d'une éolienne (\$É.-U./kW)
	Neij, 2003	Danemark	1982-1997	8	Prix d'une éolienne (\$É.-U./kW)
	Junginger et al., 2005a	Espagne	1990-2001	15	Coûts d'investissement clé en main (euros/kW)
	Junginger et al., 2005a	Royaume-Uni	1992-2001	19	Coûts d'investissement clé en main (euros/kW)
	Söderholm et Sundqvist, 2007	Allemagne, Royaume-Uni, Danemark	1986-2000	5	Coûts d'investissement clé en main (euros/kW)
	Neij, 2008	Danemark	1981-2000	17	Coût de la production d'électricité (\$É.-U./kWh)
	Kahouli-Brahmi, 2009	Échelle mondiale	1979-1997	17	Coûts d'investissement (\$É.-U./kW)
	Nemet, 2009	Échelle mondiale	1981-2004	11	Coûts d'investissement (\$É.-U./kW)
	Wiser et Bolinger, 2010	Échelle mondiale	1982-2009	9	Coûts d'investissement (\$É.-U./kW)
<b>Éolien au large des côtes</b>					
	Isles, 2006	8 pays de l'Union européenne	1991-2006	3	Coûts d'investissement dans les parcs éoliens (\$É.-U./kW)
<b>Photovoltaïque (PV)</b>					
	Harmon, 2000	Échelle mondiale	1968-1998	20	Prix du module PV (\$É.-U./watt-crête)
	AIE, 2000	Union européenne	1976-1996	21	Prix du module PV (\$É.-U./watt-crête)
	Williams, 2002	Échelle mondiale	1976-2002	20	Prix du module PV (\$É.-U./watt-crête)
	ECN, 2004	Union européenne	1976-2001	20-23	Prix du module PV (\$É.-U./watt-crête)
	ECN, 2004	Allemagne	1992-2001	22	Prix du solde du coût des systèmes
	van Sark et al., 2007	Échelle mondiale	1976-2006	21	Prix du module PV (\$É.-U./watt-crête)
	Kruck et Eltrop, 2007	Allemagne	1977-2005	13	Prix du module PV (euros/watt-crête)
	Kruck et Eltrop, 2007	Allemagne	1999-2005	26	Prix du solde du coût des systèmes
	Nemet, 2009	Échelle mondiale	1976-2006	15-21	Prix du module PV (\$É.-U./watt-crête)
<b>Énergie solaire à concentration (ESC)</b>					
	Enermodal, 1999	États-Unis d'Amérique	1984-1998	8-15	Coûts d'investissement dans les centrales (\$É.-U./kW)
<b>Biomasse</b>					
	AIE, 2000	Union européenne	1980-1995	15	Coût de la production d'électricité (\$É.-U./kWh)
	Goldemberg et al., 2004	Brésil	1985-2002	29	Prix du combustible à l'éthanol (\$É.-U./m <sup>3</sup> )
	Junginger et al., 2005b	Suède, Finlande	1975-2003	15	Prix des copeaux de bois de forêt (euros/GJ)
	Junginger et al., 2006	Danemark	1984-1991	15	Coût de la production de biogaz (euros/Nm <sup>3</sup> )
	Junginger et al., 2006	Suède	1990-2002	8-9	Cogénération à partir de biomasse (euros/kWh)
	Junginger et al., 2006	Danemark	1984-2001	0-15	Coût de la production de biogaz (euros/Nm <sup>3</sup> )
	Junginger et al., 2006	Danemark	1984-1998	12	Centrales au biogaz (euros/m <sup>3</sup> biogaz/jour)
	Van den Wall Bake et al., 2009	Brésil	1975-2003	19	Éthanol à base de canne à sucre (\$É.-U./m <sup>3</sup> )
	Goldemberg et al., 2004	Brésil	1980-1985	7	Éthanol à base de canne à sucre (\$É.-U./m <sup>3</sup> )
	Goldemberg et al., 2004	Brésil	1985-2002	29	Éthanol à base de canne à sucre (\$É.-U./m <sup>3</sup> )
	Van den Wall Bake et al., 2009	Brésil	1975-2003	20	Éthanol à base de canne à sucre (\$É.-U./m <sup>3</sup> )
	Hettinga et al., 2009	États-Unis d'Amérique	1983-2005	18	Éthanol à base de maïs (\$É.-U./m <sup>3</sup> )
	Hettinga et al., 2009	États-Unis d'Amérique	1975-2005	45	Coût de la production de maïs (\$É.-U./t maïs)
	Van den Wall Bake et al., 2009	Brésil	1975-2003	32	Coût de la production de canne à sucre (\$É.-U./t)



**Figure TS.10.14** | Investissements décennaux mondiaux (en milliards de dollars É.-U., 2005) nécessaires pour atteindre des objectifs ambitieux en matière de protection du climat: b) MiniCam-EMF22 (meilleur scénario de dépassement 2,6 W/m<sup>2</sup>, technologies nucléaires et de captage du carbone autorisées); c) ER-2010 (450 ppmv éqCO<sub>2</sub>, technologies nucléaires et de captage du carbone non autorisées); et d) ReMind-RECIPE (450 ppmv CO<sub>2</sub>, centrales nucléaires et technologies de captage du carbone autorisées). En comparaison des autres scénarios, la part de l'énergie photovoltaïque est élevée dans d), car l'énergie héliogéothermique obtenue par concentration n'a pas été prise en compte. À titre de comparaison, a) correspond au scénario de référence WEO2009 de l'AIE (sans protection du climat). Sources: a) AIE (2009); b) Calvin *et al.* (2009); c) Teske *et al.* (2010); et d) Luderer *et al.* (2009).

endogène l'apprentissage technologique. Les résultats obtenus par le biais de ces exercices de comparaison de modélisation indiquent que, dans le contexte d'objectifs climatiques ambitieux, ces investissements peuvent être souvent justifiés. [10.5.3]

Les différents scénarios examinés dans la figure TS.10.14 et d'autres études font toutefois clairement état d'une incertitude considérable quant au volume exact de ces investissements et au moment le plus propice de les faire. [10.5.4]

Les quatre scénarios analysés en détail à la section 10.3 couvrent un éventail d'investissements décennaux cumulés à l'échelle mondiale (dans le secteur de la production d'électricité) allant de 1 360 à 5 100 milliards de dollars des É.-U., 2005 (pour la décennie 2011-2020) et de 1 490 à 7 180 milliards de dollars des É.-U., 2005 (pour la décennie 2021-2030). Ces chiffres permettent d'évaluer les volumes futurs du marché et les possibilités d'investissement correspondantes. Les valeurs inférieures se réfèrent au scénario de référence World Energy Outlook 2009 de l'AIE et les valeurs plus élevées, à un scénario visant à stabiliser la concentration atmosphérique du CO<sub>2</sub> (seulement) à 450 ppm. Les investissements annuels moyens, selon le scénario de référence, sont légèrement inférieurs aux investissements respectifs indiqués pour 2009. De 2011 à 2020, les valeurs supérieures des moyennes annuelles des investissements dans le secteur de la production d'électricité renouvelable correspondent au triplement des investissements mondiaux actuels. Ces mêmes investissements devraient quintupler durant la décennie suivante (2021-2030). Même le niveau supérieur des investissements annuels est inférieur à 1 % du PIB mondial. Par ailleurs, l'augmentation de la puissance installée des centrales fonctionnant à l'énergie renouvelable réduira la quantité de combustibles fossiles et nucléaires qui aurait été nécessaire pour satisfaire une demande donnée d'électricité. [10.5.4]

## 10.6 Coûts et avantages sociaux et environnementaux

L'extraction, la conversion et l'utilisation de l'énergie ont de grandes répercussions sur l'environnement et génèrent des coûts externes considérables. Même si le fait de remplacer l'énergie fossile par une énergie renouvelable peut souvent réduire les émissions de gaz à effet de serre et aussi, dans une certaine mesure, d'autres effets environnementaux et coûts externes, les technologies ER peuvent elles-mêmes être à l'origine d'effets sur l'environnement et de coûts externes, selon la source d'énergie et la nature de la technologie. Il faut prendre en compte ces effets et ces coûts externes si l'on veut effectuer une évaluation détaillée des coûts. [10.6.2]

La figure TS.10.15 montre l'importance des incertitudes concernant deux catégories déterminantes de coûts externes, à savoir ceux relatifs au climat et ceux relatifs à la santé. Les petites centrales de cogénération à partir de biomasse

**Centrales au charbon**

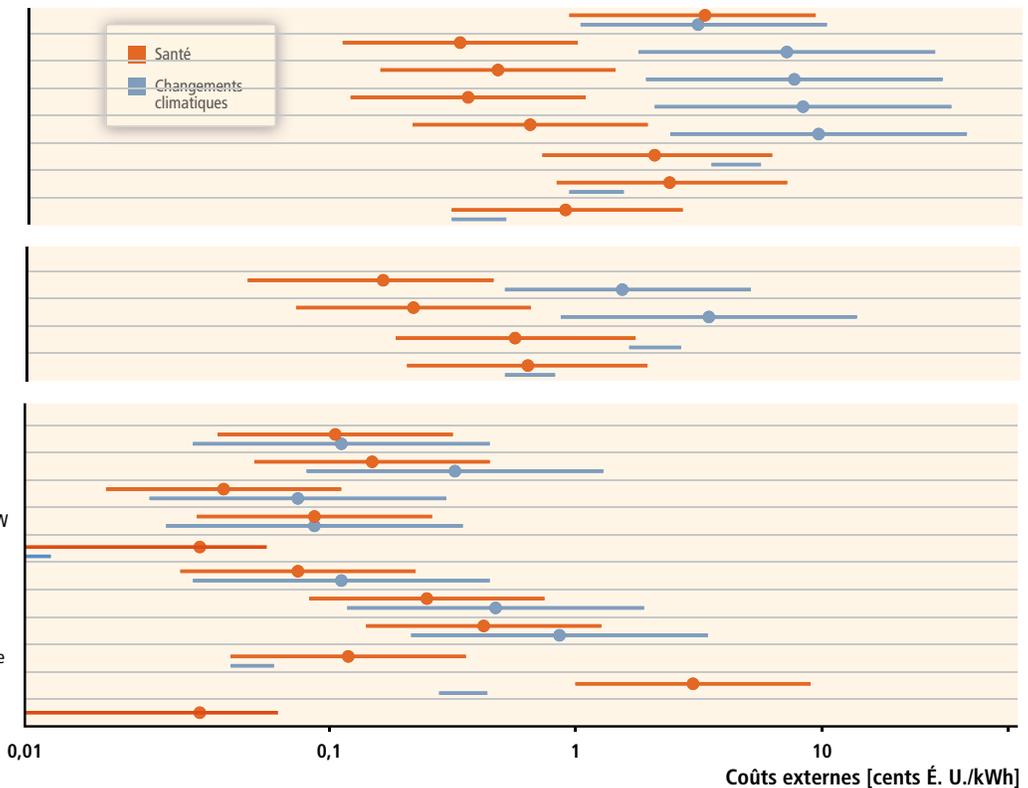
- A) Centrales américaines actuelles
- B) Cycle combiné charbon  $\eta = 46\%$
- B) Charbon  $\eta = 43\%$
- B) Cycle combiné lignite  $\eta = 48\%$
- B) Lignite  $\eta = 40\%$
- C) Anthracite 800 MW
- C) Postcombustion anthracite CSC
- C) Oxycombustion lignite CSC

**Centrales au gaz naturel**

- A) Centrales américaines actuelles
- B) Gaz naturel  $\eta = 58\%$
- C) Cycle combiné gaz naturel
- C) Postcombustion gaz naturel CSC

**Énergie renouvelable**

- B) Énergie thermique solaire
- B) Énergie géothermique
- B) Énergie éolienne en mer 2,5 MW
- B) Énergie éolienne au large des côtes 1,5 MW
- C) Énergie éolienne au large des côtes
- B) Hydroélectricité 300 kW
- B) Énergie photovoltaïque (2030)
- B) Énergie photovoltaïque (2000)
- C) Énergie photovoltaïque, Europe méridionale
- C) Cogénération à biomasse, 6 MW<sub>el</sub>
- D) Chaudière à grille à biomasse, filtre électrostatique, combustible 5 et 10 MW



**Figure TS.10.15** | Coûts externes associés au cycle de vie de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable et d'énergie fossile. À noter l'échelle logarithmique de la figure. Les lignes bleues indiquent les fourchettes des coûts externes attribuables aux changements climatiques et les lignes rouges, les fourchettes des coûts externes associés aux effets des polluants atmosphériques sur la santé. Les coûts externes dus aux changements climatiques prédominent dans le cas des sources d'énergie fossile, en l'absence de CSC.  $\eta$ : facteur d'efficacité. Les résultats se fondent sur quatre études utilisant différentes hypothèses (A, B, C et D). L'incertitude concernant les coûts externes des répercussions sur la santé est estimée à un facteur de trois. [Figure 10.36]

gènèrent des coûts externes relativement élevés en raison de leurs effets sur la santé provoqués par les particules émises. L'énergie éolienne au large des côtes semble engendrer les coûts externes les plus bas. Les évaluations des coûts externes associés à l'énergie nucléaire ne sont pas considérées ici, car la nature et l'évaluation des coûts externes et des risques liés au rejet de radionucléides attribuable à des accidents de faible probabilité ou à des fuites de dépôts de déchets dans un avenir éloigné diffèrent beaucoup, par exemple, des changements climatiques et de la pollution atmosphérique, qui sont pratiquement inévitables. Les effets externes de l'énergie nucléaire peuvent, toutefois, faire l'objet de débats et de prises de position au sein de la société. Les risques de décès dus à des accidents sur diverses chaînes de production d'énergie (par exemple charbon, pétrole, gaz et hydroélectricité) sont généralement plus élevés dans les pays qui n'appartiennent pas à l'OCDE que dans ceux qui en font partie. [10.6.3, 9.3.4.7]

Comme seuls les coûts externes des technologies individuelles sont illustrés à la figure TS.10.15, il est possible d'en déduire les avantages liés au remplacement d'une technologie par une autre. Les sources d'énergie renouvelable et les technologies qui les utilisent pour la production d'électricité présentent la plupart du temps des coûts externes moins importants par quantité d'électricité produite que les technologies à base de combustibles fossiles. Il faut cependant tenir compte des cas particuliers, car il peut y avoir également des exceptions. [10.6.3]

Il existe toutefois une incertitude considérable quant à l'évaluation des effets externes des sources d'énergie. L'évaluation des dommages sur le plan physique, biologique et

sanitaire est aussi entachée d'une grande incertitude, et les estimations sont généralement fondées sur des modèles de calcul, dont les résultats sont souvent difficiles à valider. Les dommages ou changements ayant rarement une valeur marchande qui pourrait permettre d'estimer leurs coûts, il faut donc avoir recours à des informations indirectes ou à d'autres approches. De plus, nombre de ces dommages se produiront dans un lointain avenir ou dans des sociétés très différentes de celles qui tirent profit de la production d'énergie considérée, ce qui complique l'évaluation. Ces facteurs contribuent à l'incertitude inhérente aux coûts externes. [10.6.5]

En conclusion, le fait d'en connaître davantage sur les coûts et les avantages externes associés à l'utilisation des sources d'énergie renouvelable peut aider les sociétés à choisir les meilleures options possibles et à obtenir des gains optimaux en matière de rendement énergétique et de bien-être. [10.6.5]

## 11. Politiques, financement et mise en œuvre

### 11.1 Introduction

Les capacités en matière d'énergies renouvelables se développent rapidement à la grandeur de la planète, mais un certain nombre d'obstacles continuent d'entraver les progrès. Si l'on veut que les énergies renouvelables contribuent de manière substantielle aux efforts d'atténuation des changements climatiques, et dans les meilleurs

délais possibles, il est indispensable d'adopter diverses formes de politiques d'aide économique et de mesures visant à créer des conditions favorables. [11.1]

Les politiques de mise en valeur des énergies renouvelables ont contribué à augmenter la part de ces énergies en contribuant à abattre certains obstacles qui nuisent au développement technologique et à l'exploitation de ces ressources. Ces politiques peuvent être mises en œuvre à tous les paliers de gouvernement (local, province/État, national et international) et prendre des formes très variables allant d'activités de recherche-développement de base pour l'élaboration des technologies au soutien de systèmes ÉR installés ou de l'électricité, de la chaleur ou des combustibles qu'ils produisent. Dans certains pays, des organismes de réglementation et des entreprises de services publics peuvent être chargés ou se chargent de leur propre initiative de concevoir et mettre en œuvre des mécanismes d'appui à la mise en valeur des énergies renouvelables. Les acteurs non gouvernementaux, comme les organisations internationales et les banques de développement, ont également un rôle décisif à jouer. [1.4, 11.1, 11.4, 11.5]

Les énergies renouvelables peuvent être mesurées par le biais d'autres critères, tels que le délai et la fiabilité de livraison (disponibilité) et d'autres paramètres relatifs à l'intégration des ÉR dans les réseaux. Les gouvernements et d'autres parties prenantes peuvent également s'employer activement à créer des conditions favorables à la mise en valeur de ces énergies. [11.1, 11.6]

### 11.1.1 Rôle des politiques en matière d'énergies renouvelables par rapport aux politiques climatiques

Les énergies renouvelables peuvent apporter de nombreux avantages aux sociétés. Certaines technologies ÉR sont déjà assez compétitives au regard des prix actuels de l'énergie sur le marché. Et parmi celles qui ne le sont pas encore, un bon nombre peuvent constituer une option intéressante dans certaines circonstances. Dans la plupart des régions du monde, il reste encore à mettre en place des mesures visant à faciliter la mise en valeur des énergies renouvelables. [11.1, 10.5]

Les politiques climatiques (taxes sur le carbone, échange de droits d'émissions ou politiques de réglementation) permettent d'abaisser les coûts relatifs des technologies pauvres en carbone par rapport aux technologies à forte intensité de carbone. On peut se demander toutefois si ces politiques (par exemple la tarification du carbone) sont en mesure à elles seules de promouvoir suffisamment les énergies renouvelables pour satisfaire les objectifs plus vastes établis à leur propos sur le plan environnemental, économique et social. [11.1.1]

Deux défaillances du marché justifient un soutien complémentaire des technologies ÉR novatrices à fort potentiel de développement technologique, même s'il existe un marché des émissions (ou une politique générale de tarification des gaz à effet de serre). La première se rapporte aux coûts externes des émissions de gaz à effet de serre, tandis que la seconde concerne le domaine de l'innovation: si des entreprises sous-estiment les avantages futurs des investissements dans l'apprentissage des technologies ÉR ou si elles ne peuvent tirer profit de ces avantages, elles n'investiront pas de manière optimale d'un point de vue macroéconomique. Outre les politiques de tarification des gaz à effet de serre, il peut être utile, sur le plan économique, d'adopter des politiques spécifiques aux énergies renouvelables si l'on tient compte des opportunités connexes de

développement technologique (ou si l'on s'est fixé d'autres objectifs que l'atténuation des effets des changements climatiques). Il faudrait prendre en compte les conséquences potentiellement néfastes, comme l'effet de blocage, les fuites de carbone et les effets de rebond lors de l'élaboration d'un éventail de politiques. [11.1.1, 11.5.7.3]

### 11.1.2 Synchronisation et vigueur des politiques

La synchronisation, la vigueur et le niveau de coordination des politiques de recherche-développement par rapport aux politiques de mise en valeur influent de trois façons sur l'efficacité et l'efficacé des politiques et sur leur coût total pour la société: 1) lorsqu'un pays favorise immédiatement la mise en valeur des énergies renouvelables ou qu'il attend que les coûts soient encore plus bas; 2) une fois qu'un pays a décidé de promouvoir les énergies renouvelables, la synchronisation, la vigueur et la coordination concernant le passage des politiques de recherche-développement aux politiques de mise en valeur; et 3) les coûts et avantages d'une mise en œuvre accélérée ou plus lente des politiques axées sur la demande du marché. Quant au premier cas, si l'on veut parvenir à une pleine compétitivité avec les technologies à base de combustibles fossiles, il est nécessaire de procéder à des investissements initiaux importants jusqu'à ce que le point d'équilibre soit atteint. Le moment de réaliser ces investissements varie selon l'objectif poursuivi. Si la communauté internationale cherche à stabiliser la hausse de la température à la surface du globe à 2 °C, il faut alors commencer sans tarder à investir dans les technologies pauvres en carbone.

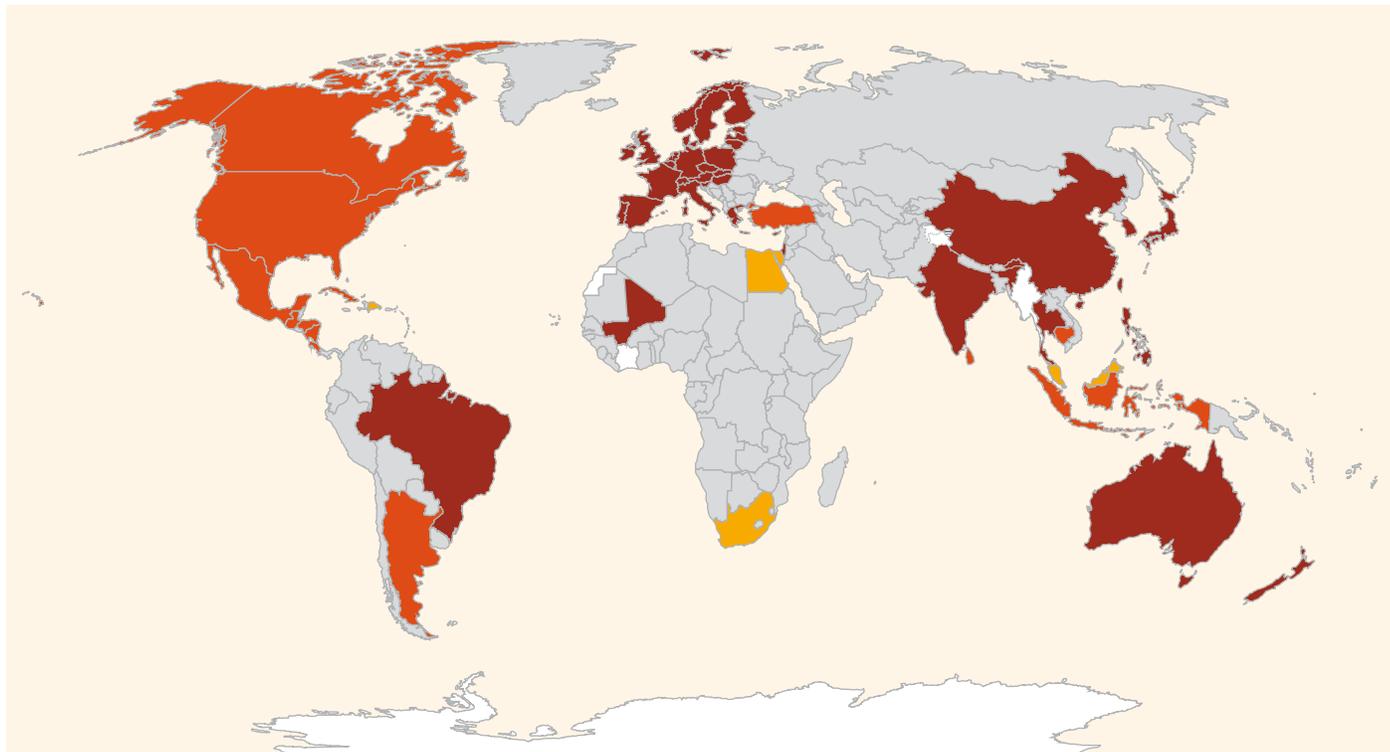
## 11.2 Tendances actuelles sur le plan des politiques, du financement et des investissements

Ces dernières années, on a observé un développement considérable des technologies ÉR grâce à l'adoption d'un nombre accru de politiques de diverses natures. Jusqu'au début des années 1990, peu de pays avaient mis en place des politiques de promotion des énergies renouvelables. Depuis lors, et en particulier depuis la période comprise entre le commencement et le milieu des années 2000, des politiques de ce type ont été adoptées dans un nombre grandissant de pays à l'échelon municipal, provincial (ou des États) et national ainsi qu'au niveau international (voir la figure TS.11.1). [1.4, 11.1, 11.2.1, 11.4, 11.5]

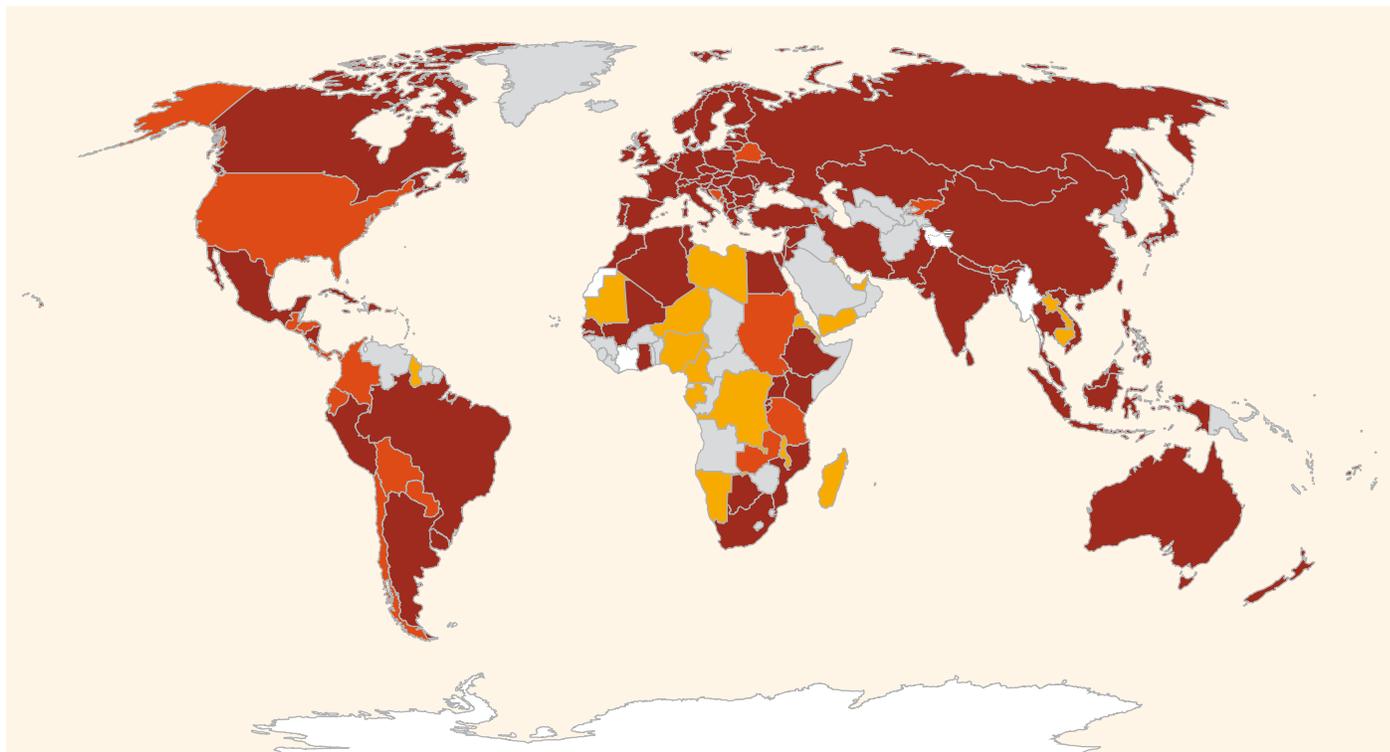
Au départ, il s'agissait surtout de mesures prises par des pays développés, mais de plus en plus de pays en développement ont établi des cadres pour les politiques destinées à promouvoir les ÉR, à divers paliers de gouvernement, depuis la fin des années 1990 et le début des années 2000. Parmi les pays ayant mis en œuvre, au début de 2010, des politiques favorisant la production d'électricité à partir d'ÉR, environ la moitié étaient des pays en développement de toutes les régions du globe. [11.2.1]

La plupart des pays qui disposent de ce type de politiques ont mis en place plusieurs sortes de mécanismes, et beaucoup de politiques et d'objectifs ont été renforcés avec le temps. Outre les politiques nationales, on observe aussi une augmentation du nombre des politiques et partenariats internationaux. Dans le monde entier, plusieurs centaines d'administrations municipales et locales se sont fixé des objectifs ou ont adopté des politiques et autres mécanismes pour favoriser la mise en valeur des ÉR. [11.2.1]

2005



Début 2011



- Pays s'étant dotés d'au moins une politique et s'étant fixé au moins un objectif en matière d'énergies renouvelables
- Pays s'étant fixé au moins un objectif en matière d'énergies renouvelables
- Pays s'étant dotés d'au moins une politique en matière d'énergies renouvelables
- Pays sans politique ni objectif en matière d'énergies renouvelables

**Figure TS.11.1** | Pays s'étant dotés d'au moins une politique et/ou s'étant fixé au moins un objectif en matière d'énergies renouvelables, vers le milieu de 2005 et au début de 2011. Cette figure ne rend compte que des politiques et objectifs au niveau national (et non des politiques et objectifs au niveau municipal ou à celui des provinces ou des États) et n'est pas nécessairement exhaustive. [Figure 11.1]

D'abord presque entièrement centrées sur l'électricité, les politiques ÉR englobent de plus en plus les secteurs du chauffage et refroidissement et des transports. Cette évolution s'accompagne d'un succès accru de la mise au point d'une série de technologies ÉR et des activités de fabrication et de mise en œuvre associées (voir les chapitres 2 à 7), ainsi que d'une progression rapide des investissements annuels dans les énergies renouvelables et de la diversification des organismes de financement, notamment depuis 2004-2005. [11.2.2]

Eu égard à ce cadre pour l'action de plus en plus favorable, le secteur des énergies renouvelables dans son ensemble a connu une forte progression des investissements depuis 2004-2005. Le financement concerne ce qu'on appelle le «continuum» ou les différentes phases du développement technologique, à savoir: 1) la phase de recherche-développement; 2) l'élaboration et la commercialisation des technologies; 3) la fabrication et la vente du matériel; 4) la mise en œuvre du projet; et 5) le refinancement et la vente des entreprises, principalement par fusion et acquisition. Le financement n'a cessé d'augmenter dans chacune de ces phases, donnant des indications sur le développement actuel et prévu du secteur, comme suit: [11.2.2]

- Les tendances observées au niveau 1) du financement des activités de recherche-développement et 2) des investissements technologiques constituent un indicateur des perspectives à long et moyen terme pour le secteur, les investissements réalisés ne commençant à porter leurs fruits que plusieurs années après, lorsque la technologie est pleinement commercialisée. [11.2.2.2, 11.2.2.3]
- Les tendances observées au niveau 3) des investissements dans la fabrication et la vente du matériel requis constituent un indicateur des perspectives à court terme, qui consistent essentiellement en une poursuite de la hausse de la demande sur le marché. [11.2.2.4]
- Les tendances observées au niveau 4) des investissements consacrés à la mise en œuvre des projets sont un indicateur de l'activité actuelle du secteur, et notamment de la mesure dans laquelle l'internalisation des coûts associés aux gaz à effet de serre peut mobiliser de nouveaux fonds pour les projets ÉR. [11.2.2.5]
- Les tendances observées au niveau 5) des fusions et acquisitions peuvent refléter la maturité générale du secteur, l'accroissement des activités de refinancement avec le temps indiquant que de gros investisseurs, plus conventionnels, sont en train de s'intéresser au secteur et achètent des entreprises qui ont réussi à la suite d'investissements précoces. [11.2.2.6]

### 11.3 Éléments moteurs clés, opportunités et avantages

Les énergies renouvelables peuvent offrir un grand nombre d'avantages aux sociétés. Outre la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, les gouvernements ont adopté des politiques visant à satisfaire un certain nombre d'objectifs, notamment l'amélioration de la protection de l'environnement et de la santé à l'échelle locale; un meilleur accès à l'énergie, en particulier en milieu rural; la promotion de la sécurité énergétique par la diversification des technologies et des ressources; et la contribution au développement social et économique grâce à la création d'emplois et à la stimulation de la croissance économique. [11.3.1–11.3.4]

L'importance relative des éléments moteurs pour la mise en valeur des énergies renouvelables varie d'un pays à l'autre, et peut varier avec le temps. L'accès à

l'énergie a été décrit comme le principal élément moteur dans les pays en développement, tandis que la sécurité énergétique et les questions d'environnement préoccupent davantage les pays développés. [11.3]

### 11.4 Obstacles à l'adoption de politiques en matière d'énergies renouvelables, à leur mise en œuvre et à leur financement

Les politiques en matière d'énergies renouvelables visent à accroître la part de ces énergies en contribuant à surmonter les divers obstacles au développement technologique et à la mise en valeur des ÉR. Des obstacles spécifiques à l'élaboration et à la mise en œuvre de ces politiques et au financement des projets connexes (par exemple des défaillances du marché) peuvent nuire encore plus à la mise en valeur des énergies renouvelables. [1.4, 11.4]

Les principaux obstacles en ce qui concerne l'élaboration et l'adoption des politiques sont les suivants: manque d'information et de sensibilisation au sujet des ressources, des technologies et des politiques possibles; mauvaise compréhension de la meilleure façon de concevoir les politiques ou de la façon de procéder à des transitions énergétiques; difficultés associées à la quantification et à l'internalisation des coûts et avantages externes; et effet de blocage des technologies et politiques actuelles. [11.4.1]

Les obstacles à la mise en œuvre des politiques comprennent notamment les divergences avec les règlements existants; les pénuries d'ouvriers spécialisés; et/ou le manque de capacité institutionnelle pour appliquer les politiques. [11.4.2]

Les obstacles au financement incluent la sensibilisation insuffisante des financiers et l'absence d'informations pertinentes communiquées en temps opportun; les questions relatives à la structure financière et à l'échelle des projets; les questions relatives aux limites concernant les expériences passées; et, dans certains pays, les faiblesses institutionnelles, notamment au niveau des marchés financiers et de l'accès à un financement abordable, tous ces facteurs augmentant le risque perçu et, par le fait même, les coûts et/ou rendant plus difficile la mobilisation de fonds pour les projets. Et surtout, de nombreuses technologies ÉR ne sont pas encore compétitives sur le plan économique au regard des prix actuels de l'énergie sur le marché, ce qui décourage les investisseurs en l'absence de diverses formes d'appui sur le plan des politiques et limite évidemment les apports de fonds. [11.4.3]

### 11.5 Expérience concernant les options en matière de politiques et évaluation

Il existe de nombreuses politiques susceptibles de promouvoir les technologies ÉR, depuis les phases initiales de démonstration et de précommercialisation jusqu'à celles de la maturité et de la mise en valeur à grande échelle. Cela comprend les politiques publiques de recherche-développement (soutien de l'offre) pour faire progresser les technologies ÉR et les politiques de mise en valeur (soutien de la demande) visant à créer un marché pour ces technologies. Les politiques peuvent être regroupées de différentes façons, et il n'existe aucune liste reconnue à l'échelle mondiale des politiques ou des catégories de politiques possibles pour les ÉR. À des fins de simplification, les politiques de recherche-développement et de mise en valeur ont été réparties dans les catégories suivantes: [11.5]

- **Incitations fiscales:** les acteurs (particuliers, ménages, entreprises) se voient accorder une réduction de leur contribution au trésor public, par l'intermédiaire de l'impôt sur le revenu ou d'autres impôts, ou bénéficient de déductions ou subventions;
- **Financement public:** soutien public pour lequel un rendement financier est prévu (prêts, participation) ou un engagement financier est assumé (garantie);
- **Réglementation:** ensemble de règles visant à orienter ou contrôler le comportement des personnes ou entités concernées.

Même si les objectifs constituent un élément central des politiques, les politiques en vigueur n'ont pas nécessairement besoin d'objectifs spécifiques pour être menées à bien. Par ailleurs, des objectifs non assortis de politiques pour les réaliser ont peu de chance d'être satisfaits. [11.5]

La réussite des instruments de politique repose sur leur capacité d'atteindre les objectifs ou de respecter les critères établis, notamment pour ce qui concerne:

- **l'efficacité:** mesure dans laquelle les objectifs visés sont atteints;
- **l'efficience:** rapport des résultats obtenus aux moyens mis en œuvre ou rapport entre les objectifs atteints en matière d'énergies renouvelables et les ressources économiques investies;
- **l'équité:** incidence et conséquences distributives d'une politique;
- **la faisabilité institutionnelle:** mesure dans laquelle un instrument de politique est perçu comme légitime, est susceptible d'être accepté de plus en plus

largement et peut être adopté et mis en œuvre, y compris la capacité de mettre en œuvre une politique une fois que celle-ci a été conçue et adoptée. [11.5.1]

La plus grande partie des publications examinées se centrent sur l'efficacité et l'efficience des politiques. Les éléments des diverses options en matière de politiques font qu'elles sont plus ou moins à même de respecter les divers critères, et la façon dont ces politiques sont conçues et mises en œuvre peut par ailleurs déterminer la manière dont elles respectent les critères en question. Le choix des politiques et les particularités de leur conception dépendront en fin de compte des objectifs et priorités des décideurs. [11.5.1]

### 11.5.1 Politiques de recherche-développement en matière d'énergies renouvelables

La recherche-développement, l'innovation, la diffusion et la mise en valeur de nouvelles technologies pauvres en carbone offrent des avantages pour les sociétés qui vont au-delà de ceux dont peuvent profiter les instigateurs des projets, ce qui a pour effet de créer une situation de sous-investissement. Les projets gouvernementaux de recherche-développement peuvent jouer un rôle capital dans le développement des technologies ÉR. Tous les pays n'ont pas les moyens de mobiliser des fonds publics au profit de la recherche-développement, mais, dans la majorité des pays où ce type d'intervention est possible, les initiatives publiques dans ce domaine peuvent améliorer les performances des technologies naissantes, de manière à satisfaire la demande des utilisateurs initiaux, et peuvent également renforcer les technologies déjà commercialisées. [11.5.2]

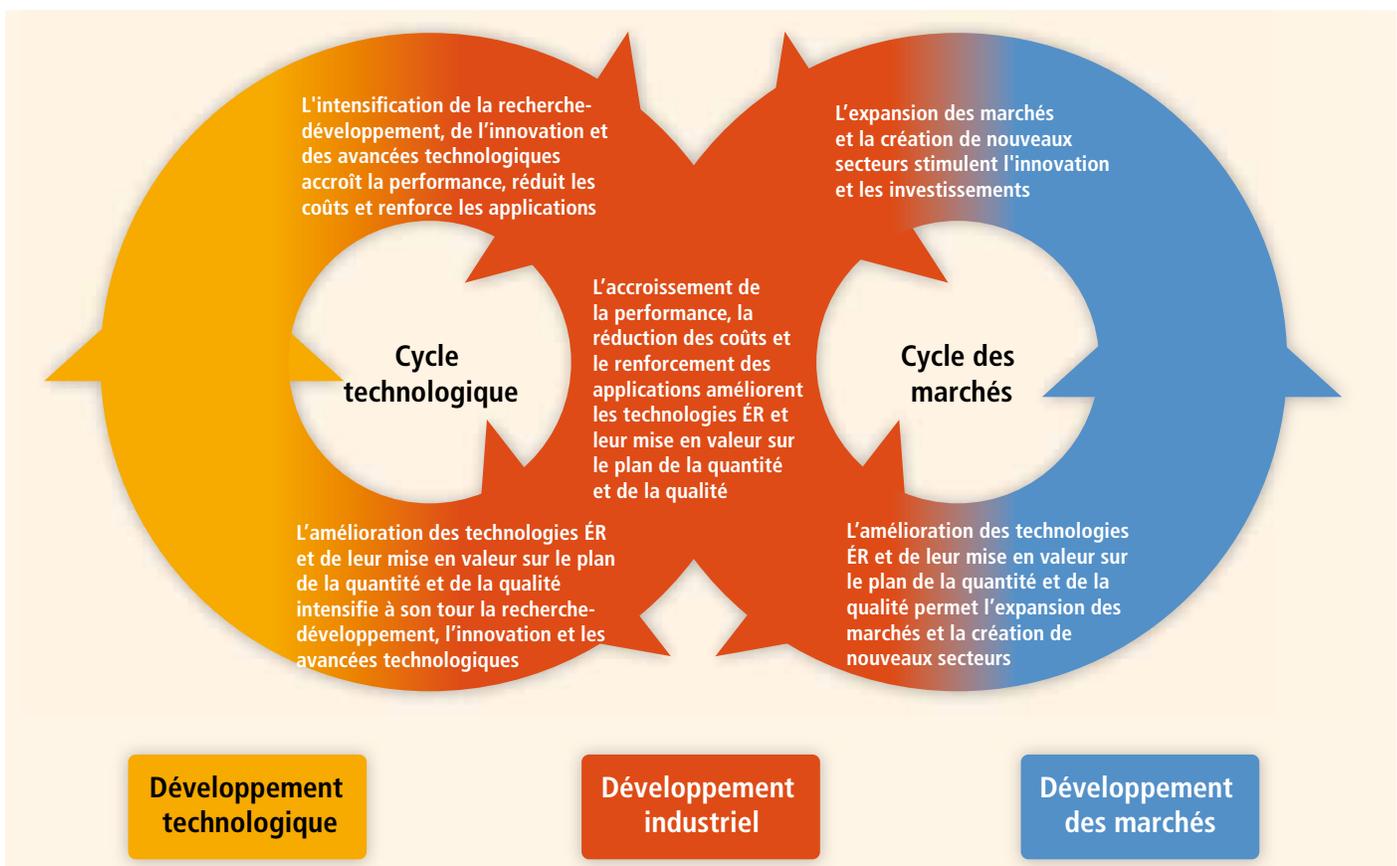


Figure TS.11.2 | Les cycles mutuellement stimulants du développement technologique et du développement des marchés conduisent à la réduction des coûts technologiques. [Figure 11.5]

Les politiques gouvernementales en la matière comprennent les incitations fiscales, comme le financement de la recherche-développement au niveau universitaire, les subventions, les récompenses, les crédits d'impôt et l'utilisation des centres de recherche publics; ainsi que le financement public, notamment les prêts consentis à des conditions avantageuses ou les emprunts convertibles, les participations en capital public et les fonds publics de capital risque. Les investissements dans le domaine de la recherche-développement touchent une grande diversité d'activités dans le cycle de vie du développement d'une technologie, allant de la cartographie des ressources énergétiques renouvelables à l'amélioration des technologies ÉR commercialisées. [11.5.2]

La réussite de ces politiques de recherche-développement repose sur un certain nombre de facteurs, dont quelques-uns ont été clairement définis, alors que d'autres continuent de faire l'objet de débats dans les publications. Le succès dans ce domaine ne peut se résumer uniquement au montant total de financement obtenu. La régularité du financement d'une année à l'autre est également essentielle. Un programme de recherche-développement discontinu n'est pas favorable à l'apprentissage technique, et l'apprentissage ainsi que la réduction des coûts sont fonction de la continuité, de l'engagement et de l'organisation des efforts déployés, de la destination des fonds et de la façon dont ils sont utilisés, tout autant que de l'ampleur des moyens mis en œuvre. On se pose parfois la question, dans la documentation, de l'approche la plus fructueuse pour les politiques de recherche-développement dans la durée, à savoir le «bricolage» (progrès via la recherche visant à des améliorations progressives) ou la percée (progrès technologiques spectaculaires), avec des arguments en faveur de l'une ou l'autre de ces options ou d'une combinaison des deux. L'expérience a montré qu'il est important que les subventions accordées à la recherche-développement (et aux étapes suivantes) soient envisagées en prévoyant une «stratégie de sortie», de sorte que les subventions soient graduellement éliminées à mesure que la technologie est commercialisée, de manière à assurer la fonctionnalité et la viabilité du secteur. [11.5.2.3]

L'un des résultats les plus intéressants, tiré de la documentation théorique et d'études de cas technologiques, est que les investissements dans la recherche-développement sont plus efficaces lorsqu'ils sont assortis d'autres instruments d'intervention, et notamment de politiques qui visent à renforcer simultanément la demande de nouvelles technologies ÉR. Des politiques de mise en valeur adoptées de manière relativement précoce lors de la phase de mise au point des technologies accélèrent l'apprentissage, que ce soit par le biais de la recherche-développement ou de l'utilisation (à la suite de la fabrication du matériel), et la réduction des coûts. Appliquées conjointement, les politiques de recherche-développement et de mise en valeur créent un cycle de rétroaction positive, favorisant les investissements du secteur privé dans la recherche-développement (voir la figure TS.11.2). [11.5.2.4]

## 11.5.2 Politiques de mise en valeur

Les moyens d'action mis en place pour promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables sont variés et peuvent s'appliquer à tous les secteurs de l'énergie. Ils comprennent les incitations fiscales (subventions, sommes allouées pour la production d'énergie, escomptes, crédits d'impôt, réductions et exonérations fiscales, amortissement variable ou accéléré); le financement public (investissements en actions, garanties, prêts, acquisitions publiques); et les réglementations (quotas, appels d'offres/soumissions, tarifs d'alimentation, étiquetage écologique et achat d'énergie verte, facturation nette, accès

prioritaire ou garanti, répartition prioritaire). Alors que les réglementations et leurs incidences varient significativement d'un secteur d'utilisation finale à l'autre, les incitations fiscales et le financement public s'appliquent généralement à tous les secteurs. [11.5.3.1]

Les incitations fiscales sont susceptibles de réduire les coûts et les risques de l'investissement dans les énergies renouvelables, en réduisant les coûts d'investissement initiaux associés à l'installation, en diminuant les coûts de production ou en augmentant les sommes allouées pour l'énergie renouvelable produite. Par ailleurs, les incitations fiscales compensent les diverses défaillances du marché, qui rendent les énergies renouvelables moins compétitives que les combustibles fossiles et l'énergie nucléaire, et contribuent à réduire la charge financière que représente l'investissement dans ces énergies. [11.5.3.1]

Les incitations fiscales sont généralement plus efficaces lorsqu'elles sont combinées à d'autres types de politiques. Les incitations qui subventionnent la production sont généralement préférables aux subventions à l'investissement, parce qu'elles privilégient le résultat attendu, c'est-à-dire la production d'énergie. Il convient toutefois d'adapter les politiques en fonction des différentes technologies et de leurs degrés de maturité respectifs. En effet, les subventions à l'investissement peuvent se révéler utiles lorsqu'une technologie est encore relativement coûteuse ou qu'elle est exploitée à petite échelle (par exemple, les panneaux solaires de toiture), surtout si ces subventions sont combinées à des normes et des certifications techniques pour assurer la qualité des installations. L'expérience acquise avec les politiques concernant l'énergie éolienne suggère que les paiements et remises en phase de production pourraient être préférables aux crédits d'impôt, parce que les avantages de ces paiements et remises sont équivalents, quel que soit le niveau de revenu de leurs bénéficiaires, et qu'ils favorisent ainsi un investissement et une utilisation accrues. Et comme ces mesures interviennent généralement au moment de l'achat ou de la production ou à peu près, elles se traduisent par une progression plus régulière de la croissance avec le temps (au lieu de la tendance à investir massivement vers la fin d'une période fiscale). Les incitations fiscales ont toujours eu tendance à favoriser la promotion des technologies les plus avancées et les moins coûteuses. Quant aux crédits d'impôt, ils sont habituellement plus efficaces dans les pays qui disposent de nombreuses entreprises privées rentables, qui paient des impôts et qui sont donc en mesure d'en bénéficier. [11.5.3.1]

Les mécanismes de financement public servent un double objectif : mobiliser directement ou stimuler les investissements commerciaux dans des projets à base d'énergie renouvelable et créer indirectement des marchés de plus grande envergure et commercialement viables pour ces technologies. En plus des politiques de financement public traditionnelles, telles que les prêts consentis à des conditions avantageuses et les garanties, un certain nombre de mécanismes novateurs émergent à divers échelons gouvernementaux, y compris au niveau municipal. On citera notamment le financement de projets d'énergie renouvelable par des prêts à long terme aux propriétaires, qui permettent un remboursement aligné sur les économies d'énergie (par exemple, le Property Assessed Clean Energy en Californie), et le «recyclage» des fonds publics pour divers projets (comme le financement de projets ÉR avec les fonds économisés grâce à l'amélioration du rendement énergétique). [11.5.3.2]

Les acquisitions publiques de technologies ÉR et de systèmes d'approvisionnement en énergie renouvelable sont un moyen bien connu mais peu utilisé de stimuler le marché des énergies renouvelables. Les gouvernements peuvent soutenir le

développement de ces énergies en s'engageant à en acheter pour satisfaire leurs propres besoins ou en encourageant les consommateurs à privilégier les options fondées sur une énergie propre. Les possibilités qu'offre cette approche sont considérables: dans la plupart des pays, ce sont les gouvernements qui consomment le plus d'énergie, et la plus grande part des dépenses publiques y est consacrée. [11.5.3.2]

Les politiques de réglementation comprennent les politiques axées sur les quantités et sur les prix, telles que les quotas et les tarifs d'alimentation; les aspects qualitatifs et les mesures incitatives ; ainsi que les instruments de promotion de l'accès, comme la facturation nette. Les politiques axées sur les quantités fixent les quantités à atteindre et laissent les marchés déterminer les prix, tandis que les politiques axées sur les prix fixent les prix et laissent les marchés déterminer les quantités. On peut recourir aux politiques axées sur les quantités dans les trois secteurs d'utilisation finale sous forme d'obligations ou de mandats. Les incitations qualitatives comprennent les programmes d'achat d'énergie verte et d'étiquetage écologique (parfois mandatés par les pouvoirs publics), qui permettent de renseigner les consommateurs sur la qualité des produits énergétiques, afin de les aider à prendre des décisions avisées et de stimuler la demande d'énergies renouvelables. [11.5.3.3]

#### Politiques de mise en valeur: électricité

À ce jour, on a adopté beaucoup plus de politiques de promotion des énergies renouvelables dans le domaine de la production d'électricité que dans ceux du chauffage/refroidissement ou des transports. Parmi ces politiques figurent les incitations fiscales et le financement public destinés à stimuler les investissements dans l'électricité renouvelable et sa production, ainsi que diverses politiques de réglementation. Bien que les pouvoirs publics aient recours à un large éventail de politiques pour promouvoir l'électricité renouvelable, les plus courantes sont celles fondées sur les tarifs d'alimentation, les quotas et les normes relatives aux sources d'énergie renouvelable. [11.5.4]

Les politiques axées sur les quantités (quotas, normes relatives aux sources d'énergie renouvelable et politiques d'appels d'offres) et les politiques axées sur les prix (tarifs d'alimentation à prix fixe et à prix élevé), surtout les quotas et les tarifs d'alimentation, font l'objet d'une documentation abondante qui s'attache à évaluer leur efficacité et leur efficacité. Dans le passé, un certain nombre d'études, y compris celles menées pour la Commission européenne, ont conclu que des tarifs d'alimentation bien conçus et bien appliqués constituaient à ce jour les mesures de promotion les plus efficaces (si l'on compare l'aide totale reçue et les coûts de production) et les plus efficaces (capacité d'augmenter la part d'électricité renouvelable consommée). [11.5.4]

L'une des principales raisons du succès des tarifs d'alimentation bien appliqués est qu'ils garantissent généralement une grande sécurité des investissements en raison de la combinaison de paiements à prix fixes à long terme, d'un raccordement au réseau et d'un accès garanti au réseau pour toute la production. Des tarifs d'alimentation bien conçus encouragent, par ailleurs, la diversité aussi bien technologique que géographique et assurent mieux la promotion de projets de différentes envergures. L'efficacité et la viabilité de ce type de mesure reposent souvent sur la plupart, voire la totalité, des facteurs ci-après: [11.5.4.3]

- Évaluations régulières de la conception à long terme et réajustements périodiques du niveau de paiement à court terme, conjugués à des modifications progressives des lois afin de refléter l'évolution des technologies et du marché, en vue d'encourager l'innovation et les progrès technologiques et de maîtriser les dépenses;
  - Tarifs pour tous les producteurs potentiels, y compris les entreprises de services publics;
  - Tarifs garantis sur une durée suffisamment longue pour assurer un taux de rendement approprié;
  - Coûts intégrés dans la base tarifaire et répartis de manière égale dans l'ensemble du pays ou de la région;
  - Normes et procédures de raccordement claires pour l'attribution des coûts du transport et de la distribution;
  - Simplification des procédures administratives et des processus d'application;
  - Accent mis sur les groupes exemptés privilégiés, par exemple les grands utilisateurs, pour des raisons de compétitivité, ou les clients vulnérables, comme les consommateurs à faible revenu.
- L'expérience acquise dans plusieurs pays démontre que les systèmes de quotas peuvent être très efficaces et permettre d'atteindre les niveaux de conformité voulus si les certificats ÉR sont délivrés en accord avec des politiques bien conçues, au moyen de contrats à long terme qui atténuent, voire éliminent, l'instabilité des prix et qui réduisent les risques. Mais comme ce sont les technologies les mieux maîtrisées et les moins coûteuses qui en bénéficient le plus, il est possible de remédier à ce problème en distinguant différentes options d'énergie renouvelable ou en les associant avec d'autres incitations. Les mécanismes axés sur les quantités qui sont les plus efficaces et efficaces comprennent souvent la plupart, voire la totalité, des éléments ci-après, en particulier ceux qui contribuent à minimiser les risques: [11.5.4.3]
- Application à un vaste segment du marché (quotas seulement);
  - Règles d'admissibilité clairement définies, notamment celles qui concernent les ressources et les acteurs (quotas et appels d'offres);
  - Bon équilibre entre l'offre et la demande, l'accent étant clairement mis sur les nouvelles capacités; les quotas devraient dépasser l'offre existante, mais pouvoir être atteints à un coût raisonnable (quotas seulement);
  - Contrats à long terme/obligations d'achat spécifiques et échéances, sans intervalle de temps entre un quota et le suivant (quotas seulement);
  - Sanctions appropriées pour non-respect des dispositions, et application adéquate de ces sanctions (quotas et appels d'offres);
  - Objectifs à long terme, d'au moins 10 ans (quotas seulement);
  - Établissement de créneaux technologiques spécifiques pour assurer un soutien différencié (quotas et appels d'offres);
  - Paiements minimaux pour assurer un rendement et un financement appropriés (quotas et appels d'offres).
- La facturation nette permet aux petits producteurs de «vendre» au prix de détail au sein du réseau toute l'énergie renouvelable qu'ils produisent en plus de leur demande totale en temps réel, à condition que ce surplus soit compensé par une charge excédentaire pour les clients à d'autres moments de la période de compensation définie. Il s'agit là d'un outil à faible coût et facile à gérer pour motiver les clients à investir dans l'électricité distribuée à petite échelle et pour l'intégrer au réseau, tout en encourageant les fournisseurs par l'amélioration des facteurs de charge, si l'électricité renouvelable est produite pendant les périodes

- Obligation d'achat par les entreprises de services publics;
- Accès et répartition prioritaires;
- Tarifs fondés sur le coût de production et adaptés au type de technologie et à l'envergure du projet, avec des valeurs initiales soigneusement calculées;

de demande maximale. Toutefois, utilisée seule, cette mesure ne suffit généralement pas à engendrer un développement notable des technologies moins concurrentielles, comme les systèmes photovoltaïques, du moins là où les coûts de production sont plus élevés que les prix de détail. [11.5.4]

#### Politiques de mise en valeur: chauffage et refroidissement

Un nombre croissant de gouvernements proposent des incitations et des mandats pour assurer la mise en valeur des technologies de chauffage et refroidissement à partir d'énergies renouvelables. La promotion de ces technologies constitue un défi unique pour les décideurs, en raison de la nature souvent distribuée de la production de chaleur. Les services de chauffage et de refroidissement peuvent être fournis à l'aide d'installations de petite à moyenne échelle pour un seul logement ou au moyen d'applications à grande échelle pour assurer un chauffage ou un refroidissement urbain. Les instruments d'intervention concernant le chauffage et le refroidissement au moyen d'ÉR doivent prendre spécifiquement en compte les caractéristiques très hétérogènes des ressources, notamment leur échelle très variable, leur capacité inégale de fournir diverses valeurs de température, la demande fortement répartie, la relation avec la charge thermique, la variabilité de l'utilisation et l'absence d'un mécanisme central de livraison ou de commercialisation. [11.5.5]

Le nombre des politiques de promotion des sources de chauffage/refroidissement à base d'énergie renouvelable a augmenté ces dernières années, provoquant ainsi une hausse de la production. La majorité des mécanismes d'aide étaient toutefois centrés principalement sur le chauffage. Les politiques en vigueur visant à promouvoir les systèmes de chauffage utilisant une énergie renouvelable comprennent les incitations fiscales, comme les escomptes et les subventions, et les réductions et crédits d'impôt; le financement public, notamment sous forme de prêts; les dispositions réglementaires, comme les obligations d'utilisation; et les activités d'information. [11.5.5.1–11.5.5.3, 11.6]

Jusqu'à présent, les incitations fiscales ont été la méthode la plus employée, en particulier les subventions. Les crédits d'impôt accordés après l'installation d'un système de chauffage (c'est-à-dire à titre rétroactif) peuvent être avantageux sur le plan logistique par rapport, en particulier, aux subventions qui nécessitent une approbation préalable avant l'installation, même si l'expérience est limitée dans ce domaine. Les mécanismes réglementaires, comme les obligations d'utilisation et les quotas, ont suscité un intérêt croissant en raison de leur capacité de stimuler le développement des systèmes de chauffage ÉR indépendamment des budgets publics, même si l'on manque d'information concrète à ce sujet. [11.5.5]

Comme dans le cas de l'électricité et des transports renouvelables, les politiques relatives au chauffage/refroidissement au moyen d'ÉR seront mieux adaptées aux circonstances ou aux emplacements si, dans leur conception, on accorde l'importance voulue au degré de maturité de la technologie considérée ainsi que des marchés et des chaînes d'approvisionnement existants. Les incitations à la production sont jugées plus efficaces pour les gros systèmes de chauffage/refroidissement, comme les réseaux de chauffage urbain, que pour les petites installations distribuées de production de chaleur ou de froid sur place, pour lesquelles il existe peu de méthodes de mesure ou de surveillance efficaces sur le plan des coûts. [11.5.5]

Même s'il existe quelques exemples de politiques d'aide aux technologies de refroidissement à base d'énergie renouvelable, les politiques qui visent uniquement à promouvoir ce type de technologie sont en général beaucoup moins bien

développées que dans le cas du chauffage. De nombreux mécanismes décrits dans les paragraphes précédents pourraient aussi être appliqués au secteur du refroidissement, généralement avec les mêmes avantages et inconvénients. Le manque d'expérience en ce qui a trait aux politiques de mise en valeur des technologies ÉR de refroidissement est probablement dû au niveau peu avancé de développement technologique de ces systèmes. Un appui en matière de recherche-développement et de politiques en vue de développer le marché initial et les chaînes d'approvisionnement associées pourrait être particulièrement utile pour favoriser la mise en valeur de ces technologies dans un avenir rapproché. [11.5.5.4]

#### Politiques de mise en valeur: transports

Un ensemble de politiques ont été mises en œuvre dans le but de promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables dans les transports, mais la grande majorité d'entre elles et des expériences connexes ont surtout concerné les biocarburants. Les politiques de soutien des biocarburants visent à encourager la consommation intérieure par le biais d'incitations fiscales (notamment exemption de taxe à la pompe) ou de dispositions réglementaires (par exemple mandats de mélange) ou encore à stimuler la production intérieure au moyen de fonds publics (par exemple des prêts) destinés aux installations de production ou par le biais d'un soutien des matières premières ou d'incitations fiscales (exemptions de taxe d'accise, par exemple). En général, les gouvernements adoptent une série de politiques. [11.5.6]

Les incitations fiscales servent surtout à promouvoir le recours aux biocarburants en améliorant leur compétitivité par rapport aux combustibles fossiles sur le plan des coûts. Elles peuvent s'appliquer à toute la chaîne de valeur des biocarburants, mais elles s'adressent généralement plutôt aux producteurs (par exemple exemptions/crédits de taxe d'accise) et/ou aux consommateurs finals (notamment réductions de taxe à la pompe). [11.5.6]

Plusieurs pays européens et autres pays du G8+5 ont toutefois commencé à passer graduellement des allègements fiscaux aux mandats de mélange. Il est difficile d'évaluer l'appui réellement procuré par ces mandats, car les prix découlant de ces obligations ne sont généralement pas rendus publics (contrairement au secteur de l'électricité, par exemple). Alors que les mandats constituent des éléments moteurs clés pour le développement et la croissance de la plupart des industries modernes engagées dans les biocarburants, ils semblent moins convenir à la promotion de types spécifiques de biocarburants, car les fournisseurs ont tendance à mélanger des biocarburants à faible coût. Par nature, les mandats doivent être conçus avec soin et assortis d'autres exigences, afin de parvenir à une plus grande équité au niveau de la distribution et de réduire au minimum les éventuelles répercussions sociales et environnementales négatives. Les pays où la proportion de biocarburants utilisés dans les transports est la plus élevée ont adopté des systèmes hybrides qui combinent les mandats (y compris des sanctions) et les incitations fiscales (principalement des exemptions de taxe). [11.5.6]

#### Synthèse

Certains instruments d'intervention se sont révélés particulièrement efficaces pour stimuler rapidement le recours aux énergies renouvelables et permettent aux gouvernements et aux sociétés d'atteindre des objectifs précis. À cet égard, la façon de les concevoir et de les mettre en œuvre peut être aussi déterminante que les politiques elles-mêmes. Les principales composantes de ces politiques sont les suivantes: [11.5.7]

- Montant dérivé des subventions, des tarifs d'alimentation, etc. qui permet de couvrir les coûts, pour assurer un retour sur investissement à un taux de rendement correspondant aux risques.

- Accès garanti aux réseaux et marchés ou, au moins, exceptions clairement définies à cet accès garanti.
- Contrats à long terme visant à réduire les risques et, par conséquent, les coûts financiers.
- Dispositions qui tiennent compte de la diversité des technologies et des applications. Les technologies ÉR présentent des niveaux de maturité variables et des caractéristiques diverses et font souvent face à des obstacles très différents. Il pourrait s'avérer nécessaire d'avoir recours à des sources et à des technologies ÉR multiples pour atténuer les effets des changements climatiques, et certaines de ces sources et de ces technologies qui sont actuellement moins bien maîtrisées et/ou plus coûteuses que d'autres pourraient jouer un rôle important à l'avenir afin de satisfaire les besoins en matière d'énergie et de réduire les émissions de gaz à effet de serre.
- Incitations qui diminuent de manière prévisible avec le temps à mesure que les technologies et/ou les marchés évoluent.
- Politiques transparentes et facilement accessibles, de sorte que les acteurs puissent les comprendre et saisir la façon dont elles s'appliquent et ce qui est requis pour pénétrer le marché et/ou se conformer aux dispositions prévues. Cela englobe également la transparence à long terme des objectifs des politiques, y compris les objectifs à moyen et long terme.
- Caractère inclusif, c'est-à-dire un potentiel de participation le plus large possible, autant du côté de l'offre (producteurs traditionnels, distributeurs de technologies ou systèmes d'approvisionnement en énergies : électricité, chauffage ou combustibles) que de celui de la demande (entreprises, ménages, etc.), qui peut s'«autogénérer» avec des énergies renouvelables distribuées, autorisant une plus grande participation susceptible d'accroître les investissements et l'appui public en faveur des ÉR et de stimuler la concurrence.
- Attention particulière apportée aux groupes exemptés privilégiés, par exemple les grands utilisateurs, pour des raisons de concurrence ou aux clients vulnérables et à revenu faible pour des questions d'équité et de distribution.

Il convient aussi de bien comprendre qu'il n'existe pas de solution unique, et les décideurs doivent tirer des enseignements de l'expérience acquise et ajuster les programmes en conséquence. Les politiques doivent satisfaire aux conditions et aux besoins locaux d'ordre politique, économique, social, écologique, culturel et financier et prendre en compte des facteurs tels que le niveau de maturité technologique, la disponibilité de capitaux réalisables et la base de ressources énergétiques renouvelables aux niveaux local et national. Il est, par ailleurs, généralement nécessaire d'adopter un ensemble de politiques pour faire face aux différents obstacles. Des cadres d'action transparents et durables (prévisibilité des politiques, tarification du carbone et autres externalités, objectifs à long terme en matière d'énergies renouvelables, etc.) se sont révélés indispensables pour réduire les risques liés aux investissements et faciliter la mise en valeur des énergies renouvelables et l'évolution des applications à faible coût. [11.5.7]

#### Répercussions des politiques en matière d'énergies renouvelables sur le plan macroéconomique

Les mesures de soutien de l'offre au profit des ÉR sont généralement financées à même les budgets publics (à l'échelle multinationale, nationale ou locale), alors qu'il incombe souvent aux utilisateurs finals de défrayer les coûts des mécanismes de soutien de la demande. Par exemple, si l'on adopte une politique en faveur de l'électricité renouvelable dans le secteur de l'électricité d'un pays donné, ce coût supplémentaire est souvent à la charge des consommateurs

d'électricité, même si des exemptions ou des réaffectations peuvent réduire au besoin les coûts supportés par les clients du secteur industriel ou les clients vulnérables. Or les coûts doivent être défrayés, d'une manière ou d'une autre. Si l'on veut transformer le secteur de l'énergie dans les prochaines décennies, il importe alors de réduire les coûts au minimum sur toute cette période et de tenir compte en outre de tous les coûts et avantages pour la société dans le calcul. [11.5.7.2]

Une analyse intégrée des coûts et avantages des énergies renouvelables est très complexe, vu le très grand nombre de facteurs en jeu dans l'évaluation des effets nets. Les effets relèvent de trois catégories : coûts directs et indirects du système et avantages de l'expansion du secteur des énergies renouvelables ; effets distributifs (avantages ou charges pour les acteurs ou groupes économiques par suite de l'adoption de politiques de mise en valeur des énergies renouvelables ; et aspects macroéconomiques, comme l'incidence sur le PIB ou l'emploi. Par exemple, les politiques en faveur des énergies renouvelables ouvrent différentes perspectives de développement économique et de création d'emploi, mais l'évaluation des effets nets est complexe et incertaine, car les coûts supplémentaires des mesures d'appui aux ÉR engendrent des effets distributifs et budgétaires sur l'économie. Rares sont les études qui ont examiné ces répercussions sur les activités économiques au niveau national ou régional ; mais dans celles qui ont été effectuées, il est apparu généralement que les effets économiques nets étaient positifs. [11.3.4, 11.5.7.2]

#### Interactions des politiques en matière d'énergies renouvelables et des politiques climatiques et conséquences imprévues éventuelles

Étant donné le chevauchement des facteurs et des raisons de la mise en valeur des ÉR et celui des juridictions (à l'échelle locale, nationale et internationale), on peut observer de nombreuses interactions des politiques, avec parfois des conséquences inattendues. Il est donc indispensable de bien comprendre la portée de ces interactions ainsi que des effets cumulatifs des multiples politiques mises en œuvre. [11.3, 11.5.7, 11.6.2]

Si elles ne sont pas appliquées à l'échelle mondiale et de manière globale, les politiques en matière de tarification du carbone et en faveur des énergies renouvelables créent des risques de «fuite de carbone». En effet, les mesures touchant une juridiction ou un secteur réduisent la demande de combustibles fossiles dans cette juridiction ou ce secteur, ce qui a pour effet, toutes choses étant égales par ailleurs, d'abaisser le prix des combustibles fossiles à l'échelle mondiale et, donc, d'augmenter la demande de cette forme d'énergie dans d'autres juridictions ou secteurs. Même appliquées à l'échelle mondiale, des politiques de ce type sous-optimales peuvent avoir pour effet d'accroître les émissions de carbone. Par exemple, si les propriétaires de ressources en combustibles fossiles craignent que les politiques de mise en valeur des énergies renouvelables soient renforcées à long terme, ils peuvent alors décider d'intensifier l'extraction de leurs ressources tant que le soutien apporté aux ÉR reste modéré. De même, la perspective de l'augmentation future des prix du carbone peut encourager les propriétaires de puits de pétrole et de gaz à accélérer l'extraction des ressources pendant que les taxes sur le carbone sont encore basses, ruinant ainsi les efforts des décideurs en matière d'atténuation des effets des changements climatiques et de mise en valeur des technologies ÉR. Les conditions inhérentes à un tel «paradoxe vert» sont plutôt spécifiques : les prix du carbone doivent d'abord être bas, puis augmenter rapidement. Simultanément, les énergies renouvelables subventionnées devraient continuer à coûter plus cher que les technologies fondées sur des combustibles fossiles. Mais si les prix du carbone et les subventions en faveur des énergies renouvelables sont élevés au départ, ce paradoxe a peu de chance de se concrétiser. [11.5.7]

Tableau TS.11.1 | Facteurs et acteurs pouvant contribuer à la réussite d'un mode de gouvernance en matière d'énergies renouvelables (ÉR). [Tableau 11.4]

Caractéristiques d'un environnement favorable	Section 11.6.2 Intégration des politiques (échelon national ou supranational)	Section 11.6.3 Réduction des risques en matière de financement et d'investissement	Section 11.6.4 Planification et délivrance de permis à l'échelle locale	Section 11.6.5 Création d'infrastructures, de réseaux et de marchés pour les technologies ÉR	Section 11.6.6 Transfert de technologie et renforcement des capacités	Section 11.6.7 Apprentissage auprès des acteurs non gouvernementaux
<b>Facteurs et acteurs contribuant à la réussite d'une politique en matière d'ÉR</b>						
<b>Institutions</b>	L'intégration des politiques ÉR avec d'autres politiques au stade de la conception réduit les possibilités de conflit entre les politiques gouvernementales.	La mise sur pied d'institutions et d'organismes de financement peut faciliter la coopération entre les pays ou permettre d'obtenir des prêts consentis à des conditions avantageuses ou un financement international selon les règles de fonctionnement du marché international du carbone (MDP).  Un engagement à long terme peut diminuer la perception du risque.	Les processus de planification et d'attribution de permis facilitent l'intégration des politiques ÉR avec les autres politiques à l'échelon local.	Les décideurs et les organismes de réglementation peuvent mettre en œuvre des incitations et des règles pour les réseaux et les marchés, notamment des normes de sécurité et des règles d'accès.	La fiabilité des technologies ÉR peut être garantie par un processus de certification.  Les accords institutionnels facilitent le transfert de technologie.	La volonté d'acquérir des connaissances auprès d'autres acteurs peut favoriser le processus de conception des politiques et renforcer leur efficacité en tenant compte des conditions sociales existantes.
<b>Société civile (particuliers, ménages, ONG, syndicats, etc.)</b>	Les municipalités ou les villes peuvent jouer un rôle décisif dans l'intégration des politiques nationales à l'échelon local.	Les investissements communautaires peuvent permettre de répartir et de réduire les risques d'investissement. Les partenariats public-privé et d'élaboration de projets peuvent contribuer à diminuer les risques associés aux instruments de politique.  Les institutions internationales concernées peuvent assurer une répartition équitable des fonds.	La participation de la société civile aux processus de planification et d'attribution de permis peut permettre de sélectionner les projets ÉR les mieux adaptés sur le plan social.	La société civile peut faire partie des réseaux d'approvisionnement par le biais de la coproduction d'énergie et de nouveaux modèles décentralisés	Les acteurs locaux et les ONG peuvent contribuer au transfert de technologie par l'entremise de nouveaux modèles commerciaux associant entreprises multinationales, ONG et petites et moyennes entreprises.	La participation de la société civile à un processus d'élaboration des politiques ouvert peut générer de nouvelles connaissances et conduire à des changements institutionnels.  Les municipalités et les villes peuvent mettre au point des solutions permettant de promouvoir les technologies ÉR à l'échelon local.  La population (à titre individuel ou collectif) a la capacité de faire évoluer les comportements en matière d'énergie, à condition que les contraintes contextuelles et les signaux politiques soient cohérents.
<b>Milieus de la finance et des affaires</b>		Les partenariats public-privé en matière d'investissement et d'élaboration des projets peuvent contribuer à la réduction des risques associés aux instruments de politique.	Les promoteurs de projets ÉR peuvent offrir savoir-faire et réseaux professionnels en: i) assurant la conformité des projets avec les exigences en matière de planification et d'attribution de permis; ii) adaptant les processus de planification et d'attribution de permis aux conditions et besoins locaux.  Les entreprises peuvent jouer un rôle en exerçant des pressions (lobbying) en faveur de politiques cohérentes et intégrées.	Des règles bien définies pour les réseaux et les marchés augmentent la confiance des investisseurs.	Les institutions et organismes de financement peuvent collaborer avec les gouvernements nationaux et offrir des prêts consentis à des conditions avantageuses ou assurer un financement selon les règles du marché international du carbone (MDP).	Les sociétés multinationales peuvent faire participer les ONG ou PME locales en tant que partenaires dans de nouveaux projets de développement technologique (nouveaux modèles commerciaux).  La création de sociétés anonymes et d'institutions internationales réduit les risques d'investissement.
<b>Infrastructures</b>	L'intégration des politiques dans les règles propres aux réseaux et aux marchés peut permettre d'établir des infrastructures adaptées à une économie à faible intensité de carbone.	Des règles bien définies pour les réseaux et les marchés diminuent les risques d'investissement et augmentent la confiance des investisseurs.		Des règles bien définies et transparentes pour les réseaux et les marchés devraient créer des conditions favorables à l'établissement d'infrastructures adaptées à un monde futur à faible intensité de carbone.		Des cadres appropriés aux niveaux municipal et communautaire pour la mise en place d'infrastructures et de réseaux à long terme peuvent favoriser la participation d'acteurs locaux à l'élaboration des politiques.

Caractéristiques d'un environnement favorable  Facteurs et acteurs contribuant à la réussite d'une politique en matière d'ÉR	Section 11.6.2 Intégration des politiques (échelon national ou supranational)	Section 11.6.3 Réduction des risques en matière de financement et d'investissement	Section 11.6.4 Planification et délivrance de permis à l'échelle locale	Section 11.6.5 Création d'infrastructures, de réseaux et de marchés pour les technologies ÉR	Section 11.6.6 Transfert de technologie et renforcement des capacités	Section 11.6.7 Apprentissage auprès des acteurs non gouvernementaux
Politiques (accords ou coopération à l'échelle internationale, stratégies en matière de changements climatiques, transfert de technologie, etc.)	Des directives supranationales (initiative de l'Union européenne en matière de «rationalisation», planification concernant les ressources océaniques, études d'impact, etc.) peuvent contribuer à l'harmonisation des politiques ÉR avec les autres politiques.	L'engagement politique à long terme en faveur des politiques ÉR réduit les risques liés à l'investissement dans des projets ÉR.	Les directives supranationales peuvent contribuer à faire évoluer les processus de planification et d'attribution de permis.	La coopération en matière de développement favorise la création d'infrastructures et facilite l'accès aux technologies à faible intensité de carbone.	Les MDP, les droits de propriété intellectuelle et les accords de brevet peuvent contribuer au transfert de technologie.	La participation appropriée d'institutions non gouvernementales favorise la signature d'accords prenant mieux en compte les aspects sociaux.  Les mécanismes relevant du processus de la CCNUCC, comme le Groupe d'experts du transfert de technologies, le Fonds pour l'environnement mondial (FEM), le Mécanisme de développement propre (MDP) et la Mise en œuvre conjointe, peuvent donner des orientations pour faciliter la participation des acteurs non gouvernementaux à l'élaboration des politiques ÉR.

L'effet cumulatif de la combinaison de politiques qui établissent des prix fixes pour le carbone, comme les taxes sur le carbone, et de subventions à l'appui des énergies renouvelables est de nature essentiellement additive: autrement dit, l'application d'une taxe sur le carbone et l'attribution conjointe de subventions aux énergies renouvelables ont pour effet de réduire les émissions et de favoriser la mise en valeur des énergies renouvelables. En revanche, l'effet combiné sur le système énergétique de politiques de prix endogènes, comme l'échange de droits d'émissions et/ou les obligations liées aux quotas d'énergie renouvelable, n'est habituellement pas aussi direct. Le fait d'assortir un système d'échange de droits d'émissions de politiques de mise en valeur des énergies renouvelables permet généralement d'abaisser les prix du carbone, ce qui a pour conséquence de rendre les technologies à forte intensité de carbone (notamment à base de charbon) plus attrayantes que d'autres options de réduction non fondées sur des énergies renouvelables comme le gaz naturel, l'énergie nucléaire et/ou l'amélioration du rendement énergétique. Dans ces conditions, même si les émissions globales demeurent fixes, les politiques en matière d'énergies renouvelables ne réduisent les coûts de conformité et/ou n'améliorent le bien-être social que si les technologies ÉR sont davantage soumises à des externalités et à des obstacles du marché que les autres technologies énergétiques. [11.5.7]

Enfin, les seules politiques de mise en valeur des énergies renouvelables (c'est-à-dire sans tarification du carbone) ne constituent pas nécessairement un moyen efficace de diminuer les émissions de carbone, car elles ne procurent pas une incitation suffisante à utiliser toutes les options d'atténuation à moindre coût disponibles, y compris les technologies pauvres en carbone non fondées sur des énergies renouvelables et les mesures d'amélioration du rendement énergétique. [11.5.7]

## 11.6 Conditions favorables et questions régionales

Les technologies ÉR peuvent davantage contribuer à l'atténuation des effets des changements climatiques si elles sont employées en conjonction avec des

politiques plus vastes en mesure de faciliter l'évolution du système énergétique. Un environnement favorable ou «facilitant» pour les ÉR englobe toute une série d'institutions, d'acteurs (monde de la finance, milieu des affaires, société civile, gouvernements, etc.), d'infrastructures (réseaux, marchés, etc.) et d'instruments d'intervention (coopération internationale et accords internationaux, stratégies relatives aux changements climatiques, etc.) (voir le tableau TS.11.1). [11.6]

On peut créer des conditions favorables aux énergies renouvelables en encourageant l'innovation dans le système énergétique; en tenant compte des interactions possibles d'une politique donnée avec d'autres politiques de mise en valeur des énergies renouvelables et avec d'autres politiques ne concernant pas ces formes d'énergie; en renforçant la capacité des promoteurs d'énergies renouvelables à obtenir des fonds et à implanter leurs projets; en éliminant les obstacles qui empêchent les installations et leur production d'accéder aux réseaux et aux marchés; en facilitant le transfert de technologie et le renforcement des capacités; et en favorisant la sensibilisation et la prise de conscience au niveau des institutions et au sein des communautés. L'environnement «favorable» ainsi créé peut à son tour augmenter l'efficacité et l'efficacité des politiques de promotion des énergies renouvelables. [11.6.1–11.6.8]

Il est largement reconnu dans les publications portant sur l'innovation que les systèmes sociotechniques établis ont tendance à limiter la diversité des innovations, car les technologies dominantes ont su établir un environnement institutionnel protecteur. Cela peut donner lieu à de fortes dépendances sur le plan des options et exclure (ou bloquer) la rivalité et l'adoption de solutions potentiellement plus efficaces. C'est pourquoi les systèmes sociotechniques mettent du temps à changer, les changements étant plus systémiques que linéaires. Les technologies ÉR sont actuellement intégrées dans un système énergétique qui, dans une grande partie du monde, a été conçu pour satisfaire les besoins du système d'approvisionnement actuel. Il en résulte que l'infrastructure favorise les combustibles qui prédominent actuellement, et il faut tenir compte de tous les lobbies et intérêts existants. Vu la complexité des changements technologiques, il importe que tous les paliers de gouvernement (de l'échelon local au niveau international) encouragent le développement des énergies renouvelables par

le biais de politiques appropriées et que les acteurs non gouvernementaux puissent aussi participer à la formulation et à la mise en œuvre de ces politiques. [11.6.1]

Des politiques gouvernementales complémentaires ont plus de chance de donner des résultats fructueux, et la façon dont chacune d'elles est conçue influera également sur les possibilités de coordination. Tenter de promouvoir activement la complémentarité des politiques entre de multiples secteurs (énergie, agriculture, ressources en eau, etc.) tout en tenant compte des objectifs propres à chacune d'elles n'est pas une tâche facile et pourrait aboutir à des situations gagnant-gagnant et/ou gagnant-perdant, avec de possibles compromis. Il faut pour cela se doter d'un solide mécanisme de coordination centralisé, afin d'éliminer les contradictions et les conflits entre politiques sectorielles et d'assurer simultanément la cohérence à plusieurs niveaux de gouvernance. [11.6.2] Un environnement favorable plus large comprend un secteur financier susceptible d'assurer un financement selon des modalités en accord avec le profil de risque/récompense particulier à une technologie ou à un projet ÉR donné. Le coût du financement et son accessibilité reposent sur la situation générale du marché financier au moment de l'investissement et sur les risques inhérents à un projet, à une technologie ou aux acteurs concernés. Outre les politiques relatives aux énergies renouvelables, le contexte général peut englober les risques politiques et monétaires, et certaines questions propres au secteur de l'énergie, notamment la concurrence au niveau des investissements et l'évolution des dispositions réglementaires ou des réformes dans ce secteur. [11.6.3]

La réussite du processus de mise en valeur des technologies ÉR était liée jusqu'ici à une combinaison de mesures de planification favorables prises à l'échelon national et local. Certains arrangements procéduraux universels, comme la «simplification» des demandes d'attribution de permis, ne devraient pas résoudre les conflits entre les parties prenantes au niveau de la mise en œuvre des projets, car ils ne tiennent pas compte des conditions inhérentes à l'emplacement et à l'échelle des sites. Un cadre de planification visant à faciliter la mise en valeur des énergies renouvelables pourrait inclure les éléments suivants: prise en compte des attentes et des intérêts des parties prenantes; apprentissage concernant l'importance du contexte pour la mise en valeur des ÉR; mise en place de mécanismes de partage des avantages; renforcement des réseaux de collaboration; et mise en œuvre de mécanismes permettant de cerner plus précisément les conflits en vue de négociations. [11.6.4]

Après réception de l'autorisation de planification d'un projet ÉR, les investissements ne peuvent être obtenus que lorsque son raccordement commercial à un réseau est approuvé; qu'un contrat de prise en charge de sa production dans le réseau a été conclu; et que la vente d'énergie, généralement par le biais d'un marché, est garantie. La faisabilité d'un projet ÉR repose essentiellement sur la capacité de satisfaire ces exigences, la facilité avec laquelle cela peut être fait et les coûts associés. Les moyens utilisés pour intégrer les énergies renouvelables dans le système énergétique auront un effet sur le coût total d'intégration des ÉR dans le système et sur le coût des différents scénarios applicables. Afin d'assurer l'expansion et le renforcement, en temps opportun, de l'infrastructure des projets ÉR et de leur raccordement, les organes de réglementation économique pourraient devoir autoriser des investissements «anticipés» ou «proactifs» dans le réseau et/ou permettre aux projets de se raccorder avant le renforcement complet de l'infrastructure. [11.6.5, 8.2.1.3]

Pour de nombreux pays, l'un des grands problèmes consiste à accéder aux technologies ÉR. La plupart des technologies pauvres en carbone, y compris celles fondées sur les énergies renouvelables, sont développées et concentrées dans un nombre réduit de pays. On a fait valoir que de nombreux pays en développement ne pourraient probablement pas sauter l'étape du développement industriel à pollution intensive s'ils n'ont pas accès aux technologies propres mises au point par les nations les plus avancées. Mais les technologies telles que celles qui sont à base d'énergies renouvelables ne traversent généralement pas les frontières si les politiques environnementales du pays destinataire ne sont pas assorties d'incitations pour leur adoption. Par ailleurs, le transfert de technologie ne devrait pas remplacer mais plutôt compléter les efforts de renforcement des capacités déployés à l'échelle nationale. Pour que des populations sans accès direct aux énergies renouvelables aient la possibilité d'adapter, d'exploiter, de maintenir, de réparer et d'améliorer ces technologies ÉR, les investissements

réalisés dans le transfert de technologie doivent être complétés par d'autres investissements dans des services de vulgarisation de type communautaire qui puissent procurer une expertise, des conseils et une formation dans ces domaines. [11.6.6]

Outre le transfert de technologie, l'apprentissage institutionnel joue un rôle important sur le plan de la mise en valeur des énergies renouvelables. Ce processus induit des changements qui permettent aux institutions d'améliorer le choix et la conception des politiques ÉR. L'apprentissage institutionnel stimule, par ailleurs, le renforcement des capacités à un niveau moins élevé, souvent plus local, où de nombreuses décisions sont prises au sujet de l'emplacement du projet et des investissements associés. Il peut être très utile si les décideurs peuvent compter sur la collaboration des acteurs non gouvernementaux, y compris les intervenants du secteur privé (entreprises, etc.) et de la société civile, pour l'élaboration des politiques. L'information et l'éducation sont souvent considérées comme des outils privilégiés pour faire évoluer les comportements en matière d'énergie. L'efficacité des politiques fondées sur l'information et l'éducation est cependant limitée par des facteurs contextuels, et il faut donc veiller à ne pas se fier uniquement à ce type de mesures. L'évolution des comportements dans le domaine de l'énergie est le résultat d'un processus complexe où les valeurs et attitudes personnelles interagissent avec des éléments comme les prix, les signaux en matière de politiques et les technologies elles-mêmes, ainsi qu'avec le contexte social de chacun. Ces facteurs contextuels mettent en lumière le rôle décisif joué par l'action collective, malgré sa complexité, pour impulser des changements. Il convient donc de mettre en place des politiques coordonnées et systémiques qui transcendent la simple volonté de modifier les attitudes et les comportements, si l'on souhaite engager la population dans le processus de transition vers les ÉR. [11.6.7, 11.6.8]

## 11.7 Évolution structurelle

Si les décideurs ont l'intention d'augmenter la part des énergies renouvelables, tout en poursuivant des objectifs ambitieux en matière d'atténuation des effets climatiques, il est alors indispensable d'encourager les engagements à long terme et de renforcer la capacité de tirer des enseignements de l'expérience acquise. Afin d'atteindre des niveaux appropriés de stabilisation de la concentration des gaz à effet de serre en accroissant la part des ÉR, une évolution structurelle des systèmes énergétiques actuels doit avoir lieu au cours des prochaines décennies. La transition vers des formes d'énergie pauvres en carbone diffère des transitions précédentes (par exemple du bois au charbon et du charbon au pétrole), car le délai est serré (quelques décennies) et les énergies renouvelables doivent se développer et s'intégrer dans un système conçu selon une structure très éloignée de celle qui pourrait être nécessaire pour permettre une plus grande pénétration des ÉR sur le marché. [11.7]

L'évolution vers un secteur énergétique mondial fondé principalement sur les énergies renouvelables doit commencer en mettant fortement l'accent sur le rendement énergétique. Il faut toutefois pour cela adopter une politique raisonnable en matière de tarification du carbone, prévoyant des taxes ou l'échange de droits d'émissions en vue d'éviter les fuites de carbone et les effets de rebond. Il faut aussi mettre en œuvre des politiques qui aillent au-delà de la recherche-développement pour faciliter la mise en valeur des technologies; créer un environnement favorable qui stimule notamment l'éducation et la prise de conscience; et élaborer systématiquement des politiques d'intégration avec des secteurs plus vastes, notamment l'agriculture, les transports, la gestion des ressources en eau et l'aménagement urbain. [11.6, 11.7] Les cadres d'action qui permettent de mobiliser le maximum d'investissements dans les énergies renouvelables sont ceux qui visent à réduire les risques et à optimiser le rendement ainsi qu'à assurer la stabilité sur une période adaptée aux investissements. [11.5] Il est enfin primordial de pouvoir mettre en place un ensemble d'instruments pertinents et fiables dans un contexte où il reste à développer l'infrastructure nécessaire et où l'on prévoit de fortes hausses de la demande d'énergie. [11.7]

# Annexes



# Glossaire, abréviations, symboles chimiques et préfixes

**Édition établie par:**

Aviel Verbruggen (Belgique), William Moomaw (États-Unis d'Amérique)  
et John Nyboer (Canada)

**La présente annexe devrait être référencée comme suit:**

Verbruggen, A., W. Moomaw, J. Nyboer, 2011: Annexe I: Glossaire, abréviations, symboles chimiques et préfixes. In Rapport spécial du GIEC sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation des effets des changements climatiques [publié sous la direction d'O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. v. Stechow], Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni et New York, NY, États-Unis d'Amérique.

# Glossaire, abréviations, symboles chimiques et préfixes

Les entrées du glossaire (**en gras**) correspondent de préférence à des sujets précis; une entrée peut comporter des **entrées secondaires**, en gras et en italique; par exemple, **Énergie finale** est définie sous l'entrée **Énergie**. Le glossaire est suivi d'une liste de sigles et d'abréviations, d'une liste de composés et de symboles chimiques et d'une liste de préfixes (unités standard internationales). Certaines définitions sont reprises de C.J. Cleveland and C. Morris, 2006: *Dictionary of Energy*, Elsevier, Amsterdam. Les définitions des régions et des groupes de pays sont indiquées à la section A.II.6 de l'annexe II du présent rapport.

## Glossaire

**Accès à l'énergie:** Faculté de tirer profit de services énergétiques bon marché, propres et fiables, pour répondre aux besoins fondamentaux de l'être humain (cuisine et chauffage, éclairage, communication et mobilité) et servir à des fins de production.

**Actualisation:** Opération mathématique permettant de comparer des montants en numéraire (ou autres) reçus ou dépensés à des moments (années) différents (voir l'annexe II). L'opérateur utilise un taux d'actualisation fixe ou, éventuellement, variable ( $> 0$ ) d'une année à l'autre, qui fait qu'une valeur future vaut moins aujourd'hui. En cas d'**approche descriptive de l'actualisation**, on accepte les taux d'actualisation qui sont effectivement appliqués par les particuliers (épargnants et investisseurs) dans leurs décisions quotidiennes (**taux d'actualisation privé**). Dans le cas d'une **approche prescriptive (éthique ou normative) de l'actualisation**, le taux d'actualisation est fixé d'un point de vue social, par exemple sur la base d'une appréciation éthique des intérêts des générations futures (**taux social d'actualisation**). Dans le présent rapport, le potentiel d'approvisionnement en énergies renouvelables est évalué à l'aide d'un taux d'actualisation de 3, 7 et 10 %.

**Adaptation:** Initiatives et mesures prises pour réduire la vulnérabilité ou augmenter la résilience des systèmes naturels et humains aux effets des changements climatiques réels ou prévus. On distingue plusieurs sortes d'adaptation: anticipative ou réactive, de caractère privé ou public, autonome ou planifiée. On peut, à titre d'exemple, citer l'édification de digues le long des cours d'eau ou des côtes, l'abandon des zones côtières sujettes aux inondations dues à l'élévation du niveau de la mer ou le remplacement des cultures traditionnelles par des cultures mieux adaptées à la hausse des températures et à la sécheresse.

**Aérosols:** Ensemble de particules solides ou liquides en suspension dans l'air, dont la taille varie généralement de 0,01 à 10  $\mu\text{m}$  et qui séjournent dans l'atmosphère plusieurs heures au moins. Les aérosols peuvent être d'origine naturelle ou humaine. Voir aussi *Carbone noir*.

**Amortissement:** Terme principalement utilisé dans le domaine financier pour l'évaluation d'un investissement et qui correspond au laps de temps nécessaire pour que les résultats d'un projet permettent d'amortir l'investissement initial. Il y a **écart d'amortissement** lorsque, par exemple, des investisseurs privés et des mécanismes de microfinancement exigent des taux de rentabilité plus élevés dans le cas de projets

concernant des énergies renouvelables que dans celui de projets fondés sur des combustibles fossiles. Imposer un retour financier  $x$  fois plus élevé pour des investissements concernant des énergies renouvelables revient à imposer un obstacle  $x$  fois plus élevé en matière de performances techniques pour ce qui est de la production d'énergie au moyen de solutions renouvelables originales en comparaison du renforcement des systèmes énergétiques existants. **L'amortissement en matière d'énergie** est le laps de temps nécessaire pour qu'un projet en matière d'énergie produise autant d'énergie qu'il en a fallu pour le mettre en œuvre. **L'amortissement en matière de carbone** est le laps de temps nécessaire pour qu'un projet concernant des énergies renouvelables permette de faire autant d'économies nettes en matière d'émissions de gaz à effet de serre (par rapport au système énergétique de référence utilisant des combustibles fossiles) que sa mise en œuvre a causé d'émissions de gaz à effet de serre selon une analyse du cycle de vie (y compris les changements d'affectation des terres et les pertes de stocks de carbone terrestres).

**Analyse coûts-avantages:** Estimation monétaire de toutes les conséquences positives et négatives d'une activité donnée. Les coûts et les avantages sont comparés du point de vue de leur différence et/ou de leur rapport et peuvent de ce fait servir d'indicateur des retombées d'un investissement donné ou de toute autre politique du point de vue de la société.

**Analyse coût-efficacité:** Cas particulier de l'analyse coûts-avantages, où l'ensemble des coûts d'une série de projets sont évalués en fonction de l'objectif d'une politique déterminée. Dans ce cas, l'objectif de la politique en question représente les avantages des projets, et toutes les autres conséquences sont évaluées en termes de coûts ou de coûts négatifs (avantages). Cet objectif peut par exemple consister à concrétiser un potentiel particulier en matière d'énergies renouvelables.

**Analyse de portefeuille:** Évaluation d'un portefeuille d'actifs ou de politiques se caractérisant par différents risques et avantages. La fonction d'objectifs est fondée sur la variabilité des profits et des risques associés et débouche sur la fonction de décision permettant d'opter pour le portefeuille dont on espère le meilleur rendement.

**Analyse du cycle de vie:** Démarche consistant à comparer l'ensemble des dommages environnementaux causés par un produit, une technologie ou un service donné (voir l'annexe II). L'analyse du cycle de vie tient

généralement compte de l'apport de matières premières, des besoins énergétiques et de la production de déchets et d'émissions. Cela inclut l'exploitation de la technologie, de l'installation ou du produit ainsi que l'ensemble des processus en amont (c'est-à-dire antérieurs au début de l'exploitation) et en aval (c'est-à-dire postérieurs à la durée de vie utile de la technologie, de l'installation ou du produit), comme dans l'approche «de bout en bout».

**Anthropique:** Lié à ou résultant de l'action de l'homme sur la nature. Les *émissions anthropiques* de gaz à effet de serre et de leurs précurseurs et d'aérosols résultent de la combustion de combustibles fossiles, du déboisement, des changements d'affectation des terres, de l'élevage, de la fertilisation et d'activités industrielles, commerciales ou autres qui donnent lieu à une augmentation nette des émissions.

**Atténuation:** Modification des techniques employées et des activités menées dans le but de réduire les apports de ressources et les émissions par unité de production. Bien que certaines politiques sociales, économiques et technologiques puissent contribuer à réduire les émissions, du point de vue de l'évolution du climat, l'atténuation signifie la mise en œuvre de politiques destinées à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à renforcer les puits. La mise en valeur des énergies renouvelables est une solution possible en matière d'atténuation lorsque les émissions de gaz à effet de serre évitées sont supérieures à la somme des émissions directes et indirectes (voir *Émissions*). La *capacité d'atténuation* est la capacité d'un pays de réduire les émissions de gaz à effet de serre anthropiques ou de renforcer les puits naturels, cette capacité se rapportant aux savoir-faire, aux aptitudes et aux compétences dont dispose un pays et dépendant de la technologie, des institutions, de la richesse, de l'équité, des infrastructures et de l'information. La capacité d'atténuation est un élément essentiel de tout développement durable au niveau national.

**Avantages connexes:** Avantages accessoires des politiques ciblées qui renvoient à des objectifs pertinents non ciblés; par exemple un usage accru des énergies renouvelables peut également contribuer à limiter la présence de polluants atmosphériques tout en réduisant les émissions de CO<sub>2</sub>. Il existe différentes définitions de ces avantages connexes selon qu'ils sont recherchés intentionnellement (à titre de possibilité) ou obtenus de façon non intentionnelle (à titre d'avantage fortuit). Le terme «effets connexes» est employé dans un sens plus général afin d'englober à la fois les avantages et les coûts. Voir aussi *Éléments moteurs* et *Opportunités*.

**Base de référence:** Scénario de référence pour les quantités mesurables, à partir duquel un autre résultat peut être mesuré; c'est par exemple un scénario de non-intervention qui sert de référence pour l'analyse des scénarios fondés sur l'hypothèse d'une intervention. Une base de référence peut être fondée sur une extrapolation des tendances récentes ou sur l'hypothèse d'un gel des technologies ou des coûts. Voir aussi *Maintien du statu quo*, *Modèles* et *Scénario*.

**Bien public:** Les biens publics sont utilisés simultanément par plusieurs parties (à l'inverse des biens privés). L'usage de certains biens publics

est totalement exempt de rivalité; pour d'autres, l'usage par certains limite leur disponibilité pour d'autres, ce qui crée une congestion. L'accès aux biens publics peut être restreint selon que ces biens sont des biens communs, des biens contrôlés par l'État ou des choses n'appartenant à personne («res nullius»). L'atmosphère et le climat sont les biens publics ultimes de l'humanité. Nombre de sources d'énergie renouvelable sont aussi des biens publics.

**Biocarburant:** Tout carburant liquide, gazeux ou solide obtenu à partir de la biomasse (huile de soja, alcool obtenu par fermentation du sucre, liqueur noire issue de la préparation de la pâte à papier, bois, etc.). Au nombre des biocarburants traditionnels figurent le bois, le fumier, l'herbe et les résidus agricoles. Les *biocarburants manufacturés de première génération* sont tirés de céréales, de graines oléagineuses, de matières grasses et déjections animales et d'huiles végétales au moyen de technologies de conversion bien maîtrisées. Les *biocarburants de deuxième génération* sont obtenus par des procédés de conversion biochimique et thermochimique non conventionnels et à partir de matières biologiques principalement tirées des fractions lignocellulosiques des résidus agricoles et forestiers, des déchets urbains solides, etc. Quant aux *biocarburants de troisième génération*, ils seront produits à partir de matières biologiques telles que les algues ou les cultures énergétiques par des procédés perfectionnés encore au stade de la mise au point. Ces biocarburants de deuxième et troisième génération obtenus par de nouveaux procédés sont aussi appelés biocarburants de nouvelle génération, améliorés ou obtenus au moyen de technologies de pointe.

**Biodiversité:** Variabilité des organismes vivants de toutes origines, dont les écosystèmes terrestres, marins ou aquatiques et les complexes écologiques dont ils font partie; comprend la diversité au sein des espèces et entre les espèces et la diversité des écosystèmes.

**Bioénergie:** Énergie tirée de toute forme de biomasse.

**Biomasse:** Matière d'origine biologique (végétale ou animale), à l'exclusion des substances incorporées dans les formations géologiques et transformées en combustibles fossiles ou en tourbe. L'Agence internationale de l'énergie (*World Energy Outlook*, 2010) définit la *biomasse traditionnelle* comme la consommation de biomasse par le secteur résidentiel dans les pays en développement, qui prend souvent la forme d'une utilisation non durable de bois, de charbon de bois, de résidus agricoles et de déjections animales pour la cuisine et le chauffage. Toutes les autres utilisations de la biomasse sont définies comme la *biomasse moderne*, elle-même subdivisée dans ce rapport en deux catégories. La *bioénergie moderne* englobe la production d'électricité et la production combinée de chaleur et d'électricité à partir de biomasse, de déchets urbains solides et de biogaz ainsi que le chauffage de l'espace résidentiel et de l'eau dans les bâtiments et les applications commerciales à partir de biomasse, de déchets urbains solides, de biogaz et de carburants liquides. Les applications de la *bioénergie industrielle* comprennent le chauffage par production de vapeur et autoproduction d'électricité et la production combinée de chaleur et d'électricité dans les secteurs des pâtes et papier, des produits forestiers et des denrées alimentaires et autres industries connexes.

**Boisement:** Conversion directe par l'homme de terrains non boisés de très longue date en terres forestières par plantation, ensemencement et/ou promotion de l'ensemencement naturel<sup>1</sup>. Voir aussi *Déboisement*, *Reboisement* et *Utilisation des terres*.

**Capacité:** En général: puissance de produire, effectuer, utiliser ou contenir quelque chose. La **capacité de production** d'une unité de production d'énergie renouvelable est sa puissance maximale, c'est-à-dire la quantité maximale d'énergie produite par unité de temps. La  **marge excédentaire** est la part de la capacité d'une unité de production d'énergie renouvelable qui est considérée comme disponible de façon certaine sur des périodes de temps données et acceptée comme une contribution «ferme» à la capacité totale de production du système. Le **coefficient d'utilisation** (aussi appelé «taux de charge» ou «facteur de charge») est le rapport de la performance réelle d'une unité de production sur une période de temps donnée (généralement une année) à la performance théorique qui serait obtenue si l'unité était exploitée sans interruption selon sa **capacité nominale** pendant la même période de temps. La capacité nominale correspond donc au degré de performance prévu d'une installation pour une période prolongée dans des circonstances normales.

**Capital-risque:** Type de capital privé généralement investi dans des entreprises à vocation technologique en phase de démarrage et à haut potentiel, dans le but d'obtenir un retour sur investissement par le biais d'une vente de commerce de l'entreprise ou d'une éventuelle entrée en bourse.

**Captage et stockage du dioxyde de carbone (CSC):** Processus consistant à extraire le CO<sub>2</sub> des sources d'émission industrielles et énergétiques, à le comprimer et à le transporter vers un site de stockage afin de l'isoler de l'atmosphère pendant une longue période de temps.

**Capteur solaire:** Dispositif servant à convertir l'énergie solaire en énergie thermique (chaleur) d'un fluide en mouvement.

**Carbone noir:** Type d'aérosol défini de manière opérationnelle à partir de mesures de l'absorption de la lumière, de la réactivité chimique et/ou de la stabilité thermique; le carbone noir est constitué de suie, de charbon de bois et/ou de matière organique réfractaire absorbant la lumière.

**Cellulose:** Principal constituant chimique des parois des cellules des plantes et source de matières fibreuses pour la fabrication de différents produits (papier, rayonne, cellophane, etc.). C'est la principale matière première pour la fabrication des biocarburants de deuxième génération.

**Certificats négociables (certificats verts négociables):** Les parties soumises à des quotas en matière d'énergies renouvelables s'acquittent de leurs

obligations annuelles en délivrant la quantité appropriée de certificats négociables à un organisme de réglementation. Les certificats sont créés par cet organisme et attribués aux producteurs d'énergies renouvelables pour que ces derniers les vendent ou les utilisent pour respecter leurs obligations en matière de quotas. Voir *Quota*.

**Changement climatique:** Variation de l'état moyen du climat qui peut se reconnaître (par exemple au moyen de tests statistiques) à des modifications de la moyenne et/ou de la variabilité de ses propriétés et qui persiste pendant une longue période, généralement pendant des décennies ou plus. Les changements climatiques peuvent être dus à des processus internes naturels, à des forçages externes ou à des changements anthropiques persistants dans la composition de l'atmosphère ou l'affectation des terres. On notera que la CCNUCC, dans son article premier, définit les changements climatiques comme des «changements de climat qui sont attribués directement ou indirectement à une activité humaine altérant la composition de l'atmosphère mondiale et qui viennent s'ajouter à la variabilité naturelle du climat observée au cours de périodes comparables». La CCNUCC fait ainsi une distinction entre les changements climatiques attribuables aux activités humaines altérant la composition de l'atmosphère et la variabilité du climat due à des causes naturelles.

**Charge (électrique):** Demande d'électricité émanant au même moment des utilisateurs d'énergie (dont le nombre peut varier de quelques milliers à plusieurs millions), cumulée et augmentée des pertes dues au transport et à la distribution et qui doit être satisfaite par un système d'alimentation en énergie intégré donné. **L'écrêtement des pointes** réduit l'amplitude des fluctuations de la charge avec le temps. Le **délestage** a lieu lorsque la capacité de production ou de transport disponible est insuffisante pour satisfaire la demande correspondant aux charges cumulées. La **charge de pointe** est la charge maximale observée sur une période de temps donnée (jour, semaine ou année) et de courte durée. La **charge de base** est l'énergie constamment demandée sur la période considérée.

**Chauffage urbain:** Des stations centrales distribuent l'eau chaude (ou la vapeur dans les systèmes anciens) aux bâtiments et aux industries situés dans une zone densément peuplée (un quartier, une ville ou une région industrielle). Le réseau isolé à deux tuyaux fonctionne comme un système de chauffage central à eau dans un immeuble. Les sources de chaleur centrale peuvent être des systèmes de récupération de la chaleur résiduelle de procédés industriels, des incinérateurs de déchets, des sources géothermiques, des centrales de cogénération ou des chaudières autonomes brûlant des combustibles fossiles ou de la biomasse. De plus en plus de systèmes de chauffage urbain assurent aussi un refroidissement par le biais d'eau ou de boues froides (**chauffage et refroidissement urbains**).

**Coefficient d'émission:** Taux d'émission par unité d'activité, en entrée ou en sortie.

**Cogénération:** Utilisation de la chaleur dissipée par les centrales thermiques – par exemple, la chaleur dégagée par les turbines à vapeur à condensation ou à l'échappement des turbines à gaz – à des fins industrielles, pour le chauffage

<sup>1</sup> Pour une analyse détaillée du terme forêt et de termes apparentés tels que boisement, reboisement ou déboisement, on se reportera au rapport spécial du GIEC intitulé «*Land Use, Land-Use Change, and Forestry*» (Utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie) (IPCC, 2000) [publié sous la direction de R.T. Watson, I.A. Noble, B. Bolin, N.H. Ravindranath, D.J. Verardo et D.J. Dokken], Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni et New York, NY, États-Unis d'Amérique.

de l'eau ou des bâtiments ou pour le chauffage à distance. Synonyme de production combinée de chaleur et d'électricité.

**Compensation (en matière de politique climatique):** Unités d'équivalent- $\text{CO}_2$  correspondant aux émissions réduites, évitées ou séquestrées pour compenser des émissions rejetées ailleurs.

**Conformité:** La conformité fait référence à la façon dont les pays parviennent à se conformer aux dispositions d'un accord ou à celle dont des particuliers ou des entreprises parviennent à respecter des dispositions réglementaires. Elle dépend de la mise en œuvre des politiques ordonnées, mais aussi du degré de concordance des mesures appliquées avec ces politiques.

**Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC):** Convention adoptée le 9 mai 1992 à New York et signée cette même année, lors du Sommet Planète Terre qui s'est tenu à Rio de Janeiro, par plus de 150 pays et par la Communauté européenne. Son objectif ultime est de «stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique». Elle contient des engagements pour toutes les Parties. Conformément à la Convention, les Parties figurant à l'annexe I doivent s'employer à ramener, d'ici l'an 2000, les émissions de gaz à effet de serre non réglementées par le Protocole de Montréal à leurs niveaux de 1990. La Convention est entrée en vigueur en mars 1994. En 1997, la Conférence des Parties à la CCNUCC a adopté le Protocole de Kyoto. Voir aussi *Pays visés à l'annexe I, Pays visés à l'annexe B et Protocole de Kyoto*.

**Conversion:** L'énergie se manifeste sous diverses formes, et ces transformations d'une forme à l'autre s'appellent conversions d'énergie. Ainsi, l'énergie cinétique des écoulements de vent se transforme en mouvement d'un arbre tournant, qui lui-même est converti en électricité; de même, la lumière solaire est convertie en électricité au moyen de piles photovoltaïques. De plus, un courant électrique de caractéristiques données (continu ou alternatif, niveau de tension, etc.) peut être converti en courant possédant d'autres caractéristiques. Un **convertisseur** est la machine permettant d'effectuer une conversion.

**Courbe ou taux d'apprentissage:** Diminution du coût ou du prix des approvisionnements en énergie renouvelable, exprimée comme une fonction de l'accroissement de ces approvisionnements (total ou annuel). L'apprentissage améliore à la longue les technologies et les procédés en raison de l'expérience acquise, à mesure que la production et/ou la recherche-développement augmentent. Le **taux d'apprentissage** correspond à la diminution en pourcentage du coût ou du prix pour chaque doublement des approvisionnements cumulés (aussi appelé **taux de progrès**).

**Coût:** Consommation de ressources (temps de travail, capitaux, matériel, combustibles, etc.) en conséquence d'une action. En économie, toutes les ressources sont évaluées à leur **coût de substitution**, qui est le coût du renoncement à une activité économique au profit d'une autre. Les coûts sont définis de multiples façons et en fonction de diverses hypothèses qui influent sur leur valeur. Les avantages sont le contraire des coûts, les deux étant souvent considérés conjointement; ainsi, le coût net correspond au coût brut,

moins les avantages. Les **coûts privés** sont supportés par des personnes, des entreprises ou autres entités qui engagent l'action, tandis que les **coûts sociaux** comprennent en plus les coûts externes pour l'environnement et pour la société dans son ensemble, par exemple les **coûts des dommages** liés aux incidences du changement climatique sur les écosystèmes, les activités économiques et les populations. Le **coût total** correspond à l'ensemble des coûts découlant d'une activité donnée; le **coût moyen (unitaire, spécifique)** correspond au coût total divisé par le nombre d'unités produites; le **coût marginal** ou **différentiel** correspond au coût de la dernière unité additionnelle.

Le **coût d'un projet** en matière d'énergie renouvelable comprend les **coûts d'investissement** (coûts – actualisés à l'année de début du projet – du processus permettant de disposer d'une installation de production d'énergie renouvelable prête à fonctionner), les **coûts d'exploitation et de maintenance** (pendant la phase d'exploitation de l'installation de production d'énergie renouvelable) et les **coûts de déclassement** (lorsque la production a cessé et qu'il s'agit de remettre le site en état).

Le **coût du cycle de vie** correspond à l'ensemble des coûts mentionnés ci-dessus, actualisés à l'année de début du projet considéré.

Le **coût moyen actualisé de l'énergie** (voir l'annexe II) est le prix unique (en centièmes (cents) de dollars des É.-U. par kilowattheure ou en dollars des É.-U. par gigajoule) des produits résultant d'un projet rendant la valeur actuelle des recettes (avantages) égale à la valeur actuelle des coûts pendant la durée de vie du projet. Voir également *Actualisation* et *Valeur actuelle*.

Il existe de nombreuses autres sortes de coûts affectés de noms qui manquent souvent de clarté et qui peuvent prêter à confusion: par exemple, les frais d'installation peuvent se rapporter au matériel installé ou aux activités menées pour mettre ce matériel en place.

**Coût actualisé de l'énergie – Voir Coût.**

**Coût d'un projet – Voir Coût.**

**Critères relatifs aux politiques:** En général: norme sur laquelle peut être basé un jugement ou une décision. S'agissant des politiques et des instruments d'intervention concernant les énergies renouvelables, on distingue habituellement quatre critères inclusifs:

L'**efficacité** correspond à la mesure dans laquelle les objectifs visés sont atteints, par exemple l'accroissement effectif de la production d'énergie électrique renouvelable ou la proportion des énergies renouvelables dans l'ensemble des approvisionnements en énergie sur une période de temps donnée. Outre des objectifs quantitatifs, cela peut inclure des facteurs tels que le degré d'achèvement en matière de diversité technologique (promotion des différentes technologies propres aux énergies renouvelables) ou de diversité spatiale (répartition géographique des approvisionnements en énergie renouvelable).

L'**efficience** est le rapport des résultats obtenus aux facteurs de production; il peut s'agir par exemple du rapport entre les objectifs atteints en matière d'énergies renouvelables et les ressources économiques dépensées, la plupart du temps mesuré à un moment précis (efficience statique), aussi appelé efficacité par rapport au coût. L'efficience dynamique ajoute une dimension temporelle prospective en évaluant le degré d'innovation requis pour améliorer le rapport des résultats aux facteurs de production.

L'**équité** englobe l'incidence et les conséquences redistributives d'une politique, notamment pour ce qui concerne l'impartialité, la justice et le respect des droits des populations autochtones. Le critère d'équité se rapporte à la répartition des coûts et avantages d'une politique ainsi qu'à la prise en compte et à la participation d'un grand nombre de parties prenantes différentes (populations locales, producteurs d'énergie indépendants, etc.).

La **faisabilité institutionnelle** correspond à la mesure dans laquelle une politique ou un instrument d'intervention est perçu comme légitime, est susceptible d'être accepté de plus en plus largement et peut être adopté et mis en œuvre. Elle englobe la **faisabilité administrative** en cas de compatibilité avec la base d'information disponible et la capacité administrative, la structure juridique et les réalités économiques. La **faisabilité politique** nécessite l'acceptation et le soutien des parties prenantes, des organisations et des groupes concernés ainsi que la compatibilité avec les cultures et traditions prédominantes.

**Cycle du carbone:** Expression utilisée pour désigner l'échange de carbone (sous la forme de dioxyde de carbone, de méthane, etc.) entre l'atmosphère, les océans, la biosphère terrestre et la lithosphère.

**Déboisement:** Procédé naturel ou anthropique consistant à convertir une forêt en terre non forestière. Voir *Boisement*, *Reboisement* et *Utilisation des terres*.

**Décharge:** Site d'élimination des déchets solides, où les déchets sont déposés au-dessous, au niveau ou au-dessus du sol. Les décharges se limitent aux sites aménagés avec matériaux de couverture, mise en décharge réglementée et gestion des liquides et des gaz et ne comprennent pas les décharges sauvages. Les décharges rejettent souvent du méthane, du CO<sub>2</sub> et d'autres gaz résultant de la décomposition des matières organiques.

**Défaillance du marché:** Lorsque des décisions privées sont fondées sur des prix du marché qui ne reflètent pas la pénurie réelle de certains biens et services, elles ne peuvent donner lieu à une allocation efficace des ressources, mais entraînent plutôt des baisses du niveau de vie. Les facteurs responsables de la déviation des prix du marché par rapport à la pénurie économique réelle sont les effets externes sur l'environnement, les biens publics et le pouvoir de monopole.

**Densité:** Quantité ou masse par unité de volume, de surface ou de longueur. La **densité énergétique** est la quantité d'énergie par unité de volume ou de masse (par exemple le pouvoir calorifique d'un litre de pétrole). La **densité de puissance** est généralement considérée comme la capacité livrable d'énergie solaire, éolienne, de biomasse, hydroélectrique ou marine par unité

de surface (watts/m<sup>2</sup>). Pour les batteries, on utilise la capacité par unité de poids (watts/kg).

**Dépendance à l'égard du chemin parcouru:** Situation dans laquelle les résultats d'un processus sont conditionnés par des décisions, événements et résultats antérieurs plutôt que par les seules actions menées actuellement. Les choix fondés sur des conditions transitoires peuvent exercer une influence persistante bien après la modification de ces conditions.

**Développement durable:** La notion de développement durable, qui a été introduite dans la Stratégie mondiale de la conservation (UICN, Union mondiale pour la nature, 1980) et qui est centrée sur le concept de société durable et de gestion des ressources renouvelables, a été adoptée par la Commission mondiale de l'environnement et du développement en 1987, puis à la Conférence de Rio en 1992. Elle correspond à un processus de changement dans lequel l'exploitation des ressources, la gestion des investissements, l'orientation du développement technologique et les changements institutionnels s'articulent harmonieusement et renforcent le potentiel existant et futur pour répondre aux besoins et aux aspirations de l'homme. Le développement durable comporte des dimensions politiques, sociales, économiques et environnementales et tient compte des contraintes liées aux ressources et aux puits.

**Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>):** Gaz d'origine naturelle ou résultant de la combustion des combustibles fossiles ou de la biomasse, des changements d'affectation des terres et des procédés industriels. C'est le principal gaz à effet de serre anthropique qui influe sur le bilan radiatif de la Terre. C'est aussi le gaz de référence pour la mesure des autres gaz à effet de serre, et son potentiel de réchauffement global est donc égal à 1.

**Disponibilité (d'une unité de production):** Pourcentage de temps pendant lequel une installation est en mesure de produire, correspondant au rapport du temps de fonctionnement au temps total (temps total = temps de fonctionnement + temps d'arrêt due aux activités de maintenance et aux interruptions de service).

**Échange de droits d'émissions:** Instrument fondé sur les mécanismes du marché servant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres émissions. L'objectif environnemental ou la somme totale des émissions autorisées sont qualifiés de plafond d'émissions. Ce plafond est divisé en permis d'émission négociables qui sont attribués – soit par mise aux enchères, soit par attribution en fonction de droits acquis – à des entités relevant de la compétence du système d'échange. Ces entités doivent céder des permis d'émissions correspondant au volume de leurs émissions (par exemple au nombre de tonnes de CO<sub>2</sub>). Une entité peut aussi vendre des permis excédentaires. Des systèmes d'échange de droits d'émissions peuvent être mis en place à l'échelle d'une entreprise ou aux niveaux national ou international et peuvent concerner le CO<sub>2</sub>, d'autres gaz à effet de serre ou d'autres substances. L'échange de droits d'émissions est également l'un des mécanismes du Protocole de Kyoto.

**Échangeur de chaleur:** Dispositif assurant un **transfert de chaleur** efficace d'un milieu à un autre sans mélange des flux chaud et froid (radiateurs, chaudières, générateurs de vapeur, condenseurs, etc.).

**Éclairement énergétique solaire:** Puissance de l'énergie solaire reçue par unité de surface (watts/m<sup>2</sup>). L'éclairement énergétique dépend de l'orientation de la surface, certaines orientations revêtant un caractère particulier: a) surface perpendiculaire au rayonnement solaire direct; b) surface horizontale par rapport au sol ou parallèle au sol. Le **plein soleil** correspond à un éclairement énergétique solaire d'environ 1 000 W/m<sup>2</sup>.

**Économies d'échelle:** Le coût unitaire d'une activité diminue avec l'extension de cette activité (production d'unités supplémentaires, par exemple).

**Économies d'énergie:** Diminution de l'intensité énergétique grâce à un changement des activités nécessitant des apports d'énergie. On peut faire des économies d'énergie en prenant des mesures d'ordre technique, organisationnel, institutionnel ou structurel ou en changeant de comportement.

**Écosystème:** Système ouvert d'organismes vivants en interaction les uns avec les autres et avec leur environnement inorganique, qui est, jusqu'à un certain point, en mesure de s'autoréguler. Selon le centre d'intérêt ou le thème de l'étude, un écosystème peut donc se limiter à un espace très réduit ou s'étendre à l'ensemble du globe.

**Effet de blocage:** Des technologies qui couvrent de larges parts du marché continuent d'être utilisées en raison de facteurs tels que des dépenses d'investissement potentiellement irrécupérables, le développement de l'infrastructure connexe, l'utilisation de technologies complémentaires et les structures et pratiques sociales et institutionnelles qui leur sont associées. S'agissant du carbone, l'**effet de blocage** signifie que les technologies et pratiques en vigueur sont à forte intensité carbonique.

**Effet de rebond:** Après la mise en œuvre de technologies et de pratiques économes en énergie, une fraction des économies d'énergie escomptées ne sont pas réalisées, car elles peuvent servir à consommer davantage d'énergie. Par exemple, des améliorations du rendement énergétique des moteurs entraînent une baisse du coût par kilomètre parcouru, ce qui a pour effet pervers d'inciter les usagers à se servir plus souvent de leur véhicule ou à parcourir davantage de kilomètres ou encore à dépenser l'argent économisé pour d'autres activités consommant de l'énergie. Des politiques fructueuses en matière de rendement énergétique peuvent contribuer à réduire la demande d'énergie à l'échelle de l'économie dans son ensemble et, en ce cas, à diminuer les prix de l'énergie, les économies réalisées pouvant alors servir à impulser des effets de rebond. L'effet de rebond correspond au rapport des économies d'énergie et de ressources non réalisées aux économies potentielles au cas où la consommation serait restée constante comme avant la mise en œuvre des mesures de rationalisation. S'agissant du changement climatique, la principale préoccupation au sujet des effets de rebond consiste en leur incidence sur les émissions de CO<sub>2</sub> (rebond carbone).

**Électricité:** Écoulement d'une charge passante dans un conducteur, engendré par la différence de tension entre les extrémités du conducteur. L'énergie

électrique est produite par l'action de la chaleur dans une turbine à gaz ou à vapeur, du vent, des océans ou des chutes d'eau, directement par la lumière du soleil au moyen d'un dispositif photovoltaïque ou encore par une réaction chimique dans une pile à combustible. Consistant en un courant, l'électricité ne peut être stockée et nécessite des fils et des câbles pour son transport (voir *Réseau*). Parce que le courant électrique circule immédiatement, il faut répondre à la demande d'électricité par une production en temps réel.

**Éléments moteurs:** Dans un contexte de politique générale, les éléments moteurs donnent une impulsion et une orientation pour le lancement et le soutien des initiatives prises dans ce domaine. La mise en valeur des énergies renouvelables est par exemple motivée par des préoccupations concernant le changement climatique ou la sécurité énergétique. Dans un sens plus général, un élément moteur est le moyen de susciter une réaction, par exemple en précisant que les émissions sont causées par la consommation de combustibles fossiles et/ou la croissance économique. Voir aussi *Opportunités*.

**Émissions:** Les **émissions directes** sont rejetées et attribuées en des points déterminés de la chaîne propre aux énergies renouvelables, que ce soit un secteur, une technologie ou une activité. C'est par exemple le cas des émissions de méthane émanant des matières organiques en décomposition immergées dans les réservoirs hydroélectriques ou des rejets de CO<sub>2</sub> dissous dans l'eau chaude des centrales géothermiques ou résultant de la combustion de la biomasse. Les **émissions indirectes** sont dues à des activités qui ne font pas partie de la chaîne propre aux énergies renouvelables considérée, mais qui sont nécessaires à la mise en valeur de ces énergies. C'est par exemple le cas des émissions résultant de l'accroissement de la production d'engrais utilisés pour les cultures à biocarburants ou des émissions liées aux productions végétales déplacées ou au déboisement résultant de ces cultures. Les **émissions évitées** correspondent aux réductions des émissions dues à des mesures d'atténuation telles que la mise en valeur des énergies renouvelables.

**Émission d'équivalent CO<sub>2</sub>:** Quantité émise de CO<sub>2</sub> qui entraînerait un forçage radiatif de même ampleur qu'une quantité émise d'un gaz à effet de serre ou d'un mélange de gaz à effet de serre, tous multipliés par leurs potentiels de réchauffement global respectifs afin de prendre en compte la différence de leurs durées de vie dans l'atmosphère. Voir aussi *Potentiel de réchauffement global*.

**Énergie:** Quantité de travail ou de chaleur fournie. L'énergie se classe en différentes catégories et devient utile à l'homme lorsqu'elle circule d'un point à un autre ou qu'elle est convertie d'une catégorie en une autre. Chaque jour, le soleil fournit de grandes quantités d'énergie sous forme de rayonnement. Une partie de cette énergie est directement utilisable, alors qu'une autre partie subit plusieurs transformations aboutissant à l'évaporation de l'eau, à la formation des vents, etc. Une partie est stockée dans la biomasse ou les cours d'eau et peut être récupérée par l'homme. Une autre partie est directement utilisable, comme la lumière du jour, l'aération ou la chaleur ambiante. L'**énergie primaire** (on parle également de sources d'énergie) est présente dans les ressources naturelles (charbon, pétrole brut, gaz naturel, uranium et sources d'énergie renouvelable). Il en existe plusieurs définitions. L'Agence internationale de l'énergie emploie la méthode du contenu énergétique

physique, qui définit l'énergie primaire comme l'énergie n'ayant encore fait l'objet d'aucune conversion anthropique. La méthode utilisée dans le présent rapport est la méthode d'équivalence directe (voir l'annexe II), qui assimile une unité d'énergie secondaire fournie par des sources non combustibles à une unité d'énergie primaire, mais considère l'énergie de combustion comme le potentiel énergétique contenu dans les combustibles avant traitement ou combustion. L'énergie primaire est transformée en **énergie secondaire** par purification (du gaz naturel), par raffinage (du pétrole brut en produits pétroliers) ou par conversion en électricité ou en chaleur. Lorsque l'énergie secondaire est fournie à des installations d'utilisation finale, elle est appelée **énergie finale** (par exemple l'électricité fournie par une prise de courant) et se transforme en **énergie utile** en fournissant des services (la lumière, par exemple). L'**énergie intrinsèque** est l'énergie utilisée pour produire une substance (métaux industriels ou matériaux de construction), compte tenu de l'énergie utilisée dans l'unité de production (ordre zéro), de l'énergie utilisée pour produire des matières qui sont utilisées dans l'unité de production (premier ordre) et ainsi de suite.

L'**énergie renouvelable** correspond à toute forme d'énergie d'origine solaire, géophysique ou biologique qui se reconstitue par des processus naturels à un rythme égal ou supérieur à son taux d'utilisation. L'énergie renouvelable est obtenue à partir des flux d'énergie continus ou répétitifs qui se produisent dans le milieu naturel et comprend des technologies à faible émission de carbone, comme l'énergie solaire, hydroélectrique, éolienne, marémotrice, houlomotrice et géothermique, ainsi que des combustibles renouvelables tels que la biomasse. Pour une description plus détaillée, on se reportera aux différents types d'énergie renouvelable mentionnés dans le présent glossaire (*biomasse, énergie solaire, énergie hydroélectrique, énergie marine, énergie géothermique, énergie éolienne, etc.*).

**Énergie éolienne:** Énergie cinétique tirée des courants atmosphériques résultant du réchauffement inégal de la surface du globe. Une éolienne est une machine tournante qui comprend une structure support servant à convertir l'énergie cinétique en énergie mécanique rotative en vue de la production d'électricité. Un **moulin à vent** fonctionne à l'aide d'aubes ou d'ailes obliques et produit une énergie mécanique qui est en général utilisée directement, par exemple pour le pompage de l'eau. Une **ferme**, une **centrale** ou un **parc éolien** est un groupe d'éoliennes reliées à un réseau d'alimentation électrique ordinaire par un système de transformateurs, de lignes de distribution et (généralement) d'une sous-station.

**Énergie géothermique:** Énergie thermique accessible stockée à l'intérieur de la Terre, aussi bien dans les roches que dans la vapeur d'eau ou l'eau liquide piégées (ressources hydrothermiques), qui peut servir à produire de l'énergie électrique dans une centrale thermique ou à fournir de la chaleur, selon les besoins. Les principales sources d'énergie géothermique sont l'énergie résiduelle de la formation de la planète et l'énergie produite en permanence par la désintégration des radionucléides.

**Énergie hydroélectrique:** Énergie de l'eau passant d'un point donné à un autre situé plus bas, qui est convertie en énergie mécanique par une turbine ou un autre dispositif, laquelle est utilisée soit directement pour effectuer un

travail mécanique, soit plus généralement pour faire fonctionner un générateur produisant de l'électricité. Le terme sert également à décrire l'énergie cinétique d'un écoulement fluvial qui peut aussi être converti, par le biais d'une turbine mue par le courant, en énergie mécanique servant à faire fonctionner un générateur produisant de l'électricité.

**Énergie marine:** Énergie fournie par l'océan par le biais des vagues, des marnages, des courants océaniques et de marée et des gradients thermiques et salins (note: l'énergie géothermique sous-marine est prise en compte dans *Énergie géothermique* et la biomasse marine est prise en compte dans *Biomasse*).

**Énergie renouvelable** – Voir *Énergie*.

**Énergie solaire:** Énergie en provenance du Soleil qui est captée sous forme de chaleur ou de lumière et convertie en énergie chimique par photosynthèse naturelle ou artificielle ou directement en électricité par des cellules photovoltaïques. Les **centrales solaires à concentration** utilisent des lentilles ou des miroirs pour capter de grandes quantités d'énergie solaire et la concentrer vers une zone restreinte de l'espace. Les hautes températures obtenues peuvent faire fonctionner une turbine thermique à vapeur ou être utilisées dans des procédés industriels à haute température. L'**énergie solaire directe** fait référence à l'énergie solaire qui arrive à la surface de la Terre, avant son stockage dans l'eau ou les sols. La **technologie héliothermique** se rapporte à l'utilisation de l'énergie solaire directe pour des emplois finals axés sur la chaleur, à l'exception de l'énergie solaire à concentration. Le **solaire actif** nécessite du matériel (panneaux, pompes, ventilateurs, etc.) pour capter et distribuer l'énergie. Le **solaire passif** se fonde sur une conception structurelle et des techniques de construction permettant d'utiliser l'énergie solaire pour le chauffage, la climatisation et l'éclairage des bâtiments, sans recourir à des moyens mécaniques.

**Énergie solaire directe:** Voir *Énergie solaire*.

**Évaluation intégrée:** Méthode d'analyse qui combine en un ensemble cohérent les résultats et modèles propres aux sciences physiques, biologiques, économiques et sociales ainsi que les interactions de ces divers éléments, de façon à pouvoir évaluer l'ampleur et les conséquences des changements climatiques de même que les mesures prises pour y remédier. Voir aussi *Modèles*.

**Évent (géothermique, hydrothermal ou sous-marin):** Ouverture à la surface du globe (terrestre ou sous-marine) par laquelle s'écoulent des matières et de l'énergie.

**Évolution technologique:** Considérée habituellement comme synonyme d'amélioration technologique, en ce sens qu'avec une quantité donnée de ressources (facteurs de production), cette évolution permet d'obtenir des biens et services plus nombreux ou de meilleure qualité. Les modèles économiques distinguent l'évolution technologique autonome (exogène), endogène et induite.

L'**évolution technologique autonome (exogène)** est un processus qui n'est pas pris en compte par le modèle (en tant que paramètre) et qui prend

souvent la forme d'une évolution chronologique influant sur la productivité des facteurs et/ou la productivité énergétique et, par conséquent, sur la demande en énergie ou la croissance de la production. L'**évolution technologique endogène** est le résultat d'une activité économique prise en compte par le modèle (en tant que variable), de sorte que la productivité des facteurs ou le choix des technologies est inclus dans le modèle et qu'il affecte la demande en énergie et/ou la croissance économique. L'**évolution technologique induite** englobe l'évolution technologique endogène, mais aussi d'autres changements induits par des politiques et des mesures telles que les taxes sur le carbone destinées à stimuler les activités de recherche-développement.

#### Externalité, coûts externes et avantages externes:

L'externalité résulte d'une activité humaine, lorsque le responsable de l'activité en question ne tient pas totalement compte de ses effets sur les possibilités de production et de consommation d'autrui et qu'il n'existe aucune forme de compensation pour ces effets. Lorsque les effets sont négatifs, on parle de coûts externes, et lorsqu'ils sont positifs, d'avantages externes.

**Fiabilité:** En général, degré de performance selon des normes ou des attentes bien définies. La **fiabilité électrique** correspond à l'absence de coupures imprévues du courant dues, par exemple, à une insuffisance de la capacité d'alimentation ou à des pannes de réseau. La fiabilité diffère de la sécurité et des fluctuations de la qualité énergétique dues aux impulsions ou harmoniques.

**Financement:** Collecte ou fourniture d'argent ou de capitaux par des particuliers, des entreprises, des banques, des fonds d'investissement, des instances publiques ou autres entités pour exécuter un projet ou poursuivre une activité. Selon le bailleur de fonds, l'argent est collecté et fourni différemment. Par exemple les entreprises peuvent se procurer de l'argent en puisant dans leurs propres recettes, en empruntant ou en émettant des actions. Le **financement de projets** en matière d'énergie renouvelable peut être assuré par des bailleurs de fonds au profit d'entreprises distinctes à but unique dont les ventes d'énergie renouvelable sont d'ordinaire garanties par des conventions d'achat d'énergie. Le **financement sans recours** est considéré comme hors bilan, puisque les bailleurs de fonds se fondent sur la certitude d'un excédent de trésorerie du projet pour rembourser le prêt, et non pas sur la solvabilité du promoteur du projet. Le **financement par émission d'actions de caractère public** correspond aux capitaux fournis pour des sociétés cotées en bourse. Le **financement par émission d'actions de caractère privé** correspond aux capitaux fournis directement à des sociétés non cotées en bourse. Le **financement des entreprises** par des banques au moyen de titres de créance utilise les actifs figurant au bilan comme garantie et est donc limité par le ratio d'endettement de ces entreprises, qui doivent harmoniser chaque emprunt supplémentaire avec les autres besoins en capitaux.

**Financement public:** Soutien public pour lequel un rendement financier est prévu (prêts, participation) ou un engagement financier est assumé (garantie).

**Gaz à effet de serre (GES):** Constituants gazeux de l'atmosphère, tant naturels qu'anthropiques, qui absorbent et émettent un rayonnement à

des longueurs d'onde données du spectre du rayonnement infrarouge thermique émis par la surface de la Terre, l'atmosphère et les nuages. C'est cette propriété qui est à l'origine de l'effet de serre. La vapeur d'eau (H<sub>2</sub>O), le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O), le méthane (CH<sub>4</sub>) et l'ozone (O<sub>3</sub>) sont les principaux gaz à effet de serre présents dans l'atmosphère terrestre. Il existe également, dans l'atmosphère, des gaz à effet de serre résultant uniquement des activités humaines tels que les hydrocarbures halogénés et autres substances contenant du chlore et du brome, dont traite le Protocole de Montréal. Outre le CO<sub>2</sub>, le N<sub>2</sub>O et le CH<sub>4</sub>, le Protocole de Kyoto mentionne, quant à lui, d'autres gaz à effet de serre tels que l'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>), les hydrofluorocarbones (HFC) et les hydrocarbures perfluorés (PFC).

**Gestion de la demande:** Politiques et programmes visant à influencer la demande de biens et/ou de services. Dans le secteur de l'énergie, la gestion de la demande consiste à réduire la demande d'électricité et des autres formes d'énergie requises pour assurer la prestation des services énergétiques.

**Gouvernance:** Notion générale englobant l'ensemble des moyens nécessaires pour la détermination, la gestion et la mise en œuvre des politiques et des mesures appropriées. Alors que le gouvernement se rapporte strictement à l'État-nation, le concept plus large de gouvernance recouvre les contributions des divers niveaux de gouvernement (mondial, international, régional et local) ainsi que le rôle du secteur privé, des acteurs non gouvernementaux et de la société civile, en vue de répondre aux diverses sortes de questions auxquelles fait face la communauté internationale.

**Gradient géothermique:** Rythme auquel la température de la Terre augmente selon la profondeur, ce qui donne une indication du flux de chaleur de l'intérieur du globe vers ses parties plus froides.

**Incitation fiscale:** Les acteurs (particuliers, ménages, entreprises) se voient accorder une réduction de leur contribution au trésor public par l'intermédiaire de l'impôt sur le revenu ou d'autres impôts.

**Indicateur du développement humain (IDH):** Indicateur permettant d'évaluer les progrès des pays en matière de développement social et économique. Il s'agit d'un indicateur composite fondé sur trois indicateurs: 1) la santé mesurée par l'espérance de vie à la naissance; 2) les connaissances mesurées par la combinaison du taux d'alphabétisation des adultes et du taux de scolarisation correspondant aux études primaires, secondaires et supérieures; et 3) le niveau de vie mesuré par le produit intérieur brut par habitant (en parité du pouvoir d'achat). L'IDH donne seulement une indication indirecte de certains des principaux aspects du développement humain; par exemple, il ne rend pas compte de la participation politique ou des inégalités hommes-femmes.

**Institution:** Structure visant à renforcer l'ordre social ou la coopération et qui régit le comportement d'un groupe de personnes au sein d'une collectivité. Les institutions doivent être fonctionnellement efficaces sur une longue période et doivent en outre être en mesure de contribuer à transcender les intérêts individuels et à régir le comportement des intéressés sur le plan de la coopé-

ration. Le terme peut être élargi afin d'englober également la réglementation, les normes technologiques, la certification et autres considérations.

**Intensité énergétique:** Rapport de la consommation d'énergie (en joules) à la production économique (en dollars) qui en résulte. L'intensité énergétique est la réciproque de la productivité énergétique. Au niveau national, l'intensité énergétique correspond au rapport de la consommation nationale totale d'énergie primaire (ou finale) au produit intérieur brut (PIB). L'intensité énergétique d'une économie est la somme pondérée des intensités énergétiques des diverses activités concernées, la pondération se fondant sur la part respective de ces activités dans le PIB. Les intensités énergétiques sont déterminées d'après les statistiques disponibles (Agence internationale de l'énergie, Fonds monétaire international) et publiées chaque année pour la plupart des pays. L'intensité énergétique sert aussi à qualifier le rapport de la consommation d'énergie à la production ou à la performance énergétique d'un point de vue physique (tonnes d'acier produit, tonnes par kilomètre transporté, etc.) et est en ce cas la réciproque du rendement énergétique.

**Maintien à l'équilibre de l'énergie disponible:** En raison des fluctuations instantanées et à court terme de la demande de courant et des incertitudes concernant la disponibilité des centrales électriques, il faut en permanence disposer d'une réserve tournante et de générateurs à démarrage rapide afin d'équilibrer la demande et l'offre aux niveaux de qualité requis pour la fréquence et la tension.

**Maintien du statu quo:** L'avenir est anticipé ou prévu en supposant que les conditions d'exploitation et les politiques appliquées resteront les mêmes qu'à présent. Voir aussi *Base de référence*, *Modèles* et *Scénario*.

**Mécanisme de développement propre (MDP):** Mécanisme défini dans le Protocole de Kyoto, qui permet aux pays développés (visés à l'annexe B) de financer des projets de réduction ou de suppression des émissions de gaz à effet de serre dans des pays en développement (non visés à l'Annexe B) et de recevoir pour ce faire des crédits qu'ils peuvent utiliser pour respecter les limites de caractère obligatoire concernant leurs propres émissions.

**Mesures:** En matière de politiques climatologiques, technologies, procédés ou pratiques visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre ou leurs effets en-deçà des niveaux anticipés pour l'avenir. Il peut s'agir, par exemple, de technologies concernant les énergies renouvelables, de procédés de réduction au minimum des déchets ou d'incitations à l'utilisation des transports en commun. Voir également *Politiques*.

**Modèles:** Imitations structurées des caractéristiques et des mécanismes d'un système donné (climat, économie d'un pays, culture, etc.), permettant de simuler son apparence ou son fonctionnement. Les modèles mathématiques assemblent des (nombreuses) variables et relations (souvent en code informatique) afin de simuler le fonctionnement et les performances de divers systèmes en faisant varier les paramètres et les entrées. Les *modèles ascendants* procèdent à l'agrégation des caractéristiques d'ordre technique, technologique et financier d'activités et de processus particuliers. Les *modèles descendants* appliquent la théorie macroéconomique et diverses

techniques économétriques et d'optimisation pour regrouper des variables économiques telles que la consommation totale, les prix, les revenus et les coûts des facteurs de production. Les *modèles hybrides* combinent jusqu'à un certain point les caractéristiques des modèles ascendants et descendants.

**Modèles concernant l'équilibre général:** Modèles prenant en compte simultanément l'ensemble des marchés et des effets de rétroaction entre ces marchés dans une économie où le marché tend à l'équilibre.

**Normes:** Ensemble de règles ou de codes prescrivant ou définissant les performances des produits (classes, dimensions, caractéristiques, méthodes d'essai, règles d'utilisation, etc.). Les *normes relatives aux produits, aux technologies* ou *aux performances* établissent les prescriptions minimales requises pour les produits ou les technologies concernés.

**Objectifs du Millénaire pour le développement (OMD):** Ensemble des huit objectifs à échéance déterminée et mesurables visant à lutter contre la pauvreté, la famine, les maladies, l'analphabétisme, la discrimination à l'égard des femmes et la dégradation de l'environnement, qui ont été adoptés en 2000 lors du Sommet du Millénaire des Nations Unies, au même titre qu'un plan d'action pour atteindre ces objectifs.

**Obstacle:** Difficulté qui s'oppose à l'élaboration et à la concrétisation d'un potentiel en matière d'énergies renouvelables et qui peut être surmontée ou atténuée par une politique, un programme ou une mesure. Les obstacles à l'utilisation d'énergies renouvelables sont placés intentionnellement ou non par l'homme (par exemple des bâtiments mal orientés ou des critères d'accès aux réseaux électriques qui pénalisent les générateurs d'énergie renouvelable indépendants). Par opposition aux obstacles, il existe des difficultés telles que des propriétés intrinsèquement naturelles qui empêchent l'application de certaines sources d'énergie renouvelable à certains endroits ou à certains moments (par exemple l'absence de relief faisant obstacle à la production d'énergie hydroélectrique ou l'impossibilité de récupérer de l'énergie solaire directe de nuit). La *suppression des obstacles* consiste notamment à remédier directement aux imperfections du marché ou à réduire les coûts de transaction dans le secteur public et le secteur privé, par exemple en renforçant les moyens institutionnels, en réduisant les risques et l'incertitude, en facilitant les transactions sur le marché et en mettant en pratique des politiques de réglementation.

**Opportunités:** En général: conditions favorisant d'éventuels progrès ou profits. S'agissant des considérations de politique générale, circonstances favorables à l'action, conjuguées à la notion de chance. Par exemple l'anticipation d'avantages supplémentaires peut aller de pair avec la mise en valeur des énergies renouvelables (meilleur accès à l'énergie et sécurité énergétique accrue, pollution de l'air réduite au niveau local), sans que ces avantages soient intentionnellement ciblés. Voir aussi *Avantages connexes* et *Éléments moteurs*.

**Ordre d'appel (des centrales):** Classement de toutes les unités de production d'énergie disponibles dans un système d'alimentation électrique selon leur coût marginal à court terme par kWh, en commençant par la moins chère pour ce qui concerne la distribution d'électricité au réseau.

**Partenariats public-privé:** Arrangements caractérisés par une collaboration du secteur public et du secteur privé. Dans un sens plus large, les partenariats public-privé englobent toutes formes de collaboration entre le secteur public et le secteur privé aux fins de fourniture de services ou d'infrastructures.

**Pays non visés à l'annexe I** – Voir *Pays visés à l'annexe I*.

**Pays non visés à l'annexe B** – Voir *Pays visés à l'annexe B*.

**Pays visés à l'annexe I:** Groupe de pays figurant à l'annexe I (telle qu'elle a été amendée après que Malte eut rejoint ce groupe) de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), y compris les pays développés et certains pays en transition vers une économie de marché. Conformément aux dispositions des alinéas a) et b) de l'article 4.2 de la Convention, les pays figurant à l'annexe I sont incités à ramener individuellement ou conjointement les émissions de gaz à effet de serre à leurs niveaux de 1990 d'ici l'an 2000. Ce groupe est très similaire à celui des pays visés à l'annexe B du Protocole de Kyoto. Par opposition, les autres pays sont appelés **pays non visés à l'annexe I**. Voir aussi *CCNUCC* et *Protocole de Kyoto*.

**Pays visés à l'annexe B:** Sous-groupe de pays faisant partie des pays visés à l'annexe I qui ont pris des engagements précis en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre au titre du Protocole de Kyoto. Ce sous-groupe est très similaire à celui des pays visés à l'annexe I de la CCNUCC. Par opposition, les autres pays sont appelés pays non visés à l'annexe B. Voir aussi *CCNUCC* et *Protocole de Kyoto*.

**Photosynthèse:** Processus par lequel les plantes, les algues et certaines bactéries utilisent l'énergie de la lumière pour produire des hydrates de carbone. Le CO<sub>2</sub> sert de source de carbone.

**Photovoltaïque:** Technologie consistant à convertir l'énergie lumineuse directement en électricité en mobilisant des électrons dans des dispositifs à semi-conducteur. Les semi-conducteurs en couche mince spécialement élaborés à cet effet sont appelés cellules photovoltaïques. Voir *Énergie solaire*.

**Pile à combustible:** Pile produisant de l'électricité de façon directe et continue à partir d'une réaction électrochimique contrôlée de l'hydrogène ou d'un autre combustible et de l'oxygène. Lorsque l'hydrogène sert de combustible, la réaction produit uniquement de l'eau (et pas de CO<sub>2</sub>) et de la chaleur, laquelle peut être utilisée. Voir *Cogénération*.

**Point de repère:** Variable mesurable servant de base de référence ou de référence pour l'évaluation des performances d'une technologie, d'un système ou d'une organisation. Les points de repère peuvent être établis sur la base de l'expérience interne ou de celle d'autres organisations ou encore par obligation légale et servent souvent à évaluer l'évolution des performances en fonction du temps.

**Politiques:** Les politiques sont engagées et/ou prescrites par un gouvernement – souvent de concert avec les milieux d'affaires et des entreprises établies dans un seul pays ou collectivement avec d'autres pays –, afin d'accélérer l'application des mesures d'atténuation et d'adaptation. Au nombre

des politiques figurent les mécanismes d'appui pour l'approvisionnement en énergies renouvelables, les taxes sur le carbone ou l'énergie et les normes en matière de rendement des carburants pour les véhicules automobiles. Par **politiques communes et coordonnées** ou **politiques harmonisées**, on entend les politiques adoptées conjointement par les parties concernées. Voir aussi *Mesures*.

**Pompe à chaleur:** Installation qui assure un transfert de chaleur d'un endroit froid à un endroit plus chaud, à l'inverse des flux de chaleur naturels (voir *Transfert d'énergie*). Techniquement semblables à un réfrigérateur, les pompes à chaleur servent à extraire la chaleur de milieux ambiants tels que le sol (source géothermique ou constituée par le sol), l'eau ou l'air. Les pompes à chaleur peuvent être «inversées» pour assurer un refroidissement en été.

**Potentiel:** Plusieurs niveaux de potentiels d'alimentation en énergies renouvelables peuvent être distingués, bien que chacun d'eux puisse englober un vaste domaine. Dans le présent rapport, le **potentiel en matière de ressources** englobe tous les niveaux pour une source d'énergie renouvelable donnée.

**Potentiel du marché:** quantité d'énergie renouvelable susceptible d'être produite dans les conditions prévues du marché, déterminées par les agents économiques privés et réglementées par les pouvoirs publics. Les agents économiques privés réalisent des objectifs privés dans des conditions données, ressenties et prévues. Les potentiels du marché sont fondés sur les revenus et dépenses privés prévus, calculés en prix du privé (compte tenu des subventions, des taxes et des rentes) et avec les taux d'actualisation du privé. Le contexte propre au privé est en partie défini par les politiques des pouvoirs publics.

**Potentiel économique:** quantité d'énergie renouvelable susceptible d'être produite lorsque l'ensemble des coûts et avantages sociaux liés à ce résultat sont pris en compte, ce qui suppose une totale transparence de l'information, et en admettant que les échanges économiques instaurent un équilibre général caractérisé par une efficacité spatiale et temporelle. Le prix des externalités négatives et des avantages connexes de tous les emplois de l'énergie et des autres activités économiques est fixé. Les taux d'actualisation sociaux préservent les intérêts des générations humaines futures.

**Potentiel de développement durable:** quantité d'énergie renouvelable susceptible d'être produite dans des conditions idéales se caractérisant par des marchés économiques parfaits, des systèmes sociaux optimaux (tant sur le plan institutionnel que sur celui de la gouvernance) et la réalisation d'un flux durable de biens et services environnementaux. Ce potentiel se distingue du potentiel économique en cela qu'il prend explicitement en compte les questions d'équité (de distribution) et de gouvernance inter et intragénérationnelles.

**Potentiel technique:** quantité d'énergie renouvelable susceptible d'être obtenue par suite d'une pleine application des technologies ou pratiques éprouvées. Il n'est fait aucune référence explicite aux coûts, aux obstacles ou aux politiques. Les potentiels techniques décrits dans des documents publiés

qui sont évalués dans le présent rapport peuvent cependant prendre en compte des contraintes pratiques, qui sont mentionnées dans le rapport pour peu qu'elles soient explicitement indiquées dans ces documents.

**Potentiel théorique:** le potentiel théorique est établi à partir de paramètres naturels et climatiques (physiques) (par exemple l'irradiation solaire à la surface d'un continent). Il peut être quantifié avec une assez bonne précision, mais présente un intérêt pratique limité. Il représente la limite supérieure de ce qui peut être produit à l'aide d'une source d'énergie sur la base des principes de la physique et des connaissances scientifiques actuelles. Il ne prend pas en compte les pertes d'énergie dues au processus de conversion nécessaire pour faire usage de la ressource ni aucune sorte d'obstacles.

**Potentiel de réchauffement global (PRG):** Indice fondé sur les propriétés radiatives d'un mélange homogène de gaz à effet de serre, qui sert à mesurer le forçage radiatif d'une unité de masse d'un tel mélange dans l'atmosphère actuelle, intégré pour un horizon temporel donné par rapport à celui du CO<sub>2</sub>. Le PRG représente l'effet combiné des temps de séjour différents de ces gaz dans l'atmosphère et de leur pouvoir relatif d'absorption du rayonnement infrarouge sortant. Le Protocole de Kyoto classe les gaz à effet de serre en fonction de leurs PRG correspondant à des émissions par impulsions isolées sur une période de 100 ans. Voir aussi *Changement climatique et Émission d'équivalent CO<sub>2</sub>*.

**Prêts:** Argent que les prêteurs du secteur public ou du secteur privé octroient aux emprunteurs, qui sont tenus de rembourser la somme nominale augmentée des intérêts. Les **prêts consentis** à des conditions avantageuses (on parle aussi de financement à des conditions de faveur) se caractérisent par des conditions de remboursement souples ou clémentes, généralement assorties d'un taux d'intérêt inférieur à ceux du marché ou nul. Ces prêts sont habituellement consentis par des organismes gouvernementaux et non pas par des institutions financières. Les **emprunts convertibles** donnent au créancier le droit de convertir le prêt en actions ordinaires ou privilégiées à un taux de conversion déterminé et dans un délai précis.

**Principe pollueur-payeur:** En 1972, l'OCDE est convenue que les pollueurs doivent prendre en charge les coûts de la lutte contre la pollution de l'environnement dont ils sont responsables, par exemple grâce à l'installation de filtres, d'unités d'assainissement et autres moyens techniques additionnels. Il s'agit là d'une définition restreinte. Selon une définition plus large, les pollueurs doivent en outre prendre en charge les dommages causés par leur pollution résiduelle (éventuellement aussi la pollution historique). Une autre extension de ce principe consiste dans le principe pollueur-payeur de précaution, selon lequel les pollueurs potentiels doivent prendre en charge les frais d'assurance ou les mesures préventives pour la pollution qui peut se produire à l'avenir. Le sigle PPP a aussi d'autres significations (partenariat public-privé, etc.).

**Productivité énergétique:** Réciproque de l'intensité énergétique.

**Produit intérieur brut (PIB):** Total de la valeur brute ajoutée, aux prix d'acquisition, par tous les producteurs résidents et non résidents dans l'économie, auquel on ajoute toutes les taxes et on retranche toutes les subventions non

comprises dans la valeur des produits, dans une zone géographique ou un pays déterminé pour une période de temps donnée, en général un an. Dans le calcul du produit intérieur brut, il n'est pas tenu compte de la dépréciation des biens fabriqués ni de la raréfaction et de la dégradation des ressources naturelles.

**Protocole de Kyoto:** Le Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) a été adopté à la troisième session de la Conférence des Parties à la CCNUCC, qui s'est tenue en 1997 à Kyoto. Il comporte des engagements contraignants, en plus de ceux qui figurent dans la CCNUCC. Les pays visés à l'annexe B du Protocole sont convenus de ramener leurs émissions anthropiques de gaz à effet de serre (dioxyde de carbone, méthane, oxyde nitreux, hydrofluorocarbones, hydrocarbures perfluorés et hexafluorure de soufre) à 5 % au moins au-dessous de leurs niveaux de 1990 pour la période d'engagement 2008-2012. Le Protocole de Kyoto est entré en vigueur le 16 février 2005. Voir aussi *CCNUCC*.

**Puissance:** Rythme auquel l'énergie est transférée ou convertie par unité de temps ou rythme auquel un travail est effectué. La puissance s'exprime en watts (joules/seconde).

**Puissance réactive:** Partie de la puissance instantanée qui ne produit réellement aucun travail. Sa fonction consiste à établir et maintenir les champs électriques et magnétiques requis pour que la puissance active accomplisse un travail utile.

**Puits:** Tout processus, activité ou mécanisme qui élimine de l'atmosphère un gaz à effet de serre, un aérosol ou un précurseur de gaz à effet de serre ou d'aérosol.

**«puits-à-la-roue» (Méthode dite du –) (WTW):** Méthode consistant en une analyse particulière du cycle de vie, appliquée aux carburants et à leur utilisation dans les véhicules. Cette méthode prend en compte l'extraction de la ressource, la production du carburant, l'acheminement du carburant jusqu'au réservoir du véhicule et l'emploi final du carburant aux fins de déplacement du véhicule. Bien que les matières premières biologiques utilisées pour produire de nouveaux carburants ne proviennent pas nécessairement de puits, on a conservé les expressions «puits-au-réservoir» et «puits-à-la-roue» pour l'analyse concernant les carburants.

**«puits-au-réservoir» (Méthode dite du –) (WTT):** Méthode d'analyse prenant en compte les activités allant de l'extraction de la ressource au remplissage du réservoir du véhicule en carburant en passant par la production du carburant. Contrairement à la méthode dite du «puits-à-la-roue», cette méthode ne tient pas compte de l'utilisation du carburant aux fins de déplacement du véhicule.

**Quota (en matière d'électricité ou d'énergie renouvelable):** L'établissement de quotas oblige les parties désignées (producteurs ou fournisseurs) à respecter des objectifs minimaux (souvent graduellement croissants) en matière d'énergies renouvelables, généralement exprimés en pourcentages des approvisionnements totaux ou en une quantité d'énergie

renouvelable à produire, les coûts étant pris en charge par les consommateurs. Les pays utilisent différents noms pour les quotas (normes standard relatives aux sources d'énergie renouvelable, obligations en matière d'énergies renouvelables, etc.). Voir aussi *Certificats négociables*.

**Rayonnement solaire:** Le Soleil émet par rayonnement une énergie lumineuse et thermique dans des longueurs d'onde allant de l'ultraviolet à l'infrarouge. Le rayonnement qui arrive sur une surface peut être absorbé, réfléchi ou transmis. Le **rayonnement solaire global** consiste en un **rayonnement direct** (arrivant à la surface de la Terre en ligne droite) et en un **rayonnement diffus** (arrivant à la surface de la Terre après avoir été diffusé par l'atmosphère et les nuages).

**Reboisement:** Action humaine consistant à convertir directement en forêts (par plantation, ensemencement et/ou promotion de l'ensemencement naturel) des terres anciennement forestières converties à d'autres usages. Voir également *Boisement*, *Déboisement* et *Utilisation des terres*.

**Réglementation:** Règle ou instruction émanant des pouvoirs publics ou d'organismes de réglementation et ayant force de loi. Les réglementations mettent en œuvre des politiques et sont généralement propres à des groupes de personnes, des entités juridiques ou des activités ciblées particuliers. La réglementation est aussi l'acte consistant à concevoir et imposer des règles ou des instructions. Diverses contraintes d'ordre informationnel, transactionnel, administratif et politique limitent en pratique la capacité des responsables de la réglementation de mettre en œuvre les politiques recommandées.

**Régulation de la production:** La production d'électricité dans une installation de production d'énergie renouvelable peut faire l'objet de diverses régulations. Une **régulation active** est une intervention délibérée visant à modifier le fonctionnement d'un système (par exemple la **régulation du pas** d'une éolienne consiste à modifier l'orientation des pales pour optimiser la production). Une **régulation passive** a lieu lorsque des forces naturelles corrigent le fonctionnement d'un système (par exemple la **régulation par décrochage** d'une éolienne consiste à donner aux pales une forme telle qu'à la vitesse souhaitée, elles laissent le vent s'échapper, de façon à contrôler automatiquement la production).

**Rendement énergétique:** Rapport de la quantité d'énergie utile ou d'autres produits physiques utiles obtenue au moyen d'un système, d'un procédé de conversion ou d'une activité de transport ou de stockage à la quantité d'énergie consommée (mesuré en kWh/kWh, en tonnes/kWh ou en toute autre unité de mesure physique des produits utiles comme le nombre de tonnes par kilomètre transporté). Le rendement énergétique est une composante de l'intensité énergétique.

**Renforcement des capacités:** Dans le cadre des politiques ayant trait aux changements climatiques, processus consistant à améliorer les compétences techniques et la capacité (la façon de faire) et les moyens institutionnels des pays, afin de leur permettre de participer à tous les aspects de l'adaptation aux effets des changements climatiques, de l'atténuation des effets de ces

changements et des travaux de recherche connexes. Voir aussi *Capacité d'atténuation*.

**Répartition (répartition de l'énergie):** La gestion des systèmes d'alimentation électrique qui sont constitués d'un grand nombre d'unités et de réseaux est assurée par des opérateurs de système. Ceux-ci permettent aux générateurs de fournir de l'énergie au système pour équilibrer l'offre et la demande de manière fiable et économique. Les unités de production peuvent faire l'objet d'une pleine répartition lorsqu'elles peuvent être mises en charge de zéro à leur capacité nominale sans retard majeur. Ne peuvent faire l'objet d'une telle répartition les sources d'énergie renouvelable variables qui dépendent de courants naturels, mais aussi les grandes centrales thermiques avec leurs faibles taux d'accroissement pour une éventuelle modification de leur production. Voir aussi *Maintien à l'équilibre de l'énergie disponible*, *Capacité* et *Réseau*.

**Réseau électrique:** Réseau constitué de fils, de commutateurs et de transformateurs servant à acheminer l'électricité des sources d'énergie aux utilisateurs. Un grand réseau comprend à la fois des sous-systèmes d'alimentation à basse tension (110 à 240 volts), à moyenne tension (1 à 50 kilovolts) et à haute tension (50 kV à plusieurs MV). Les réseaux interconnectés couvrent de larges zones jusqu'à des continents entiers. Le réseau est une plate-forme d'échange d'énergie qui rend l'approvisionnement plus fiable et assure des économies d'échelle. Pour un producteur d'énergie, la **connexion au réseau** est le facteur primordial aux fins d'exploitation économique. Les **codes réseau** sont les conditions techniques en matière de matériel et d'exploitation que tout producteur d'énergie doit respecter pour avoir accès au réseau; de plus, les connexions des consommateurs doivent satisfaire aux règles techniques. L'**accès au réseau** va de pair avec le fait que les producteurs d'énergie acceptent d'alimenter le réseau. L'**intégration du réseau** harmonise la production d'énergie assurée par toute une série de sources d'énergie diverses et parfois variables en un réseau électrique équilibré. Voir aussi *Transport et distribution*.

**Saut d'étapes:** Possibilité, pour les pays en développement, de sauter plusieurs étapes du développement technologique et de passer directement aux technologies avancées «propres». Le saut d'étapes peut permettre aux pays en développement de progresser sur une voie de développement caractérisée par des émissions réduites.

**Scénario:** Description vraisemblable de ce que nous réserve l'avenir, fondée sur un ensemble cohérent et intrinsèquement homogène d'hypothèses concernant les principales relations et forces motrices (rythme de l'évolution technologique, prix, etc.) intervenant dans le développement économique et social, l'utilisation d'énergie, etc. Les scénarios ne sont ni des prédictions ni des prévisions, mais permettent cependant de mieux cerner les conséquences d'une évolution ou d'actions différentes. Voir aussi *Base de référence*, *Maintien du statu quo* et *Modèles*.

**Secteur ou économie non structuré:** Généralement caractérisé par des unités de production opérant à petite échelle et à faible niveau d'organisation, avec peu ou pas de distinction entre la main-d'œuvre et le capital comme facteurs de production et dans le but primordial d'assurer un revenu

et un emploi aux personnes concernées. L'activité économique du secteur non structuré n'est pas prise en compte dans la détermination de l'activité économique sectorielle ou nationale.

**Sécurité énergétique:** Objectif que doit se fixer un pays donné, ou la communauté internationale dans son ensemble, pour s'assurer d'un approvisionnement en énergie approprié. Les mesures en la matière consistent à sauvegarder l'accès aux sources d'énergie, à favoriser l'élaboration et la mise en œuvre de technologies appropriées, à mettre en place une infrastructure permettant de produire, stocker et acheminer l'énergie requise, à garantir des contrats de distribution exécutoires et à assurer l'accès à l'énergie à des prix abordables pour une population donnée ou certains groupes en son sein.

**Services énergétiques:** Tâches à accomplir au moyen d'énergie. Un service énergétique donné tel que l'éclairage peut être fourni par un certain nombre de moyens allant de la lumière du jour et de la lampe à huile aux luminaires à incandescence, à fluorescence ou à diodes électroluminescentes. La quantité d'énergie servant à assurer un service peut varier d'un facteur de 10 ou plus, et les émissions de gaz à effet de serre correspondantes peuvent varier d'une valeur nulle à une valeur très élevée selon la source d'énergie et le type de dispositif d'utilisation finale.

**Sismicité:** Distribution et fréquence des tremblements de terre en fonction du temps, de l'intensité et du lieu; il peut s'agir, par exemple, du nombre annuel de tremblements de terre de magnitude comprise entre 5 et 6 par 100 km<sup>2</sup> ou dans une région donnée.

**Subvention:** Initiative gouvernementale consistant à octroyer directement des crédits ou à accorder une réduction d'impôt à une entité privée afin de faciliter la mise en œuvre d'une pratique que le gouvernement souhaite promouvoir. On encourage la réduction des émissions de gaz à effet de serre en restreignant les subventions existantes qui ont pour effet d'augmenter ces émissions (par exemple les subventions destinées à favoriser l'utilisation des combustibles fossiles) ou en octroyant des subventions destinées à encourager les pratiques qui contribuent à réduire ces émissions ou à renforcer les puits (par exemple grâce à des projets axés sur les énergies renouvelables, à l'isolation des bâtiments ou à la plantation d'arbres).

**Tarif d'alimentation:** Prix par unité d'électricité que doit payer une entreprise de distribution d'énergie ou une compagnie d'électricité pour l'électricité distribuée ou renouvelable qui est fournie au réseau par des générateurs sans vocation de service public. Une autorité publique détermine le tarif. Un tarif peut aussi être défini pour favoriser l'alimentation en chaleur renouvelable.

**Taux de progrès** – Voir *Courbe ou taux d'apprentissage*.

**Taxe:** La **taxe sur le carbone** est un impôt sur la teneur en carbone des combustibles fossiles. Puisque pratiquement tout le carbone présent dans ces combustibles est en définitive rejeté sous forme de CO<sub>2</sub>, une taxe sur le carbone équivaut à une taxe sur les émissions de CO<sub>2</sub>. Une **taxe sur l'énergie** – un impôt sur le contenu énergétique des combustibles – contribue à réduire la demande d'énergie et, par conséquent, les émissions de CO<sub>2</sub> dues à l'emploi de combustibles fossiles. Une **écotaxe** est une taxe sur le carbone,

les émissions ou l'énergie qui vise à influencer le comportement humain (notamment sur le plan économique), de sorte qu'il ne porte pas atteinte à l'environnement. Un crédit d'impôt est une réduction de taxe visant à stimuler l'achat d'un produit donné ou l'investissement dans ce produit, par exemple certaines techniques de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les termes **impôt** ou **imposition** sont utilisés comme synonyme de taxe.

**Technologie:** Mise en pratique de connaissances en vue d'accomplir des tâches particulières qui nécessitent à la fois des artefacts techniques (matériel et équipement) et des informations (sociales) («logiciels», savoir-faire pour la production et l'utilisation des artefacts). **Soutien de l'offre:** démarche consistant à promouvoir l'élaboration de technologies spécifiques en favorisant les activités de recherche-développement et de démonstration. **Soutien de la demande:** démarche consistant à mettre en place des incitations commerciales ou autres pour favoriser la mise en œuvre d'ensembles particuliers de technologies (par exemple des technologies à faible intensité de carbone par le biais d'une fixation du prix du carbone) ou de technologies particulières (par exemple par le biais de tarifs promotionnels pour les technologies privilégiées)

**Technologie pauvre en carbone:** Technologie qui produit, durant son cycle d'application, des émissions d'équivalent-CO<sub>2</sub> presque nulles. Voir également *Émissions*.

**Transfert d'énergie:** L'énergie est transférée sous forme de travail, de lumière ou de chaleur. Le **transfert thermique** s'effectue de façon spontanée, des objets les plus chauds aux objets les moins chauds, selon les catégories suivantes: conduction (lorsque les objets sont en contact), convection (lorsqu'un fluide comme l'air ou l'eau se réchauffe au contact d'un objet à température relativement élevée et se déplace vers un objet plus froid à qui il transmet de la chaleur) et rayonnement (lorsque la chaleur se propage à travers l'espace sous forme d'ondes électromagnétiques).

**Transfert de technologie:** Échange de connaissances, de matériel et de logiciels connexes, de moyens financiers et de biens entre les différentes parties prenantes, qui favorise la diffusion des technologies d'adaptation aux changements climatiques ou d'atténuation de leurs effets. L'expression recouvre à la fois la diffusion de technologies et la mise en place d'une coopération technique dans les pays et entre les pays.

**Transport et distribution (électricité):** Le réseau transmet l'électricité par l'intermédiaire de fils reliant les lieux de production aux lieux de consommation. Le système de distribution consiste en un système basse tension qui achemine réellement l'électricité vers les utilisateurs finals. Voir aussi *Réseau*.

**Turbine:** Dispositif qui convertit l'énergie cinétique d'un écoulement d'air, d'eau, de gaz chaud ou de vapeur en énergie mécanique rotative, laquelle est utilisée aux fins d'entraînement direct ou pour la production d'électricité (voir éolienne, hydroturbine, turbine à gaz ou turbine à vapeur). Dans les **turbines à vapeur à condensation**, la vapeur d'échappement est envoyée dans un échangeur de chaleur (appelé condenseur) mettant à profit le refroidissement ambiant assuré par des sources d'eau (cours d'eau, lacs, mer) ou d'air (tours de refroidissement). Les **turbines à vapeur à contrepression**, pour leur part, sont dépourvues de condenseurs aux conditions de température

ambiante, mais dégagent toute leur vapeur à des températures plus élevées aux fins d'emplois finals tels que le chauffage.

**Turbine à gaz à cycle mixte:** Centrale associant deux procédés pour la production d'électricité. En premier lieu, une turbine à gaz est alimentée par du gaz ou du mazout léger, ce qui dégage des gaz de combustion à haute température (plus de 600 °C). En second lieu, la récupération de cette chaleur, conjuguée à un allumage supplémentaire, produit de la vapeur qui entraîne une turbine à vapeur, laquelle fait tourner des alternateurs distincts. On parle de **turbine à gaz à cycle mixte intégrée** lorsque le combustible utilisé est du gaz synthétique produit par un gazogène à charbon ou à biomasse, des échanges de flux d'énergie ayant lieu entre les gazogènes et les centrales à turbines à gaz à cycle mixte.

**Utilisation des terres (changement d'affectation des terres, direct et indirect):** Ensemble des dispositions prises, des activités menées et des apports pour un type de couverture du sol donné. Objectifs sociaux et économiques de l'exploitation des terres (pâturage, exploitation forestière et conservation, par exemple). Des **changements d'affectation des terres** interviennent lorsque les terres sont affectées à d'autres usages, par exemple lorsque la forêt est transformée en terres agricoles ou en zone urbaine. Comme les divers modes d'utilisation des terres correspondent à différents potentiels de séquestration du carbone (ce potentiel est par exemple plus élevé pour les forêts que pour les terres agricoles ou les zones urbaines), les changements d'affectation des terres peuvent donner lieu à des émissions nettes ou à une absorption de carbone. Les **changements d'affectation des terres indirects** font référence à des changements soumis à l'influence du marché ou orientés par des politiques qui ne peuvent être directement imputés à des décisions de particuliers ou de groupes en matière de gestion de l'utilisation des terres. Par exemple, si des terres agricoles sont utilisées pour produire des biocarburants, un déboisement peut avoir lieu ailleurs pour remplacer les anciennes cultures. Voir aussi *Boisement, Déboisement et Reboisement*.

**Valeur:** Qualité essentielle d'un objet qui le fait apprécier par celui qui le possède, désire le posséder ou l'utilise. La définition de la valeur varie selon les disciplines des sciences sociales. En ce qui concerne la nature et l'environnement, on distingue les valeurs intrinsèques et les valeurs instrumentales, ces dernières étant assignées par l'homme. Parmi les valeurs instrumentales, il en

existe tout une série (d'ailleurs fluctuante), et notamment la valeur d'usage (direct et indirect), la valeur d'option, la valeur patrimoniale, la valeur de foruité, la valeur de transmission et la valeur d'existence.

En économie, la valeur totale de toute ressource est généralement définie comme la somme des valeurs propres aux différentes parties qui contribuent à l'utilisation de cette ressource. La valeur économique, sur laquelle est fondée l'estimation des coûts, s'évalue d'après la volonté de payer de la part de ceux qui se procurent la ressource ou le consentement à accepter un paiement de la part de ceux qui s'en défont.

**Valeur actuelle:** La valeur d'une somme d'argent varie en fonction du temps (de l'année considérée). Pour pouvoir comparer et additionner des montants disponibles à des moments différents, on fixe une date correspondant au moment «actuel». Les montants disponibles à différents moments dans l'avenir sont réactualisés à leur valeur actuelle et additionnés pour obtenir la valeur actuelle d'une série de disponibilités futures. La **valeur actuelle nette** correspond à la différence entre la valeur actuelle des recettes (bénéfices) et la valeur actuelle des coûts. Voir également *Actualisation*.

**Valeur ajoutée:** Production nette d'un secteur ou d'une activité après addition de la valeur de tous les produits obtenus et soustraction de tous les facteurs de production intermédiaires.

**«Vallée de la mort»:** Expression correspondant à une phase de la mise au point d'une technologie donnée, pendant laquelle l'accroissement des coûts de mise au point entraîne un important flux de trésorerie négatif, tandis que les risques liés à cette technologie ne sont pas assez atténués pour attirer des investisseurs privés.

**Vecteur d'énergie:** Substance permettant d'exécuter un travail mécanique ou d'effectuer un transfert de chaleur. Au nombre des vecteurs d'énergie figurent les combustibles solides, liquides ou gazeux (biomasse, charbon, pétrole, gaz naturel, hydrogène, etc.), les fluides pressurisés, chauffés ou refroidis (air, eau vapeur) et le courant électrique.

**Véhicule hybride:** Tout véhicule utilisant deux sources de propulsion, et notamment les véhicules propulsés par un moteur à combustion interne couplé à un moteur électrique et à des accumulateurs.

## Abréviations

<b>AEPC</b>	Alternative Energy Promotion Centre (Centre de promotion des énergies de substitution)	<b>EREC</b>	Conseil européen des énergies renouvelables
<b>AIE</b>	Agence internationale de l'énergie	<b>ESMAP</b>	Energy Sector Management Assistance Program (Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique)
<b>APU</b>	auxiliary power unit (groupe auxiliaire de bord)	<b>ETBE</b>	éther de t-butyle et d'éthyle
<b>AVCI</b>	année de vie corrigée du facteur invalidité	<b>FAO</b>	Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture
<b>BMU</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Ministère fédéral allemand de l'environnement, de la protection de la nature et de la sûreté nucléaire)	<b>FEM</b>	Fonds pour l'environnement mondial
<b>BNEF</b>	Bloomberg New Energy Finance	<b>GES</b>	gaz à effet de serre
<b>c.a.</b>	courant alternatif	<b>GIEC</b>	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
<b>c.c.</b>	courant continu	<b>GNC</b>	gaz naturel comprimé
<b>CCNUCC</b>	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques	<b>GNL</b>	gaz naturel liquéfié
<b>CEI</b>	Communauté des États indépendants	<b>GPL</b>	gaz de pétrole liquéfiés
<b>CEI</b>	Commission électrotechnique internationale	<b>GPS</b>	système de positionnement global
<b>CHG</b>	chauffage d'habitations par granulés	<b>ICTSD</b>	International Centre for Trade and Sustainable Development (Centre international pour le commerce et le développement durable)
<b>CHP</b>	production combinée de chaleur et d'électricité; cogénération	<b>IDH</b>	indicateur du développement humain
<b>CIBG</b>	Commission internationale des grands barrages	<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens)
<b>CMA</b>	Administration météorologique chinoise	<b>IHA</b>	International Hydropower Association (Association internationale pour l'hydroélectricité)
<b>CMA<sub>ca</sub></b>	coût moyen actualisé des carburants	<b>IREDA</b>	Agence indienne de développement des énergies renouvelables
<b>CMA<sub>el</sub></b>	coût moyen actualisé de l'électricité	<b>IRENA</b>	Agence internationale pour les énergies renouvelables
<b>CMA<sub>th</sub></b>	coût moyen actualisé de l'énergie thermique (de la chaleur)	<b>ISES</b>	Société internationale d'énergie solaire
<b>CNUCED</b>	Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement	<b>ISO</b>	Organisation internationale de normalisation
<b>CNUED</b>	Conférence des Nations Unies sur l'environnement et le développement	<b>J</b>	joule
<b>CNUSTD</b>	Centre des Nations Unies pour la science et la technique au service du développement	<b>LFC</b>	lit fluidisé circulant
<b>COP</b>	coefficient de performance	<b>MCI</b>	moteur à combustion interne
<b>CRO</b>	cycle de Rankine à fluide (ou caloporteur) organique	<b>MCM</b>	modèle climatique mondial
<b>CSC</b>	captage et stockage du dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )	<b>MDP</b>	mécanisme de développement propre
<b>CSIRO</b>	Organisation de la recherche scientifique et industrielle du Commonwealth	<b>MITI</b>	Ministry of International Trade and Industry (Ministère du commerce extérieur et de l'industrie) (Japon)
<b>CVC</b>	chauffage, ventilation et climatisation	<b>NASA</b>	Administration américaine pour l'aéronautique et l'espace
<b>dBA</b>	décibel pondéré en gamme A	<b>NDRC</b>	Commission nationale pour le développement et la réforme (Chine)
<b>DEL</b>	diode électroluminescente	<b>Nm<sup>3</sup></b>	normo mètre cube (ou mètre cube normal)
<b>DLR</b>	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Centre aérospatial allemand)	<b>NRC</b>	National Research Council (Conseil national de la recherche) (États-Unis d'Amérique)
<b>DPI</b>	droits de propriété intellectuelle	<b>NREL</b>	National Renewable Energy Laboratory (Laboratoire national des énergies renouvelables)
<b>DUS</b>	déchets urbains solides	<b>OCDE</b>	Organisation de coopération et de développement économiques
<b>ECS</b>	eau chaude sanitaire	<b>OGM</b>	organisme génétiquement modifié
<b>EGTT</b>	Groupe d'experts du transfert de technologies	<b>OMC</b>	Organisation mondiale du commerce
<b>EMEC</b>	European Marine Energy Centre (Centre européen de l'énergie marine)	<b>OMD</b>	objectifs du Millénaire pour le développement
<b>EMI</b>	interférence électromagnétique	<b>ONG</b>	organisation non gouvernementale
<b>EPRI</b>	Electric Power Research Institute (États-Unis d'Amérique)		

<b>ONU</b>	Organisation des Nations Unies	<b>SNV</b>	Netherlands Development Organization (Organisation néerlandaise de développement)
<b>OTEC</b>	conversion de l'énergie thermique des mers (conversion ETM)	<b>SRES</b>	Rapport spécial du GIEC consacré aux scénarios d'émissions
<b>PCG</b>	pompe à chaleur géothermique	<b>SRREN</b>	Rapport spécial du GIEC sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation des effets des changements climatiques
<b>PCI</b>	pouvoir calorifique inférieur	<b>TPWind</b>	Plate-forme technologique européenne consacrée à l'énergie éolienne
<b>PCS</b>	pouvoir calorifique supérieur	<b>UE</b>	Union européenne
<b>PIB</b>	produit intérieur brut	<b>V</b>	volt
<b>PME</b>	petites et moyennes entreprises	<b>VAN</b>	valeur actualisée nette
<b>PNUD</b>	Programme des Nations Unies pour le développement	<b>W</b>	watt
<b>PNUE</b>	Programme des Nations Unies pour l'environnement	<b>WBG</b>	Groupe Banque mondiale
<b>PPN</b>	production primaire nette	<b>Wc</b>	watt-crête
<b>Proálcool</b>	Programa Nacional do Álcool (Programme national de production d'éthanol) (Brésil)	<b>WCD</b>	Commission mondiale des barrages
<b>PSI</b>	Institut Paul-Scherrer	<b>WCED</b>	Commission mondiale de l'environnement et du développement
<b>RBMK</b>	Reaktory Bolshoi Moshchnosti Kanalnye (réacteur de forte puissance à tubes de force ou réacteur RBMK)	<b>WTT</b>	«puits-au-réservoir» (méthode dite du –)
<b>RCE</b>	réduction certifiée des émissions	<b>WTW</b>	«puits-à-la-roue» (méthode dite du –)
<b>REP</b>	réacteur à eau sous pression		
<b>SEGS</b>	centrale solaire SEGS (Californie)		
<b>SIG</b>	système d'information géographique		

## Symboles chimiques

C	carbone	K	potassium
CdS	sulfure de cadmium	Mg	magnésium
CdTe	tellurure de cadmium	N	azote
CH <sub>4</sub>	méthane	N <sub>2</sub>	azote gazeux
CH <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> OH	éthanol	N <sub>2</sub> O	oxyde de diazote (ou oxyde nitreux)
CH <sub>3</sub> OCH <sub>3</sub>	méthoxyméthane	Na	sodium
CH <sub>3</sub> OH	méthanol	Na-S	sodium-soufre
CIGS	diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium	NH <sub>3</sub>	ammoniac
Cl	chlore	Ni	nickel
CO	monoxyde de carbone	Ni-Cd	nickel-cadmium
CO <sub>2</sub>	dioxyde de carbone	NO <sub>x</sub>	oxydes d'azote
Cu	cuivre	O <sub>3</sub>	ozone
CuInSe <sub>2</sub>	diséléniure de cuivre et d'indium	P	phosphore
Fe	fer	PFC	hydrocarbure perfluoré
GaAs	arsénure de gallium	SF <sub>6</sub>	hexafluorure de soufre
H <sub>2</sub>	hydrogène gazeux	Si	silicium
H <sub>2</sub> O	eau	SiC	carbure de silicium
H <sub>2</sub> S	sulfure d'hydrogène	SO <sub>2</sub>	dioxyde de soufre
HFC	hydrofluorocarbure	ZnO	oxyde de zinc

## Préfixes (unités standard internationales)

Symbole	Multiplicateur	Préfixe	Symbole	Multiplicateur	Préfixe
Z	10 <sup>21</sup>	zetta	d	10 <sup>-1</sup>	deci
E	10 <sup>18</sup>	exa	c	10 <sup>-2</sup>	centi
P	10 <sup>15</sup>	peta	m	10 <sup>-3</sup>	milli
T	10 <sup>12</sup>	tera	μ	10 <sup>-6</sup>	micro
G	10 <sup>9</sup>	giga	n	10 <sup>-9</sup>	nano
M	10 <sup>6</sup>	mega	p	10 <sup>-12</sup>	pico
k	10 <sup>3</sup>	kilo	f	10 <sup>-15</sup>	femto
h	10 <sup>2</sup>	hecto	a	10 <sup>-18</sup>	atto

# Méthodologie

## Rédacteurs:

William Moomaw (États-Unis d'Amérique), Peter Burgherr (Suisse),  
Garvin Heath (États-Unis d'Amérique), Manfred Lenzen (Australie, Allemagne),  
John Nyboer (Canada), Aviel Verbruggen (Belgique)

## La présente annexe doit être citée ainsi:

Moomaw, W., P. Burgherr, G. Heath, M. Lenzen, J. Nyboer et A. Verbruggen, 2011: Annexe II: Méthodologie. In Rapport spécial du GIEC sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation des effets des changements climatiques [sous la direction de O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer et C. von Stechow], Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, et New York, NY, États-Unis d'Amérique

## Table des matières

<b>A.II.1</b>	<b>Introduction</b> .....	<b>183</b>
<b>A.II.2</b>	<b>Paramètres d'analyse employés dans le présent rapport</b> .....	<b>183</b>
<b>A.II.3</b>	<b>Évaluation financière des technologies sur la durée de vie des projets</b> .....	<b>183</b>
A.II.3.1	Valeurs constantes (réelles).....	183
A.II.3.2	Actualisation et valeur nette actuelle.....	183
A.II.3.3	Coûts moyens actualisés.....	184
A.II.3.4	Coefficient d'actualisation ou de récupération du capital.....	184
<b>A.II.4</b>	<b>Comptabilisation de l'énergie primaire</b> .....	<b>184</b>
<b>A.II.5</b>	<b>Analyse du cycle de vie et analyse des risques</b> .....	<b>186</b>
A.II.5.1	Durée d'amortissement de l'énergie et quotient énergétique.....	187
A.II.5.2	Études des évaluations sur le cycle de vie des technologies de production d'électricité.....	187
A.II.5.2.1	Méthodes employées pour l'étude.....	188
A.II.5.2.2	Liste des références.....	189
A.II.5.3	Étude de l'utilisation opérationnelle d'eau pour des technologies de production d'électricité.....	199
A.II.5.3.1	Méthodes employées pour l'étude.....	199
A.II.5.3.2	Liste des références.....	200
A.II.5.4	Analyse des risques.....	201
<b>A.II.6</b>	<b>Définitions régionales et regroupements par pays</b> .....	<b>202</b>
<b>A.II.7</b>	<b>Facteurs généraux de conversion de l'énergie</b> .....	<b>205</b>

## A.II.1 Introduction

Les parties doivent convenir de données, de normes, de théories connexes et de méthodes communes. La présente annexe résume un ensemble de conventions et de méthodes convenues. Celles-ci incluent la conception de paramètres, la détermination d'une année de référence, la définition de méthodes et la cohérence de protocoles qui permettent une comparaison légitime entre divers types d'énergie dans le contexte des phénomènes liés au changement climatique. La présente section porte sur ces définitions et notions fondamentales, utilisées dans tout le rapport, compte tenu du fait que la documentation présente souvent des définitions et des hypothèses contradictoires.

Le présent rapport traite de l'incertitude lorsque cela se justifie, en montrant par exemple les résultats d'analyses de sensibilité et en présentant quantitativement des fourchettes de coûts et des fourchettes de résultats des scénarios. Il n'est pas fait usage, dans ce rapport, de la terminologie officielle du GIEC concernant l'incertitude, du fait qu'au moment de son approbation, les indications du GIEC concernant l'incertitude étaient en cours de révision.

## A.II.2 Paramètres d'analyse employés dans le présent rapport

Certains paramètres peuvent être énoncés simplement ou sont relativement faciles à définir. L'annexe II présente l'ensemble des paramètres convenus. On trouvera ci-après ceux qui nécessitent une description plus détaillée. Dans ce rapport, les unités employées et les paramètres de base concernant l'analyse de chaque type d'ÉR sont les suivants:

- Le Système international d'unités (SI) pour les normes et les unités;
- Les tonnes métriques (t) pour le CO<sub>2</sub> et l'éqCO<sub>2</sub>;
- Les exajoules (EJ) pour l'énergie primaire;
- Les facteurs de conversion de l'énergie de l'AIE entre unités physiques et unités d'énergie;
- La capacité en GW thermiques (GW<sub>th</sub>) et en GW électriques (GW<sub>él</sub>);
- Le coefficient d'utilisation de la capacité;
- La durée de vie technique et économique;
- Une comptabilité transparente de l'énergie (par ex. lors de la transformation de l'énergie nucléaire ou hydraulique en électricité);
- Le coût d'investissement en dollars É.-U./kW (capacité de pointe);
- Le coût de l'énergie en dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kWh ou en dollars É.-U.<sub>2005</sub>/EJ;
- La valeur des monnaies en dollars É.-U.<sub>2005</sub> (au taux de change du marché le cas échéant, sans tenir compte de la parité du pouvoir d'achat);
- Les taux d'actualisation utilisés: 3, 7 et 10 %;
- Les perspectives énergétiques mondiales de 2008 quant aux hypothèses concernant le prix des combustibles fossiles;
- L'année de référence: 2005 pour tous les éléments (population, capacité, production, coûts). On notera que des données plus récentes peuvent également être incluses (par ex. la consommation d'énergie en 2009);
- Les années d'échéance: 2020, 2030 et 2050.

## A.II.3 Évaluation financière des technologies sur la durée de vie des projets

Les paramètres définis ici donnent la base à partir de laquelle un type de ressource renouvelable (ou un projet) peut être comparé à un autre. Pour rendre les projets ou les ressources comparables, du moins en matière de coûts, les coûts

pouvant intervenir à divers moments (par ex. lors d'années différentes) sont représentés par un seul nombre fixé pour une année donnée, à savoir l'année de référence (2005). Les manuels sur l'évaluation des investissements donnent la base des notions de valeurs constantes, d'actualisation, du calcul de la valeur actuelle nette et des coûts moyens actualisés, par exemple (Jelen et Black, 1983).

### A.II.3.1 Valeurs constantes (réelles)

Les analyses des coûts sont exprimées en dollars constants ou réels<sup>1</sup> (c.-à-d. en excluant les incidences de l'inflation) pour une année donnée, l'année de référence – 2005 –, en dollars É.-U. Dans certaines études sur lesquelles est fondé le rapport, on peut utiliser les taux de change par défaut ou les parités du pouvoir d'achat, mais lorsque ceux-ci font partie de l'analyse, ils sont énoncés clairement et, si possible, convertis en dollars É.-U.<sub>2005</sub>.

Lorsque les séries monétaires des analyses sont exprimées en dollars réels, il faut, par souci de cohérence, que le taux d'actualisation soit également réel (sans élément lié à l'inflation). Cette cohérence n'est souvent pas respectée: les études parlent de «taux observés d'intérêt du marché» ou de «taux observés d'actualisation», qui tiennent compte de l'inflation ou des attentes concernant l'inflation. Les taux d'intérêt «réels/constants» ne sont jamais observés directement, mais sont déduits de l'identité ex post:

$$(1 + m) = (1 + i) \times (1 + f) \quad (1)$$

où

$m$  = taux nominal (%)

$i$  = taux réel ou constant (%)

$f$  = taux d'inflation (%)

L'année de référence pour l'actualisation et l'année de référence pour la fixation de prix constants peuvent être différentes dans les études présentées dans les divers chapitres. Nous nous sommes efforcés autant que possible d'harmoniser les données pour tenir compte des taux d'actualisation employés ici.

### A.II.3.2 Actualisation et valeur nette actuelle

Les agents privés donnent moins de valeur aux éléments éloignés dans l'avenir qu'aux éléments actuels du fait d'une «préférence pour la consommation présente» ou pour tenir compte du «rendement des investissements». L'actualisation réduit les futurs mouvements de trésorerie d'une valeur inférieure à 1. Si l'on applique cette règle à une série de flux nets de trésorerie exprimés en dollars É.-U. réels, la valeur actuelle nette (VAN) d'un projet peut être déterminée, donc comparée à celle d'autres projets, grâce à la formule:

$$VAN = \sum_{j=0}^n \frac{\text{flux nets de trésorerie}(j)}{(1+i)^j} \quad (2)$$

où

$n$  = durée de vie du projet

$i$  = taux d'actualisation

<sup>1</sup> Le terme «réel» employé par les économistes risque d'être déroutant, car ce qu'ils appellent réel ne correspond pas à des flux financiers observés («nominaux», tenant compte de l'inflation), «réel» indiquant le pouvoir d'achat réel des flux en dollars constants.

Pour ce rapport, les spécialistes de l'analyse ont fait appel à trois valeurs du taux d'actualisation ( $i = 3, 7$  et  $10\%$ ) en vue de l'évaluation des coûts. Les taux d'actualisation peuvent être caractéristiques de ceux utilisés, les plus élevés incluant une prime de risque. Ces taux font l'objet de nombreux débats, et nous ne pouvons proposer aucun paramètre ou directive clair pour déterminer une prime de risque adéquate. Ces débats ne sont pas présentés ici, notre objectif étant d'offrir un moyen de comparaison approprié entre projets, types d'énergies renouvelables et nouveaux éléments du système énergétique par rapport aux anciens.

### A.II.3.3 Coûts moyens actualisés

Les coûts moyens actualisés sont utilisés pour évaluer les investissements dans la production d'énergie, où la production est quantifiable (MWh produits pendant la durée de vie de l'investissement). Le coût moyen actualisé est le coût correspondant au seuil de rentabilité où le revenu actualisé (prix x quantités)<sup>2</sup> est égal aux charges nettes actualisées:

$$C_{act} = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{\text{charges}_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{\text{quantités}_j}{(1+i)^j}} \quad (3)$$

où

$C_{act}$  = coût moyen actualisé  
 $n$  = durée de vie du projet  
 $i$  = taux d'actualisation

### A.II.3.4 Coefficient d'actualisation ou de récupération du capital

Une pratique très courante consiste à convertir une somme donnée d'argent au moment 0 en un nombre  $n$  de montants annuels constants au cours des  $n$  années à venir:

Soit A le montant annuel constant des paiements à effectuer sur  $n$  années  
 Soit B le montant à verser pour le projet au cours de l'année 0

On obtient A à partir de B en utilisant une variante légèrement modifiée de l'équation (2): le prêteur veut récupérer la somme B au taux d'actualisation  $i$ . La valeur actuelle nette de  $n$  fois les recettes A à l'avenir doit donc être exactement égale à B:

$$\sum_{j=1}^n \frac{A}{(1+i)^j} = B, \text{ ou: } A \sum_{j=1}^n \frac{1}{(1+i)^j} = B \quad (4)$$

Nous pouvons placer A avant la sommation, car il s'agit d'une constante (qui ne dépend pas de  $j$ ).

La somme des coefficients d'actualisation (série géométrique finie) est déductible en tant que nombre particulier. Une fois ce nombre calculé, on trouve A en divisant B par celui-ci. C'est ce qu'on appelle le *coefficient de récupération*

du capital, ou *coefficient d'actualisation*,  $\delta$ . Tout comme la valeur actuelle nette,  $\delta$  dépend des deux paramètres  $i$  et  $n$ :

$$\delta = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

On peut utiliser le coefficient de récupération du capital (ou  $\delta$ ) pour calculer rapidement les coûts moyens actualisés pour des projets très simples où les investissements au cours d'une année donnée sont les seules dépenses et où la production reste constante pendant la durée de vie  $n$ :

$$C_{act} \times Q = B \times \delta, \text{ d'où } C_{act} = (B \times \delta)/Q \quad (5)$$

Où, si l'on peut supposer que les frais d'exploitation et de maintenance (E&M) ne changent pas d'une année à l'autre:

$$C_{act} = \frac{B \times \delta + E\&M}{Q} \quad (6)$$

où

$C_{act}$  = coût moyen actualisé  
 $B$  = coût d'investissement  
 $Q$  = production  
 $E\&M$  = frais annuels d'exploitation et de maintenance  
 $n$  = durée de vie du projet  
 $i$  = taux d'actualisation

### A.II.4 Comptabilisation de l'énergie primaire

Nous présentons ici la méthode de comptabilisation de l'énergie primaire utilisée dans l'ensemble du présent rapport. On emploie, pour diverses analyses de l'énergie, des méthodes de comptabilisation différentes qui conduisent à des résultats quantitatifs différents lors de l'établissement de l'utilisation actuelle d'énergie primaire et de l'emploi d'énergie dans des scénarios où sont étudiées de futures transitions énergétiques. Des définitions, des méthodes et des paramètres multiples sont appliqués. Des systèmes de comptabilisation de l'énergie sont utilisés dans la documentation souvent sans indication claire du système employé (Lightfoot, 2007; Martinot *et al.*, 2007). Un aperçu des différences de comptabilisation de l'énergie primaire dans diverses statistiques a été donné (Macknick, 2009), et les incidences de l'application de divers systèmes de comptabilisation dans l'analyse de scénarios à long terme ont été illustrées par Nakicenovic *et al.* (1998).

On utilise surtout trois méthodes distinctes pour rendre compte de l'énergie primaire. Alors que la comptabilisation des sources de combustibles, y compris toutes les formes d'énergie fossile et la biomasse, est sans équivoque et identique selon les diverses méthodes, ces méthodes font appel à diverses conventions sur la façon de calculer l'énergie primaire fournie par des sources d'énergie non combustibles, c'est-à-dire l'énergie nucléaire et toutes les sources d'énergie renouvelable à l'exception de la biomasse.

Ces méthodes sont les suivantes:

- La *méthode de la teneur en énergie physique* adoptée par exemple par l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et Eurostat (AIE/OCDE/Eurostat, 2005);
- La *méthode de substitution*, utilisée selon des variantes légèrement différentes par BP (2009) et l'Energy Information Administration américaine (glossaire en ligne de l'Administration), qui publie tous deux des statistiques internationales sur l'énergie;

2 On parle aussi de prix moyen actualisé. Il est à noter que dans ce cas, les MWh sont actualisés.

- La *méthode de l'équivalent direct*, employée par la Division de statistique de l'ONU (2010) et dans de nombreux rapports du GIEC portant sur des scénarios relatifs à l'énergie et aux émissions à long terme (Nakicenovic et Swart, 2000; Morita *et al.*, 2001; Fisher *et al.*, 2007).

Pour les sources d'énergie non combustibles, on adopte, dans la *méthode de la teneur en énergie physique*, le principe selon lequel l'énergie primaire doit être la première forme d'énergie utilisée en aval dans le processus de production, pour laquelle de multiples utilisations de l'énergie sont possibles (AIE/OCDE/Eurostat, 2005). Cela mène au choix des formes d'énergie *primaire* suivantes:

- La chaleur pour l'énergie nucléaire, géothermique et solaire;
- L'électricité pour l'énergie hydroélectrique, éolienne, des marées, des vagues et des océans et solaire photovoltaïque.

Lorsqu'on emploie cette méthode, on suppose, pour l'équivalent en énergie primaire de l'énergie hydroélectrique et solaire photovoltaïque, par exemple, un rendement de 100 % de la conversion en «électricité primaire», de façon que l'énergie brute fournie pour la source soit de 3,6 MJ d'énergie primaire = 1 kWh d'électricité. On calcule l'énergie nucléaire à partir de la production brute en supposant un rendement de conversion thermique de 33 %<sup>3</sup>, autrement dit 1 kWh =  $(3,6 \div 0,33) = 10,9$  MJ. Pour l'énergie géothermique, si aucune information d'origine nationale n'est disponible, on calcule l'équivalent en énergie primaire en posant un rendement de conversion de 10 % pour l'électricité géothermique (de façon que 1 kWh =  $(3,6 \div 0,1) = 36$  MJ) et de 50 % pour la chaleur géothermique.

La *méthode de substitution* permet de présenter l'énergie primaire émanant de sources d'énergie non combustibles comme si elle remplaçait une énergie combustible. On notera toutefois que, dans diverses variantes de la méthode de substitution, on fait appel à des coefficients de conversion quelque peu différents. Par exemple, BP applique un rendement de conversion de 38 % pour l'électricité issue de l'énergie nucléaire et hydroélectrique, alors que le Conseil mondial de l'énergie emploie un coefficient de 38,6 % pour le nucléaire et les sources d'énergie renouvelable non combustibles (CMÉ, 1993) et que l'Energy Information Administration utilise des valeurs encore différentes. Macknick (2009) donne un aperçu plus complet. Pour calculer la chaleur utile produite par des sources d'énergie non combustibles, on utilise d'autres rendements de conversion.

Dans la *méthode de l'équivalent direct*, on compte une unité d'énergie secondaire fournie par des sources d'énergie non combustibles comme une unité d'énergie primaire; autrement dit, 1 kWh d'électricité ou de chaleur représente 1 kWh = 3,6 MJ d'énergie primaire. Cette méthode est utilisée principalement dans la documentation sur des scénarios à long terme, et notamment dans de nombreux rapports du GIEC (GIEC, 1995; Nakicenovic et Swart, 2000; Morita *et al.*, 2001; Fisher *et al.*, 2007), du fait qu'elle porte sur des transitions fondamentales de systèmes énergétiques fondées dans une grande mesure sur des sources d'énergie non combustibles et à faible intensité de carbone.

Dans ce rapport, nous utilisons des données de l'AIE, mais nous calculons la production d'énergie en utilisant la *méthode de l'équivalent direct*. La

principale différence entre celle-ci et la *méthode de la teneur en énergie physique* concerne la quantité d'énergie primaire indiquée pour la production d'électricité à partir de la chaleur géothermique, le solaire thermodynamique, les gradients de température des océans et l'énergie nucléaire. Le tableau A.II.1 permet de comparer les quantités d'énergie primaire mondiale par source et en pourcentage en employant la *méthode de la teneur en énergie physique*, la *méthode de l'équivalent direct* et une variante de la *méthode de substitution* pour l'année 2008 à partir de données de l'AIE (IEA, 2010a). Dans les statistiques actuelles sur l'énergie, les principales différences, en valeur absolue, apparaissent quand on compare l'énergie nucléaire et l'énergie hydroélectrique. Comme ces deux formes d'énergie ont produit, sur le plan mondial, une quantité comparable d'électricité en 2008, selon la *méthode de l'équivalent direct* et la *méthode de substitution*, leur part de la consommation finale totale est semblable, alors que selon la *méthode de la teneur en énergie physique*, l'énergie nucléaire est égale à trois fois environ l'énergie hydroélectrique primaire.

Pour les autres méthodes présentées ci-dessus, nous soulignons divers aspects de l'approvisionnement en énergie primaire. C'est pourquoi une méthode peut être plus appropriée qu'une autre selon l'application. Toutefois, aucune de ces méthodes n'est supérieure aux autres sur tous les plans. En outre, il faut savoir que l'approvisionnement total en énergie primaire ne décrit pas intégralement un système énergétique, mais n'est qu'un indicateur parmi d'autres. Les bilans énergétiques publiés par l'AIE (2010a) offrent un ensemble beaucoup plus vaste d'indicateurs, ce qui permet de retracer le flux d'énergie depuis la source jusqu'à l'utilisation finale. Par exemple, en complétant la consommation totale d'énergie primaire avec d'autres indicateurs tels que la consommation totale finale d'énergie et la production d'énergie secondaire (électricité, chaleur, etc.) à partir de diverses sources, on peut lier les processus de conversion à l'utilisation finale d'énergie. On trouvera un résumé de cette approche à la figure 1.16 et dans le texte associé.

Aux fins du présent rapport, nous avons choisi la *méthode de l'équivalent direct* pour les raisons suivantes:

- Dans cette méthode, nous soulignons la perspective de l'énergie secondaire pour les sources d'énergie non combustibles, axe principal des analyses présentées dans les chapitres techniques (chapitres 2 à 7);
- Toutes les sources d'énergie non combustibles sont traitées de façon identique: on y considère la quantité d'énergie secondaire qu'elles produisent. Cela permet de comparer toutes les sources d'énergie renouvelable non productrices de CO<sub>2</sub> et d'énergie nucléaire sur une base commune. L'énergie primaire issue des combustibles fossiles et de la biomasse associe les pertes d'énergie secondaire et d'énergie thermique émanant du processus de conversion. Lorsque les combustibles fossiles ou les biocombustibles sont remplacés par l'énergie nucléaire ou par des technologies renouvelables autres que la biomasse, l'énergie primaire totale déclarée diminue sensiblement (Jacobson, 2009);
- Dans la documentation sur les scénarios concernant l'énergie et les émissions de CO<sub>2</sub> qui traite des transitions fondamentales du système énergétique pour éviter à long terme (50 à 100 ans) des interférences dangereuses d'origine humaine avec le système climatique, c'est à la méthode de l'équivalent direct qu'on recourt le plus fréquemment (Nakicenovic et Swart, 2000; Fisher *et al.*, 2007).

Le tableau A.II.2 présente les différences dans la comptabilisation de l'énergie primaire selon les trois méthodes dans un scénario où la stabilisation en 2100 se produirait pour 550 ppm éqCO<sub>2</sub>.

<sup>3</sup> Comme on ne connaît pas toujours la quantité de chaleur produite par les réacteurs nucléaires, l'AIE évalue l'équivalent en énergie primaire émanant de la production d'électricité en supposant un rendement de 33 %, qui est la moyenne pour les centrales nucléaires européennes (AIE, 2010b).

**Tableau A.II.1** | Comparaison de l’approvisionnement mondial total en énergie primaire en 2008 selon diverses méthodes de comptabilisation de l’énergie primaire (données de l’AIE, 2010a).

	Méthode de la teneur en énergie physique		Méthode de l’équivalent direct		Méthode de substitution <sup>1</sup>	
	EJ	%	EJ	%	EJ	%
<b>Combustibles fossiles</b>	418,15	81,41	418,15	85,06	418,15	79,14
<b>Nucléaire</b>	29,82	5,81	9,85	2,00	25,90	4,90
<b>Énergies renouvelables:</b>	65,61	12,78	63,58	12,93	84,27	15,95
<i>Bioénergie<sup>2</sup></i>	50,33	9,80	50,33	10,24	50,33	9,53
<i>Solaire</i>	0,51	0,10	0,50	0,10	0,66	0,12
<i>Géothermique</i>	2,44	0,48	0,41	0,08	0,82	0,16
<i>Hydroélectrique</i>	11,55	2,25	11,55	2,35	30,40	5,75
<i>Marine</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
<i>Éolienne</i>	0,79	0,15	0,79	0,16	2,07	0,39
<b>Autres</b>	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01
<b>Total</b>	<b>513,61</b>	<b>100,00</b>	<b>491,61</b>	<b>100,00</b>	<b>528,35</b>	<b>100,00</b>

Notes:

- 1 Pour la méthode de substitution, on a employé un rendement de conversion de 38 % pour l’électricité et de 85 % pour la chaleur émanant de sources d’énergie non combustibles. BP utilise un taux de conversion de 38 % pour l’électricité issue de l’énergie hydroélectrique et nucléaire et ne tient pas compte de l’énergie solaire, éolienne et géothermique dans ses statistiques: ici, un taux de conversion de 38 % pour l’électricité et de 85 % pour la chaleur est utilisé.
- 2 On notera que l’AIE classe les biocombustibles de première génération parmi les énergies secondaires (la biomasse primaire utilisée pour produire les biocombustibles étant plus élevée en raison de pertes lors de la conversion; voir les sections 2.3 et 2.4).

Alors que les différences en cas d’application des trois méthodes de comptabilisation à la consommation actuelle d’énergie sont peu marquées, ces différences augmentent sensiblement dans le cas des scénarios énergétiques caractérisés par de plus faibles émissions de CO<sub>2</sub> à long terme, où les technologies sans combustion ont un rôle relatif plus important (tableau A.II.2). Les différences entre les diverses méthodes s’accroissent avec le temps (figure A.II.1). Il existe des différences importantes entre les sources d’énergie non combustibles en 2050, et même la part de l’approvisionnement total en énergie primaire renouvelable varie de 24 à 37 % selon les méthodes (tableau A.II.2). La plus grande différence absolue et relative pour une seule source concerne l’énergie thermique, avec une différence de 200 EJ environ entre la méthode de l’équivalent direct et la méthode de la teneur en énergie physique, la différence entre l’énergie primaire hydroélectrique et nucléaire restant considérable. Le scénario présenté ici est assez représentatif

et nullement extrême. L’objectif de stabilisation à 550 ppm choisi n’est pas particulièrement rigoureux, et la part d’énergie non combustible n’est pas très élevée.

## A.II.5 Analyse du cycle de vie et analyse des risques

La présente section présente des méthodes ainsi qu’une documentation et des hypothèses sous-jacentes concernant l’analyse de la durée d’amortissement et du quotient énergétique (A.II.5.1), les émissions de GES pendant le cycle de vie (A.II.5.2), l’utilisation opérationnelle d’eau (A.II.5.3) et les dangers et risques (A.II.5.4) des technologies énergétiques présentées dans le chapitre 9. Les résultats de l’analyse des émissions de GES pendant le cycle de vie sont également présentés dans les sections 2.5, 3.6, 4.5, 5.6, 6.5 et 7.6. On

**Tableau A.II.2** | Comparaison de l’approvisionnement mondial total en énergie primaire en 2050 selon diverses méthodes de comptabilisation de l’énergie primaire pour un scénario de stabilisation à 550 ppm eqCO<sub>2</sub> (Loulou *et al.*, 2009).

	Méthode de la teneur en énergie physique		Méthode de l’équivalent direct		Méthode de substitution	
	EJ	%	EJ	%	EJ	%
<b>Combustibles fossiles</b>	581,6	55,2	581,56	72,47	581,6	61,7
<b>Nucléaire</b>	81,1	7,7	26,76	3,34	70,4	7,8
<b>Énergies renouvelables:</b>	390,1	37,1	194,15	24,19	290,4	30,8
<i>Bioénergie</i>	120,0	11,4	120,0	15,0	120,0	12,7
<i>Solaire</i>	23,5	2,2	22,0	2,8	35,3	3,8
<i>Géothermique</i>	217,3	20,6	22,9	2,9	58,1	6,2
<i>Hydroélectrique</i>	23,8	2,3	23,8	3,0	62,6	6,6
<i>Marine</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Éolienne</i>	5,5	0,5	5,5	0,7	14,3	1,5
<b>Total</b>	<b>1 052,8</b>	<b>100</b>	<b>802,5</b>	<b>100</b>	<b>942,4</b>	<b>100</b>

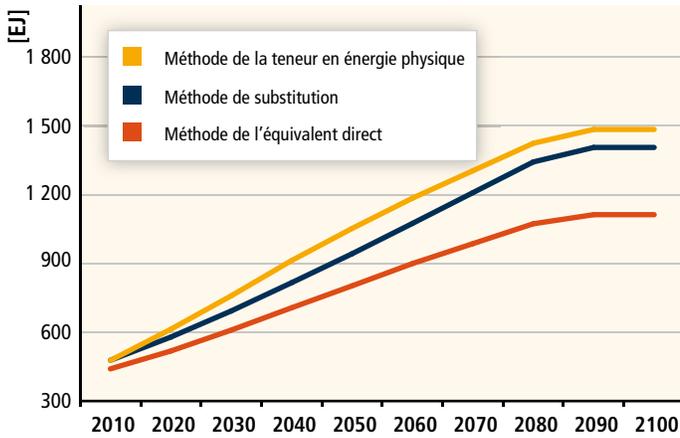


Figure A.II.1 | Comparaison de l'approvisionnement mondial total en énergie primaire entre 2010 et 2100 selon diverses méthodes de comptabilisation de l'énergie primaire pour un scénario de stabilisation à 550 ppm eqCO<sub>2</sub> (Loulou *et al.*, 2009).

notera que la documentation sur les études présentées en A.II.5.2 et A.II.5.3 fait l'objet de listes dans chaque section.

### A.II.5.1 Durée d'amortissement de l'énergie et quotient énergétique

Le quotient énergétique  $QE$  (également appelé quotient de la durée d'amortissement de l'énergie ou rendement énergétique des investissements dans l'énergie; voir Gagnon, 2008) d'un système d'approvisionnement en énergie dont la puissance est égale à  $P$  et le facteur de charge, à  $\lambda$  se définit comme le rapport

$$QE = \frac{\dot{E}_{\text{vie}}}{\dot{E}} = \frac{P \times 8760 \text{ h} \times \lambda \times T}{\dot{E}}$$

de la production d'électricité  $\dot{E}_{\text{vie}}$  d'une centrale pendant sa durée de vie  $T$  à l'énergie totale (brute)  $\dot{E}$  nécessaire pour sa construction, son exploitation et son déclassement (Gagnon, 2008). Lors du calcul de  $\dot{E}$ , par convention, a) on exclut l'énergie émanant du travail humain, l'énergie issue du sol (énergie fossile et minérale), l'énergie solaire et le potentiel hydrostatique, et b) on n'exclut pas les besoins à venir en énergie par rapport aux besoins actuels (Perry *et al.*, 1977; Herendeen, 1988). En outre, pour le calcul des besoins totaux en énergie  $\dot{E}$ , tous les éléments doivent avoir les mêmes caractéristiques énergétiques (par ex. électricité uniquement ou énergie thermique uniquement; voir le «problème de la valorisation» abordé par Leach (1975), Huettner (1976), Herendeen (1988) et en particulier Rotty *et al.* (1975, p. 5-9 dans le cas de l'énergie nucléaire)). Si l'énergie  $\dot{E}$  peut comprendre des formes d'énergie dérivées ou primaires (par ex. l'électricité et l'énergie thermique), elle s'exprime généralement sous forme d'énergie primaire, la composante électrique étant convertie en équivalent en énergie primaire par le biais du rendement thermique  $R_{\text{conv}} \approx 0,3$  d'une centrale sous-critique caractéristique alimentée par de la houille comme facteur de conversion. Le présent rapport respecte ces conventions.  $\dot{E}$  est parfois exprimé en kWh<sub>él</sub>/MJ<sub>prim</sub> et parfois en kWh<sub>él</sub>/kWh<sub>prim</sub>. Dans le premier cas, on a choisi les unités les plus courantes pour les deux formes d'énergie, et dans le deuxième, le lecteur peut comprendre facilement le pourcentage ou le multiple liant l'énergie intégrée et la production d'énergie. En outre, on a débattu du fait (voir Voorspools *et al.*, (2000, p. 326)) qu'en l'absence d'autres technologies, l'électricité devrait être produite par des moyens traditionnels. C'est pourquoi nous utilisons l'unité kWh<sub>él</sub>/kWh<sub>prim</sub> dans le présent rapport.

L'application du paramètre d'énergie pendant le cycle de vie à un système de production d'énergie permet de définir une durée d'amortissement en matière d'énergie. Il s'agit du temps  $t_{\text{amort}}$  qu'il faut au système pour produire une quantité d'énergie égale à ses propres besoins en énergie  $\dot{E}$ . Ici encore, la meilleure façon de mesurer l'énergie est de faire appel à l'équivalent en énergie primaire  $\frac{\dot{E}_{\text{amort}}}{R_{\text{conv}}}$  de la production d'électricité  $\dot{E}_{\text{amort}}$  du

système pendant la durée d'amortissement. Voorspools *et al.* (2000, p. 326) notent que, si le système devait amortir son énergie primaire intégrée par une quantité égale d'électricité, la durée d'amortissement en matière d'énergie serait plus de trois fois plus longue.

Sur le plan mathématique, la relation ci-dessus s'exprime par

$$\dot{E} = \frac{\dot{E}_{\text{amort}}}{R_{\text{conv}}} = \frac{P \times 8760 \text{ h} \times \lambda \times t_{\text{amort}}}{R_{\text{conv}}}$$

$$\text{d'où } t_{\text{amort}} \frac{\dot{E}}{P \times 8760 \text{ h} \times \lambda} = \frac{\dot{E}}{R_{\text{conv}}}$$

(ce qui, par exemple, coïncide avec la définition standard allemande VDI 4600). Ici,  $\frac{\dot{E}_{\text{prod/an}}}{R_{\text{conv}}}$  désigne la production annuelle nette d'énergie

du système exprimée en équivalent en énergie primaire. On peut démontrer que le quotient énergétique  $QE$  et la durée d'amortissement en matière d'énergie  $t_{\text{amort}}$  peuvent être convertis l'un en l'autre selon la formule

$$t_{\text{amort}} = \frac{\dot{E} T}{\frac{\dot{E}_{\text{prod/an}} T}{R_{\text{conv}}}} = \frac{\dot{E} T}{\frac{\dot{E}_{\text{vie}}}{R_{\text{conv}}}} = QE \cdot T$$

On notera que la durée d'amortissement en matière d'énergie ne dépend pas de la durée de vie  $T$ , car

$$t_{\text{amort}} \frac{\dot{E} R_{\text{conv}}}{P \times 8760 \text{ h} \times \lambda} = \dots$$

Les durées d'amortissement en matière d'énergie ont été en partie converties à partir des quotients énergétiques figurant dans la documentation (Lenzen, 1999, 2008; Lenzen et Munksgaard, 2002; Lenzen *et al.*, 2006; Gagnon, 2008; Kubiszewski *et al.*, 2010) selon les durées de vie moyennes présumées présentées dans le tableau 9.8 (chapitre 9). On notera également que l'amortissement en matière d'énergie défini dans le glossaire (annexe I) et utilisé dans certains chapitres techniques renvoie à ce que nous définissons ici comme la durée d'amortissement en matière d'énergie.

### A.II.5.2 Étude des évaluations sur le cycle de vie des technologies de production d'électricité

Le National Renewable Energy Laboratory américain a procédé à une étude complète des évaluations publiées sur le cycle de vie des technologies de production d'électricité. Sur les 2 165 références recueillies, 296 ont été jugées, selon des méthodes présentées ci-après, d'une qualité et d'intérêt satisfaisants et ont été stockées dans une base de données. Cette base constitue le fondement de l'évaluation, pendant le cycle de vie, des émissions de GES issues des technologies de production d'électricité présentées dans ce rapport. À partir des valeurs estimées réunies dans la base de données, des graphiques sur les estimations publiées concernant les émissions de GES pendant le cycle de vie apparaissent dans tous les chapitres techniques du

présent rapport (chapitres 2 à 7) et dans les chapitres 1 et 9, où les émissions de GES pendant le cycle de vie dues aux technologies ÉR sont comparées à celles émanant de technologies de production d'électricité faisant appel aux énergies fossiles et à l'énergie nucléaire. Les sections suivantes présentent les méthodes appliquées pour cette étude (A.II.5.2.1) et la liste de toutes les références apparaissant dans les résultats finals, classées par technologie (A.II.5.2.2).

#### A.II.5.2.1 Méthodes employées pour l'étude

Pour l'essentiel, dans l'étude, on a suivi les indications données pour des *études systématiques* telles que celles réalisées en médecine (Neely *et al.*, 2010). Les méthodes employées en médecine diffèrent quelque peu de celles utilisées dans les sciences physiques, du fait qu'on recourt, pour ces dernières, à des études multiples et indépendantes de chaque référence proposée en utilisant des critères de tri prédéfinis, qu'on crée à cet effet une équipe composée, en ce cas, de spécialistes des analyses du cycle de vie, de spécialistes des technologies et de spécialistes de la recherche dans la documentation qui se réunissent régulièrement pour assurer une application cohérente des critères de tri et qu'on effectue des recherches exhaustives dans la documentation publiée pour veiller à ce qu'il n'y ait pas de préjugés, par exemple quant au type de publications (revues, rapports, etc.).

Il est à noter dès le départ que, dans cette étude, on n'a pas modifié (sauf pour convertir les unités) les estimations concernant les émissions de GES pendant le cycle de vie publiées dans des documents ayant satisfait aux critères de tri et qu'on n'en a pas vérifié l'exactitude. En outre, on n'a pas tenté de déceler ou de trier les valeurs aberrantes ou de s'assurer de la validité des hypothèses concernant les paramètres d'entrée. Du fait que les valeurs estimées sont reproduites telles qu'elles sont publiées, une forte incohérence méthodologique est inévitable, qui limite la comparabilité des estimations pour des catégories données de technologies de production d'énergie et entre ces catégories. Cette limitation est partiellement compensée par l'exhaustivité des recherches dans la documentation et par l'importance de cette documentation. Il y a eu peu de tentatives visant à étudier largement la documentation sur les analyses du cycle de vie concernant les technologies de production d'électricité. Les études qui existent sont généralement axées sur des technologies particulières et sont d'une portée plus limitée que la présente étude (par ex. Lenzen et Munksgaard, 2002; Fthenakis et Kim, 2007; Lenzen, 2008; Sovacool, 2008b; Beerten *et al.*, 2009; Kubiszewski *et al.*, 2010).

La procédure d'étude comprenait les étapes suivantes: collecte, tri et analyse de la documentation.

#### Collecte de la documentation

À partir de mai 2009, on a recensé la documentation potentiellement pertinente grâce à de multiples mécanismes, dont des recherches dans de grandes bases de données bibliographiques (Web of Science, WorldCat, etc.) au moyen de divers algorithmes de recherche, de diverses combinaisons de mots clés, de l'examen de listes de référence ou de la documentation pertinente et de recherches spécialisées, sur le Web, à propos de séries d'études connues (comme ExternE de l'Union européenne et ses descendants) et de bases de données documentaires connues sur les analyses du cycle de vie (comme la bibliothèque du progiciel SimaPro concernant les analyses du cycle de vie). Toute la documentation recueillie a d'abord été classée selon son contenu (avec des informations clés issues de chaque référence

recueillie et stockée dans une base de données) et ajoutée à une base de données bibliographique.

Les méthodes de collecte de documentation présentées ici s'appliquent à tous les types de technologies de production d'électricité étudiés dans ce rapport, sauf le pétrole et l'énergie hydroélectrique. Les données concernant les analyses du cycle de vie pour l'énergie hydroélectrique et le pétrole, ajoutées ultérieurement à la base de données du National Renewable Energy Laboratory, ont subi un processus de collecte moins approfondi.

#### Tri de la documentation

On a soumis les références recueillies à trois séries indépendantes de tris effectués par de nombreux experts, afin de choisir celles qui respectaient les critères de qualité et de pertinence. Dans ces références, on a souvent présenté de nombreuses estimations sur les émissions de GES fondées sur des scénarios différents. Le cas échéant, on a appliqué les critères de tri au niveau de l'évaluation des scénarios, ce qui a parfois conduit à ne retenir qu'un sous-ensemble des scénarios analysés pour une référence donnée.

Les références retenues à la suite du premier tri en fonction de la qualité comprenaient des articles de revues examinés par des pairs, des comptes rendus de conférences détaillés sur le plan scientifique, des thèses de doctorat et des rapports (émanant de services gouvernementaux, d'établissements universitaires, d'organisations non gouvernementales, d'institutions internationales ou d'entreprises) publiés en anglais après 1980. On s'est efforcé d'obtenir la version anglaise d'ouvrages publiés dans d'autres langues et dans quelques cas, on a procédé à des traductions. Lors du premier tri, on a aussi veillé à ce que les références retenues soient des analyses du cycle de vie, définies comme analysant deux étapes ou plus du cycle de vie (à l'exception du solaire photovoltaïque et de l'énergie éolienne, vu que la documentation montre que la grande majorité des émissions de GES pendant le cycle de vie se produisent durant la phase de fabrication (Frankl *et al.*, 2005; Jungbluth *et al.*, 2005)).

Toutes les références retenues lors du premier tri ont ensuite été jugées directement selon des critères plus sévères de qualité et de pertinence:

- Emploi d'analyses attributives du cycle de vie et de méthodes de comptabilisation des GES actuellement acceptées (des analyses indirectes du cycle de vie n'ont pas été incluses du fait que leurs résultats ne sont fondamentalement pas comparables aux résultats obtenus par des méthodes d'analyse attributive; on trouvera à la section 9.3.4 une description plus précise des analyses attributives et indirectes du cycle de vie);
- Indication des intrants, des caractéristiques des scénarios ou des technologies, des principales hypothèses et de résultats suffisamment détaillés pour qu'on les retrouve et qu'on puisse s'y fier;
- Évaluation de technologies suffisamment modernes ou prometteuses.

Pour que les résultats publiés soient analysés, les estimations ont dû respecter un dernier ensemble de critères:

- Pour assurer l'exactitude de la transcription, seules les estimations chiffrées concernant les émissions de GES (et pas seulement communiquées sous forme graphique) ont été retenues;
- Les estimations déjà publiées dans des travaux antérieurs n'ont pas été retenues;
- Les résultats devaient être faciles à convertir dans l'unité fonctionnelle choisie pour cette étude: g  $\text{eqCO}_2$  par kWh produit.

Le tableau A.II.3 indique le nombre de références à chaque étape du processus de tri pour les grandes catégories de technologies de production d'électricité prises en compte dans le présent rapport.

### Analyse des estimations

Les estimations concernant les émissions de GES pendant le cycle de vie tirées d'études qui ont subi avec succès les deux processus de tri ont ensuite été analysées et ont fait l'objet de graphiques. D'abord, ces estimations ont été classées par technologie selon les grandes catégories prises en compte dans le rapport, comme il est indiqué dans le tableau A.II.3. Ensuite, elles ont été converties dans l'unité fonctionnelle commune: g éqCO<sub>2</sub> par kWh produit. Cette conversion a été réalisée sans hypothèses exogènes (les estimations nécessitant de telles hypothèses n'ont pas été retenues). Troisièmement, les estimations des émissions totales de GES pendant le cycle de vie émanant de changements d'affectation des sols ou de production de chaleur (en cas de cogénération) ont été exclues. Pour cette étape, il fallait que les études où l'on prenait en considération des changements d'affectation des sols ou des émissions de GES liées à la production de chaleur indiquent ces apports de façon distincte, de sorte que les estimations retenues concernent la production d'électricité uniquement. Enfin, les informations sur la répartition nécessaires pour une présentation dans des «boîtes à moustache» ont été calculées: minimum, 25<sup>e</sup> percentile, 50<sup>e</sup> percentile, 75<sup>e</sup> percentile et maximum. Les technologies correspondant à des ensembles de données comprenant moins de cinq estimations (comme pour l'énergie géothermique) ont fait l'objet de graphiques composés de points discrets plutôt qu'obtenus par superposition de données sur la répartition synthétiques.

Les valeurs résultantes sous-jacentes à la figure 9.8 apparaissent dans le tableau A.II.4. Les chiffres présentés dans les chapitres consacrés aux technologies sont fondés sur le même ensemble de données, mais sont affichés

avec un degré plus élevé de résolution pour ce qui est des sous-catégories des technologies (par ex. énergie éolienne terrestre et au large des côtes).

### A.II.5.2.2 Liste des références

On trouvera ci-après la liste de toutes les références qui ont été prises en compte dans les résultats finals du présent rapport pour ce qui concerne l'examen de l'analyse du cycle de vie des émissions de GES issues de la production d'électricité, classées par technologie et présentées dans l'ordre alphabétique.

#### Production d'énergie à partir de biomasse (52)

- Beals, D. et D. Hutchinson (1993).** *Environmental Impacts of Alternative Electricity Generation Technologies: Final Report*. Beals and Associates, Guelph, Ontario, Canada, 151 p.
- Beeharry, R.P. (2001).** *Carbon balance of sugarcane bioenergy systems*. *Biomass & Bioenergy*, 20(5), p. 361-370.
- Commission européenne (1999).** *National Implementation*. ExternE: Externalities of Energy. Commission européenne, Direction générale XII, Luxembourg, 20, 534 p.
- Corti, A. et L. Lombardi (2004).** *Biomass integrated gasification combined cycle with reduced CO<sub>2</sub> emissions: Performance analysis and life cycle assessment (LCA)*. *Energy*, 29(12-15), p. 2109-2124.
- Cottrell, A., J. Nunn, A. Urfer et L. Wibberley (2003).** *Systems Assessment of Electricity Generation Using Biomass and Coal in CFBC*. Cooperative Research Centre for Coal in Sustainable Development, Pullenvale, Qld., Australie, 21 p.
- Cowie, A.L. (2004).** *Greenhouse Gas Balance of Bioenergy Systems Based on Integrated Plantation Forestry in North East New South Wales, Australia: International Energy Agency (IEA) Bioenergy Task 38 on GHG Balances of Biomass and Bioenergy Systems*. AIE, Paris, France. 6 p. Disponible à l'adresse [www.ieabioenergy-task38.org/projects/task38casesstudies/aus-brochure.pdf](http://www.ieabioenergy-task38.org/projects/task38casesstudies/aus-brochure.pdf).

**Tableau A.II.3** | Nombre d'analyses du cycle de vie des technologies de production d'électricité («références») à chaque étape de la collecte de documentation et du processus de tri et nombre de scénarios («estimations») concernant les émissions de GES pendant leur cycle de vie évalués ici.

Type de technologie	Références étudiées	Références ayant passé le test du premier tri	Références ayant passé le test du deuxième tri	Références fournissant des estimations des émissions de GES pendant leur cycle de vie	Estimations des émissions de GES pendant leur cycle de vie ayant passé le test des tris
Bioénergie	369	162	84	52	226
Charbon	273	192	110	52	181
Solaire thermodynamique	125	45	19	13	42
Énergie géothermique	46	24	9	6	8
Énergie hydroélectrique	89	45	11	11	28
Gaz naturel	251	157	77	40	90
Énergie nucléaire	249	196	64	32	125
Énergie marine	64	30	6	5	10
Pétrole	68	45	19	10	24
Photovoltaïque	400	239	75	26	124
Énergie éolienne	231	174	72	49	126
<b>TOTAUX</b>	<b>2 165</b>	<b>1 309</b>	<b>546</b>	<b>296</b>	<b>984</b>
<b>% du total étudié</b>		60 %	25 %	14 %	
<b>% ayant passé le test du premier tri</b>			42 %	23 %	
<b>% ayant passé le test du deuxième tri</b>				54 %	

Note: Dans certains cas, les totaux indiqués témoignent d'un double comptage du fait que certaines références portent sur plus d'une technologie.

**Table A.II.4** | Résultats globaux de l'examen de la documentation concernant l'analyse du cycle de vie des émissions de GES issues des technologies de production d'électricité présentées à la figure 9.8 (g éqCO<sub>2</sub>/kWh).

Valeurs	Bio-énergie	Solaire		Énergie géothermique	Énergie hydroélec.	Énergie marine	Énergie éolienne	Énergie nucléaire	Gaz naturel	Pétrole	Charbon
		Photovolt.	Thermodyn.								
Minimum	-633	5	7	6	0	2	2	1	290	510	675
25 <sup>e</sup> percentile	360	29	14	20	3	6	8	8	422	722	877
50 <sup>e</sup> percentile	18	46	22	45	4	8	12	16	469	840	1 001
75 <sup>e</sup> percentile	37	80	32	57	7	9	20	45	548	907	1 130
Maximum	75	217	89	79	43	23	81	220	930	1 170	1 689
Min. avec CSC	-1 368								65		98
Max. avec CSC	-594								245		396

Note: CSC = Captage et stockage du carbone

- Cuperus, M.A.T. (2003).** *Biomass Systems: Final Report*. Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for Present and Future Power Systems in Europe (ECLIPSE): N.V. tot Keuring van Electrotechnische Materialen (KEMA) Nederland B.V., Arnhem, Pays-Bas, 83 p.
- Damen, K. et A.P.C. Faaij (2003).** *A Life Cycle Inventory of Existing Biomass Import Chains for "Green" Electricity Production*. NW&S-E-2003-1, Universiteit Utrecht Copernicus Institute, Department of Science, Technology and Society, Utrecht, Pays-Bas, 76 p.
- Daugherty, E.C. (2001).** *Biomass Energy Systems Efficiency: Analyzed Through a Life Cycle Assessment*. Thèse de maîtrise, Université de Lund, Lund, Suède, 39 p.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth et M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Rapport N°5 d'Ecoinvent, Institut Paul Scherrer, Centre suisse pour les inventaires de cycle de vie écologiques, Villigen, Suisse, 185 p. Disponible à l'adresse [www.eco.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.eco.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- Dowaki, K., H. Ishitani, R. Matsuhashi et N. Sam (2002).** *A comprehensive life cycle analysis of a biomass energy system*. *Technology*, 8(4-6), p. 193-204.
- Dowaki, K., S. Mori, H. Abe, P.F. Grierson, M.A. Adams, N. Sam, P. Nimiago, J. Gale et Y. Kaya (2003).** *A life cycle analysis of biomass energy system tanking [sic] sustainable forest management into consideration*. In: Greenhouse Gas Control Technologies – 6<sup>th</sup> International Conference, Kyoto, Japon, 1<sup>er</sup>-4 octobre 2002. Pergamon, Oxford, p. 1383-1388.
- Dubuisson, X. et I. Sintzoff (1998).** *Energy and CO<sub>2</sub> balances in different power generation routes using wood fuel from short rotation coppice*. *Biomass & Bioenergy*, 15(4-5), p. 379-390.
- Elsayed, M.A., R. Matthews et N.D. Mortimer (2003).** *Carbon and Energy Balances for a Range of Biofuel Options*. Resources Research Institute, Université de Sheffield Hallam, Sheffield, Royaume-Uni, 341 p.
- Faaij, A., B. Meuleman, W. Turkenburg, A. van Wijk, B. Ausilio, F. Rosillo-Calle et D. Hall (1998).** *Externalities of biomass based electricity production compared with power generation from coal in the Netherlands*. *Biomass and Bioenergy*, 14(2), p. 125-147.
- Faix, A., J. Schweinle, S. Scholl, G. Becker et D. Meier (2010).** *(GTI-tcbiomass) life-cycle assessment of the BTO-Process (biomass-to-oil) with combined heat and power generation*. *Environmental Progress and Sustainable Energy*, 29(2), p. 193-202.
- Forsberg, G. (2000).** *Biomass energy transport – Analysis of bioenergy transport chains using life cycle inventory method*. *Biomass & Bioenergy*, 19(1), p. 17-30.
- Froese, R.E., D.R. Shonnard, C.A. Miller, K.P. Koers et D.M. Johnson (2010).** *An evaluation of greenhouse gas mitigation options for coal-fired power plants in the US Great Lakes states*. *Biomass and Bioenergy*, 34(3), p. 251-262.
- Gaunt, J.L. et J. Lehmann (2008).** *Energy balance and emissions associated with biochar sequestration and pyrolysis bioenergy production*. *Environmental Science & Technology*, 42(11), p. 4152-4158.
- Gmünder, S.M., R. Zah, S. Bhattacharjee, M. Classen, P. Mukherjee et R. Widmer (2010).** *Life cycle assessment of village electrification based on straight Jatropha oil in Chhattisgarh, India*. *Biomass and Bioenergy*, 34(3):347-355
- Hanaoka, T. et S.-Y. Yokoyama (2003).** *CO<sub>2</sub> mitigation by biomass-fired power generation in Japan*. *International Energy Journal*, 4(2), p. 99-103.
- Hartmann, D. et M. Kaltschmitt (1999).** *Electricity generation from solid biomass via co-combustion with coal - Energy and emission balances from a German case study*. *Biomass & Bioenergy*, 16(6), p. 397-406.
- Heller, M.C., G.A. Keoleian, M.K. Mann et T.A. Volk (2004).** *Life cycle energy and environmental benefits of generating electricity from willow biomass*. *Renewable Energy*, 29(7), p. 1023-1042.
- Herrera, I., C. Lago, Y. Lechon, R. Saez, M. Munarriz et J. Gil (2008).** *Life cycle assessment of two biomass power generation plants*. In: 16<sup>th</sup> European Biomass Conference & Exhibition, Valence, Espagne, 2-6 juin 2008, p. 2606-2613.
- Hong, S.W. (2007).** *The Usability of Switchgrass, Rice Straw, and Logging Residue as Feedstocks for Power Generation in East Texas*. Thèse de maîtrise, Texas A&M University, College Station, TX, États-Unis d'Amérique, 83 p.
- IEA (2002).** *Environmental and Health Impacts of Electricity Generation*. A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with those of Other Generation Technologies. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 239 p.
- Jungmeier, G. et J. Spitzer (2001).** *Greenhouse gas emissions of bioenergy from agriculture compared to fossil energy for heat and electricity supply*. *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 60(1-3), p. 267-273.
- Jungmeier, G., J. Spitzer et G. Resch (1998).** *Environmental burdens over the entire life cycle of a biomass CHP plant*. *Biomass and Bioenergy* 15(4-5), p. 311-323.
- Letten, S., B. Muys, R. Ceulemans, E. Moons, J. Garcia et P. Coppin (2003).** *Energy budget and greenhouse gas balance evaluation of sustainable coppice systems for electricity production*. *Biomass and Bioenergy*, 24(3), p. 179-197.
- Ma, X., F. Li, Z. Zhao, C. Wu et Y. Chen (2003).** *Life cycle assessment on biomass gasification combined cycle and coal fired power plant*. In: Energy and the Environment – Proceedings of the International Conference on Energy and the Environment, Shanghai, Chine, 22-24 mai 2003. Shanghai Scientific and Technical Publishers, Shanghai, Chine, 1, p. 209-214.
- Malkki, H. et Y. Virtanen (2003).** *Selected emissions and efficiencies of energy systems based on logging and sawmill residues*. *Biomass and Bioenergy*, 24, p. 321-327.
- Mann, M.K. et P.L. Spath (1997).** *Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System*. NREL/TP-430-23076, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, États-Unis d'Amérique, 157 p.
- Mann, M.K. et P.L. Spath (2001).** *A life-cycle assessment of biomass cofiring in a coal-fired power plant*. *Clean Products and Processes*, 3, p. 81-91.

- Mohan, T. (2005).** *An Integrated Approach for Techno-economic and Environmental Analysis of Energy from Biomass and Fossil Fuels*. Thèse de maîtrise, Texas A&M University, College Station, TX, États-Unis d'Amérique, 200 p.
- Pehnt, M. (2006).** *Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies*. *Renewable Energy*, 31(1), p. 55-71.
- Rafaschieri, A., M. Rapaccini et G. Manfrida (1999).** *Life cycle assessment of electricity production from poplar energy crops compared with conventional fossil fuels*. *Energy Conversion and Management* 40(14), p. 1477-1493.
- Ramjeawon, T. (2008).** *Life cycle assessment of electricity generation from bagasse in Mauritius*. *Journal of Cleaner Production*, 16(16), p. 1727-1734.
- Renouf, M.A. (2002).** *Preliminary LCA of Electricity Generation from Sugarcane Bagasse*. Environmental Energy Centre, University of Queensland, Queensland, Australie, 10 p. Disponible à l'adresse [www.docstoc.com/docs/39528266/PRELIMINARY-LCA-OF-ELECTRICITY-GENERATION-FROM-SUGARCANE-BAGASSE](http://www.docstoc.com/docs/39528266/PRELIMINARY-LCA-OF-ELECTRICITY-GENERATION-FROM-SUGARCANE-BAGASSE).
- Robertson, K. (2003).** *Greenhouse Gas Benefits of a Combined Heat and Power Bioenergy System in New Zealand*. FORCE Consulting, Kirkland, WA, États-Unis d'Amérique, 16 p. Disponible à l'adresse [www.ieabioenergy-task38.org/projects/task38casestudies/nz\\_fullreport.pdf](http://www.ieabioenergy-task38.org/projects/task38casestudies/nz_fullreport.pdf).
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994).** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*. Publication SECD A N° T800-94-004, Saskatoon, SK, Canada, 205 p.
- Schaffner, B., K. Persson, U. Nilsson et J. Peterson (2002).** *Environmental and Health Impacts of Electricity Generation. A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with Those of Other Generation Technologies*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 221 p. Disponible à l'adresse [www.ieahydro.org/reports/ST3-020613b.pdf](http://www.ieahydro.org/reports/ST3-020613b.pdf).
- Searcy, E. et P. Flynn (2008).** *Processing of straw/corn stover: Comparison of life cycle emissions*. *International Journal of Green Energy*, 5(6), p. 423-437.
- Setterwall, C., M. Munter, P. Sarkozi et B. Bodlund (2003).** *Bio-fuelled Combined Heat and Power Systems*. Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for Present and Future Power Systems in Europe (ECLIPSE). N.V. tot Keuring van Electrotechnische Materialen (KEMA) Nederland B.V., Arnhem, Pays-Bas.
- Sikkema, R., M. Junginger, W. Pichler, S. Hayes et A.P.C. Faaij (2010).** *The international logistics of wood pellets for heating and power production in Europe: Costs, energy-input and greenhouse gas balances of pellet consumption in Italy, Sweden and the Netherlands*. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 4(2), p. 132-153.
- Spath, P.L. et M.K. Mann (2004).** *Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO<sub>2</sub> Sequestration – Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics*. NREL/TP-510-32575. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, États-Unis d'Amérique, 28 p.
- Styles, D. et M.B. Jones (2007).** *Energy crops in Ireland: Quantifying the potential life-cycle greenhouse gas reductions of energy-crop electricity*. *Biomass & Bioenergy*, 31(11-12), p. 759-772.
- Tiwary, A. et J. Colls (2010).** *Mitigating secondary aerosol generation potentials from biofuel use in the energy sector*. *Science of the Total Environment*, 408(3), p. 607-616.
- Wibberley, L. (2001).** *Coal in a Sustainable Society*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australie.
- Wibberley, L., J. Nunn, A. Cottrell, M. Searles, A. Urfer et P. Scaife (2000).** *Life Cycle Analysis for Steel and Electricity Production in Australia*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australie, 36 p.
- Wicke, B., V. Dornburg, M. Junginger et A. Faaij (2008).** *Different palm oil production systems for energy purposes and their greenhouse gas implications*. *Biomass and Bioenergy*, 32(12), p. 1322-1337.
- Yoshioka, T., K. Aruga, T. Nitami, H. Kobayashi et H. Sakai (2005).** *Energy and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) balance of logging residues as alternative energy resources: System analysis based on the method of a life cycle inventory (LCI) analysis*. *Journal of Forest Research*, 10(2), p. 125-134.
- Zhang, Y.M., S. Habibi et H.L. MacLean (2007).** *Environmental and economic evaluation of bioenergy in Ontario, Canada*. *Journal of the Air and Waste Management Association*, 57(8), p. 919-933.

## Production d'énergie à partir de charbon (52)

- Akai, M., N. Nomura, H. Waku et M. Inoue (1997).** *Life-cycle analysis of a fossil-fuel power plant with CO<sub>2</sub> recovery and a sequestering system*. *Energy*, 22(2-3), p. 249-256.
- Bates, J.L. (1995).** *Full Fuel Cycle Atmospheric Emissions and Global Warming Impacts from UK Electricity Generation*. Rapport N° ETSU-R-88, Energy Technical Support Unit (ETSU), Londres, Royaume-Uni, 51 p. (ISBN 011 515 4027).
- Commission européenne (1995).** *Coal & Lignite. ExternE: Externalities of Energy*. Luxembourg, Commission Européenne, Direction générale XII. 3, 573 p.
- Commission européenne (1999).** *National Implementation. ExternE: Externalities of Energy*. Luxembourg, Commission européenne, Direction générale XII. 20, 534 p.
- Corrado, A., P. Fiorini et E. Scubba (2006).** *Environmental assessment and extended exergy analysis of a "Zero CO<sub>2</sub> Emission", high-efficiency steam power plant*. *Energy*, 31(15), p. 3186-3198.
- Cottrell, A., J. Nunn, A. Urfer et L. Wibberley (2003).** *Systems Assessment of Electricity Generation Using Biomass and Coal in CFBC*. Cooperative Research Centre for Coal in Sustainable Development, Pullenvale, Qld., Australie, 21 p.
- Damen, K. et A.P.C. Faaij (2003).** *A Life Cycle Inventory of Existing Biomass Import Chains for "Green" Electricity Production*. NW&S-E-2003-1, Universiteit Utrecht Copernicus Institute, Department of Science, Technology and Society, Utrecht, Pays-Bas, 76 p.
- Dolan, S.L. (2007).** *Life Cycle Assessment and Energy Synthesis of a Theoretical Offshore Wind Farm for Jacksonville, Florida*. Thèse de maîtrise, Université de Floride, 125 p.
- Dones, R., U. Ganter et S. Hirschberg (1999).** *Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland*. *International Journal of Global Energy Issues*, 12(1-6), p. 271-282.
- Dones, R., X. Zhou et C. Tian (2004).** *Life cycle assessment (LCA) of Chinese energy chains for Shandong electricity scenarios*. *International Journal of Global Energy Issues*, 22(2/3/4), p. 199-224.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth et M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Rapport N° 5 d'Ecoinvent, Institut Paul Scherrer, Centre suisse pour les inventaires de cycle de vie écologiques, Villigen, Suisse, 185 p. Disponible à l'adresse [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- Dones, R., C. Bauer, T. Heck, O. Mayer-Spohn et M. Blesl (2008).** *Life cycle assessment of future fossil technologies with and without carbon capture and storage*. *Life-Cycle Analysis for New Energy Conversion and Storage Systems*, 1041, p. 147-158.
- Fiaschi, D. et L. Lombardi (2002).** *Integrated gasifier combined cycle plant with integrated CO<sub>2</sub> - H<sub>2</sub>S removal: Performance analysis, life cycle assessment and exergetic life cycle assessment*. *International Journal of Applied Thermodynamics*, 5(1), p. 13-24.
- Friedrich, R. et T. Marheineke (1996).** *Life cycle analysis of electric systems: Methods and results*. In: IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems, Beijing, Chine, 7 octobre 1994, Agence internationale de l'énergie atomique, p. 67-75. Disponible à l'adresse [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- Froese, R.E., D.R. Shonnard, C.A. Miller, K.P. Koers et D.M. Johnson (2010).** *An evaluation of greenhouse gas mitigation options for coal-fired power plants in the US Great Lakes States*. *Biomass and Bioenergy*, 34(3), p. 251-262.
- Gorokhov, V., L. Manfredo, M. Ramezan et J. Ratafia-Brown (2000).** *Life Cycle Assessment of IGCC*. Systems Phase II Report, Science Applications International Corporation (SAIC), McLean, VA, États-Unis d'Amérique, 162 p.

- Hartmann, D. et M. Kaltschmitt (1999).** *Electricity generation from solid biomass via co-combustion with coal - Energy and emission balances from a German case study.* Biomass & Bioenergy, 16(6), p. 397-406.
- Heller, M.C., G.A. Keoleian, M.K. Mann et T.A. Volk (2004).** *Life cycle energy and environmental benefits of generating electricity from willow biomass.* Renewable Energy, 29(7), p. 1023-1042.
- Herrick, C.N., A. Sikri, L. Greene et J. Finnell (1995).** *Assessment of the Environmental Benefits of Renewables Deployment: A Total Fuel Cycle Analysis of the Greenhouse Gas Impacts of Renewable Generation Technologies in Regional Utility Systems.* DynCorp EENSP, Inc., Alexandria, VA, États-Unis d'Amérique.
- Hondo, H. (2005).** *Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case.* Energy, 30(11-12), p. 2042-2056.
- Jaramillo, P., W.M. Griffin et H.S. Matthews (2006).** *Comparative Life Cycle Carbon Emissions of LNG Versus Coal and Gas for Electricity Generation,* aucun éditeur cité, 16 p. Disponible à l'adresse [www.ce.cmu.edu/~gdrgr/readings/2005/10/12/Jaramillo\\_LifeCycleCarbonEmissionsFromLNG.pdf](http://www.ce.cmu.edu/~gdrgr/readings/2005/10/12/Jaramillo_LifeCycleCarbonEmissionsFromLNG.pdf).
- Koornneef, J., T. van Keulen, A. Faaij et W. Turkenburg (2008).** *Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO<sub>2</sub>.* International Journal of Greenhouse Gas Control, 2(4), p. 448-467.
- Kreith, F., P. Norton et D. Brown (1990).** *CO<sub>2</sub> Emissions from Coal-fired and Solar Electric Power Plants.* Solar Energy Research Institute (SERI), Golden, CO, États-Unis d'Amérique, 44 p.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Truckenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann et B. Praetorius (1997).** *ExternE National Implementation in Germany.* Université de Stuttgart, Stuttgart, Allemagne, 189 p.
- Lee, K.-M., S.-Y. Lee et T. Hur (2004).** *Life cycle inventory analysis for electricity in Korea.* Energy, 29(1), p. 87-101.
- Lee, R. (1994).** *Estimating externalities of coal fuel cycles.* In: External Costs and Benefits of Fuel Cycles, Vol. 3. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, États-Unis d'Amérique, 719 p.
- Lenzen, M. (2008).** *Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review.* Energy Conversion and Management, 49, p. 2178-2199. Disponible à l'adresse [www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA\\_Nuclear\\_Report.pdf](http://www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA_Nuclear_Report.pdf).
- Markewitz, P., A. Schreiber, S. Vögele et P. Zapp (2009).** *Environmental impacts of a German CCS strategy.* Energy Procedia, 1(1), p. 3763-3770.
- Martin, J.A. (1997).** *A total fuel cycle approach to reducing greenhouse gas emissions: Solar generation technologies as greenhouse gas offsets in U.S. utility systems.* In: Solar Energy (Selected Proceeding of ISES 1995: Solar World Congress. Part IV), 59(4-6), p. 195-203.
- May, J.R. et D.J. Brennan (2003).** *Life cycle assessment of Australian fossil energy options.* Process Safety and Environmental Protection: Transactions of the Institution of Chemical Engineers, Part B, 81(5), p. 317-330.
- Meier, P.J., P.P.H. Wilson, G.L. Kulcinski et P.L. Denholm (2005).** *US electric industry response to carbon constraint: A life-cycle assessment of supply side alternatives.* Energy Policy, 33(9), p. 1099-1108.
- Meridian Corporation (1989).** *Energy System Emissions and Materiel Requirements.* Meridian Corporation, Alexandria, VA, États-Unis d'Amérique, 34 p.
- Odeh, N.A. et T.T. Cockerill (2008).** *Life cycle analysis of UK coal fired power plants.* Energy Conversion and Management, 49(2), p. 212-220.
- Odeh, N.A. et T.T. Cockerill (2008).** *Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage.* Energy Policy, 36(1), p. 367-380.
- Pacca, S.A. (2003).** *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies.* Thèse de doctorat, Université de Californie, Berkeley, CA, États-Unis d'Amérique, 191 p.
- Peiu, N. (2007).** *Life cycle inventory study of the electrical energy production in Romania.* International Journal of Life Cycle Assessment, 12(4), p. 225-229.
- Ruether, J.A., M. Ramezan et P.C. Balash (2004).** *Greenhouse gas emissions from coal gasification power generation systems.* Journal of Infrastructure Systems, 10(3), p. 111-119.
- San Martin, R.L. (1989).** *Environmental Emissions from Energy Technology Systems: The Total Fuel Cycle.* Département américain de l'énergie, Washington, DC, États-Unis d'Amérique, 21 p.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994).** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options.* Publication SECD A N° T800-94-004, Saskatoon, SK, Canada, 205 p.
- Schreiber, A., P. Zapp et W. Kuckshinrichs (2009).** *Environmental assessment of German electricity generation from coal-fired power plants with amine-based carbon capture.* International Journal of Life Cycle Assessment, 14(6), p. 547-559.
- SENES Consultants Limited (2005).** *Methods to Assess the Impacts on the Natural Environment of Generation Options.* Préparé par SENES Consultants pour l'Ontario Power Authority, Richmond Hill, ON, Canada, 166 p.
- Shukla, P.R. et D. Mahapatra (2007).** *Full Fuel Cycle for India.* In: CASES: Cost Assessment of Sustainable Energy Systems. Document N° 7.1, Indian Institute of Management Ahmedabad (IIMA), Vestrapur, Ahmedabad, Inde, 10 p.
- Spath, P.L. et M.K. Mann (2004).** *Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO<sub>2</sub> Sequestration – Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics.* NREL/TP-510-32575. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, États-Unis d'Amérique, 28 p.
- Spath, P.L., M.K. Mann et D.R. Kerr (1999).** *Life Cycle Assessment of Coal Fired Power Production.* National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, États-Unis d'Amérique, 172 p.
- Styles, D. et M.B. Jones (2007).** *Energy crops in Ireland: Quantifying the potential life-cycle greenhouse gas reductions of energy-crop electricity.* Biomass & Bioenergy, 31(11-12), p. 759-772.
- Uchiyama, Y. (1996).** *Validity of FENCH-GHG study: Methodologies and databases comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases.* In: IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems, Beijing, Chine, 4-7 oct 1994, Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), p. 85-94. Disponible à l'adresse [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- White, S.W. (1998).** *Net Energy Payback and CO<sub>2</sub> Emissions from Helium-3 Fusion and Wind Electrical Power Plants.* Thèse de doctorat, Université du Wisconsin, Madison, WI, États-Unis d'Amérique, 166 p.
- Wibberley, L. (2001).** *Coal in a Sustainable Society.* Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australie.
- Wibberley, L., J. Nunn, A. Cottrell, M. Searles, A. Urfer et P. Scaife (2000).** *Life Cycle Analysis for Steel and Electricity Production in Australia.* Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australie, 36 p.
- Zerlia, T. (2003).** *Greenhouse gases in the life cycle of fossil fuels: Critical points in the assessment of pre-combustion emissions and repercussions on the complete life cycle.* La Rivista dei Combustibili, 57(6), p. 281-293.
- Zhang, Y.M., S. Habibi et H.L. MacLean (2007).** *Environmental and economic evaluation of bioenergy in Ontario, Canada.* Journal of the Air and Waste Management Association, 57(8), p. 919-933.
- Zhang, Y.M., J. McKechnie, D. Cormier, R. Lyng, W. Mabee, A. Ogino et H.L. MacLean (2010).** *Life cycle emissions and cost of producing electricity from coal, natural gas, and wood pellets in Ontario, Canada.* Environmental Science & Technology, 44(1), p. 538-544.

### Solaire thermodynamique (13)

- Burkhardt, J., G. Heath et C. Turchi (2010).** *Life cycle assessment of a model parabolic trough concentrating solar power plant with thermal energy storage.* In: ASME 4th International Conference on Energy Sustainability, American Society of Mechanical Engineers (ASME), Phoenix, AZ, États-Unis d'Amérique, 17-22 mai 2010.
- Cavallaro, F. et L. Ciraolo (2006).** *Life Cycle Assessment (LCA) of Paraboloidal-dish Solar Thermal Power Generation System.* In: 1<sup>st</sup> International Symposium on

Environment Identities and Mediterranean Area, ISEIM, IEEE, Corte-Ajaccio, France, 10-13 juillet 2006, p. 260-265.

**Centre aérospatial allemand (DLR) (2006).** *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Final Report.* Institute of Technical Thermodynamics, and Section Systems Analysis and Technology Assessment, Centre aérospatial allemand (DLR), Stuttgart, Allemagne, 190 p.

**Jacobson, M.Z. (2009).** *Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security.* Energy & Environmental Science, 2, p. 148-173.

**Kreith, F., P. Norton et D. Brown (1990).** *CO<sub>2</sub> Emissions from Coal-fired and Solar Electric Power Plants.* SERI/TP-260-3772, Solar Energy Research Institute (SERI), Golden, CO, États-Unis d'Amérique, 44 p.

**Lenzen, M. (1999).** *Greenhouse gas analysis of solar-thermal electricity generation.* Solar Energy, 65(6), p. 353-368.

**Ordóñez, I., N. Jiménez et M.A. Silva (2009).** *Life cycle environmental impacts of electricity production by dish/Stirling systems in Spain.* In: SolarPACES 2009, Berlin, Allemagne, 15-18 septembre 2009, 8 p.

**Pehnt, M. (2006).** *Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies.* Renewable Energy, 31(1), p. 55-71.

**Piemonte, V., M.D. Falco, P. Tarquini et A. Giaconia (2010).** *Life cycle assessment of a high temperature molten salt concentrated solar power plant.* In: 20<sup>th</sup> European Symposium on Computer Aided Process Engineering – ESCAPE20, sous la direction de Pierucci, S. et G.B. Ferraris, Elsevier, Naples, Italie, 6-9 juin 2010, 6 p.

**Vant-Hull, L. (1992).** *Solar thermal electricity: An environmentally benign and viable alternative.* Perspectives in Energy, 2, p. 157-166.

**Viebahn, P., S. Kronshage et F. Trieb (2008).** *Final Report on Technical Data, Costs, and Life Cycle Inventories of Solar Thermal Power Plants.* Projet n° 502687. New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Rome, Italie, 95 p. Disponible à l'adresse [www.needs-project.org/docs/results/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf](http://www.needs-project.org/docs/results/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf).

**Weinrebe, G., M. Bohnke et F. Trieb (1998).** *Life cycle assessment of an 80 MW SEGS plant and a 30 MW PHOEBUS power tower.* In: International Solar Energy Conference. Solar Engineering. ASME, Albuquerque, NM, États-Unis d'Amérique, 14-17 juin 1998, p. 417-424.

**Wibberley, L. (2001).** *Coal in a Sustainable Society.* Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australie.

## Énergie géothermique (6)

**Frick, S., M. Kaltschmitt et G. Schroder (2010).** *Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs.* Energy, 35(5), p. 2281-2294.

**Hondo, H. (2005).** *Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case.* Energy, 30(11-12), p. 2042-2056.

**Karlsdottir, M.R., O.P. Palsson et H. Palsson (2010).** *Factors for Primary Energy Efficiency and CO<sub>2</sub> Emission of Geothermal Power Production.* In: World Geothermal Congress 2010, International Geothermal Association, Bali, Indonésie, 25-29 avril 2010, 7 p.

**Rogge, S. et M. Kaltschmitt (2003).** *Electricity and heat production from geothermal energy – An ecologic comparison.* Erdoel Erdgas Kohle/EKEP, 119(1), p. 35-40.

**Rule, B.M., Z.J. Worth et C.A. Boyle (2009).** *Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand.* Environmental Science & Technology, 43(16), p. 6406-6413.

**Uchiyama, Y. (1997).** *Environmental life cycle analysis of geothermal power generating technology; Chinsu hatsuden gijutsu no kankyo life cycle bunseki.* Denki Gakkaishi (Revue de l'Institut japonais des ingénieurs électriciens), 117(11), p. 752-755.

## Énergie hydroélectrique (11)

**Barnhouse, L.W., G.F. Cada, M.-D. Cheng, C.E. Easterly, R.L. Kroodma, R. Lee, D.S. Shriner, V.R. Tolbert et R.S. Turner (1994).** *Estimating Externalities of the Hydro Fuel Cycles.* Report 6. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, États-Unis d'Amérique, 205 p.

**Denholm, P. et G.L. Kulcinski (2004).** *Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems.* Energy Conversion and Management, 45(13-14), p. 2153-2172.

**Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L.I. Panis et I. De Vlioger (2005).** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies.* ENG1-CT-2002-00609, Institut Paul Scherrer (PSI), Villigen, Suisse, 76 p.

**Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth et M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries.* Rapport N° 5 d'Ecoinvent, Institut Paul Scherrer, Centre suisse pour les inventaires de cycle de vie écologiques, Villigen, Suisse, 185 p. Disponible à l'adresse [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).

**Horvath, A. (2005).** *Decision-making in Electricity Generation Based on Global Warming Potential and Life-cycle Assessment for Climate Change.* University of California Energy Institute, Berkeley, CA, États-Unis d'Amérique, 16 p. Disponible à l'adresse [repositories.cdlib.org/ucei/devtech/EDT-006](http://repositories.cdlib.org/ucei/devtech/EDT-006).

**IEA (1998).** *Benign Energy? The Environmental Implications of Renewables.* Agence internationale de l'énergie, Paris, France, 128 p.

**Pacca, S. (2007).** *Impacts from decommissioning of hydroelectric dams: A life cycle perspective.* Climatic Change, 84(3-4), p. 281-294.

**Rhodes, S., J. Wazlaw, C. Chaffee, F. Kommonen, S. Apfelbaum et L. Brown (2000).** *A Study of the Lake Chelan Hydroelectric Project Based on Life-cycle Stressor-effects Assessment.* Final Report. Scientific Certification Systems, Oakland, CA, États-Unis d'Amérique, 193 p.

**Ribeiro, F.d.M. et G.A. da Silva (2009).** *Life-cycle inventory for hydroelectric generation: a Brazilian case study.* Journal of Cleaner Production, 18(1), p. 44-54.

**Vattenfall (2008).** *Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration EPD® of Electricity from Vattenfall's Nordic Hydropower.* Rapport N° S-P-00088, Vattenfall, Stockholm, Suède, 50 p.

**Zhang, Q., B. Karney, H.L. MacLean et J. Feng (2007).** *Life-Cycle Inventory of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions for Two Hydropower Projects in China.* Journal of Infrastructure Systems, 13(4), p. 271-279.

## Production d'énergie à partir de gaz naturel (40)

**Audus, H. et L. Saroff, 1995:** *Full Fuel Cycle Evaluation of CO<sub>2</sub> Mitigation Options for Fossil Fuel Fired Power Plant.* Energy Conversion and Management, 36(6-9), p. 831-834.

**Badea, A.A., I. Voda et C.F. Dinca (2010).** *Comparative Analysis of Coal, Natural Gas and Nuclear Fuel Life Cycles by Chains of Electrical Energy Production.* UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering, 72(2), p. 221-238.

**Bergerson, J. et L. Lave (2007).** *The Long-term Life Cycle Private and External Costs of High Coal Usage in the US.* Energy Policy, 35(12), p. 6225-6234.

**Bernier, E., F. Maréchal et R. Samson (2010).** *Multi-Objective Design Optimization of a Natural Gas-combined Cycle with Carbon Dioxide Capture in a Life Cycle Perspective.* Energy 35(2), p. 1121-1128.

**Berry, J.E., M.R. Holland, P.R. Watkiss, R. Boyd et W. Stephenson (1998).** *Power Generation and the Environment: a UK Perspective.* AEA Technology, Oxfordshire, Royaume-Uni, 275 p.

**Commission européenne, 1995:** *Oil & Gas. ExternE: Externalities of Energy.* Commission européenne, Direction générale XII, Luxembourg, 4, 470 p.

- Conseil mondial de l'énergie (2004).** *Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment*. Conseil mondial de l'énergie, Londres, Royaume-Uni, 67 p.
- Dolan, S.L. (2007).** *Life Cycle Assessment and Energy Synthesis of a Theoretical Offshore Wind Farm for Jacksonville, Florida*. Thèse de maîtrise, Université de Floride, 125 p. Disponible à l'adresse [http://etd.fcla.edu/UF/UF0021032/dolan\\_s.pdf](http://etd.fcla.edu/UF/UF0021032/dolan_s.pdf).
- Dones, R., S. Hirschberg et I. Knoepfel (1996).** *Greenhouse gas emission inventory based on full energy chain analysis*. In: IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems. Beijing, Chine, 4-7 octobre 1994, p. 95-114. Disponible à l'adresse [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- Dones, R., U. Ganter et S. Hirschberg (1999).** *Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland*. International Journal of Global Energy Issues, 12(1-6), p. 271-282.
- Dones, R., T. Heck et S. Hirschberg (2004).** *Greenhouse gas emissions from energy systems, comparison and overview*. Encyclopedia of Energy, 3, p. 77-95, doi:10.1016/B0-12-176480-X/00397-1.
- Dones, R., X. Zhou et C. Tian (2004).** *Life cycle assessment (LCA) of Chinese energy chains for Shandong electricity scenarios*. International Journal of Global Energy Issues, 22(2/3/4), p. 199-224.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L.I. Panis et I. De Vlioger (2005).** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*. ENG1-CT-2002-00609, Institut Paul Scherrer (PSI), Villigen, Suisse, 76 p.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth et M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Rapport N° 5 d'Ecoinvent, Institut Paul Scherrer, Centre suisse pour les inventaires de cycle de vie écologiques, Villigen, Suisse, 185 p. Disponible à l'adresse [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- Frischknecht, R. (1998).** *Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation*. Dissertation, Institut fédéral suisse de technologie de Zurich, Zurich, Suisse, 256 p.
- Gantner, U., M. Jakob et S. Hirschberg (2001).** *Total greenhouse gas emissions and costs of alternative Swiss energy supply strategies*. In: Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5). CSIRO Publishing, Cairns, Australie, 13-16 août 2000, p. 991-996.
- Herrick, C.N., A. Sikri, L. Greene et J. Finnell, 1995:** *Assessment of the Environmental Benefits of Renewables Deployment: A Total Fuel Cycle Analysis of the Greenhouse Gas Impacts of Renewable Generation Technologies in Regional Utility Systems*. DynCorp EENSP, Inc., Alexandria, VA, États-Unis d'Amérique.
- Hondo, H. (2005).** *Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case*. Energy, 30(11-12), p. 2042-2056.
- IEA (2002).** *Environmental and Health Impacts of Electricity Generation. A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with those of Other Generation Technologies*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 239 p. Disponible à l'adresse [www.ieahydro.org/reports/ST3-020613b.pdf](http://www.ieahydro.org/reports/ST3-020613b.pdf).
- Kannan, R., K.C. Leong, R. Osman et H.K. Ho (2007).** *Life cycle energy, emissions and cost inventory of power generation technologies in Singapore*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 11, p. 702-715.
- Kato, S. et A. Widiyanto (1999).** *A life cycle assessment scheme for environmental load estimation of power generation systems with NETS evaluation method*. In: International Joint Power Generation Conference. Sous la direction de S.R.H. Penfield et R. McMullen. American Society of Mechanical Engineers (ASME), Burlingame, CA, États-Unis d'Amérique, 25-28 juillet 1999, 2, p. 139-146.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Truckenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann et B. Praetorius (1997).** *ExternE National Implementation in Germany*. Université de Stuttgart, Stuttgart, Allemagne, 189 p.
- Lee, R. (1998).** *Estimating Externalities of Natural Gas Fuel Cycles*. External Costs and Benefits of Fuel Cycles: A Study by the U.S. Department of Energy and the Commission of the European Communities. Rapport N° 4, Oak Ridge National Laboratory and Resources for the Future, Oak Ridge, TN, États-Unis d'Amérique, 440 p.
- Lenzen, M. (1999).** *Greenhouse gas analysis of solar-thermal electricity generation*. Solar Energy, 65(6), p. 353-368.
- Lombardi, L. (2003).** *Life cycle assessment comparison of technical solutions for CO<sub>2</sub> emissions reduction in power generation*. Energy Conversion and Management, 44(1), p. 93-108.
- Martin, J.A. (1997).** *A total fuel cycle approach to reducing greenhouse gas emissions: Solar generation technologies as greenhouse gas offsets in U.S. utility systems*. Solar Energy (Selected Proceeding of ISES 1995: Solar World Congress. Part IV), 59(4-6), p. 195-203.
- Meier, P.J. (2002).** *Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis*. Thèse de doctorat, Université du Wisconsin, Madison, WI, États-Unis d'Amérique, 147 p.
- Meier, P.J. et G.L. Kulcinski (2001).** *The Potential for fusion power to mitigate US greenhouse gas emissions*. Fusion Technology, 39(2), p. 507-512.
- Meier, P.J., P.P.H. Wilson, G.L. Kulcinski et P.L. Denholm (2005).** *US electric industry response to carbon constraint: A life-cycle assessment of supply side alternatives*. Energy Policy, 33(9), p. 1099-1108.
- Norton, B., P.C. Eames et S.N.G. Lo (1998).** *Full-energy-chain analysis of greenhouse gas emissions for solar thermal electric power generation systems*. Renewable Energy, 15(1-4), p. 131-136.
- Odeh, N.A. et T.T. Cockerill (2008).** *Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage*. Energy Policy, 36(1), p. 367-380.
- Pacca, S.A. (2003).** *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*. Thèse de doctorat, Université de Californie, Berkeley, CA, États-Unis d'Amérique, 191 p.
- Phumpradab, K., S.H. Gheewala et M. Sagisaka (2009).** *Life cycle assessment of natural gas power plants in Thailand*. International Journal of Life Cycle Assessment, 14(4), p. 354-363.
- Raugei, M., S. Bargigli et S. Ulgiati (2005).** *A multi-criteria life cycle assessment of molten carbonate fuel cells (MCFC) – A comparison to natural gas turbines*. International Journal of Hydrogen Energy, 30(2), p. 123-130.
- Riva, A., S. D'Angelosante et C. Trebeschi (2006).** *Natural gas and the environmental results of life cycle assessment*. Energy, 31(1), p. 138-148.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994).** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*. Publication SECD A N° T800-94-004, Saskatoon, SK, Canada, 205 p.
- SENES Consultants Limited (2005).** *Methods to Assess the Impacts on the Natural Environment of Generation Options*. Préparé par SENES Consultants pour l'Ontario Power Authority, Richmond Hill, Ontario, Canada, 166 p.
- Spath, P.L. et M.K. Mann (2000).** *Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System*. NREL/TP-570-27715, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, États-Unis d'Amérique, 54 p.
- Spath, P.L. et M.K. Mann (2004).** *Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO<sub>2</sub> Sequestration – Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics*. NREL/TP-510-32575. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, États-Unis d'Amérique, 28 p.
- Uchiyama, Y. (1996).** *Validity of FENCH-GHG study: Methodologies and databases. comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases*. In: IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems, Beijing, Chine, 4-7 oct 1994, Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), p. 85-94. Disponible à l'adresse [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).

## Énergie nucléaire (32)

- AEA Technologies (2005).** *Environmental Product Declaration of Electricity from Torness Nuclear Power Station*. British Energy, Londres, Royaume-Uni, 52 p.
- AEA Technologies (2006).** *Carbon Footprint of the Nuclear Fuel Cycle*. British Energy, Londres, Royaume-Uni, 26 p.
- Andseta, S., M.J. Thompson, J.P. Jarrell et D.R. Pendergast (1998).** *Candu reactors and greenhouse gas emissions*. In: Canadian Nuclear Society 19th Annual Conference. Sous la direction de D.B. Buss et de D.A. Jenkins, Association nucléaire canadienne, Toronto, Ontario, Canada, 18-21 octobre 1998.
- AXPO Nuclear Energy (2008).** *Beznau Nuclear Power Plant*. Axpo AG, Baden, Allemagne, 21 p.
- Badea, A.A., I. Voda et C.F. Dinca (2010).** *Comparative analysis of coal, natural gas and nuclear fuel life cycles by chains of electrical energy production*. UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering, 72(2), p. 221-238.
- Beerten, J., E. Laes, G. Meskens et W. D'haeseleer (2009).** *Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal*. Energy Policy, 37(12), p. 5056-5058.
- Dones, R., S. Hirschberg et I. Knoepfel (1996).** *Greenhouse gas emission inventory based on full energy chain analysis*. In: IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems. Beijing, Chine, 4-7 octobre 1994, p. 95-114. Disponible à l'adresse [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- Dones, R., X. Zhou et C. Tian (2004).** *Life cycle assessment (LCA) of Chinese energy chains for Shandong electricity scenarios*. International Journal of Global Energy Issues, 22(2/3/4), p. 199-224.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L.I. Panis et I. De Vlieger (2005).** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*. ENG1-CT-2002-00609, Institut Paul Scherrer (PSI), Villigen, Suisse, 76 p.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth et M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Ecoinvent Rapport N° 5, Institut Paul Scherrer, Centre suisse pour les inventaires de cycle de vie écologiques, Villigen, Suisse, 185 p. Disponible à l'adresse [www.eco.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.eco.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- Dones, R., C. Bauer et T. Heck (2007).** *LCA of Current Coal, Gas and Nuclear Electricity Systems and Electricity Mix in the USA*. Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse, 4 p.
- Frischknecht, R. (1998).** *Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation*. Dissertation, Institut fédéral suisse de technologie de Zurich, Zurich, Suisse, 256 p.
- Fthenakis, V.M. et H.C. Kim (2007).** *Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study*. Energy Policy, 35(4), p. 2549-2557.
- Hondo, H. (2005).** *Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case*. Energy, 30(11-12), p. 2042-2056.
- Kivisto, A., 1995:** *Energy payback period and carbon dioxide emissions in different power generation methods in Finland*. In: IAEE International Conference. International Association for Energy Economics, Washington, D.C., 5-8 juillet 1995, p. 191-198.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Trukenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann et B. Praetorius (1997).** *ExternE National Implementation in Germany*. Université de Stuttgart, Stuttgart, Allemagne, 189 p.
- Lecointe, C., D. Lecarpentier, V. Maupu, D. Le Boulch et R. Richard (2007).** *Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of Nuclear Power Plants*. D14.2 – RS 1a, New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Rome, Italie, 62 p. Disponible à l'adresse [www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D14.2%20Final%20report%20on%20nuclear.pdf](http://www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D14.2%20Final%20report%20on%20nuclear.pdf).
- Lenzen, M., C. Dey, C. Hardy et M. Bilek (2006).** *Life-cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia*. ISA, Université de Sydney, Sydney, Australie, 180 p.
- Meridian Corporation (1989).** *Energy System Emissions and Material Requirements*. Meridian Corporation, Alexandria, VA, États-Unis d'Amérique, 34 p.
- Rashad, S.M. et F.H. Hammad (2000).** *Nuclear power and the environment: Comparative assessment of environmental and health impacts of electricity-generating systems*. Applied Energy, 65(1-4), p. 211-229.
- San Martin, R.L. (1989).** *Environmental Emissions from Energy Technology Systems: The Total Fuel Cycle*. Département américain de l'énergie, Washington, DC, États-Unis d'Amérique, 21 p.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994).** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*. Publication SECD A N° T800-94-004, Saskatoon, SK, Canada, 205 p.
- Tokimatsu, K., T. Asami, Y. Kaya, T. Kosugi et E. Williams (2006).** *Evaluation of lifecycle CO<sub>2</sub> emissions from the Japanese electric power sector in the 21<sup>st</sup> century under various nuclear scenarios*. Energy Policy, 34(7), p. 833-852.
- Uchiyama, Y. (1996).** *Validity of FENCH-GHG study: Methodologies and databases*. comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases. In: IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems, Beijing, Chine, 4-7 oct. 1994, Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), p. 85-94. Disponible à l'adresse [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- Uchiyama, Y. (1996).** *Life cycle analysis of electricity generation and supply systems: Net energy analysis and greenhouse gas emissions*. In: Electricity, Health and the Environment: Comparative Assessment in Support of Decision Making, Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), Vienne, Autriche, 16-19 octobre 1995, p. 279-291.
- Vattenfall (2007).** *Summary of Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration, EPD® of Electricity from Ringhals Nuclear Power Plant*. S-P-00026 2007-11-01, Vattenfall, Stockholm, Suède, 4 p.
- Vattenfall (2007).** *Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration, EPD, of Electricity from Forsmark Nuclear Power Plant*. Rapport N° S-P-00088, Vattenfall, Stockholm, Suède, 59 p.
- Voorspools, K.R., E.A. Brouwers et W.D. D'haeseleer (2000).** *Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' power plants: Results for the low countries*. Applied Energy, 67(3), p. 307-330.
- White, S.W. et G.L. Kulcinski (1999).** *'Birth to Death' Analysis of the Energy Payback Ratio and CO<sub>2</sub> Gas Emission Rates from Coal, Fission, Wind, and DT Fusion Power Plants*. Université du Wisconsin, Madison, WI, États-Unis d'Amérique, 17 p.
- Wibberley, L. (2001).** *Coal in a Sustainable Society*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australie.
- Yasukawa, S., Y. Tadokoro et T. Kajiyama (1992).** *Life cycle CO<sub>2</sub> emission from nuclear power reactor and fuel cycle system*. In: Expert Workshop on Life-cycle Analysis of Energy Systems, Methods and Experience. Paris, France, 21-22 mai 1992, p. 151-160.
- Yasukawa, S., Y. Tadokoro, O. Sato et M. Yamaguchi (1996).** *Integration of indirect CO<sub>2</sub> emissions from the full energy chain*. In: IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems. Beijing, Chine, p. 139-150. Disponible à l'adresse [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).

## Énergie marine (5)

- Parker, R.P.M., G.P. Harrison et J.P. Chick (2008).** *Energy and carbon audit of an offshore wave energy converter*. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, 221(8), p. 1119-1130.
- Rule, B.M., Z.J. Worth et C.A. Boyle (2009).** *Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand*. Environmental Science & Technology, 43(16), p. 6406-6413.

- Sorensen, H.C. et S. Naef (2008).** *Report on Technical Specification of Reference Technologies (Wave and Tidal Power Plant)*. New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Rome, Italie, et SPOK Consult, Copenhagen, Danemark, 59 p.
- Wibberley, L. (2001).** *Coal in a Sustainable Society*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australie.
- Woollcombe-Adams, C., M. Watson et T. Shaw (2009).** *Severn Barrage tidal power project: Implications for carbon emissions*. *Water and Environment Journal*, 23(1), p. 63-68.

## Production d'énergie à partir de pétrole (10)

- Bates, J.L. (1995).** *Full Fuel Cycle Atmospheric Emissions and Global Warming Impacts from UK Electricity Generation*. ETSU, Londres, Royaume-Uni, 51 p.
- Berry, J.E., M.R. Holland, P.R. Watkiss, R. Boyd et W. Stephenson (1998).** *Power Generation and the Environment: a UK Perspective*. AEA Technology, Oxfordshire, Royaume-Uni, 275 p.
- Commission européenne, 1995: Oil & Gas. ExternE: Externalities of Energy.** Commission européenne, Direction générale XII, Luxembourg, 4, 470 p.
- Dones, R., S. Hirschberg et I. Knoepfel (1996).** *Greenhouse gas emission inventory based on full energy chain analysis*. In: IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems. Beijing, Chine, 4-7 octobre 1994, p. 95-114. Disponible à l'adresse [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- Dones, R., U. Ganter et S. Hirschberg (1999).** *Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland*. *International Journal of Global Energy Issues*, 12(1-6), p. 271-282.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L.I. Panis et I. De Vliieger (2005).** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*. ENG1-CT-2002-00609, Institut Paul Scherrer (PSI), Villigen, Suisse, 76 p.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth et M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Rapport N° 5 d'Ecoinvent, Institut Paul Scherrer, Centre suisse pour les inventaires de cycle de vie écologiques, Villigen, Suisse, 185 p. Disponible à l'adresse [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- Gagnon, L., C. Belanger et Y. Uchiyama (2002).** *Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001*. *Energy Policy*, 30, p. 1267-1279.
- Hondo, H. (2005).** *Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case*. *Energy*, 30(11-12), p. 2042-2056.
- Kannan, R., C.P. Tso, R. Osman et H.K. Ho (2004).** *LCA-LCCA of oil fired steam turbine power plant in Singapore*. *Energy Conversion and Management*, 45, p. 3091-3107.
- Fthenakis, V.M. et E. Alsema (2006).** *Photovoltaics energy payback times, greenhouse gas emissions and external costs: 2004 - early 2005 status*. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 14(3), p. 275-280.
- Fthenakis, V. et H.C. Kim (2006).** *Energy use and greenhouse gas emissions in the life cycle of CdTe photovoltaics*. In: *Life-Cycle Analysis Tools for "Green" Materials and Process Selection*, Materials Research Society Symposium 2006. S. Sous la direction de S. Papasavva et V.M.P.O. Fthenakis, Materials Research Society, Boston, MA, 28-30 novembre 2005, 895, p. 83-88.
- Fthenakis, V.M. et H.C. Kim (2007).** *Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study*. *Energy Policy*, 35(4), p. 2549-2557.
- Garcia-Valverde, R., C. Miguel, R. Martinez-Bejar et A. Urbina (2009).** *Life cycle assessment study of a 4.2 kW(p) stand-alone photovoltaic system*. *Solar Energy*, 83(9), p. 1434-1445.
- Graebig, M., S. Bringezu et R. Fenner (2010).** *Comparative analysis of environmental impacts of maize-biogas and photovoltaics on a land use basis*. *Solar Energy*, 84(7), p. 1255-1263.
- Greijer, H., L. Karlson, S.E. Lindquist et A. Hagfeldt (2001).** *Environmental aspects of electricity generation from a nanocrystalline dye sensitized solar cell system*. *Renewable Energy*, 23(1), p. 27-39.
- Hayami, H., M. Nakamura et K. Yoshioka (2005).** *The life cycle CO<sub>2</sub> emission performance of the DOE/NASA solar power satellite system: a comparison of alternative power generation systems in Japan*. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews*, 35(3), p. 391-400.
- Hondo, H. (2005).** *Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case*. *Energy*, 30(11-12), p. 2042-2056.
- Ito, M., K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara et K. Kurokawa (2003).** *An analysis of variation of very large-scale PV (VLS-PV) systems in the world deserts*. In: *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)*. WCPEC, Osaka, Japon, 11-18 mai 2003, C, p. 2809-2814.
- Kannan, R., K.C. Leong, R. Osman, H.K. Ho et C.P. Tso (2006).** *Life cycle assessment study of solar PV systems: An example of a 2.7 kWp distributed solar PV System in Singapore*. *Solar Energy*, 80(5), p. 555-563.
- Lenzen, M., C. Dey, C. Hardy et M. Bilek (2006).** *Life-cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia*. ISA, Université de Sydney, Sydney, Australie, 180 p.
- Muneer, T., S. Younes, P. Clarke et J. Kubie (2006).** *Napier University's School of Engineering Life Cycle Assessment of a Medium Sized PV Facility in Edinburgh*. EuroSun. ES06-T10-0171, The Solar Energy Society, Glasgow, 157 p.
- Pacca, S.A. (2003).** *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*. Thèse de doctorat, Université de Californie, Berkeley, CA, États-Unis d'Amérique, 191 p.
- Pehnt, M. (2006).** *Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies*. *Renewable Energy*, 31(1), p. 55-71.
- Pehnt, M., A. Bubenzer et A. Rauber (2002).** *Life cycle assessment of photovoltaic systems – Trying to fight deep-seated prejudices*. In: *Photovoltaics Guidebook for Decision Makers*. Sous la direction de A. Bubenzer et de J. Luther, Springer, Berlin, Allemagne, p. 179-213.
- Reich-Weiser, C. (2010).** *Decision-Making to Reduce Manufacturing Greenhouse Gas Emissions*. Thèse de doctorat, Université de Californie, Berkeley, CA, États-Unis d'Amérique, 101 p.
- Reich-Weiser, C., T. Fletcher, D.A. Dornfeld et S. Horne (2008).** *Development of the Supply Chain Optimization and Planning for the Environment (SCOPE) tool – Applied to solar energy*. In: *2008 IEEE International Symposium on Electronics and the Environment*. IEEE, San Francisco, CA, 19-21 mai 2008, 6 p.
- Sengul, H. (2009).** *Life Cycle Analysis of Quantum Dot Semiconductor Materials*. Thèse de doctorat, Université de l'Illinois, Chicago, IL, États-Unis d'Amérique, 255 p.
- Stoppato, A. (2008).** *Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation*. *Energy*, 33(2), p. 224-232.

- Tripanagnostopoulos, Y., M. Souliotis, R. Battisti et A. Corrado (2006).** *Performance, cost and life-cycle assessment study of hybrid PVT/AIR solar systems.* Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 14(1), p. 65-76.
- Uchiyama, Y. (1997).** *Life cycle analysis of photovoltaic cell and wind power plants.* In: IAEA Advisory Group Meeting on the Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain of Solar and Wind Power, Agence internationale de l'énergie atomique, Vienne, Autriche, 21-24 octobre 1996, p. 111-122.
- Voorspools, K.R., E.A. Brouwers et W.D. D'Haeseleer (2000).** *Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' power plants: Results for the low countries.* Applied Energy, 67(3), p. 307-330.
- ### Énergie éolienne (49)
- Ardente, F., M. Beccali, M. Cellura et V. Lo Brano (2008).** *Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm.* Renewable & Sustainable Energy Reviews, 12(1), p. 200-217.
- Berry, J.E., M.R. Holland, P.R. Watkiss, R. Boyd et W. Stephenson (1998).** *Power Generation and the Environment: a UK Perspective.* AEA Technology, Oxfordshire, Royaume-Uni, 275 p.
- Chataignere, A. et D. Le Boulch (2003).** *Wind Turbine (WT) Systems: Final Report.* Énergie de France (R&D EDF), Paris, France, 110 p.
- Commission européenne (1995).** *Wind & Hydro. ExternE: Externalities of Energy.* Commission européenne, Direction générale XII, Luxembourg, 6, 295 p.
- Conseil mondial de l'énergie (2004).** *Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment.* Conseil mondial de l'énergie, Londres, Royaume-Uni, 67 p.
- Crawford, R.H. (2009).** *Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13(9), p. 2653-2660.
- Dolan, S.L. (2007).** *Life Cycle Assessment and Energy Synthesis of a Theoretical Offshore Wind Farm for Jacksonville, Florida.* Thèse de maîtrise, Université de Floride, 125 p. Disponible à l'adresse [http://etd.fcla.edu/UF/UF0021032/dolan\\_s.pdf](http://etd.fcla.edu/UF/UF0021032/dolan_s.pdf).
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L.I. Panis et I. De Vlioger (2005).** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies.* ENG1-CT-2002-00609, Institut Paul Scherrer (PSI), Villigen, Suisse, 76 p.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth et M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries.* Rapport N° 5 d'Ecoinvent, Institut Paul Scherrer, Centre suisse pour les inventaires de cycle de vie écologiques, Villigen, Suisse, 185 p. Disponible à l'adresse [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- DONG Energy (2008).** *Life Cycle Approaches to Assess Emerging Energy Technologies: Final Report on Offshore Wind Technology.* DONG Energy, Fredericia, Danemark, 60 p.
- Enel SpA (2004).** *Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Enel's Wind Plant in Sclafani Bagni (Palermo, Italy).* Enel SpA, Rome, Italie, 25 p.
- Frischknecht, R. (1998).** *Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation.* Dissertation, Institut fédéral Suisse de technologie, Zurich, Zurich, Suisse, 256 p.
- Hartmann, D. (1997).** *FENCH-analysis of electricity generation greenhouse gas emissions from solar and wind power in Germany.* In: IAEA Advisory Group Meeting on Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain of Solar and Wind Power. IAEA, Vienne, Autriche, 21-24 octobre 1996, p. 77-87.
- Hondo, H. (2005).** *Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case.* Energy, 30(11-12), p. 2042-2056.
- Jacobson, M.Z. (2009).** *Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security.* Energy & Environmental Science, 2, p. 148-173.
- Jungbluth, N., C. Bauer, R. Dones et R. Frischknecht (2005).** *Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power.* International Journal of Life Cycle Assessment, 10(1), p. 24-34.
- Khan, F.I., K. Hawboldt et M.T. Iqbal (2005).** *Life cycle analysis of wind-fuel cell integrated system.* Renewable Energy, 30(2), p. 157-177.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Truckenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann et B. Praetorius (1997).** *ExternE National Implementation in Germany.* Université de Stuttgart, Stuttgart, Allemagne, 189 p.
- Kuemmel, B. et B. Sørensen (1997).** *Life-cycle Analysis of the Total Danish Energy System.* IMFUFA, Roskilde Universitetscenter, Roskilde, Danemark, 219 p.
- Lee, Y.-M. et Y.-E. Tzeng (2008).** *Development and life-cycle inventory analysis of wind energy in Taiwan.* Journal of Energy Engineering, 134(2), p. 53-57.
- Lenzen, M. et U. Wachsmann (2004).** *Wind turbines in Brazil and Germany: An example of geographical variability in life-cycle assessment.* Applied Energy, 77(2), p. 119-130.
- Liberman, E.J. (2003).** *A Life Cycle Assessment and Economic Analysis of Wind Turbines Using Monte Carlo Simulation.* Thèse de maîtrise, Air Force Institute of Technology, Wright-Patterson Air Force Base, OH, États-Unis d'Amérique, 162 p.
- Martínez, E., F. Sanz, S. Pellegrini, E. Jiménez et J. Blanco (2009).** *Life-cycle assessment of a 2-MW rated power wind turbine: CML method.* The International Journal of Life Cycle Assessment, 14(1), p. 52-63.
- McCulloch, M., M. Reynolds et M. Laurie (2000).** *Life-Cycle Value Assessment of a Wind Turbine.* The Pembina Institute, Drayton Valley, Alberta, Canada, 14 p.
- Nadal, G. (1995).** *Life cycle direct and indirect pollution associated with PV and wind energy systems.* In: ISES 1995: Solar World Congress. Fundacion Bariloche, Harare, Zimbabwe, 11-15 septembre 1995, p. 39.
- Pacca, S.A. (2003).** *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies.* Thèse de doctorat, Université de Californie, Berkeley, CA, États-Unis d'Amérique, 191 p.
- Pacca, S.A. et A. Horvath (2002).** *Greenhouse gas emissions from building and operating electric power plants in the upper Colorado River Basin.* Environmental Science & Technology, 36(14), p. 3194-3200.
- Pehnt, M. (2006).** *Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies.* Renewable Energy, 31(1), p. 55-71.
- Pehnt, M., M. Oeser et D.J. Swider (2008).** *Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany.* Energy, 33(5), p. 747-759.
- Proops, J.L.R., P.W. Gay, S. Speck et T. Schröder, 1996:** *The lifetime pollution implications of various types of electricity generation. An input-output analysis.* Energy Policy, 24(3), p. 229-237.
- Rule, B.M., Z.J. Worth et C.A. Boyle (2009).** *Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand.* Environmental Science & Technology, 43(16), p. 6406-6413.
- Rydh, J., M. Jonsson et P. Lindahl (2004).** *Replacement of Old Wind Turbines Assessed from Energy, Environmental and Economic Perspectives.* Université de Kalmar, Département de technologie, Kalmar, Suède, 33 p.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994).** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options.* Publication SECD A N° T800-94-004, Saskatoon, SK, Canada, 205 p.
- Schleisner, L. (2000).** *Life cycle assessment of a wind farm and related externalities.* Renewable Energy, 20(3), p. 279-288.
- Spitzley, D.V. et G.A. Keoleian (2005).** *Life Cycle Environmental and Economic Assessment of Willow Biomass Electricity: A Comparison with Other Renewable and Non-renewable Sources.* Rapport N° CSS04-05R, Université du Michigan, Center for Sustainable Systems, Ann Arbor, MI, États-Unis d'Amérique, 69 p.
- Tremeac, B. et F. Meunier (2009).** *Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13(8), p. 2104-2110.
- Uchiyama, Y. (1997).** *Life cycle analysis of photovoltaic cell and wind power plants.* In: IAEA Advisory Group Meeting on the Assessment of Greenhouse Gas Emissions from

- the Full Energy Chain of Solar and Wind Power, Agence internationale de l'énergie atomique, Vienne, Autriche, 21-24 octobre 1996, p. 111-122.
- van de Vate, J.F. (1996). *Comparison of the greenhouse gas emissions from the full energy chains of solar and wind power generation*. In: IAEA Advisory Group Meeting organized by the IAEA Headquarters. AIEA, Vienne, Autriche, 21-24 octobre 1996, p. 13.
- Vattenfall AB (2003). *Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Vattenfall AB's Swedish Windpower Plants*. Vattenfall, Stockholm, Suède, 31 p.
- Vattenfall AB (2010). *Vattenfall Wind Power Certified Environmental Product Declaration EPD of Electricity from Vattenfall's Wind Farms*. Vattenfall Wind Power, Stockholm, Suède, 51 p.
- Vestas Wind Systems A/S (2006). *Life Cycle Assessment of Electricity Produced from Onshore Sited Wind Power Plants Based on Vestas V82-1.65 MW turbines*. Vestas, Randers, Danemark, 77 p.
- Vestas Wind Systems A/S (2006). *Life Cycle Assessment of Offshore and Onshore Sited Wind Power Plants Based on Vestas V90-3.0 MW Turbines*. Vestas, Randers, Danemark, 60 p.
- Voorspools, K.R., E.A. Brouwers et W.D. D'Haeseleer (2000). *Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' power plants: Results for the low countries*. Applied Energy, 67(3), p. 307-330.
- Waters, T.M., R. Forrest et D.C. McConnell (1997). *Life-cycle assessment of wind energy: A case study based on Baix Ebre Windfarm, Spain*. In: Wind Energy Conversion 1997: Proceedings of the Nineteenth BWEA Wind Energy Conference, sous la direction de R. Hunter, Mechanical Engineering Publications Limited, Université Heriot-Watt, Édimbourg, Royaume-Uni, 16-18 juillet 1997, p. 231-238.
- Weinzettel, J., M. Reenaas, C. Solli et E.G. Hertwich (2009). *Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine*. Renewable Energy, 34(3), p. 742-747.
- White, S. (2006). *Net energy payback and CO<sub>2</sub> emissions from three Midwestern wind farms: An update*. Natural Resources Research, 15(4), p. 271-281.
- White, S.W. et G.L. Kulcinski (1998). *Net Energy Payback and CO<sub>2</sub> Emissions from Wind-Generated Electricity in the Midwest*. UWFD-1092, Université du Wisconsin, Madison, WI, États-Unis d'Amérique, 72 p.
- White, S.W. et G.L. Kulcinski (1999). *'Birth to Death' Analysis of the Energy Payback Ratio and CO<sub>2</sub> Gas Emission Rates from Coal, Fission, Wind, and DT Fusion Power Plants*. Université du Wisconsin, Madison, WI, États-Unis d'Amérique, 17 p.
- Wibberley, L. (2001). *Coal in a Sustainable Society*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australie.

### A.II.5.3 Étude de l'utilisation opérationnelle d'eau pour les technologies de production d'électricité

Cet aperçu présente les méthodes employées pour procéder à une étude exhaustive des estimations publiées concernant l'intensité en exploitation des prélèvements et de la consommation d'eau de la part des technologies de production d'électricité. Les résultats, discutés à la section 9.3.4.4, sont présentés à la figure 9.14.

#### A.II.5.3.1 Méthodes employées pour l'étude

La documentation concernant la consommation et les prélèvements d'eau pendant le cycle de vie pour les technologies de production d'électricité a été examinée, mais, compte tenu du manque de qualité et d'ampleur des données, cet examen n'a porté que sur l'utilisation d'eau aux fins d'exploitation. La documentation sur le cycle de vie envisagée ici concerne les études qui ont subi avec succès le processus de tri utilisé pour l'étude, dans le rapport, des émissions de GES pendant le cycle de vie pour les technologies de production d'électricité (voir A.II.5.2). L'utilisation d'eau en amont pour des cultures

énergétiques servant à produire des biocombustibles n'est pas abordée dans la présente section.

Dans cette étude, nous n'avons pas modifié (sauf pour convertir les unités) les estimations concernant l'utilisation d'eau publiées dans des études qui ont satisfait aux critères de tri ni vérifié leur exactitude. En outre, du fait que les valeurs estimées sont utilisées telles qu'elles sont publiées, une forte incohérence méthodologique est inévitable, qui limite la comparabilité des estimations. Nous avons tenté, dans quelques cas, d'analyser la documentation sur l'utilisation opérationnelle d'eau pour les technologies de production d'électricité, malgré le manque d'exhaustivité des technologies ou de la documentation primaire envisagées dans ces cas (Gleick, 1993; Inhaber, 2004; NETL, 2007a, b; WRA, 2008; Fthenakis et Kim, 2010). C'est pourquoi la présente étude alimente d'une manière unique le discours du présent rapport.

#### Collecte de la documentation

Le recensement de la documentation pertinente a commencé par le rassemblement d'un ensemble central de références dont disposaient auparavant les chercheurs, suivi de recherches dans de grandes bases de données bibliographiques au moyen d'algorithmes de recherche et de combinaisons de mots clés, et s'est poursuivi par l'étude des listes de référence de toutes les références obtenues. Toute la documentation recueillie a été ajoutée à une base de données bibliographique. Les méthodes de collecte de documentation présentées ici s'appliquent à toutes les catégories de technologies de production d'électricité étudiées dans le rapport.

#### Tri de la documentation

Les références recueillies ont été indépendamment soumises à un tri permettant de choisir celles qui répondaient aux critères de qualité et de pertinence définis. Les études sur l'utilisation opérationnelle d'eau devaient avoir été rédigées en anglais, s'appliquer à des installations situées en Amérique du Nord, fournir des informations suffisantes pour calculer un facteur d'intensité d'utilisation d'eau (en mètres cubes par mégawatt-heure produit), permettre d'obtenir des estimations de la consommation d'eau qui ne fassent pas double emploi avec d'autres estimations précédemment publiées et se présenter sous forme d'articles de revues, de comptes rendus de conférences ou de rapports (émanant de services gouvernementaux, d'organisations non gouvernementales, d'institutions internationales ou d'entreprises). Des estimations de l'intensité nationale moyenne de l'utilisation d'eau pour des technologies données et de l'utilisation opérationnelle d'eau dans les centrales actuelles ainsi que des estimations fondées sur des expériences en laboratoire ont également été prises en considération. Compte tenu de la rareté des estimations disponibles de la consommation d'eau pour des technologies de production d'électricité et vu que les estimations publiées sont déjà utilisées dans un contexte stratégique, aucun autre tri fondé sur la qualité ou l'exhaustivité des informations n'a été effectué.

#### Analyse des estimations

Les estimations ont été classées par technologie de combustibles et par système de refroidissement. On a réuni certains types de technologies de combustibles et de systèmes de refroidissement pour faciliter l'analyse. Le solaire thermodynamique inclut les systèmes à réflecteurs paraboliques et les centrales solaires à tour. Le nucléaire inclut les réacteurs à eau pressurisée et les réacteurs à eau bouillante. Le charbon inclut les technologies sous-critiques et supercritiques. Pour les technologies de refroidissement en circuit fermé, aucune distinction n'a été établie entre les tours de refroidissement à tirage naturel et celles à tirage mécanique. De même, tous les systèmes refroidis par des piscines sont traités de façon identique. Les estimations ont été converties dans une unité fonctionnelle commune, à savoir le nombre de

mètres cubes par MWh produit. Cette conversion a été effectuée sans recours à des hypothèses exogènes (les estimations nécessitant de telles hypothèses n'ont pas été analysées).

### A.II.5.3.2 Liste des références

- CEC (2008).** *2007 Environmental Performance Report of California's Electrical Generation System*. California Energy Commission (CEC) Final Staff Report, CA, États-Unis d'Amérique.
- Cohen, G., D.W. Kearney, C. Drive, D. Mar et G.J. Kolb (1999).** *Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Plants*. Sandia National Laboratories Technical Report-SAND99-1290, doi:10.2172/8378, Albuquerque, NM, États-Unis d'Amérique.
- Département américain de l'énergie (2009).** *Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation*. Rapport au Congrès. Département américain de l'énergie, Washington, DC, États-Unis d'Amérique.
- Dziegielewski, B. et T. Bik (2006).** *Water Use Benchmarks for Thermoelectric Power Generation*. Research Report of the Department of Geography and Environmental Resources, Southern Illinois University, Carbondale, IL, États-Unis d'Amérique.
- EPRI (2002).** *Water and sustainability (Volume 2): an assessment of water demand, supply, and quality in the U.S.-the next half century*. Rapport technique 1006785, Electric Power Research Institute (EPRI). Palo Alto, CA, États-Unis d'Amérique.
- EPRI et Département américain de l'énergie (1997).** *Renewable Energy Technology Characterizations*. EPRI Topical Report-109496, Electric Power Research Institute (EPRI) et Département américain de l'énergie, Palo Alto, CA et Washington, DC, États-Unis d'Amérique.
- Feeley, T.J., L. Green, J.T. Murphy, J. Hoffmann et B.A. Carney (2005).** *Department of Energy / Office of Fossil Energy's Power Plant Water Management R & D Program*. National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, États-Unis d'Amérique, 18 p. Disponible à l'adresse [www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/IEP\\_Power\\_Plant\\_Water\\_R%26D\\_Final\\_1.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/IEP_Power_Plant_Water_R%26D_Final_1.pdf)
- Feeley, T.J., T.J. Skone, G.J. Stiegel, A. Mcnemar, M. Nemeth, B. Schimmoller, J.T. Murphy et L. Manfreda (2008).** *Water: A critical resource in the thermoelectric power industry*. *Energy*, 33, p. 1-11.
- Fthenakis, V. et H.C. Kim (2010).** *Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, p. 2039-2048.
- Gleick, P. (1992).** *Environmental consequences of hydroelectric development: The role of facility size and type*. *Energy*, 17(8), p. 735-747.
- Gleick, P. (1993).** *Water in Crisis: A Guide to the World's Fresh Water Resources*. Oxford University Press, New York, NY, États-Unis d'Amérique.
- Hoffmann, J., S. Forbes et T. Feeley (2004).** *Estimating Freshwater Needs to Meet 2025 Electricity Generating Capacity Forecasts*. National Energy Technology Laboratory Pittsburgh, PA, États-Unis d'Amérique, 12 p. Disponible à l'adresse [www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/Estimating%20Freshwater%20Needs%20to%202025.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/Estimating%20Freshwater%20Needs%20to%202025.pdf).
- Inhaber, H. (2004).** *Water use in renewable and conventional electricity production*. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 26, p. 309-322, doi:10.1080/00908310490266698.
- Kelly, B. (2006).** *Nexant Parabolic Trough Solar Power Plant Systems Analysis-Task 2: Comparison of Wet and Dry Rankine Cycle Heat Rejection*. Subcontractor Report-NREL/SR-550-40163, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/40163.pdf](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/40163.pdf).
- Leitner, A. (2002).** *Fuel from the Sky: Solar Power's Potential for Western Energy Supply*. Subcontractor Report-NREL/SR 550-32160, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.nrel.gov/csp/pdfs/32160.pdf](http://www.nrel.gov/csp/pdfs/32160.pdf).
- Mann, M. et P. Spath (1997).** *Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System*. Rapport technique TP-430-23076, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.nrel.gov/docs/legosti/fy98/23076.pdf](http://www.nrel.gov/docs/legosti/fy98/23076.pdf).
- Meridian (1989).** *Energy System Emissions and Material Requirements*. Rapport de la Meridian Corporation au Département américain de l'énergie, Washington, DC, États-Unis d'Amérique.
- NETL (2007).** *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants-Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity Final Report*. DOE/NETL-2007/1281, National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/BitBase\\_FinRep\\_2007.pdf](http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/BitBase_FinRep_2007.pdf).
- NETL (2007).** *Power Plant Water Usage and Loss Study*. 2007 Update. National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/WaterReport\\_Revised%20May2007.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/WaterReport_Revised%20May2007.pdf).
- NETL (2009).** *Estimating Freshwater Needs to Meet Future Thermoelectric Generation Requirements*. DOE/NETL-400/2009/1339, National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/2009%20Water%20Needs%20Analysis%20-%20Final%20%289-30-2009%29.pdf](http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/2009%20Water%20Needs%20Analysis%20-%20Final%20%289-30-2009%29.pdf).
- NETL (2009).** *Existing Plants, Emissions and Capture – Setting Water-Energy R&D Program Goals*. DOE/NETL-2009/1372, National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/water/pdfs/EPEC%20water-energy%20R%26D%20goal%20update%20v.1%20may09.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/water/pdfs/EPEC%20water-energy%20R%26D%20goal%20update%20v.1%20may09.pdf).
- Sargent et Lundy (2003).** *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*. NREL/SR-550-34440, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.nrel.gov/docs/fy04osti/34440.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34440.pdf).
- Stoddard, L., J. Abiecunas et R.O. Connell (2006).** *Economic, Energy, and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California*. NREL/SR-550-39291, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.nrel.gov/docs/fy06osti/39291.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39291.pdf).
- Torcellini, P., N. Long et R. Judkoff (2003).** *Consumptive Water Use for U.S. Power Production*. Rapport technique TP-550-33905, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.nrel.gov/docs/fy04osti/33905.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/33905.pdf).
- Turchi, C., M. Wagner et C. Kutscher (2010).** *Water Use in Parabolic Trough Power Plants: Summary Results from WorleyParsons' Analyses*. NREL/TP-5500-49468, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.nrel.gov/docs/fy11osti/49468.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49468.pdf).
- Viebahn, P., S. Kronshage, F. Trieb et Y. Lechon (2008).** *Final Report on Technical Data, Costs, and Life Cycle Inventories of Solar Thermal Power Plants*. Projet 502687, New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Bruxelles, Belgique, 95 p. Disponible à l'adresse [www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf](http://www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf).
- WorleyParsons (2009).** *Analysis of Wet and Dry Condensing 125 MW Parabolic Trough Power Plants*. Rapport de WorleyParsons N° NREL-2-ME-REP-0002-R0, WorleyParsons Group, North Sydney, Australie.
- WorleyParsons (2009).** *Beacon Solar Energy Project Dry Cooling Evaluation*. Rapport de WorleyParsons N° FPLS-0-LI-450-0001, WorleyParsons Group, North Sydney, Australie.
- WorleyParsons (2010).** *Material Input for Life Cycle Assessment Task 5 Subtask 2: O&M Schedules*. Rapport de WorleyParsons N° NREL-0-LS-019-0005, WorleyParsons Group, North Sydney, Australie.
- WorleyParsons (2010).** *Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model*. Rapport de WorleyParsons, WorleyParsons Group, North Sydney, Australie.
- WRA (2008).** *A Sustainable Path: Meeting Nevada's Water and Energy Demands*. Western Resource Advocates (WRA), Boulder, CO, États-Unis d'Amérique, 43 p. Disponible à l'adresse [www.westernresourceadvocates.org/water/NVenergy-waterreport.pdf](http://www.westernresourceadvocates.org/water/NVenergy-waterreport.pdf).
- Yang, X. et B. Dziegielewski (2007).** *Water use by thermoelectric power plants in the United States*. *Journal of the American Water Resources Association*, 43, p. 160-169.

### A.II.5.4 Analyse des risques

Nous présentons, dans la présente section, les méthodes employées pour l'évaluation des dangers et des risques liés aux technologies énergétiques décrits dans la section 9.3.4.7 et nous indiquons des références et des hypothèses centrales (tableau A.II.5).

Il existe des définitions très diverses du terme «risque», qui dépendent du domaine d'application et de l'objet d'étude (Haimes, 2009). Dans les domaines de l'ingénierie et des sciences naturelles, on définit souvent le risque de façon quantitative:  $\text{risque (R)} = \text{probabilité (p)} \times \text{conséquences (C)}$ . Cette définition n'inclut pas de facteurs subjectifs de perception des risques et d'aversion pour le risque, qui peuvent aussi influencer sur le processus de décision; autrement dit, les intéressés peuvent établir des compromis entre facteurs de risque quantitatifs et qualitatifs (Gregory et Lichtenstein, 1994; Stirling, 1999). L'évaluation des risques se complique lorsque certains risques transcendent sensiblement les niveaux ordinaires, leur gestion posant des problèmes à la société (WBGU, 2000). Par exemple, Renn *et al.* (2001) ont classé les risques en trois catégories ou zones: 1) la zone normale, gérable par des moyens courants et par le biais des lois et règlements existants, 2) la zone intermédiaire, et 3) la zone intolérable (zone d'autorisation). Kristensen *et al.* (2006) ont proposé une méthode de classement modifiée pour améliorer la caractérisation des risques. Récemment, d'autres aspects tels que la protection des infrastructures essentielles, les systèmes complexes interdépendants et les «inconnues inconnues» ont pris une grande importance (Samson *et al.*, 2009; Aven et Zio, 2011; Elahi, 2011).

L'évaluation des dangers et risques propres aux diverses technologies énergétiques est présentée dans la section 9.3.4.7. Fondée sur une évaluation comparative des risques, elle a été établie par l'Institut Paul Scherrer (PSI) dans les années 1990<sup>4</sup>. En son cœur se trouve l'Energy-Related Severe Accident Database (ENSAD: base de données sur les accidents graves liés à l'énergie) (Hirschberg *et al.*, 1998, 2003a; Burgherr *et al.*, 2004, 2008; Burgherr et Hirschberg, 2005). La prise en compte des chaînes complètes de l'énergie est indispensable, du fait qu'un accident peut se produire en tout point de la chaîne: exploration, extraction, traitement, stockage, transport sur de longues distances, distribution régionale et locale, production d'électricité et/ou de chaleur, traitement des déchets et élimination. Toutefois, ces étapes ne s'appliquent pas toutes à l'ensemble des chaînes énergétiques. Pour les chaînes d'énergie fossile (charbon, pétrole et gaz naturel) et d'énergie hydroélectrique, l'ENSAD contient de nombreuses données d'archives pour la période 1970-2008. Dans le cas de l'énergie nucléaire, on fait appel à une évaluation probabiliste de la sécurité pour tenir compte d'accidents hypothétiques (Hirschberg *et al.*, 2004a). En revanche, l'étude des technologies ÉR autres que l'énergie hydroélectrique est fondée sur les statistiques disponibles concernant les accidents, sur l'analyse de la documentation et sur le jugement des experts, en raison du nombre limité ou de l'absence de données d'archives. Il est à noter que les analyses disponibles ont une portée limitée et n'incluent pas de modélisation probabiliste des accidents hypothétiques, ce qui peut avoir des incidences sur les résultats, en particulier dans le cas du solaire photovoltaïque.

Il n'existe pas de définition consensuelle de l'expression «accident grave» dans la documentation. Pour ce qui concerne la base de données ENSAD du PSI, on considère qu'un accident est grave s'il est caractérisé par l'une ou plusieurs des conséquences suivantes:

- Au moins 5 morts, ou
- Au moins 10 blessés, ou
- Au moins 200 personnes évacuées, ou
- Une vaste interdiction de la consommation de nourriture, ou
- Des émissions d'hydrocarbures supérieures à 10 000 tonnes métriques, ou
- Un nettoyage forcé du sol et de l'eau dans une zone d'au moins 25 km<sup>2</sup>, ou
- Des pertes économiques d'au moins 5 millions de dollars É.-U.<sup>2005</sup>.

Pour les grandes technologies énergétiques centralisées, les résultats sont indiqués pour trois grands ensembles de pays: les pays membres de l'OCDE, les pays non membres de l'OCDE et les 27 pays membres de l'Union européenne. Une telle distinction est significative du fait des différences importantes de gestion, de cadres réglementaires et de culture générale de la sécurité entre les pays hautement développés (les pays membres de l'OCDE et les 27 pays de l'Union européenne) et les pays non membres de l'OCDE, moins développés pour la plupart (Burgherr et Hirschberg, 2008). Dans le cas de la Chine, les données sur la chaîne du charbon n'ont été analysées que pour les années 1994 à 1999, pour lesquelles des données sur les accidents émanant du China Coal Industry Yearbook (CCY: annuaire de l'industrie charbonnière chinoise) étaient disponibles, ce qui laisse supposer que, pour les années précédentes, les déclarations étaient insuffisantes (Hirschberg *et al.*, 2003a,b). Pour la période 2000-2009, l'annuaire ne présente que le total annuel des décès observés dans la chaîne du charbon, ce qui explique pourquoi ces données n'ont pas été associées à celles de la période précédente. Pour les technologies ÉR à l'exception de l'énergie hydroélectrique, les évaluations peuvent être considérées comme représentatives des pays développés (dont les pays membres de l'OCDE et les 27 pays de l'Union européenne).

Les comparaisons des diverses chaînes énergétiques sont fondées sur des données normalisées par rapport à l'unité de production d'électricité. Pour les chaînes d'énergie fossile, l'énergie thermique a été convertie en quantité de courant électrique au moyen d'un facteur de rendement générique de 0,35. Pour les technologies relatives à l'énergie nucléaire, à l'énergie hydroélectrique et aux nouvelles sources d'énergie renouvelable, la normalisation est simple, puisque le produit obtenu est de l'énergie électrique. On a choisi le gigawatt électrique par an (GW<sub>é</sub>/an), du fait que les grandes centrales ont une capacité de l'ordre de 1 GW de puissance électrique (GW<sub>é</sub>). De ce fait, le GW<sub>é</sub>/an est l'unité qui s'impose lorsqu'on présente des indicateurs normalisés dans le cadre d'évaluations de technologies.

### A.II.6 Définitions régionales et regroupements par pays

Dans le présent rapport, nous utilisons les définitions régionales et les regroupements par pays ci après, largement fondés sur les définitions des Perspectives énergétiques mondiales pour 2009 (AIE, 2009). Le nom et la définition des regroupements varient dans la documentation publiée et, dans le rapport, il peut y avoir, dans certains cas, de légers écarts par rapport à la norme ci-dessous. Les autres noms de regroupements qui apparaissent dans le rapport sont indiqués entre parenthèses.

<sup>4</sup> Dans une étude récente, Felder (2009) a comparé la base de données ENSAD à une autre compilation des accidents liés à l'énergie (Sovacool, 2008a). Malgré des différences nombreuses et parfois importantes entre les deux jeux de données, on y fait plusieurs constatations intéressantes concernant les aspects méthodologiques et stratégiques de la question. Toutefois, cette étude est fondée sur la première version officielle de l'ENSAD (Hirschberg *et al.*, 1998) et ne tient donc pas compte des actualisations et des extensions ultérieures. Dans une autre étude réalisée par Colli *et al.* (2009), on a utilisé une approche légèrement différente faisant appel à un ensemble assez vaste d'indicateurs de caractérisation des risques». Cependant, les essais réels illustrés par des exemples sont fondés sur les données de l'ENSAD.

**Afrique**

Afrique du Sud, Algérie, Angola, Bénin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Cameroun, Cap-Vert, Comores, Congo, Côte d'Ivoire, Djibouti, Égypte, Érythrée, Éthiopie, Gabon, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée-Bissau, Guinée équatoriale, Kenya, Lesotho, Libéria, Libye, Madagascar, Malawi, Mali, Maroc, Maurice, Mauritanie, Mozambique, Namibie, Niger, Nigéria, Ouganda, République centrafricaine, République démocratique du Congo, République-Unie de Tanzanie, Réunion, Rwanda, Sao Tomé-et-Principe, Sénégal, Seychelles, Sierra Leone, Somalie, Soudan, Swaziland, Tchad, Togo, Tunisie, Zambie et Zimbabwe.

**Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques visés à l'annexe I de la Convention**

Allemagne, Australie, Autriche, Bélarus, Belgique, Bulgarie, Canada, Croatie, Danemark, Espagne, Estonie, États-Unis d'Amérique, Fédération de Russie, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Japon, Lettonie, Liechtenstein, Lituanie, Luxembourg, Monaco, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République slovaque, République tchèque, Roumanie, Royaume-Uni, Slovaquie, Suède, Suisse, Turquie et Ukraine.

**Europe de l'Est/Eurasie (parfois appelé «pays à économie en transition»)**

Albanie, Arménie, Azerbaïdjan, Bélarus, Bosnie-Herzégovine, Bulgarie, Croatie, Estonie, ex-République yougoslave de Macédoine, Fédération de Russie, Géorgie, Kazakhstan, Kirghizistan, Lettonie, Lituanie, République de Moldova, Roumanie, Serbie, Slovaquie, Tadjikistan, Turkménistan, Ukraine et Ouzbékistan. Pour des raisons statistiques, cette région inclut également Chypre, Gibraltar et Malte.

**Union européenne**

Allemagne, Autriche, Belgique, Bulgarie, Chypre, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Italie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Malte, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République slovaque, République tchèque, Roumanie, Royaume-Uni, Slovaquie et Suède.

**G8**

Allemagne, Canada, États-Unis d'Amérique, Fédération de Russie, France, Italie, Japon et Royaume-Uni.

**Amérique latine**

Antigua-et-Barbuda, Antilles néerlandaises, Argentine, Aruba, Bahamas, Barbade, Belize, Bermudes, Bolivie, Brésil, Chili, Colombie, Costa Rica, Cuba, Dominique, El Salvador, Équateur, Guyane française, Grenade, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haïti, Honduras, îles Caïmans, îles Malouines, îles Turks et Caïcos, îles Vierges britanniques, Jamaïque, Martinique, Montserrat, Nicaragua, Panama, Paraguay, Pérou, République dominicaine, Sainte-Lucie, Saint-Kitts-et-Nevis, Saint-Pierre et Miquelon, Saint-Vincent-et-les-Grenadines, Suriname, Trinité-et-Tobago, Uruguay et Venezuela.

**Moyen-Orient**

Arabie saoudite, Bahreïn, Émirats arabes unis, Iraq, Israël, Jordanie, Koweït, Liban, Oman, Qatar, République arabe syrienne, République islamique d'Iran et Yemen. Inclut la zone neutre située entre l'Arabie saoudite et l'Iraq.

**Pays d'Asie non membres de l'OCDE (parfois appelée «Asie en développement»)**

Afghanistan, Bangladesh, Bhoutan, Brunéi Darussalam, Cambodge, Chine, Fidji, îles Cook, îles Salomon, Inde, Indonésie, Kiribati, Laos, Macao, Malaisie, Maldives, Mongolie, Myanmar, Népal, Nouvelle-Calédonie, Pakistan, Papouasie–Nouvelle-Guinée, Philippines, Polynésie française, République populaire démocratique de Corée, Samoa, Singapour, Sri Lanka, Taïwan, Thaïlande, Timor-Oriental, Tonga, Vanuatu et Viet Nam.

**Afrique du Nord**

Algérie, Égypte, Libye, Maroc et Tunisie.

**Pays de l'OCDE**

OCDE Amérique du Nord, OCDE Europe et OCDE Pacifique selon la liste ci-après. Les pays qui ont adhéré à l'OCDE en 2010 (Chili, Estonie, Israël et Slovaquie) ne sont pas encore inclus dans les statistiques présentées dans ce rapport.

**OCDE Amérique du Nord**

Canada, États-Unis d'Amérique et Mexique.

**OCDE Europe**

Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République slovaque, République tchèque, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie.

**OCDE Pacifique**

Australie, Corée, Japon et Nouvelle-Zélande.

**OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole)**

Algérie, Angola, Arabie saoudite, Émirats arabes unis, Équateur, Iraq, Koweït, Libye, Nigéria, Qatar, République islamique d'Iran et Venezuela.

**Afrique subsaharienne**

Groupements régionaux d'Afrique à l'exception du groupement régional d'Afrique du Nord et de l'Afrique du Sud.

Tableau A.II.5 | Aperçu des sources de données et des hypothèses pour le calcul des taux de mortalité et des conséquences maximales.

Charbon
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Base de données ENSAD du PSI; accidents graves (<math>\geq 5</math> décès)<sup>1</sup>.</li> <li>• Pays de l'OCDE: 1970-2008; 86 accidents; 2 239 décès. 27 pays de l'Union européenne: 1970-2008; 45 accidents; 989 décès; Pays non membres de l'OCDE à part la Chine: 1970-2008; 163 accidents; 5 808 décès (Burgherr <i>et al.</i>, 2011).</li> <li>• Études antérieures: Hirschberg <i>et al.</i> (1998); Burgherr <i>et al.</i> (2004, 2008).</li> <li>• Chine (1994-1999): 818 accidents; 11 302 décès (Hirschberg <i>et al.</i>, 2003a; Burgherr et Hirschberg, 2007).</li> <li>• Chine (2000-2009): À titre de comparaison, le taux de mortalité pendant la période 2000-2009 a été calculé selon les données publiées par l'Administration d'État chinoise de la sécurité au travail<sup>2</sup>. Les valeurs annuelles présentées par l'Administration correspondent au total des décès (accidents graves et mineurs). Ainsi, pour le calcul du taux de mortalité, on a supposé que les décès dus à des accidents graves représentaient 30 % des décès totaux, comme l'indique le Programme chinois relatif aux technologies énergétiques (Hirschberg <i>et al.</i>, 2003a; Burgherr et Hirschberg, 2007). Taux de mortalité en Chine (2000-2009): 3,14 décès/GW<sub>el</sub>/an.</li> </ul>
Pétrole
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Base de données ENSAD du PSI; accidents graves (<math>\geq 5</math> décès)<sup>1</sup>.</li> <li>• Pays de l'OCDE: 1970-2008; 179 accidents; 3 383 décès. 27 pays de l'Union européenne: 1970-2008; 64 accidents; 1 236 décès. Pays non membres de l'OCDE: 1970-2008; 351 accidents; 19 376 décès (Burgherr <i>et al.</i>, 2011).</li> <li>• Études antérieures: Hirschberg <i>et al.</i> (1998); Burgherr <i>et al.</i> (2004, 2008).</li> </ul>
Gaz naturel
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Base de données ENSAD du PSI; accidents graves (<math>\geq 5</math> décès)<sup>1</sup>.</li> <li>• Pays de l'OCDE: 1970-2008; 109 accidents; 1 257 décès. 27 pays de l'Union européenne: 1970-2008; 37 accidents; 366 décès. Pays non membres de l'OCDE: 1970-2008; 77 accidents; 1 549 décès (Burgherr <i>et al.</i>, 2011).</li> <li>• Études antérieures: Hirschberg <i>et al.</i> (1998); Burgherr <i>et al.</i> (2004, 2008); Burgherr et Hirschberg (2005).</li> </ul>
Nucléaire
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deuxième génération - Réacteur à eau pressurisée, Suisse; évaluation probabiliste simplifiée de la sécurité (Roth <i>et al.</i>, 2009).</li> <li>• Troisième génération - Réacteur pressurisé européen (EPR) 2030, Suisse; évaluation probabiliste simplifiée de la sécurité (Roth <i>et al.</i>, 2009). Les résultats disponibles concernant l'EPR évoqué ci-dessus indiquent un taux de mortalité sensiblement plus faible (décès précoces : 3,83E-07 décès/GW<sub>el</sub>/an; décès latents: 1,03E-05 décès/GW<sub>el</sub>-an; décès totaux: 1,07E-05 décès/GW<sub>el</sub>-an en raison d'un ensemble de caractéristiques avancées concernant en particulier les systèmes actifs et passifs de gestion des accidents graves. Toutefois, les conséquences maximales des accidents hypothétiques pourraient augmenter (env. 48 800 décès) en raison de la taille accrue des centrales (1 600 MW) et de l'inventaire plus important de la radioactivité associée.</li> <li>• En cas d'accident grave dans la chaîne nucléaire, les décès immédiats ou précoces (aigus) ont une importance mineure et se produisent peu de temps après l'exposition, alors que les décès latents (chroniques) dus aux cancers sont dominants par rapport aux décès totaux (Hirschberg <i>et al.</i>, 1998). Ainsi, les chiffres ci-dessus concernant les deuxième et troisième générations incluent les décès immédiats et latents.</li> <li>• Three Mile Island 2, TMI-2: L'accident de Three Mile Island s'est produit en raison d'une défectuosité du matériel associée à des erreurs humaines. Étant donné la faible quantité de radioactivité émise, la dose collective effective reçue par les populations a été évaluée à 40 personnes-sievert (Sv). La dose individuelle reçue par les populations a été très faible: &lt; 1 mSv dans le cas le plus grave. On a compté un décès supplémentaire dû au cancer sur la base de la dose collective. Cependant, 144 000 personnes ont été évacuées hors de la zone entourant la centrale. On trouvera de plus amples informations dans Hirschberg <i>et al.</i> (1998).</li> <li>• Tchernobyl: 31 décès immédiats. Selon une évaluation probabiliste de la sécurité, il y a eu de 9 000 à 33 000 décès latents Hirschberg <i>et al.</i> (1998).</li> <li>• Les décès latents évalués par le PSI pour Tchernobyl vont de 9 000 environ pour l'Ukraine, la Russie et le Bélarus à 33 000 pour l'ensemble de l'hémisphère Nord pour les 70 années à venir (Hirschberg <i>et al.</i>, 1998). Selon une étude récente réalisée par de nombreuses institutions de l'ONU, jusqu'à 4 000 personnes risquent de mourir en raison d'une exposition aux radiations dans les zones les plus contaminées (Forum de Tchernobyl, 2005). Ce chiffre est nettement plus faible que la limite supérieure de l'intervalle défini par le PSI, qui, toutefois, n'a pas été limité aux zones les plus contaminées.</li> </ul>
Hydroélectricité
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Base de données ENSAD du PSI; accidents graves (<math>\geq 5</math> décès)<sup>1</sup>.</li> <li>• Pays de l'OCDE: 1970-2008; 1 accident; 14 décès. (rupture du barrage Teton, États-Unis d'Amérique, 1976). 27 pays de l'Union européenne: 1970-2008; 1 accident; 116 décès (surverse du barrage de Belci, Roumanie, 1991) (Burgherr <i>et al.</i>, 2011).</li> <li>• Selon un modèle théorique, les conséquences maximales de la rupture totale d'un grand barrage suisse vont de 7 125 à 11 050 décès sans alerte préalable, mais peuvent passer de 2 à 27 décès en cas d'alerte deux heures avant (Burgherr et Hirschberg, 2005, et références dans le rapport).</li> <li>• Pays non membres de l'OCDE: 1970-2008; 12 accidents; 30 007 décès. Pays non membres de l'OCDE à l'exception de Banqiao/Shimantan: 1970-2008; 11 accidents; 4 007 décès; accident le plus important en Chine (rupture du barrage de Banqiao/Shimantan, Chine, 1975) exclus (Burgherr <i>et al.</i>, 2011).</li> <li>• Études antérieures: Hirschberg <i>et al.</i> (1998); Burgherr <i>et al.</i> (2004, 2008).</li> </ul>
Photovoltaïque
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les chiffres actuels ne s'appliquent qu'aux techniques faisant appel au silicium (Si), pondérées selon leur part du marché en 2008: 86 % pour le c-Si et 5,1 % pour le a-Si/u-Si.</li> <li>• L'analyse porte sur les risques posés par des substances dangereuses choisies (chlore, acide chlorhydrique, silane et trichlorosilane) ayant un rapport avec le cycle de vie du photovoltaïque à base de silicium.</li> <li>• Les données sur les accidents ont été recueillies pour les États-Unis (pour lesquels elles sont nombreuses) et pour les années 2000 à 2008, afin que les chiffres soient représentatifs des technologies actuellement exploitées.</li> <li>• Sources de la base de données: système de notification des interventions en cas d'urgence, plan de gestion des risques, service de données sur les risques graves, système de déclaration des accidents graves, analyse, recherche et informations sur les accidents, sécurité du travail et mise à jour sur la santé</li> <li>• Comme les accidents signalés ne concernent pas uniquement le secteur du photovoltaïque, on a évalué la part effective des décès dus au photovoltaïque en se fondant sur la quantité des substances indiquées ci-dessus dans le secteur du photovoltaïque en tant que part de la production totale américaine ainsi que sur des données émanant de la base de données d'Ecoinvent.</li> <li>• On a ensuite normalisé les décès cumulés pour les quatre substances indiquées ci-dessus par rapport à l'unité de production d'énergie en employant un taux d'utilisation générique de 10 % (Burgherr <i>et al.</i>, 2008).</li> <li>• On a supposé qu'un accident sur 100 était grave<sup>3</sup>.</li> <li>• Évaluation actuelle du taux de mortalité: Burgherr <i>et al.</i> (2011).</li> <li>• Les conséquences maximales sont déterminées selon le jugement d'experts en raison du nombre limité de données d'archives (Burgherr <i>et al.</i>, 2008).</li> <li>• Études précédentes: Hirschberg <i>et al.</i> (2004b); Burgherr <i>et al.</i> (2008); Roth <i>et al.</i> (2009).</li> <li>• Autres études: Ungers <i>et al.</i> (1982); Fthenakis <i>et al.</i> (2006); Fthenakis et Kim (2010).</li> </ul>

Suite à la page suivante →

**Éolien terrestre**

- Sources de données: base de données sur les décès dus à l'énergie éolienne (Gipe, 2010) et compilation d'accidents dus aux éoliennes (Caithness Windfarm Information Forum, 2010).
- Accidents mortels en Allemagne de 1975 à 2010; 10 accidents; 10 décès: 3 accidents de voiture où l'on a invoqué la distraction des conducteurs à cause des éoliennes ont été exclus de l'analyse.
- On a supposé qu'un accident sur 100 était grave<sup>3</sup>.
- Évaluation actuelle du taux de mortalité: Burgherr *et al.* (2011).
- Les conséquences maximales sont déterminées selon le jugement d'experts en raison du nombre limité de données d'archives (Roth *et al.*, 2008).
- Étude précédente: Hirschberg *et al.* (2004b).

**Éolien au large des côtes**

- Sources de données: voir "Éolien terrestre" ci-dessus.
- À ce jour, il y a eu deux accidents mortels en phase de construction au Royaume-Uni (2009 et 2010), avec 2 décès, et deux accidents mortels en phase de recherche aux États-Unis (2008), avec 2 décès.
- Pour les chiffres actuels, on n'a compté que les accidents survenus au Royaume-Uni en supposant un taux d'utilisation générique de 0,43 (Roth *et al.*, 2009) pour une capacité installée de 1 340 MW (Renewable UK, 2010).
- On a supposé qu'un accident sur 100 était grave<sup>3</sup>.
- Évaluation actuelle du taux de mortalité: Burgherr *et al.* (2011).
- Conséquences maximales: voir Sur terre ci-dessus.

**Biomasse: biogaz de cogénération**

- Base de données ENSAD du PSI; accidents graves ( $\geq 5$  décès)<sup>1</sup>. En raison du nombre limité de données d'archives, on a déterminé approximativement le taux de mortalité pour le biogaz de cogénération en utilisant des données sur les accidents dus au gaz naturel émanant de la chaîne de distribution locale.
- OCDE: 1970-2008; 24 accidents; 260 décès (Burgherr *et al.*, 2011).
- Les conséquences maximales sont déterminées selon le jugement d'experts en raison du nombre limité de données d'archives (Burgherr *et al.*, 2011).
- Étude précédente: (Roth *et al.*, 2009).

**Système géothermique amélioré**

- Pour calculer le taux de mortalité, nous n'avons pris en compte que les accidents de forage de puits. En raison du nombre limité de données d'archives, nous n'avons tenu compte que des accidents d'exploration dans la chaîne du pétrole, de façon très approximative, en raison de la similarité du matériel de forage.
- Base de données ENSAD du PSI; accidents graves ( $\geq 5$  décès)<sup>1</sup>.
- OCDE: 1970-2008; exploration pétrolière; 7 accidents; 63 décès (Burgherr *et al.* 2011).
- Pour déterminer les conséquences maximales, nous avons considéré qu'un phénomène sismique induit risquait d'être le plus grave. En raison du nombre limité de données d'archives, nous avons pris comme approximation la limite supérieure de la mortalité déduite de l'évaluation des risques sismiques que présente le système géothermique amélioré de Bâle (Suisse) (Dannwolf et Ulmer, 2009).
- Étude précédente: (Roth *et al.*, 2009).

Notes: 1. Les taux de mortalité sont normalisés en fonction de l'unité de production d'énergie utilisée pour le total correspondant du pays considéré. Les conséquences maximales correspondent à l'accident qui a fait le plus de victimes pendant la période d'observation. 2. Les données produites par l'Administration d'État chinoise de la sécurité au travail pour les années 2000 à 2005 ont été publiées dans le China Labour News Flash N° 60 (6 janvier 2006) et sont disponibles à l'adresse [www.china-labour.org.hk/en/node/19312](http://www.china-labour.org.hk/en/node/19312) (consultée en décembre 2010). Les données de l'Administration pour les années 2006 à 2009, publiées par Reuters, sont disponibles aux adresses [www.reuters.com/article/idUSPEK206148](http://www.reuters.com/article/idUSPEK206148) (pour 2006), [uk.reuters.com/article/idUKPEK32921920080112](http://uk.reuters.com/article/idUKPEK32921920080112) (pour 2007) et [uk.reuters.com/article/idUKTOE61D00V20100214](http://uk.reuters.com/article/idUKTOE61D00V20100214) (pour 2008 et 2009) (toutes consultées en décembre 2010). 3. Par exemple, le taux est d'environ 1 sur 10 pour le gaz naturel en Allemagne (Burgherr et Hirschberg, 2005) et d'environ 1 sur 3 pour le charbon en Chine (Hirschberg *et al.*, 2003b).

## A.II.7 Facteurs généraux de conversion de l'énergie

Le tableau A.II.6 présente des facteurs de conversion de diverses unités relatives à l'énergie.

**Tableau A.II.6** | Facteurs de conversion d'unités d'énergie (AIE, 2010b).

Vers:	TJ	Gcal	Mtép	MBtu	GWh
De:	<b>Multiplier par:</b>				
TJ	1	238,8	$2,388 \times 10^{-5}$	947,8	0,2778
Gcal	$4,1868 \times 10^{-3}$	1	$10^{-7}$	3,968	$1,163 \times 10^{-3}$
Mtép	$4,1868 \times 10^4$	$10^7$	1	$3,968 \times 10^7$	11 630
MBtu	$1,0551 \times 10^{-3}$	0,252	$2,52 \times 10^{-8}$	1	$2,931 \times 10^{-4}$
GWh	3,6	860	$8,6 \times 10^{-5}$	3 412	1

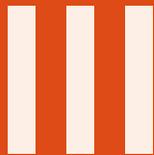
Notes: MBtu: million de Btu (British thermal units); GWh: gigawattheure; Gcal: gigacalorie; TJ: térajoule; Mtép: mégatonne d'équivalent pétrole

## Références

- Aven, T. et E. Zio (2011). *Some considerations on the treatment of uncertainties in risk assessment for practical decision making*. Reliability Engineering and System Safety, 96, p. 64-74.
- Beerten, J., E. Laes, G. Meskens et W. D'haeseleer (2009). *Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal*. Energy Policy, 37(12), p. 5056-5058.
- BP (2009). *BP Statistical Review of World Energy*. BP, Londres, Royaume-Uni.
- Burgherr, P. et S. Hirschberg (2005). *Comparative assessment of natural gas accident risks*. Rapport N° 05-01 du PSI, Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.
- Burgherr, P. et S. Hirschberg (2007). *Assessment of severe accident risks in the Chinese coal chain*. International Journal of Risk Assessment and Management, 7(8), p. 1157-1175.
- Burgherr, P. et S. Hirschberg (2008). *A comparative analysis of accident risks in fossil, hydro and nuclear energy chains*. Human and Ecological Risk Assessment, 14(5), p. 947-973.
- Burgherr, P., S. Hirschberg et E. Cazzoli (2008). *Final report on quantification of risk indicators for sustainability assessment of future electricity supply options*. NEEDS Deliverable no D7.1 – Research Stream 2b. NEEDS project. New Energy Externalities Developments for Sustainability, Bruxelles, Belgique.
- Burgherr, P., S. Hirschberg, A. Hunt et R.A. Ortiz (2004). *Severe accidents in the energy sector*. Final Report to the European Commission of the EU 5th Framework Programme «New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies» (NewExt). Direction générale de la recherche, Développement technologique et démonstration (RDT), Bruxelles, Belgique.
- Burgherr, P., P. Eckle, S. Hirschberg et E. Cazzoli (2011). *Final Report on Severe Accident Risks including Key Indicators*. SECURE Deliverable No. D5.7.2a. Security of Energy Considering its Uncertainty, Risk and Economic implications (SECURE), Bruxelles, Belgique. Disponible à l'adresse [gabe.web.psi.ch/pdfs/secure/SECURE%20-%20Deliverable\\_D5-7-2%20-%20Severe%20Accident%20Risks.pdf](http://gabe.web.psi.ch/pdfs/secure/SECURE%20-%20Deliverable_D5-7-2%20-%20Severe%20Accident%20Risks.pdf).
- Caithness Windfarm Information Forum (2010). *Summary of Wind Turbine Accident data to 30th September 2010*. Caithness Windfarm Information Forum, Royaume-Uni. Disponible à l'adresse [www.caithnesswindfarms.co.uk/fullaccidents.pdf](http://www.caithnesswindfarms.co.uk/fullaccidents.pdf).
- Chernobyl Forum (2005). *Chernobyl's legacy: health, environmental and socio-economic impacts and recommendations to the governments of Belarus, the Russian Federation and Ukraine*. The Chernobyl Forum: 2003–2005. Deuxième version révisée. Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), Vienne, Autriche.
- CMÉ (1993). *Energy for Tomorrow's World*. WEC Commission global report. Conseil mondial de l'énergie, Londres, Royaume-Uni.
- Colli, A., D. Serbanescu et B.J.M. Ale (2009). *Indicators to compare risk expressions, grouping, and relative ranking of risk for energy systems: Application with some accidental events from fossil fuels*. Safety Science, 47(5), p. 591-607.
- Dannwolf, U.S. et F. Ulmer (2009). *AP6000 Report - Technology risk comparison of the geothermal DHM project in Basel, Switzerland - Risk appraisal including social aspects*. SERIANEX Group - Trinational Seismic Risk Analysis Expert Group, RiskCom, Pforzheim, Allemagne.
- Elahi, S. (2011). *Here be dragons...exploring the 'unknown unknowns'*. Futures, 43(2), p. 196-201.
- Felder, F.A. (2009). *A critical assessment of energy accident studies*. Energy Policy, 37(12), p. 5744-5751.
- Fisher, B.S., N. Nakicenovic, K. Alfsen, J. Corfee Morlot, F. de la Chesnaye, J.-C. Hourcade, K. Jiang, M. Kainuma, E. La Rovere, A. Matysek, A. Rana, K. Riahi, R. Richels, S. Rose, D. van Vuuren et R. Warren (2007). *Issues related to mitigation in the long term context*. In: Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007. Sous la direction de B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave et L.A. Meyer, Cambridge University Press, p. 169-250.
- Frankl, P., E. Menichetti et M. Raugei (2005). *Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of PV Applications*. NEEDS: New Energy Externalities Developments for Sustainability. Ambiente Italia, Milan, Italie, 81 p.
- Fthenakis, V.M. et H.C. Kim (2007). *Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study*. Energy Policy, 35(4), p. 2549-2557.
- Fthenakis, V.M. et H.C. Kim (2010). *Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14(7), p. 2039-2048.
- Fthenakis, V.M., H.C. Kim, A. Colli et C. Kirchsteiger (2006). *Evaluation of risks in the life cycle of photovoltaics in a comparative context*. In: 21<sup>st</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Allemagne, 4-8 septembre 2006.
- Gagnon, L. (2008). *Civilisation and energy payback*. Energy Policy, 36, p. 3317-3322.
- GIEC (1996). *Climate Change 1995: Impacts, Adaptation, and Mitigation of Climate Change - Scientific-Technical Analysis*. Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Sous la direction de R.T. Watson, M.C. Zinyowera et R.H. Moss, Cambridge University Press, 879 p.
- GIEC (2000). *Special Report on Emissions Scenarios*. Sous la direction de N. Nakicenovic et R. Swart, Cambridge University Press, 570 p.
- Gipe, P. (2010). *Wind Energy Deaths Database - Summary of Deaths in Wind Energy*. Éditeur non indiqué. Disponible à l'adresse [www.wind-works.org/articles/BreathLife.html](http://www.wind-works.org/articles/BreathLife.html).
- Gleick, P. (1993). *Water in Crisis: A Guide to the World's Fresh Water Resources*. Oxford University Press, New York, NY, États-Unis d'Amérique.
- Gregory, R. et S. Lichtenstein (1994). *A hint of risk: tradeoffs between quantitative and qualitative risk factors*. Risk Analysis, 14(2), p. 199-206.
- Haimes, Y.Y. (2009). *On the complex definition of risk: A systems-based approach*. Risk Analysis, 29(12), p. 1647-1654.
- Herendeen, R.A. (1988). *Net energy considerations*. In: *Economic Analysis of Solar Thermal Energy Systems*. Sous la direction de R.E. West et F. Kreith, The MIT Press, Cambridge, MA, États-Unis d'Amérique, p. 255-273.
- Hirschberg, S., G. Spiekerman et R. Dones (1998). *Severe Accidents in the Energy Sector - First Edition*. Rapport N° 98-16 du PSI. Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.
- Hirschberg, S., P. Burgherr, G. Spiekerman et R. Dones (2004a). *Severe accidents in the energy sector: Comparative perspective*. Journal of Hazardous Materials, 111(1-3), p. 57-65.
- Hirschberg, S., P. Burgherr, G. Spiekerman, E. Cazzoli, J. Vitazek et L. Cheng (2003a). *Assessment of severe accident risks*. In: *Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China*. The China Energy Technology Program - A framework for decision support in the electric sector of Shandong province. Alliance for Global Sustainability Series Vol. 4. Kluwer Academic Publishers, Amsterdam, Pays-Bas, p. 587-660.
- Hirschberg, S., P. Burgherr, G. Spiekerman, E. Cazzoli, J. Vitazek et L. Cheng (2003b). *Comparative Assessment of Severe Accidents in the Chinese Energy Sector*. Rapport N°03-04 du PSI. Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.
- Hirschberg, S., R. Dones, T. Heck, P. Burgherr, W. Schenler et C. Bauer (2004b). *Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation*. Rapport N° 04-15 du PSI. Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.
- Huettner, D.A. (1976). *Net energy analysis: an economic assessment*. Science, 192(4235), p. 101-104.
- IEA (2009). *Perspectives énergétiques mondiales 2009*. Agence internationale de l'énergie, Paris, France, p.670-673
- IEA (2010a). *Energy Balances of Non-OECD Countries; 2010 Edition*. Agence internationale de l'énergie, Paris, France.
- IEA (2010b). *Key World Energy Statistics*. Agence internationale de l'énergie, Paris, France.
- IEA/OCDE/Eurostat (2005). *Energy Statistics Manual*. Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie, Paris, France.
- Inhaber, H. (2004). *Water use in renewable and conventional electricity production*. Energy Sources, 26(3), p. 309-322.
- Jacobson, M.Z. (2009). *Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security*. Energy and Environmental Science, 2(2), p. 148-173.

- Jelen, F.C. et J.H. Black (1983). *Cost and Optimization Engineering*. McGraw-Hill, New York, NY, États-Unis d'Amérique, 538 p.
- Jungbluth, N., C. Bauer, R. Dones et R. Frischknecht (2005). *Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power*. International Journal of Life Cycle Assessment, 10(1), p. 24-34.
- Kristensen, V., T. Aven et D. Ford (2006). *A new perspective on Renn and Klinken's approach to risk evaluation and management*. Reliability Engineering and System Safety, 91, p. 421-432.
- Kubiszewski, I., C.J. Cleveland et P.K. Endres (2010). *Meta-analysis of net energy return for wind power systems*. Renewable Energy, 35(1), p. 218-225.
- Leach, G. (1975). *Net energy analysis - is it any use?* Energy Policy, 3(4), p. 332-344.
- Lenzen, M. (1999). *Greenhouse gas analysis of solar-thermal electricity generation*. Solar Energy, 65(6), p. 353-368.
- Lenzen, M. (2008). *Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review*. Energy Conversion and Management, 49(8), p. 2178-2199.
- Lenzen, M. et J. Munksgaard (2002). *Energy and CO<sub>2</sub> analyses of wind turbines – review and applications*. Renewable Energy, 26(3), p. 339-362.
- Lenzen, M., C. Dey, C. Hardy et M. Bilek (2006). *Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia*. Report to the Prime Minister's Uranium Mining, Processing and Nuclear Energy Review (UMPNER), ISA, Université de Sydney, Sydney, Australie. Disponible à l'adresse [http://www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA\\_Nuclear\\_Report.pdf](http://www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA_Nuclear_Report.pdf).
- Lightfoot, H.D. (2007). *Understand the three different scales for measuring primary energy and avoid errors*. Energy, 32(8), p. 1478-1483.
- Loulou, R., M. Labriet et A. Kanudia (2009). *Deterministic and stochastic analysis of alternative climate targets under differentiated cooperation regimes*. Energy Economics, 31(Supplément 2), p. S131-S143.
- Macknick, J. (2009). *Energy and Carbon Dioxide Emission Data Uncertainties*. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) Rapport intérimaire, IR-09-032, IIASA, Laxenburg, Autriche.
- Martinot, E., C. Dienst, L. Weiliang et C. Qimin (2007). *Renewable energy futures: Targets, scenarios, and pathways*. Annual Review of Environment and Resources, 32(1), p. 205-239.
- Morita, T., J. Robinson, A. Adegbulugbe, J. Alcamo, D. Herbert, E. Lebre la Rovere, N. Nakicenovic, H. Pitcher, P. Raskin, K. Riahi, A. Sankovski, V. Solkolov, B.d. Vries et D. Zhou (2001). *Greenhouse gas emission mitigation scenarios and implications*. In: Climate Change 2001: Mitigation; Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC. Sous la direction de Metz, B., Davidson, O., Swart, R. et Pan, J. Cambridge University Press, p. 115-166.
- Nakicenovic, N., A. Grubler et A. McDonald (sous la direction de) (1998). *Global Energy Perspectives*. Cambridge University Press.
- Neely, J.G., A.E. Magit, J.T. Rich, C.C.J. Voelker, E.W. Wang, R.C. Paniello, B. Nussenbaum et J.P. Bradley (2010). *A practical guide to understanding systematic reviews and meta-analyses*. Otolaryngology-Head and Neck Surgery, 142, p. 6-14.
- NETL (2007a). *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants-Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity Final Report*. DOE/NETL-2007/1281, National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, États-Unis d'Amérique.
- NETL (2007b). *Power Plant Water Usage and Loss Study*. 2007 Update. National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/WaterReport\\_Revised%20May2007.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/WaterReport_Revised%20May2007.pdf)
- Perry, A.M., W.D. Devine et D.B. Reister (1977). *The Energy Cost of Energy - Guidelines for Net Energy Analysis of Energy Supply Systems*. ORAU/IEA(R)-77-14, Institute for Energy Analysis, Oak Ridge Associated Universities, Oak Ridge, TN, États-Unis d'Amérique, 106 p.
- Renewable UK (2010). *Offshore Windfarms Operational*. Renewable UK. Disponible à l'adresse [www.renewable-manifesto.com/ukwed/offshore.asp](http://www.renewable-manifesto.com/ukwed/offshore.asp).
- Renn, O., A. Klinken, G. Busch, F. Beese et G. Lammel (2001). *A new tool for characterizing and managing risks*. In: Global Biogeochemical Cycles in the Climate System. Sous la direction de E.D. Schulze, M. Heimann, S. Harrison, E. Holland, J. Lloyd, I. Prentice et D. Schimel, Academic Press, San Diego, CA, États-Unis d'Amérique, p. 303-316.
- Roth, S., S. Hirschberg, C. Bauer, P. Burgherr, R. Dones, T. Heck et W. Schenler (2009). *Sustainability of electricity supply technology portfolio*. Annals of Nuclear Energy, 36, p. 409-416.
- Rotty, R.M., A.M. Perry et D.B. Reister (1975). *Net Energy from Nuclear Power*. Rapport de l'AIE, Institute for Energy Analysis, Oak Ridge Associated Universities, Oak Ridge, TN, États-Unis d'Amérique.
- Samson, S., J. Reneke et M.M. Wiecek (2009). *A review of different perspectives on uncertainty and risk and an alternative modeling paradigm*. Reliability Engineering and System Safety, 94, p. 558-567.
- Sovacool, B.K. (2008a). *The cost of failure: a preliminary assessment of major energy accidents, 1907-2007*. Energy Policy, 36, p. 1802-1820.
- Sovacool, B.K. (2008b). *Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey*. Energy Policy, 36(8), p. 2950-2963.
- Statistiques de l'ONU (2010). *Energy Balances and Electricity Profiles – Concepts and definitions*. Statistiques de l'ONU, New York, NY, États-Unis d'Amérique. Disponible à l'adresse [unstats.un.org/unsd/energy/balance/concepts.htm](http://unstats.un.org/unsd/energy/balance/concepts.htm).
- Stirling, A. (1999). *Risk at a turning point?* Journal of Environmental Medicine, 1, p. 119-126.
- Ungers, L.J., P.D. Moskowitz, T.W. Owens, A.D. Harmon et T.M. Briggs (1982). *Methodology for an occupational risk assessment: an evaluation of four processes for the fabrication of photovoltaic cells*. American Industrial Hygiene Association Journal, 43(2), p. 73-79.
- Voorspools, K.R., E.A. Brouwers et W.D. D'haeseleer (2000). *Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' plants: results from the Low Countries*. Applied Energy, 67, p. 307-330.
- WBGU (2000). *World in Transition: Strategies for Managing Global Environmental Risks*. Flagship Report 1998. Conseil consultatif allemand sur le changement à l'échelle du globe (WBGU). Springer, Berlin, Allemagne.
- WRA (2008). *A Sustainable Path: Meeting Nevada's Water and Energy Demands*. Western Resource Advocates (WRA), Boulder, CO, États-Unis d'Amérique, 43 p. Disponible à l'adresse [www.westernresourceadvocates.org/water/NVenergy-waterreport.pdf](http://www.westernresourceadvocates.org/water/NVenergy-waterreport.pdf).





# Coûts et performances actualisés de l'exploitation des énergies renouvelables

## Auteurs principaux:

Thomas Bruckner (Allemagne), Helena Chum (États-Unis d'Amérique et Brésil), Arnulf Jäger-Waldau (Italie et Allemagne), Ånund Killingtveit (Norvège), Luis Gutiérrez-Negrín (Mexique), John Nyboer (Canada), Walter Musial (États-Unis d'Amérique), Aviel Verbruggen (Belgique), Ryan Wiser (États-Unis d'Amérique)

## Auteurs collaborateurs:

Daniel Arvizu (États-Unis d'Amérique), Richard Bain (États-Unis d'Amérique), Jean-Michel Devernay (France), Don Gwinner (États-Unis d'Amérique), Gerardo Hiriart (Mexique), John Huckerby (Nouvelle-Zélande), Arun Kumar (Inde), José Moreira (Brésil), Steffen Schlömer (Allemagne)

## Référence de la présente annexe:

Bruckner, T., H. Chum, A. Jäger-Waldau, Å. Killingtveit, L. Gutiérrez-Negrín, J. Nyboer, W. Musial, A. Verbruggen et R. Wiser, 2011. Annexe III: Tableau des coûts. In Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation des changements climatiques, établi par le GIEC [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (dir. publ.)], Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, et New York, New York, États-Unis d'Amérique.

## Annexe III Coûts et performances actualisés de l'exploitation des énergies renouvelables

Afin qu'elle puisse servir à établir le cinquième Rapport d'évaluation du GIEC, la présente annexe est conçue comme un document évolutif qu'il y aura lieu d'actualiser en fonction de la parution d'éléments d'information nouveaux. Les scientifiques qui souhaiteraient apporter leur soutien au processus sont invités à communiquer avec l'unité d'appui technique du Groupe de travail III du GIEC (srren\_cost@ipcc-wg3.de), auprès duquel ils pourront recueillir davantage de renseignements sur les modalités fixées pour proposer des éléments d'information nouveaux<sup>1</sup>. La prise en compte des commentaires et de nouvelles données dans le volume 3 du cinquième Rapport d'évaluation du GIEC sera soumise au processus d'examen adopté par le GIEC.

La présente annexe contient les informations les plus actuelles sur les coûts et performances des technologies déjà commercialisées de production d'électricité (tableau A.III.1), de chaleur (tableau A.III.2) et de biocarburants (tableau A.III.3) à partir de sources d'énergie renouvelable. Elle résume, sous forme de tableaux, les éléments d'information qui permettent d'établir le coût moyen actualisé de l'énergie ou des vecteurs énergétiques fournis par les différentes technologies employées. Les données de départ figurent dans la partie verte des tableaux, sous forme d'intervalles, tandis que les résultats figurent dans la partie violette des tableaux et indiquent le coût moyen actualisé.

Les données de départ sont obtenues à partir de l'évaluation de diverses études réalisée par les auteurs du chapitre correspondant (chapitres 2 à 7) dans le présent ouvrage. Sauf indication contraire, les intervalles de valeurs présentés ici correspondent à des données mondiales, en général pour 2008, mais parfois aussi pour 2009. Ils représentent environ la fourchette 10-90 % des valeurs recueillies dans la littérature, ce qui exclut donc les valeurs aberrantes. Pour diverses raisons, la disponibilité et la qualité des sources de données présentent de nettes variations suivant les différentes technologies étudiées<sup>2</sup>. Il est par conséquent nécessaire de disposer d'avis d'experts pour déterminer des intervalles de données représentatifs dans chaque catégorie de technologies, pour des périodes précises et à l'échelle mondiale.

Des renvois sont utilisés pour indiquer à quelle information il est fait précisément référence. Si l'ensemble d'un jeu de données est tiré d'une référence en particulier, alors celle-ci est indiquée dans la colonne intitulée «Références» de la partie verte du tableau. Les renvois fournissent aussi un supplément d'information sur les données figurant dans le tableau, à l'instar des chapitres 2 à 7 du rapport (cf. sections 2.7, 3.8, 4.7, 5.8, 6.7 et 7.8).

1 Il ne peut être garanti que tous les courriels recevront une réponse, mais tous seront archivés avec leurs pièces jointes et, sous une forme appropriée, mis à la disposition des auteurs qui prendront part au processus de rédaction du cinquième Rapport d'évaluation.

2 Dans le présent rapport, aucune notation standard n'a été retenue pour décrire l'incertitude. Les auteurs de l'annexe ont cependant évalué avec soin les données disponibles et souligné les limites des données et les incertitudes à l'aide de renvois. La bibliographie de l'annexe permet de se faire une idée assez juste de l'ampleur de la base de référence.

Les coûts moyens actualisés de l'électricité ( $CMA_{el}$ ), de l'énergie thermique (ou de la chaleur) ( $CMA_{th}$ ) et des carburants destinés aux transports ( $CMA_{ca}$ )<sup>3</sup> sont calculés à partir des données rassemblées ici, suivant la méthode décrite dans l'annexe II et pour trois taux d'actualisation réels différents (3, 7 et 10 %). Les fourchettes fournies représentent l'ensemble des valeurs possibles des coûts moyens actualisés, compte tenu des limites inférieure et supérieure des intervalles de données de départ figurant dans le tableau. Plus précisément, le calcul de la limite basse des fourchettes de coûts moyens actualisés tient compte des valeurs basses du coût d'investissement, des coûts d'exploitation et de maintenance et (le cas échéant) du prix des matières premières, ainsi que des valeurs hautes du coefficient d'utilisation, de la durée de vie et (le cas échéant) du rendement de conversion et des recettes tirées des sous-produits, toutes indiquées dans le tableau. Inversement, le calcul de la limite haute des fourchettes de coûts moyens actualisés tient compte des valeurs hautes du coût d'investissement, des coûts d'exploitation et de maintenance et (le cas échéant) du prix des matières premières, ainsi que des valeurs basses du coefficient d'utilisation, de la durée de vie et (le cas échéant) du rendement de conversion et des recettes tirées des sous-produits<sup>4</sup>.

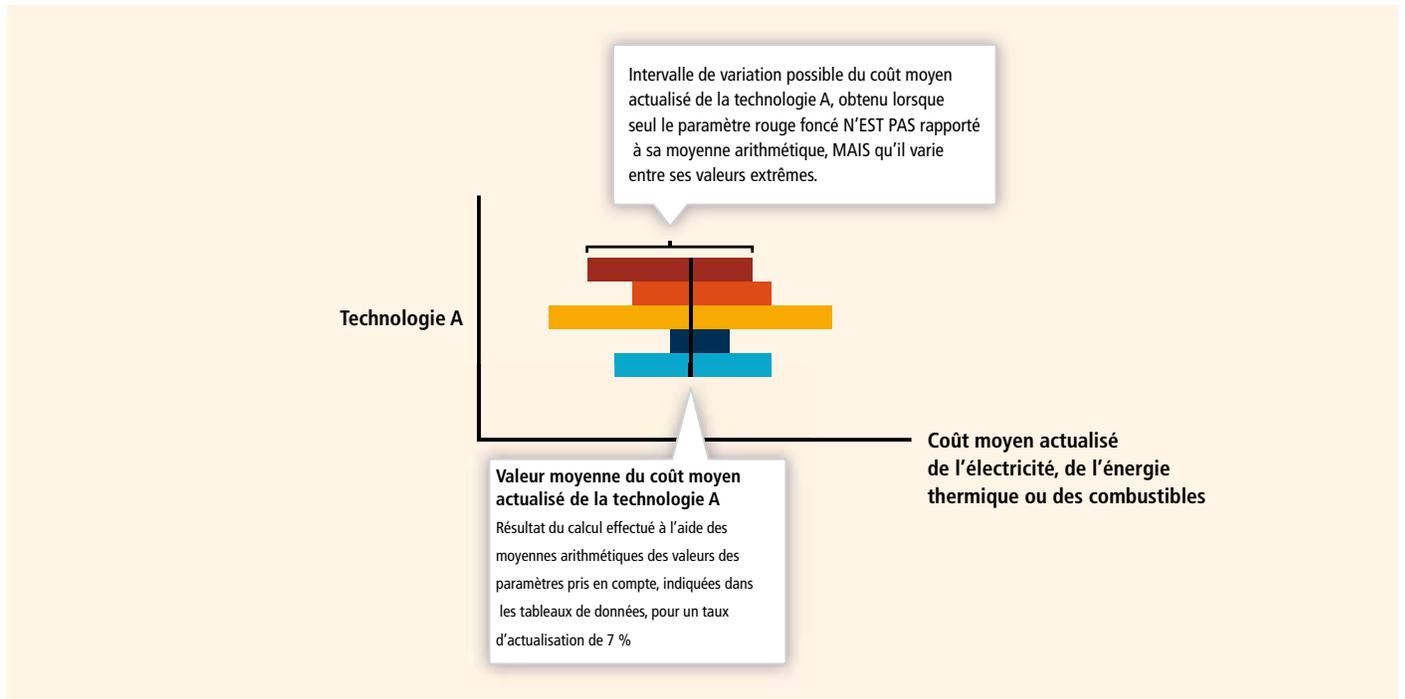
Les chiffres fournis pour les coûts moyens actualisés (parties violettes des tableaux) sont examinés dans les sections 1.3.2 et 10.5.1 du rapport. La plupart des chapitres portant sur les diverses sources d'énergie renouvelable (chapitres 2 à 7) fournissent davantage de détails sur la sensibilité des coûts moyens actualisés aux différents paramètres pris en compte, autres que les taux d'actualisation (cf. sections 2.7, 3.8, 4.7, 5.8, 6.7 et 7.8). Ces analyses de sensibilité donnent des éléments d'information supplémentaires sur l'effet relatif du grand nombre de paramètres qui déterminent les coûts moyens actualisés dans des conditions spécifiques.

Outre les analyses de sensibilité propres à chaque technologie présentées dans les chapitres 2 à 7 et les exposés des sections 1.3.2 et 10.5.1, les figures A.III.2 à A.III.4 (a, b) proposent une illustration complémentaire de la sensibilité du coût moyen actualisé, à l'aide de diagrammes en tornade (figures A.III.2a à A.III.4a) et de leurs «négatifs» (figures A.III.2b à A.III.4b).

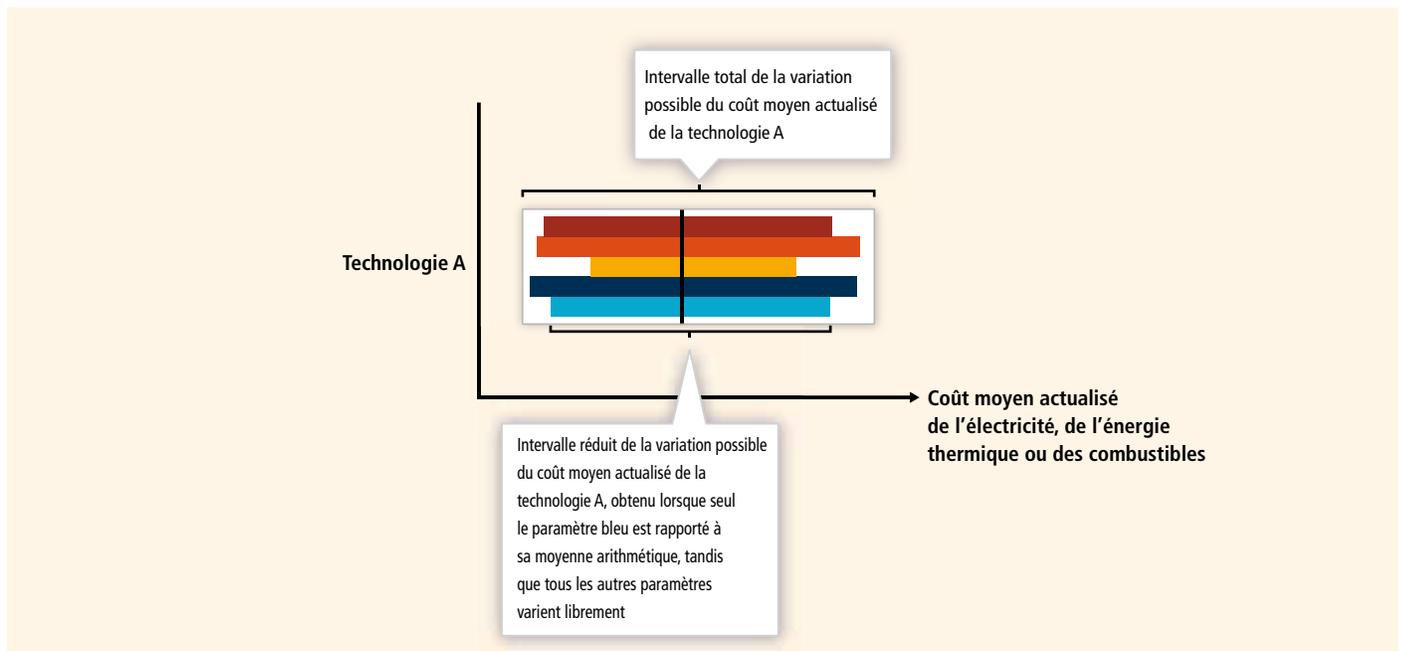
Les figures A.III.1a et A.III.1b fournissent l'exemple d'un diagramme en tornade et de son «négatif», en expliquant comment il convient de les lire.

3 Le coût moyen actualisé représente le coût d'un système de production d'énergie sur sa durée de vie. Il est calculé comme le prix unitaire auquel il faut produire l'énergie à partir de la source considérée sur sa durée de vie pour atteindre le seuil de rentabilité. Les coûts moyens actualisés englobent généralement tous les coûts privés imputés en amont de la chaîne de valeur, sans toutefois inclure, en aval de cette chaîne, le coût de la livraison au client, le coût de l'intégration ou les coûts externes pour l'environnement, voire d'autres coûts encore. Les subventions à la production en faveur des énergies renouvelables et les crédits d'impôt et de taxes ne sont pas pris en compte. Toutefois, il est impossible d'exclure entièrement les subventions et les taxes indirectes, qui sont associées aux moyens de production ou aux produits et qui influent sur les prix des moyens de production, et d'exclure par conséquent les coûts privés.

4 Cette méthode admet par hypothèse que les paramètres de départ qui entrent dans le calcul des  $CMA_{el}$ ,  $CMA_{th}$  et  $CMA_{ca}$  ne présentent aucun lien entre eux. Il s'agit d'une hypothèse simplificatrice selon laquelle les valeurs basses des  $CMA_{el}$ ,  $CMA_{th}$  et  $CMA_{ca}$  (en tant que combinaison de valeurs de départ les plus favorables) peuvent parfois être inférieures à ce qu'elles sont en général, tandis que les valeurs hautes des  $CMA_{el}$ ,  $CMA_{th}$  et  $CMA_{ca}$  (en tant que combinaison de valeurs de départ les moins favorables) peuvent parfois être supérieures à ce que les investisseurs privés considèrent en général comme économiquement avantageux. La mesure dans laquelle cette méthode introduit une erreur systématique d'ordre structurel dans la détermination des fourchettes des  $CMA_{el}$ ,  $CMA_{th}$  et  $CMA_{ca}$  est atténuée toutefois par une attitude relativement prudente adoptée dans le choix des intervalles de valeurs de départ (notamment la prise en compte d'avis d'experts), à savoir le fait de ne retenir à peu près que la fourchette 10-90 % des valeurs, lorsque cela est possible.



**Figure A.III.1a** | Diagramme en tornade. En partant de la valeur moyenne du coût moyen actualisé établie pour un taux d'actualisation de 7 %, il est possible d'obtenir un large éventail de valeurs quand on examine toute l'étendue de la variation, suivant les situations, des paramètres pris en compte. Quand le  $CMA_{\text{épr}}$ ,  $CMA_{\text{th}}$  ou  $CMA_{\text{ca}}$  d'une technologie donnée est très sensible à la variation d'un paramètre en particulier, la barre correspondante est relativement longue. En variant, ce paramètre peut ainsi conduire à des valeurs du  $CMA_{\text{épr}}$ ,  $CMA_{\text{th}}$  ou  $CMA_{\text{ca}}$  qui s'écartent fortement de la valeur moyenne. Quand le  $CMA_{\text{épr}}$ ,  $CMA_{\text{th}}$  ou  $CMA_{\text{ca}}$  d'une technologie donnée résiste bien aux variations des différents paramètres, les barres correspondantes sont relativement courtes et on ne note, quand un paramètre varie, que des écarts faibles des valeurs du  $CMA_{\text{épr}}$ ,  $CMA_{\text{th}}$  ou  $CMA_{\text{ca}}$  par rapport à la valeur moyenne. Il est bon de noter cependant qu'une barre courte ou inexistante peut aussi découler d'une variation faible ou nulle du paramètre correspondant.



**Figure A.III.1b** | «Négatif» du diagramme en tornade. En partant des valeurs basse et haute de tout l'intervalle de variation du coût moyen actualisé, pour un taux d'actualisation respectif de 3 % et de 10 %, il est encore possible d'obtenir un intervalle de valeurs plus étroit si, pour chacun des paramètres, on ne prend qu'une seule valeur fixe moyenne. Quand le  $CMA_{\text{épr}}$ ,  $CMA_{\text{th}}$  ou  $CMA_{\text{ca}}$  d'une technologie donnée est très sensible à la variation d'un paramètre en particulier, la barre correspondante sera, dans ce cas, nettement raccourcie. Ce type de paramètre importe quand il s'agit de déterminer le  $CMA_{\text{épr}}$ ,  $CMA_{\text{th}}$  ou  $CMA_{\text{ca}}$  dans des conditions bien précises. Quand le  $CMA_{\text{épr}}$ ,  $CMA_{\text{th}}$  ou  $CMA_{\text{ca}}$  d'une technologie donnée résiste bien aux variations des différents paramètres, l'intervalle obtenu ainsi reste proche de l'intervalle total de la variation possible du  $CMA_{\text{épr}}$ ,  $CMA_{\text{th}}$  ou  $CMA_{\text{ca}}$ . De tels paramètres sont de moindre importance pour déterminer le  $CMA_{\text{épr}}$ ,  $CMA_{\text{th}}$  ou  $CMA_{\text{ca}}$  avec précision. Il est bon de noter cependant qu'un écart faible ou inexistant par rapport à l'intervalle total de la variation possible peut aussi découler d'une variation faible ou inexistante du paramètre pris en compte.

Tableau A.III.1 | Coûts et performances des technologies de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Ressource	Technologie	Données de départ										Résultats				
		Capacité de production type (MW) <sup>ii</sup>	Coût d'investissement (dollars É.-U./kW)	Exploitation et maintenance, coûts fixes annuels (dollars É.-U./kW) et/ou variables (hors matière première) (cents É.-U./kWh)	Recettes sous-produits (cents É.-U./kWh) <sup>iii</sup>	Prix matière première (dollars É.-U./G <sub>mp,PCS</sub> <sup>iv</sup> )	Rendement de conversion <sup>ei</sup> (%)	Coefficient d'utilisation (%)	Durée de vie économique (années)	Références	CMA <sup>v</sup> (cents É.-U./kWh)					
											Taux d'actualisation					
														3 %	7 %	10 %
Bioénergie	Bioélectricité LFC <sup>vi</sup> spécifique	25–100	2 700–4 100 <sup>vii</sup>	87 dollars É.-U./kW et 0,40 cent É.-U./kWh	s. o. <sup>viii</sup>	1,25–5,0 <sup>k</sup>	28	70–80	20		6,1–13	6,9–15	7,9–16			
	Bioélectricité Foyer mécanique <sup>x</sup> spécifique	voir ci-dessus	2 600–4 000 <sup>vii</sup>	84 dollars É.-U./kW et 0,34 cent É.-U./kWh	s. o. <sup>viii</sup>	voir ci-dessus	27	voir ci-dessus	voir ci-dessus	McGowin (2008)	5,6–13	6,7–15	7,7–16			
	Bioélectricité Unité spécifique (Cogénération <sup>vi</sup> à foyer mécanique)	voir ci-dessus	2 800–4 200 <sup>vii</sup>	86 dollars É.-U./kW et 0,35 cent É.-U./kWh	1,0 <sup>xii</sup>	voir ci-dessus	24	voir ci-dessus	voir ci-dessus		5,1–13	6,3–15	7,3–17			
	Cocombustion: Co-alimentation	20–100	430–500 <sup>viii</sup>	12 dollars É.-U./kW et 0,18 cent É.-U./kWh	s. o. <sup>viii</sup>	voir ci-dessus	36	voir ci-dessus	voir ci-dessus	McGowin (2008)	2,0–5,9	2,2–6,2	2,3–6,4			
	Cocombustion: Alimentations séparées	voir ci-dessus	760–900 <sup>viii</sup>	18 dollars É.-U./kW	s. o. <sup>viii</sup>	voir ci-dessus	36	voir ci-dessus	voir ci-dessus	Bain (2011)	2,3–6,3	2,6–6,7	2,9–7,1			
	Cogénération (CRO <sup>vi</sup> )	0,65–1,6	6 500–9 800	59–80 dollars É.-U./kW et 4,3–5,1 cent É.-U./kWh	7,7 <sup>xv, xvi</sup>	voir ci-dessus	14	55–68	voir ci-dessus		8,6–26	12–32	15–37			
	Cogénération (turbine à vapeur)	2,5–10	4 100–6 200 <sup>vii</sup>	54 dollars É.-U./kW et 3,5 cent É.-U./kWh	5,4 <sup>xv, xviii</sup>	voir ci-dessus	18	voir ci-dessus	voir ci-dessus	Oberberger et al. (2008)	6,2–18	8,3–22	10–26			
	Cogénération (Gazéification + MC) <sup>ix</sup>	2,2–13	1 800–2 100	65–71 dollars É.-U./kW et 1,1–1,9 cent É.-U./kWh	1,0–4,5 <sup>xv, xx</sup>	voir ci-dessus	28–30	voir ci-dessus	voir ci-dessus		2,1–11	3,0–13	3,8–14			
	PV (toiture d'habitation)	0,004–0,01	3 700–6 800 <sup>xvi</sup>	19–110 dollars É.-U./kW <sup>xvii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	12–20 <sup>xviii</sup>	20–30		12–53	18–71	23–86			
	PV (toiture de structure commerciale)	0,02–0,5	3 500–6 600 <sup>xvi</sup>	18–100 dollars É.-U./kW <sup>xvii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	voir ci-dessus	voir ci-dessus		11–52	17–69	22–83			
Énergie solaire directe	PV (production industrielle, système fixe)	0,5–100 <sup>xiv</sup>	2 700–5 200 <sup>xvi</sup>	14–69 dollars É.-U./kW <sup>xvii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	15–21 <sup>xviii</sup>	voir ci-dessus	cf. section 3,8 et renvois	8,4–33	13–43	16–52				
	PV (production industrielle, système mobile sur un axe)	0,5–100 <sup>xiv</sup>	3 100–6 200 <sup>xvi</sup>	16–75 dollars É.-U./kW <sup>xvii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	15–27 <sup>xviii</sup>	voir ci-dessus		7,4–39	11–52	15–62				
	Concentrateurs	50–250 <sup>xv</sup>	6 000–7 300 <sup>xvi</sup>	60–82 dollars É.-U./kW <sup>xvii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	35–42 <sup>xviii</sup>	voir ci-dessus		11–19	16–25	20–31			
	Géothermie (centrales de type flash)	10–100	1 800–3 600 <sup>xix</sup>	150–190 dollars É.-U./kW <sup>xxx</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	60–90 <sup>xxi</sup>	25–30 <sup>xxii</sup>	cf. section 4,7 et renvois	3,1–8,4	3,8–11	4,5–13			
Énergie hydraulique	Géothermie (centrales à cycle binaire)	2–20	2 100–5 200 <sup>xix</sup>	voir ci-dessus	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	voir ci-dessus	voir ci-dessus		3,3–11	4,1–14	4,9–17				
	Toutes	<0,1 – >20,000 <sup>xxiii</sup>	1 000–3 000 <sup>xxx-iv</sup>	25–75 dollars É.-U./kW <sup>xxv</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	30–60 <sup>xxvi</sup>	40–80 <sup>xxvii</sup>	cf. chapitre 5 et renvois	1,1–7,8	1,8–11	2,4–15				
Énergie marine	Usines marémotrices <sup>xxviii</sup>	<1 – >250 <sup>xxxk</sup>	4 500–5 000 <sup>xxx-iv</sup>	100 dollars É.-U./kW <sup>xxviii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	22,5–28,5 <sup>l</sup>	40 <sup>iii, xxxiii</sup>	cf. section 6,7 et renvois	12–16	18–24	23–32				

Suite à la page suivante →

Ressource	Technologie	Capacité de production type (MW) <sup>ii</sup>	Coût d'investissement (dollars É.-U./kW)	Exploitation et maintenance, coûts fixes annuels (dollars É.-U./kW) et/ou variables (hors matière première) (cents É.-U./kWh)	Recettes sous-produits (cents É.-U./kWh) <sup>iii</sup>	Prix matière première (dollars É.-U./GJ <sub>mp, PCS</sub> ) <sup>iv</sup>	Rendement de conversion <sub>el</sub> (%)	Coefficient d'utilisation (%)	Durée de vie économique (années)	Références	Résultats			
											(cents É.-U./kWh)	Taux d'actualisation		
Énergie éolienne	Énergie éolienne (grandes turbines terrestres)	5–300 <sup>viii</sup>	1 200–2 100 <sup>viii</sup>	1,2–2,3 cents É.-U./kWh	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	20–40 <sup>liv</sup>	20 <sup>xiv</sup>	cf. chapitre 7	3 %	7 %		
	Énergie éolienne (grandes turbines au large des côtes)	20–120 <sup>viii</sup>	3 200–5 000 <sup>viii</sup>	2,0–4,0 cents É.-U./kWh	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	35–45 <sup>viii</sup>	voir ci-dessus		3,5–10	4,4–14		
											7,5–15	9,7–19	10 %	
														5,2–17
														12–23

## Remarques et notes générales:

- i Toutes les valeurs sont arrondies à deux chiffres significatifs. La plupart des chapitres portant sur les diverses sources d'énergie renouvelable (chapitres 2 à 7) fournissent davantage de détails sur les coûts et les performances, notamment dans leur partie consacrée à l'évolution des coûts. Pour comparer des estimations de coûts moyens actualisés extraites directement de la littérature, il convient de bien prendre en compte les hypothèses sous-jacentes.
  - ii Les capacités de production indiquées correspondent à des données actuelles ou récentes. Quand il est prévu que cette capacité évoluera à l'avenir, cela est indiqué dans les renvois correspondant à la technologie en question.
  - iii Pour les unités de cogénération, la production de chaleur est considérée comme un sous-produit dans le calcul du coût moyen actualisé de l'électricité, les dépenses totales d'équipement étant prises en compte comme s'il s'agissait d'une centrale électrique uniquement.
  - iv PCS: pouvoir calorifique supérieur. PCI: pouvoir calorifique inférieur. (NDT – Le terme *matière première* est pris au sens large incluant *énergie primaire* et *combustible* (indice *mp*)).
  - v CMA<sub>el</sub>: coût moyen actualisé de l'électricité. Le coût moyen actualisé englobe généralement tous les coûts privés imputés en amont de la chaîne de valeur, sans toutefois inclure, en aval de cette chaîne, le coût du transport et de la distribution aux clients. Les subventions et les crédits d'impôt et de taxes en faveur de la production à partir de sources renouvelables ne sont pas pris en compte. Toutefois, il est impossible d'exclure entièrement les subventions et les taxes indirectes, qui sont associées aux moyens de production ou aux produits et qui influent sur les prix des moyens de production, et d'exclure par conséquent les coûts privés.
- Bioénergie:
- vi Un lit fluidisé circulant (LFC) est un lit fluidisé turbulent (flux élevé de gaz) comprenant la recirculation des particules solides, un lit fluidisé étant une couche de petites particules solides mises en suspension dans un écoulement fluide ascendant (généralement un gaz).
  - vii Étant donné que les données de référence correspondent à une unité d'une capacité de production de 50 MW, le montant pour des centrales de puissance supérieure ou inférieure est ajusté comme suit: coût d'investissement<sub>capacité 2</sub> = coût d'investissement<sub>capacité 1</sub> x (capacité 2/capacité 1)<sup>n-1</sup>, où le facteur d'échelle n = 0,7. Les estimations des dépenses d'équipement englobent les éléments suivants: installations de conditionnement du combustible, brûleur, contrôle de qualité de l'air, turbine à vapeur et systèmes auxiliaires, partie classique de la centrale, installations générales et ingénierie, solutions de secours applicables aux projets et aux processus, provisions pour les fonds utilisés durant la construction, coûts incombant à l'exploitant et taxes et redevances.
  - viii L'abréviation «s.o.» signifie «sans objet».
  - ix La matière première est le bois avec un PCS de 20,0 GJ/t et un PCI de 18,6 GJ/t.
  - x Un foyer mécanique est un dispositif qui alimente le brûleur en combustible.
  - xi Cogénération ou production combinée de chaleur et d'électricité.
  - xii Pour le calcul des recettes tirées de sous-produits par des centrales électrochimiques, on admet que la production de chaleur servant à des applications industrielles est de 5,38 GJ de quantité de chaleur par MWh d'électricité, que le prix de la vapeur est de 4,85 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ (soit 75 % du prix d'achat de la vapeur destinée à l'industrie des pâtes et papiers aux États-Unis d'Amérique) (EIA, 2009, tableau 7.2) et que 75 % de la quantité de chaleur produite est vendue.
  - xiii Étant donné que les données de référence correspondent à une unité d'une capacité de production de 50 MW, le montant pour des centrales de puissance supérieure ou inférieure est ajusté comme suit: coût d'investissement<sub>capacité 2</sub> = coût d'investissement<sub>capacité 1</sub> x (capacité 2/capacité 1)<sup>n-1</sup>, où le facteur d'échelle n = 0,9 (Peters *et al.*, 2003). Les estimations des coûts d'investissement pour la cocombustion, qui ont été établies dans le cadre d'un plan de modernisation des centrales au charbon aux États-Unis d'Amérique, englobent les éléments suivants: installations de conditionnement du combustible, dépenses supplémentaires découlant des modifications à apporter au brûleur, partie classique de la centrale, installations générales et ingénierie, solutions de secours applicables aux projets et aux processus, provisions pour les fonds utilisés durant la construction, coûts incombant à l'exploitant et taxes et redevances. Aux États-Unis d'Amérique, les estimations des coûts de la cocombustion ne prennent pas en compte l'amortissement du brûleur.
  - xiv CRO: Cycle de Rankine à caloporteur organique.

Suite à la page suivante →

- xv Pour le calcul des recettes tirées de sous-produits pour des centrales électrocalogènes de petite capacité, on admet que le prix de l'eau chaude est de 12,51 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/GJ (prix moyen entre Rauch (2010) et Skjoldborg (2010)) et on ne retient que 33 % de cette valeur brute, car l'exploitant ne peut récupérer qu'une partie de ce prix et que l'utilisation de l'eau chaude est de nature saisonnière.
- xvi La production de chaleur servant à la production d'eau chaude est de 18,51 GJ de quantité de chaleur par MWh d'électricité.
- xvii Était donné que les données de référence correspondent à une unité de cogénération d'une capacité de production de 5 MW, le montant pour des centrales de capacité supérieure ou inférieure est ajusté comme suit: coût d'investissement<sub>capacité 2</sub> = coût d'investissement<sub>capacité 1</sub> × (capacité 2/capacité 1)<sup>n-1</sup>, où le facteur d'échelle n = 0,7 (Peters *et al.*, 2003).
- xviii La production de chaleur servant à la production d'eau chaude est de 12,95 GJ de quantité de chaleur par MWh d'électricité.
- xix MCI: Moteur à combustion interne.
- xx La production de chaleur servant à la production d'eau chaude se situe entre 2,373 et 10,86 GJ/MWh.

#### Énergie solaire directe – systèmes photovoltaïques (PV):

- xxi En 2009, les prix de vente en gros des systèmes photovoltaïques indiqués par les fabricants ont baissé de plus de 50 %. Ainsi, les prix des systèmes photovoltaïques installés vendus sur le marché allemand, qui est le plus compétitif, ont baissé de plus de 30 % en 2009, alors qu'ils n'avaient baissé que de 10 % environ en 2008 (cf. section 3.8.3). Ce sont donc les données sur la valeur marchande relevées en Allemagne en 2009 qui servent de valeur basse correspondant aux systèmes destinés aux toitures d'habitations (Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2010) et aux panneaux fixes destinés à la production commerciale (Bloomberg, 2010). Selon les données recueillies sur le marché américain pour 2008 et 2009, on admet que, par rapport aux systèmes destinés aux toitures d'habitations, le coût d'investissement correspondant aux systèmes plus grands destinés aux toitures de structures commerciales est inférieur de 5 % (NREL, 2011b; cf. section 3.8.3). On prend également pour hypothèse que les systèmes pivotants qui suivent la trajectoire du soleil nécessitent un coût d'investissement supérieur de 15 à 20 % à celui des systèmes pivotant uniquement sur un axe dont il est tenu compte ici (NREL, 2011a; cf. section 3.8.3). Les moyennes pondérées des coûts d'investissement en fonction de la capacité, relevées aux États-Unis d'Amérique en 2009 (NREL, 2011b), servent de valeur haute, ce qui correspond à peu près à 80 % des installations réalisées dans le monde en 2009 (cf. sections 3.4.1 et 3.8.3).
- xxii Les coûts annuels d'exploitation et de maintenance des systèmes photovoltaïques étant faibles, l'intervalle donné se situe entre 0,5 et 1,5 % du coût d'investissement initial (Breyer *et al.*, 2009; IEA, 2010c).
- xxiii Le coefficient d'utilisation d'un système photovoltaïque est principalement fonction de l'ensoleillement du lieu considéré (éclairage énergétique solaire annuel en kWh/m<sup>2</sup>/an) et du type de système installé. On trouvera dans Sharma (2011) des données sur les coefficients d'utilisation d'installations récentes.
- xxiv La limite supérieure de l'intervalle de valeurs pour des systèmes photovoltaïques destinés à la production commerciale est représentative de la situation actuelle. Des projets de mise au point de systèmes d'une capacité bien plus élevée (jusqu'à 1 GW) sont en cours et pourraient voir le jour au cours de la prochaine décennie.

#### Énergie solaire directe – Concentrateurs:

- xxv La capacité de production des centrales solaires à concentration pourrait se réduire à celle d'un seul concentrateur héliovoltaïque (soit par exemple 25 kW pour une parabole de type Stirling). L'intervalle de valeurs indiqué est cependant représentatif de projets proposés ou en construction de nos jours. Des installations de type industriel (champs de concentrateurs) regroupant une multitude de concentrateurs en un même lieu sont en projet, pour des capacités de production égales voire supérieures à 1 GW (4 x 250 MW).
- xxvi Valeurs correspondant à des centrales à collecteurs cylindro-paraboliques de 2009 dotées de six heures de stockage d'énergie thermique. Le coût d'investissement comprend les coûts directs et indirects, ces derniers englobant les majorations de coûts concernant l'ingénierie, les achats et la construction, les coûts incombant à l'exploitant, le foncier et les taxes. Ce coût d'investissement est moindre pour les centrales sans stockage et augmente en fonction de la capacité de stockage. Selon les estimations de l'AIE (IEA, 2010a), les coûts d'investissement se situent entre 3 800 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW pour les centrales sans stockage et 7 600 dollars É.-U.<sub>2005</sub>/kW pour les centrales disposant d'une forte capacité de stockage (2009 étant prise comme année de base pour ces valeurs). Les coefficients d'utilisation varient aussi en fonction de l'existence d'un stockage thermique (cf. renvoi xxviii).
- xxvii Selon l'AIE (IEA, 2010a), les coûts d'exploitation et de maintenance par rapport à la production d'énergie varient de 1,2 à 2,7 cents É.-U./kWh (2009 étant prise comme année de base pour ces valeurs). En fonction de la production réelle, les coûts annuels d'exploitation et de maintenance peuvent donc varier dans un sens ou dans l'autre au-delà de l'intervalle de valeurs indiqué.
- xxviii Valeurs correspondant à des centrales à collecteurs cylindro-paraboliques dotées de six heures de stockage d'énergie thermique, situées dans une zone comparable, pour l'ensoleillement, au sud-ouest des États-Unis d'Amérique. Tout comme les coûts d'investissement, le coefficient d'utilisation varie sensiblement en fonction de la capacité de stockage thermique. Si ce n'est pour les centrales héliovoltaïques (SEGS) installées en Californie, la mise en service de centrales à concentration ne remonte qu'à 2007, si bien qu'on ne dispose que de peu de données sur leurs performances et que la plupart des ouvrages ne présentent que des estimations ou des prévisions s'agissant des coefficients d'utilisation. Sharma (2011) indique une moyenne sur plusieurs années (1998-2002) de 12,4 à 27,7 % pour des centrales sans stockage thermique, mais disposant d'un système d'appoint au gaz naturel. L'AIE (IEA, 2010a) signale une production pouvant atteindre 6 600 heures par an dans les centrales en service en Espagne disposant de 15 heures de stockage. Cela équivaut à un coefficient d'utilisation de 75 % si le plein rendement est atteint durant les 6 600 heures. Les systèmes de stockage de grande capacité nécessitent un investissement relativement important (cf. renvoi xxvi).

#### Géothermie:

- xxix Le coût d'investissement englobe les éléments suivants: exploration et confirmation; forage des puits d'extraction et d'injection; installations de surface et infrastructure; centrale électrique. Pour des projets d'extension (nouvelles centrales sur un même gisement géothermique), le coût d'investissement peut être relativement moins élevé, de 10 à 15 % (cf. section 4.7.1). Les intervalles de valeurs sont tirés de Bromley *et al.* (2010) (figure 4.7).
- xxx Les coûts d'exploitation et de maintenance sont tirés de Hance (2005). En Nouvelle-Zélande, ils varient entre 1 et 1,4 cent É.-U./kWh pour des capacités de production de 20 à 50 MW<sub>el</sub> (Barnett et Quinlivan, 2009), ce qui équivaut à 83 à 117 dollars É.-U./kW/an, c'est-à-dire des valeurs bien inférieures à celles proposées par Hance (2005). Pour obtenir davantage de détails, cf. section 4.7.2.
- xxxi À l'échelle mondiale, le coefficient d'utilisation actuel (données de 2008-2009) pour les centrales de type flash et les centrales à cycle binaire en service s'élève à 74,5 %. En excluant quelques valeurs aberrantes, on obtient un intervalle estimé de 60 à 90 %. Les nouvelles centrales électriques géothermiques se caractérisent par un coefficient d'utilisation supérieur à 90 % (Hance, 2005; DiPippo, 2008; Bertani, 2010). On prévoit que la moyenne mondiale pour 2020 sera de 80 % et qu'elle pourrait passer à 85 % en 2030 et atteindre 90 % en 2050 (cf. sections 4.7.3 et 4.7.5).
- xxxii À l'échelle mondiale, les centrales électriques géothermiques ont le plus souvent une durée de vie de 25 à 30 ans. Cette période d'amortissement, bien que d'une durée inférieure à la durée d'exploitation économique du gisement géothermique, habituellement bien plus longue, rend possible la réhabilitation ou le remplacement d'une centrale vieillissante en surface (exemples de Larderello, Wairakei ou The Geysers – cf. sections 4.7.3). Pour certains gisements, la dégradation possible de la ressource au fil du temps fait partie des facteurs économiques entrant en ligne de compte dans la décision de poursuivre l'exploitation de la centrale.

Suite à la page suivante →

## Énergie hydraulique:

- xxxiii La documentation est peu abondante pour établir la fourchette 10-90 % des valeurs de la capacité de production des centrales hydroélectriques. L'intervalle fourni ici représente toute l'étendue des capacités de production. Les projets hydroélectriques sont conçus en fonction du débit et de la charge, et leur capacité de production est donc propre au site. Certaines centrales peuvent être relativement peu puissantes et ne produire que quelques kilowatts dans le cas d'un petit cours d'eau ou alors atteindre plusieurs milliers de mégawatts, tel le barrage des Trois-Gorges en Chine avec ses 18 000 MW (qui seront portés à 22 400 MW une fois le projet achevé) (cf. section 5.1.2). Les centrales hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW représentent aujourd'hui 90 % de la capacité hydroélectrique installée et 94 % de la production d'énergie hydroélectrique (IJHD, 2010).
- xxxiv La valeur basse du coût d'investissement pour les centrales hydroélectriques peut descendre jusqu'à 400 ou 500 dollars É.-U./kW, mais l'intervalle donné est représentatif de la réalité actuelle (cf. section 5.8.1).
- xxxv Pour les centrales hydroélectriques, les coûts d'exploitation et de maintenance sont généralement indiqués en pourcentage relativement au coût d'investissement. L'intervalle représentatif s'établit entre 1 et 4 %, et l'intervalle indiqué dans le tableau correspond à la valeur moyenne de 2,5 % appliquée à l'intervalle donné pour les coûts d'investissement. D'une manière générale, de telles sommes suffiront à couvrir la rénovation du matériel mécanique et électrique, notamment la remise en état des turbines, le remplacement du bobinage des génératrices et les réinvestissements dans les systèmes de communication et de commande (cf. section 5.8.1).
- xxxvi Le coefficient d'utilisation est déterminé par les conditions hydrologiques, la puissance installée et la conception de la centrale ainsi que par la façon dont fonctionne la centrale (à savoir le degré de régulation de la production). En ce qui concerne les centrales conçues pour une production maximale (répondant aux besoins de base) soumises à une régulation relativement faible, le coefficient d'utilisation se situe souvent entre 30 et 60 %. La figure 5.20 présente les coefficients d'utilisation moyens pour différentes régions du monde. En ce qui concerne les centrales conçues pour répondre aux pics de consommation, le coefficient d'utilisation est beaucoup plus bas, puisqu'il peut descendre jusqu'à 20 %. De telles installations sont dotées en effet d'une puissance bien plus grande afin de répondre à la demande en cas de pics. Le coefficient d'utilisation des centrales au fil de l'eau présente un grand intervalle de variation (entre 20 et 95 %), en fonction des caractéristiques géographiques et climatiques du site et des caractéristiques techniques et opérationnelles de la centrale (cf. section 5.8.3).
- xxxvii En général, les centrales hydroélectriques ont une durée de vie très longue. Il existe de nombreux exemples de centrales en service depuis plus de 100 ans, dont les installations électriques et mécaniques ont certes été modernisées, mais dont l'ouvrage d'art (barrages, tunnels, etc.), à savoir la partie la plus onéreuse, n'a pas subi de grands travaux de rénovation. Selon l'AIE (IEA, 2010d), de nombreuses centrales construites il y a 50 à 100 ans sont encore en service de nos jours. Pour les grandes centrales, on ne prend donc pas de risque en indiquant une durée de vie minimale de 40 ans et maximale de 80 ans. Pour les centrales de moindre puissance, la durée de vie caractéristique est de 40 ans, parfois moins. La durée de vie économique peut varier par rapport à la durée de vie physique réelle et dépend grandement de la façon dont les centrales sont exploitées et financées (cf. section 5.8.1).

## Énergie marine:

- xxxviii Les données recueillies au sujet des usines marémotrices représentent un très petit nombre d'installations (cf. renvois qui suivent). Il convient donc de les examiner avec prudence.
- xxxix La seule installation destinée à la production industrielle dans le monde est l'usine marémotrice de la Rance, d'une puissance de 240 MW, en service depuis 1966. D'autres installations plus petites ont été mises en service depuis lors en Chine, au Canada et en Fédération de Russie, avec des puissances respectives de 3,9, 20 et 0,4 MW. Le barrage de Sihwa en Corée du Sud doit entrer en service en 2011; avec une capacité de production de 254 MW, ce qui en fera l'usine marémotrice la plus puissante du monde. Beaucoup d'autres projets sont à l'étude, avec pour certains de très grandes capacités de production, notamment au Royaume-Uni (dans l'estuaire de la Severn, 9,3 GW), en Inde (1,8 GW), en Corée du Sud (740 MW) et en Fédération de Russie (mer Blanche et mer d'Okhotsk, 28 GW). Aucun pour le moment n'a été considéré comme rentable, et nombre d'entre eux soulèvent des objections écologistes (Kerr, 2007). À la suite d'une étude d'évaluation conduite par les pouvoirs publics, le projet de la Severn au Royaume-Uni a été reporté.
- xl Une étude antérieure propose des coefficients d'utilisation de l'ordre de 25 à 35 % (Charlier, 2003).
- xli Les usines marémotrices fonctionnent sur le même principe que les centrales hydrauliques, qui possèdent en général une durée de vie très longue. Il existe de nombreux exemples de centrales en service depuis plus de cent ans, dont les installations électriques et mécaniques ont certes été modernisées, mais dont l'ouvrage d'art (barrages, tunnels, etc.), à savoir la partie la plus onéreuse, n'a pas subi de grands travaux de rénovation. On prend donc pour hypothèse que les usines marémotrices ont une durée de vie économique comparable à celle des grandes centrales hydroélectriques, que l'on peut sans risque d'erreur établir à au moins 40 ans (cf. chapitre 5).

## Énergie éolienne:

- xlii La capacité de production indiquée est celle d'une centrale éolienne, et non pas celle d'une turbine. Dans l'éolien terrestre, les centrales installées entre 2007 et 2009 ont le plus souvent une capacité de production se situant entre 5 et 300 MW, bien que des centrales de moindre puissance ou de puissance supérieure soient également relativement répandues. S'agissant de l'éolien au large des côtes, les parcs installés entre 2007 et 2009 peuvent produire en général entre 20 et 120 MW, mais des centrales de plus grande puissance sont prévues pour l'avenir. Compte tenu du caractère modulaire de cette technologie, les centrales présentent de grandes variations de capacité de production suivant les conditions du marché et les conditions géographiques.
- xliiii Les installations les moins onéreuses se situent en Chine, les coûts d'investissement étant bien supérieurs aux États-Unis d'Amérique et en Europe. L'intervalle de valeurs est représentatif de la majorité des centrales éoliennes au large des côtes installées dans le monde en 2009 (soit l'année la plus récente pour laquelle on disposait de données fiables au moment de la rédaction du rapport), mais des centrales installées en Chine ont un coût moyen pouvant être inférieur à la valeur basse de cet intervalle (il est fréquent que les coûts varient de 1 000 à 1 350 dollars É.-U./kW en Chine). Dans la plupart des cas, le coût d'investissement englobe les éléments suivants: turbines (y compris le transport jusqu'au site et l'installation), raccordement au réseau (câblage, poste de livraison, interconnexion, sans inclure des coûts plus généraux d'extension du réseau électrique), travaux de génie civil (fondations, routes, bâtiments) et coûts divers (études techniques, permis, autorisations, évaluations environnementales et équipement de contrôle).
- xliv Le coefficient d'utilisation varie en partie en fonction de la force du vent (caractéristiques propres au site et à la région), mais aussi en fonction du type de turbine.
- xlv Les turbines éoliennes modernes qui se conforment aux normes de la Commission électrotechnique internationale sont conçues pour durer 20 ans, une durée de vie pouvant s'allonger si les coûts d'exploitation et de maintenance demeurent acceptables. Le financement des centrales éoliennes porte en général sur 20 ans.
- xlvi En ce qui concerne l'éolien au large des côtes, le coût d'investissement indiqué englobe la majorité des centrales éoliennes installées au large des côtes au cours de ces dernières années (y compris en 2009) ainsi que les centrales dont la mise en service était prévue pour le début des années 2010. Compte tenu de la hausse récente des coûts, le fait de prendre en compte les coûts de projets récents et prévus permet de fournir un intervalle de valeurs raisonnablement représentatif de l'investissement correspondant aux centrales éoliennes au large des côtes actuelles. Dans la plupart des cas, le coût d'investissement englobe les éléments suivants: turbines (y compris le transport jusqu'au site et l'installation), raccordement au réseau (câblage, poste de livraison, interconnexion, sans inclure des coûts plus généraux d'extension du réseau électrique), travaux de génie civil (fondations, routes, bâtiments) et coûts divers (études techniques, permis, autorisations, évaluations environnementales et équipement de contrôle).

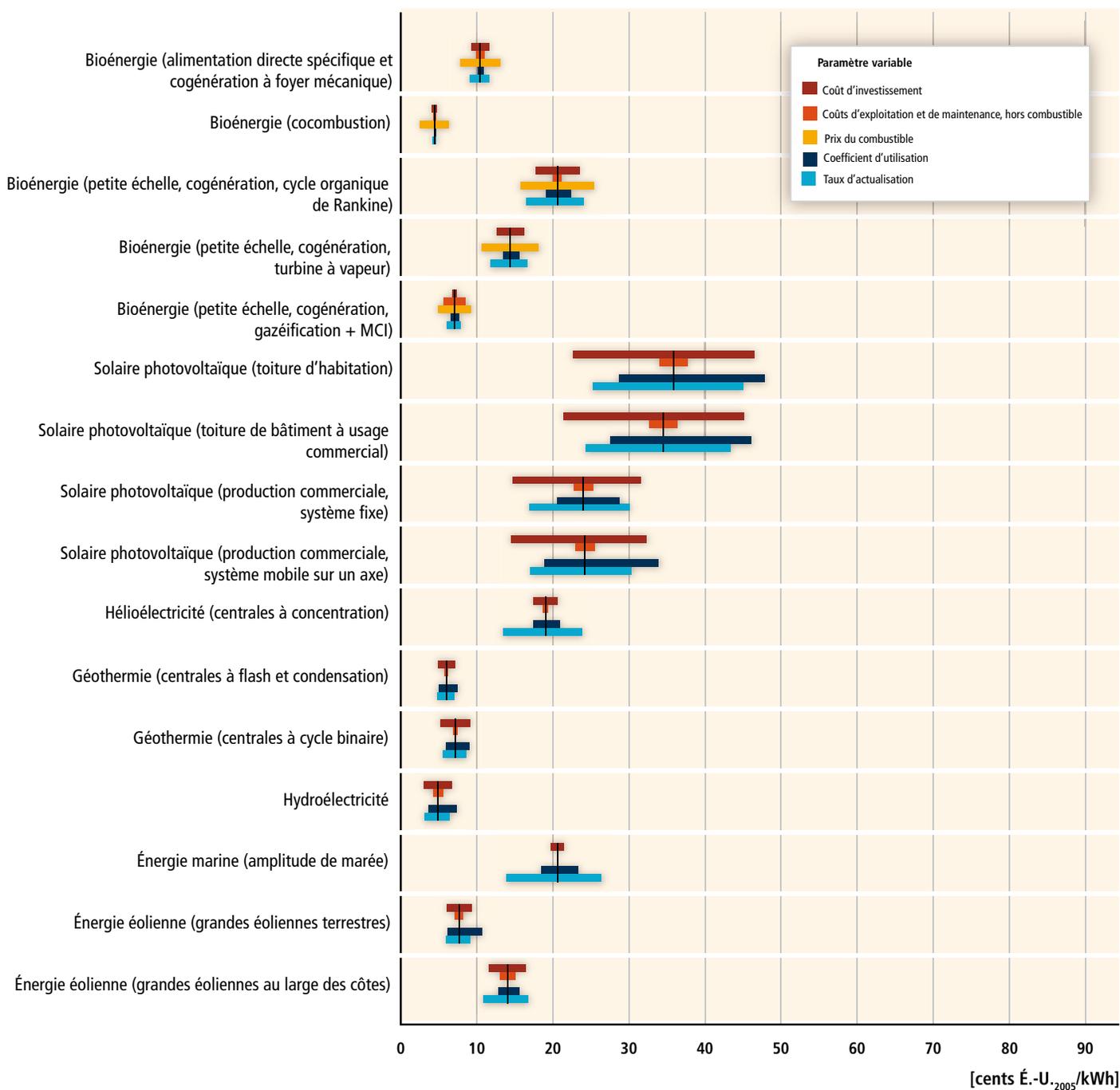
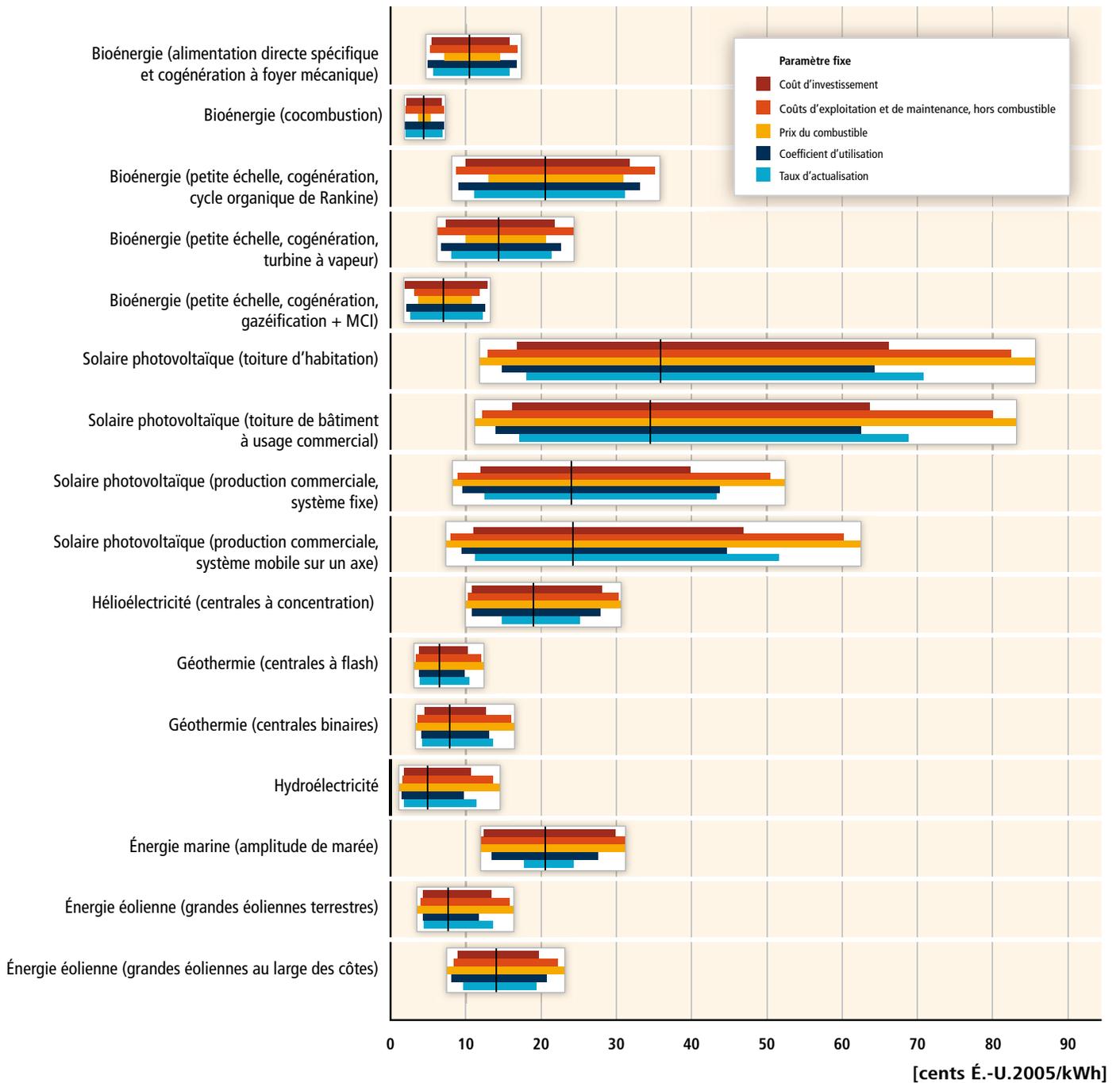


Figure A.III.2a | Diagramme en tornade des technologies de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable. Voir la figure A.III. 1a pour plus d'explications.



**Figure A.III.2b** | «Négatif» du diagramme en tornade des technologies de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable. Voir la figure A.III.1b pour plus d'explications.

Remarque: Les limites supérieures des deux technologies géothermiques sont calculées en se fondant sur l'hypothèse que la construction d'une centrale nécessite quatre ans. Dans l'analyse de sensibilité simplifiée appliquée ici, cette hypothèse n'est pas prise en compte, si bien que les limites supérieures ont une valeur inférieure à celle obtenue en application d'une méthode plus précise. L'échelle des intervalles de valeurs a été cependant ajustée pour retrouver les mêmes résultats que ceux obtenus grâce à cette méthode.

Tableau A.III.2 | Coûts et performances des technologies de production de chaleur à partir de sources renouvelables.<sup>i</sup>

Ressource	Technologie	Capacité de production type (MW <sub>th</sub> )	Coût d'investissement (dollars) (É.-U./kW <sub>th</sub> )	Exploitation et maintenance coûts fixes annuels (dollars É.-U./kW) et/ou variables (dollars É.-U./GJ)	Recettes sous-produits (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Prix matière première (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Rendement de conversion (%)	Coefficient d'utilisation (%)	Durée de vie économique (années)	Références	Résultats		
											CMA <sub>th</sub> <sup>iii</sup> (dollars É.-U./GJ)		
											3 %	7 %	10 %
Bioénergie	Biomasse (CHG) <sup>iv</sup>	0,005–0,1 <sup>v</sup>	310–1 200 <sup>vi</sup>	13–43 dollars É.-U./kW <sup>vii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	10–20	86–95	13–29	10–20	IEA (2007b)	14–70	15–77	16–84
	Biomasse (DUS <sup>v</sup> , cogénération) <sup>v</sup>	1–10 <sup>vi</sup>	370–3 000 <sup>vii,xiii</sup>	15–130 dollars É.-U./kW <sup>vii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	0–3	20–40 <sup>xiv</sup>	80–91	10–20		1,4–34	1,8–38	2,1–41
	Biomasse (turbine à vapeur, cogénération) <sup>xv</sup>	12–14	370–1 000 <sup>vi</sup>	1,2–2,5 dollars É.-U./kW <sup>vii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	3,7–6,2	10–40	63–74	10–20		10–69	11–70	11–72
	Biomasse (digestion anaérobie, cogénération)	0,5–5 <sup>vi</sup>	170–1 000 <sup>vii,xvi</sup>	37–140 dollars É.-U./kW <sup>vii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	2,5–3,7 <sup>vii</sup>	20–30 <sup>xviii</sup>	68–91	15–25		10–29	10–30	10–32
Énergie solaire	Héliothermie (ECS) <sup>xix,xx</sup> , Chine	0,0017–0,01 <sup>xx</sup>	120–540 <sup>xxi</sup>	1,5–10 dollars É.-U./kW <sup>xxii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	20–80 <sup>xviii</sup>	4,1–13 <sup>xiv</sup>	10–15 <sup>xv</sup>	cf. section 3.8.2 et renvois	2,8–56	3,6–67	4,2–75
	Héliothermie (ECS, thermosiphon, systèmes mixtes)	0,0017–0,07 <sup>xx</sup>	530–1 800	5,6–22 dollars É.-U./kW <sup>xxii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	20–80 <sup>xviii</sup>	4,1–13 <sup>xiv</sup>	15–25	IEA (2007b)	8,8–134	12–170	16–200
Géothermie	Géothermie (chauffage d'immeuble)	0,1–1	1 600–3 900 <sup>xxiii</sup>	8,3–11 dollars É.-U./GJ <sup>xxvii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	25–30	20		20–50	24–65	28–77
	Géothermie (chauffage urbain)	3,8–35	600–1 600 <sup>xxvii</sup>	8,3–11 dollars É.-U./GJ <sup>xxvii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	25–30	25		12–24	14–31	15–38
	Géothermie (serres)	2–5,5	500–1 000 <sup>xxvi</sup>	5,6–8,3 dollars É.-U./GJ <sup>xxvii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	50	20	cf. section 4.7.6	7,7–13	8,6–14	9,3–16
	Géothermie (bassins d'aquaculture non couverts)	5–14	50–100 <sup>xxvi</sup>	8,3–11 dollars É.-U./GJ <sup>xxvii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	60	20		8,5–11	8,6–12	8,6–12
	Pompes à chaleur géothermiques	0,01–0,35	900–3 800 <sup>xxvi</sup>	7,8–8,9 dollars É.-U./GJ <sup>xxvii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	s. o. <sup>viii</sup>	25–30	20		14–42	17–56	19–68

Remarques et notes générales:

- i Toutes les valeurs sont arrondies à deux chiffres significatifs. La plupart des chapitres portant sur les diverses sources d'énergie renouvelable (chapitres 2 à 4) fournissent davantage de détails sur les coûts et les performances, notamment dans leur partie consacrée à l'évolution des coûts. Les hypothèses qui sous-tendent certaines des estimations de coûts de production extraites directement de la littérature risquent cependant de ne pas être aussi transparentes que les jeux de données présentés ici. Il convient donc d'examiner ces estimations avec prudence.
- ii Les centrales électrologènes produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité. Le calcul du coût moyen actualisé de l'une ou l'autre de ces énergies peut être réalisé de plusieurs façons. L'une des méthodes consiste à attribuer à l'énergie considérée comme sous-produit la valeur (actualisée) du marché et de soustraire des dépenses correspondantes le supplément de recettes ainsi estimé. C'est cette méthode qui est appliquée pour calculer le coût moyen actualisé de l'électricité produite par les centrales de cogénération à bioénergie. Le calcul du coût moyen actualisé de l'énergie thermique est effectué différemment, suivant la méthode employée par l'AIE (IEA, 2007), source principale des données de départ. Au lieu de considérer l'électricité comme un sous-produit et de soustraire sa valeur des dépenses correspondant à la production de chaleur, le total des dépenses engagées sur la durée de vie du projet d'investissement est réparti suivant le rapport moyen de production chaleur/électricité, et seule la part du coût d'investissement et des coûts d'exploitation et de maintenance correspondant à la production de chaleur est prise en compte. C'est pourquoi aucune recette provenant d'un sous-produit n'est indiquée dans ce tableau. Les deux méthodes possèdent leurs propres avantages et inconvénients.
- iii CMA<sub>th</sub>: coût moyen actualisé de l'énergie thermique (ou de la chaleur). Le coût moyen actualisé ne comprend pas le coût du transport et de la distribution dans le cas des systèmes de chauffage urbain. Les subventions et les crédits d'impôt et de taxes en faveur de la production à partir de sources renouvelables sont également exclus. Toutefois, il est impossible d'exclure entièrement les subventions et les taxes indirectes, qui sont associées aux moyens de production ou aux produits et qui influent sur les prix des moyens de production, et d'exclure par conséquent les coûts privés.

Suite à la page suivante →

## Bioénergie:

- iv CHG: Chauffage d'habitations par granulés.
- v Cet intervalle est représentatif d'un chauffage basse consommation pour une maison individuelle (5 kW) ou un immeuble d'habitation (100 kW).
- vi Pour un système de chauffage d'habitations par granulés, le coût d'investissement correspondant aux installations de combustion (y compris l'appareillage de commande) varie entre 100 et 640 dollars  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kW}$ . Cet intervalle plus élevé englobe les travaux de génie civil ainsi que le stockage du combustible et de la chaleur (IEA, 2007).
- vii Les coûts fixes annuels d'exploitation et de maintenance englobent le coût de l'énergie d'appoint dont les besoins se situent entre 10 et 20  $\text{kWh}/\text{kW}_{\text{th}}/\text{an}$ , étant admis que le prix de l'électricité varie dans une fourchette de 0,1 à 0,3 dollar  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$ . Pour la cogénération, les coûts d'exploitation et de maintenance sont ceux qui correspondent uniquement à la production de chaleur.
- viii L'abréviation «s.o.» signifie «sans objet».
- ix DUS: Déchets urbains solides.
- x Cogénération ou production combinée de chaleur et d'électricité.
- xi Intervalle de valeurs fondé sur l'avis d'experts et les données de l'AIE (IEA, 2007).
- xii Pour la cogénération, le coût d'investissement est celui qui correspond uniquement à la production de chaleur. Les données sur l'électricité figurant dans le tableau A.III.1 fournissent des exemples de coûts d'investissement pour l'ensemble d'une centrale de cogénération (cf. section 2.4.4).
- xiii Pour les installations utilisant les DUS, le coût d'investissement est établi principalement en fonction du coût de l'épuration des gaz de combustion, qui peut être imputé sur le traitement des déchets plutôt que sur la production de chaleur (IEA, 2007).
- xiv Les incinérateurs de DUS produisant uniquement de la chaleur (comme c'est le cas au Danemark et en Suède), dont le rendement thermique peut atteindre entre 70 et 80 %, ne sont pas pris en compte (IEA, 2007).
- xv Les intervalles de valeurs indiqués ici sont principalement établis à partir des données provenant de deux installations, l'une au Danemark et l'autre en Autriche (IEA, 2007).
- xvi Le coût d'investissement indiqué est établi à partir des valeurs fournies dans la littérature concernant la capacité de production d'électricité, ce qui a été converti en capacité de production de chaleur, suivant une valeur du rendement électrique de 37 % et une valeur du rendement thermique de 55 % (IEA, 2007).
- xvii Pour la digestion anaérobie, les prix du combustible sont fondés sur ceux d'un mélange de maïs fourrage et de fumier. D'autres biogaz peuvent être utilisés comme ceux obtenus à partir de déchets triés à la source ou les gaz d'enfouissement, mais ceux-ci ne sont pas pris en compte ici (IEA, 2007).
- xviii Les valeurs du rendement de conversion tiennent compte de l'apport en chaleur d'appoint (entre 8 et 20 % pour la production industrielle) ainsi que de l'ajout de tout substrat pouvant améliorer le rendement. Dans le cas des déchets triés à la source, le rendement est inférieur (IEA, 2007).

## Énergie solaire:

- xix ECS: Eau chaude sanitaire.
- xx La capacité installée d'un capteur est fixée à 0,7  $\text{kW}_{\text{th}}/\text{m}^2$  (cf. section 3.4.1).
- xxi Sur les 13,5 millions de mètres carrés vendus en 2004, 70 % l'ont été à un prix inférieur à 1 500 yuans/ $\text{m}^2$  (~190 dollars  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kW}$ ) (Zhang *et al.*, 2010). La valeur basse est fondée sur les données recueillies au cours d'entrevues normalisées réalisées dans la province du Zhejiang, en 2008 (Han *et al.*, 2010). La valeur haute est tirée de Chang *et al.* (2011).
- xxii On estime que les coûts fixes annuels d'exploitation représentent entre 1 et 3 % du coût d'investissement (IEA, 2007), ce à quoi il faut ajouter le coût annuel de l'énergie d'appoint dont les besoins se situent entre 2 et 10  $\text{kWh}/\text{kW}/\text{an}$ , étant admis que le prix de l'électricité varie dans une fourchette de 0,1 à 0,3 dollar  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}$ .
- xxiii Le rendement de conversion des systèmes héliothermiques tend à être meilleur dans les régions où l'éclairement énergétique solaire est plus faible. Cela équilibre en partie l'effet négatif d'un éclairement énergétique solaire relativement faible sur le coût, étant donné que la production d'énergie par mètre carré de capteur ne faiblit pas (Harvey, 2006, p. 461). Quand il influe sur le coefficient d'utilisation, le rendement de conversion n'entre pas directement en ligne de compte dans le calcul du coût moyen actualisé de l'énergie thermique.
- xxiv Le coefficient d'utilisation est basé sur une production annuelle d'énergie se situant par hypothèse entre 250 et 800  $\text{kWh}/\text{m}^2$  (IEA, 2007).
- xxv La durée de vie prévue pour les chauffe-eau solaires chinois se situe entre 10 et 15 ans (Han *et al.*, 2010).

## Géothermie:

- xxvi Au sujet des pompes à chaleur géothermiques, la fourchette de valeurs indiquée correspond au coût d'investissement pour des installations résidentielles, commerciales ou institutionnelles. Dans le cas des installations commerciales et institutionnelles, le coût d'investissement comprend le coût du forage, ce qui n'est pas vrai dans le cas des installations résidentielles.
- xxvii Les coûts moyens d'exploitation et de maintenance exprimés en dollars  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{kWh}_{\text{th}}$  se situent entre 0,03 et 0,04 pour le chauffage d'immeuble, le chauffage urbain et celui des bassins d'aquaculture non couverts, entre 0,02 et 0,03 pour celui des serres, et entre 0,028 et 0,032 pour les pompes à chaleur géothermiques.

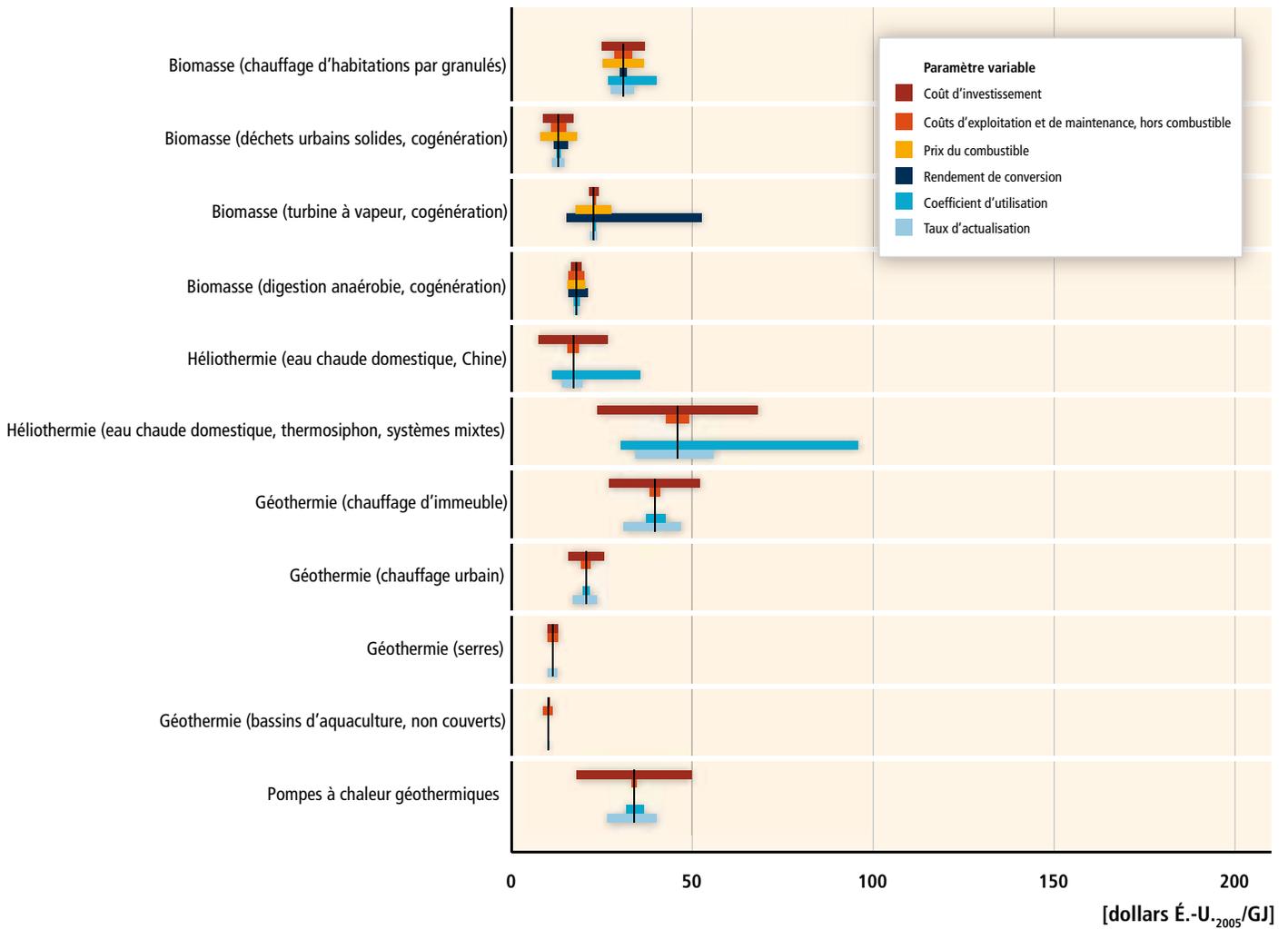


Figure A.III.3a | Diagramme en tornade des technologies de production de chaleur à partir de sources d'énergie renouvelable. Voir la figure A.III.1a pour plus d'explications.

Remarque: Le fait que l'héliothermie et la géothermie ne montrent aucune sensibilité aux variations du rendement de conversion peut prêter à confusion. L'apport en énergie est en effet gratuit dans ces deux cas, et ce n'est que par une augmentation de la production annuelle que peut se traduire l'effet d'un accroissement du rendement de conversion de l'énergie primaire sur le coût moyen actualisé de l'énergie thermique. Quant aux variations de la production annuelle, les variations du coefficient d'utilisation en rendent entièrement compte.

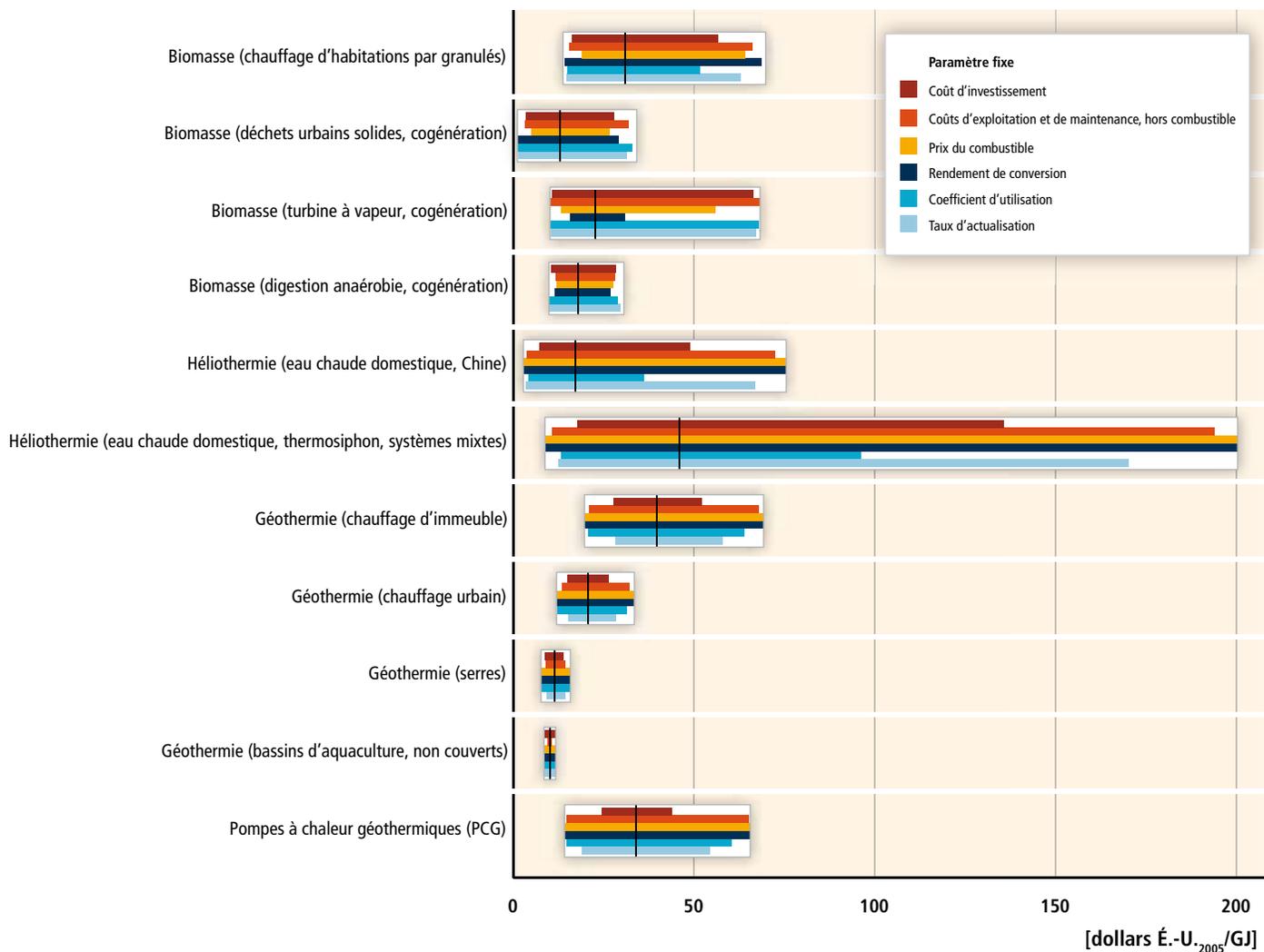


Figure A.III.3b | «Négatif» du diagramme en tornade des technologies de production de chaleur à partir de sources d'énergie renouvelable. Voir la figure A.III.1b pour plus d'explications.

Table A.III.3 | Coûts et performances des technologies de production de biocarburants.<sup>i</sup>

Matière première	Données de départ										Résultats						
	Carburant, Région	Capacité de production type (MW <sub>th</sub> )	Coût d'investissement (dollars É.-U./kW <sub>th</sub> ) <sup>ii</sup>	Exploitation et maintenance coûts fixes annuels et variables hors matière première (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Recettes sous-produits (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Prix matière première (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Rendement de conversion <sup>iii</sup> (%) Produit seul (produit + sous-produit)	Coefficient d'utilisation (%)	Durée de vie économique (années)	Références	CMA <sub>ca</sub> <sup>iv</sup> (dollars É.-U./GJ-PCS) <sup>v</sup>	Taux d'actualisation					
												3 %	7 %	10 %			
	Éthanol				sous-produit: sucre <sup>vi</sup>												
	Données globales	170–1 000	83–360	16–35 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,87 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	4,3	2,1–7,1	17 (39)	50 %	20	Alfstad (2008), Bain (2007), Kline et al. (2007)	2,4–39	3,5–42	4,5–46				
	Brésil, cas A <sup>vii</sup>	voir ci-dessus	100–330	20–32 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,87 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	2,1–6,5 <sup>viii</sup>	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	Bohmann et Cesar (2006), Oliverio (2006), van den Wall Bake et al. (2009)	2,4–38	3,5–41	4,5–44				
	Argentine	voir ci-dessus	110–340	21–34 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,87 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	6,5 <sup>x</sup>	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	Oliverio et Riberio (2006), voir aussi la ligne Données globales	28–39	30–42	31–46				
	Bassin des Caraïbes <sup>x, xi</sup>	voir ci-dessus	110–360	22–35 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,87 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	2,6–6,2	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	Rosillo-Calle et al. (2000) voir aussi la ligne Données globales	6,4–38	7,7–42	8,8–46				
Canne à sucre	Colombie	voir ci-dessus	100–320	20–31 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,87 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	5,6	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	McDonald et Schratzenholzer (2001), Goldemberg (1996), voir aussi la ligne Données globales	23–32	24–36	25–39				
	Inde	voir ci-dessus	110–340	21–33 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,87 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	2,6–6,2	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne Données globales	5,9–37	7,1–41	8,2–44				
	Mexique	voir ci-dessus	83–260	16–25 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,87 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	5,2–7,1	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne Données globales	19–37	19–40	20–42				
	États-Unis d'Amérique	voir ci-dessus	100–320	20–31 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,87 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	6,2	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne Données globales	27–36	28–40	29–43				

Suite à la page suivante →

Matière première	Carburant, Région	Données de départ										Résultats							
		Capacité de production type (MW <sub>th</sub> )	Coût d'investissement (dollars É.-U./kW <sub>th</sub> ) <sup>ii</sup>	Exploitation et maintenance coûts fixes annuels (dollars É.-U./kW <sub>th</sub> ) et variables hors matière première (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Recettes sous-produits (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Prix matière première (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Rendement de conversion <sup>iii</sup> (%) Produit seul (produit + sous-produit)	Coefficient d'utilisation (%)	Durée de vie économique (années)	Références	CMA <sup>iv</sup> (dollars É.-U./GJ <sub>PCS</sub> ) <sup>y</sup>	Taux d'actualisation							
										3 %		7 %	10 %						
Maïs	Éthanol				sous-produit: DDSS <sup>vii</sup>														
	Données globales	s. o.	160–310	9–27 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 1,98 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	1,56	4,2–10 <sup>viii</sup>	54 (91)	95 %	20	Alfstad (2008), Bain (2007), Kline et al. (2007)	9,3–22	9,5–22	10–23						
	États-Unis d'Amérique	140–550 <sup>iv</sup>	160–240	9–18 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 1,98 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	4,2–10 <sup>iv</sup>	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne ci-dessus	Delta-T Corporation (1997), Ibsen et al. (2005), Jechura (2005), voir aussi la ligne Données globales	9,3–22	9,5–22	10–23						
	Argentine	voir ci-dessus	170–260	9–17 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 1,98 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	7,5	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne ci-dessus	McAloon et al. (2000), RFA (2011), Université de l'Illinois (2011), voir aussi la ligne Données globales	16–17	16–17	17–18						
	Canada	voir ci-dessus	200–310	13–27 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 1,98 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	4,8–5,7	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne ci-dessus	voir la ligne Données globales	11–15	12–15	12–16						
Blé	Éthanol				sous-produit: DDSS <sup>vii</sup>														
	Données globales	150–610	140–280 <sup>vi</sup>	8–25 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 1,41 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	1,74	5,1–13	49 (91)	95 %	20	Alfstad (2008), Bain (2007), Kline et al. (2007)	12–28	12–28	12–28						
	États-Unis d'Amérique	voir ci-dessus	140–220	8–17 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 1,41 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	6,3–13	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne ci-dessus	OCDE (2002), Shapouri et Salassi (2006), USDA (2007), voir aussi la ligne Données globales	13–28	14–28	14–28						
	Argentine	voir ci-dessus	150–230	8–16 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 1,41 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	6,5–7	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne ci-dessus	voir la ligne Données globales	14–16	14–16	14–17						
	Canada	voir ci-dessus	190–280	12–25 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 1,41 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	5,1–6,9	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne ci-dessus	voir la ligne Données globales	12–16	12–17	12–17						

Suite à la page suivante →

Matière première	Carburant, Région	Données de départ										Résultats					
		Capacité de production type (MW <sub>th</sub> )	Coût d'investissement (dollars É.-U./kW <sub>th</sub> ) <sup>vi</sup>	Exploitation et maintenance coûts fixes annuels (dollars É.-U./kW <sub>th</sub> ) et variables hors matière première (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Recettes sous-produits (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Prix matière première (dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub> )	Rendement de conversion <sup>iii</sup> (%) Produit seul (produit + sous-produit)	Coefficient d'utilisation (%)	Durée de vie économique (années)	Références	CMA <sub>ca</sub> <sup>iv</sup> (dollars É.-U./GJ <sub>pcg</sub> ) <sup>v</sup>						
											Taux d'actualisation	3 %	7 %	10 %			
	Biogazole <sup>vii</sup>				By-product: Glycerin <sup>viii</sup>												
	Données globales	44-440	160-320	9-46 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 2,58 dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub>	0,58	7,0-24	103 (107/119)	95 %	20	Alfstad (2008), Bain (2007), Kline et al. (2007), Haas et al. (2006), Sheehan et al. (2006)	9,4-28	10-28	10-28	10-28			
Huile de soja	Argentine	voir ci-dessus	170-320	12-42 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 2,58 dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	14-16 <sup>ix</sup>	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	Chicago Board of Trade (2006), voir aussi la ligne Données globales	16-19	16-19	16-19	17-20			
	Brésil	voir ci-dessus	160-310	9-27 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 2,58 dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	7,0-18 <sup>ix</sup>	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	Chicago Board of Trade (2006), voir aussi la ligne Données globales	9,4-21	10-21	10-21	10-21			
	États-Unis d'Amérique	voir ci-dessus	160-300	12-46 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 2,58 dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	9,7-24	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	USDA (2006), voir aussi la ligne Données globales	12-28	12-28	12-28	12-28			
	Biogazole				By-product: Glycerin <sup>viii</sup>												
	Données globales	44-440	160-340	10-46 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 2,58 dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub>	0,58	6,1-45	103 (107)	95 %	20	Alfstad (2008), Bain (2007), Kline et al. (2007), Haas et al. (2006), Sheehan et al. (1998)	8,7-48	8,9-48	8,9-48	9,0-49			
Huile de palme	Colombie	voir ci-dessus	160-300	10-34 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 2,58 dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	6,1-45	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne Données globales	8,7-48	8,8-48	8,8-48	9,0-49			
	Bassin des Caraïbes <sup>x</sup>	voir ci-dessus	180-340	13-46 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 2,58 dollars É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	11-45	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne Données globales	14-48	14-48	14-48	14-48			
	Huile de pyrolyse				By-product: Electricity <sup>xi</sup>												
	Données globales	110-440	160-240	12-44 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,42 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	0,07	0,44-5,5 <sup>xii</sup>	67 (69)	95 %	20	Ringier et al. (2006)	2,3-12	2,6-12	2,6-12	2,8-12			
Bois, bagasse, divers	États-Unis d'Amérique	voir ci-dessus	160-230	19-44 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,42 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	1,4-5,5	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne Données globales	4,0-12	4,3-12	4,3-12	4,5-12			
	Brésil	voir ci-dessus	160-240	12-24 dollars É.-U./kW <sub>th</sub> et 0,42 dollar É.-U./GJ <sub>mp</sub>	voir ci-dessus	0,44-5,5	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir ci-dessus	voir la ligne Données globales	2,3-11	2,5-11	2,5-11	2,8-11			

Suite à la page suivante →

## Remarques et notes générales:

- i Toutes les valeurs sont arrondies à deux chiffres significatifs. Le chapitre 2 fournit davantage d'information sur les coûts et les performances, notamment dans sa partie consacrée à l'évolution des coûts. Les hypothèses qui sous-tendent certaines des estimations du coût de production extraites directement de la littérature risquent cependant de ne pas être aussi transparentes que les jeux de données présentés ici. Il convient donc d'examiner ces estimations avec prudence.
- ii Le coût d'investissement est fonction du coefficient d'utilisation de l'usine de production à une capacité différente de 100 %, soit la méthode employée normalement par convention.
- iii Le rendement de conversion de la matière première, correspondant au rapport entre l'apport énergétique et l'énergie produite, n'est indiqué que pour la biomasse. Les rendements de conversion pour un intrant mixte biomasse-combustible fossile sont généralement plus faibles.
- iv  $CMA_{ca}$  : coût moyen actualisé des carburants destinés aux transports. Le coût moyen actualisé englobe tous les coûts privés imputés en amont dans le système, sans toutefois inclure les coûts du transport et de la distribution aux clients. Les subventions et les crédits d'impôt et de taxes en faveur de la production à partir de sources renouvelables sont également exclus. Toutefois, il est impossible d'exclure entièrement les subventions et les taxes indirectes, qui sont associées aux moyens de production ou aux produits et qui influent sur les prix des moyens de production, et d'exclure par conséquent les coûts privés.
- v PCS: pouvoir calorifique supérieur. PCI : pouvoir calorifique inférieur.
- vi Le prix du sucre ou les recettes tirées du sucre sont estimés à 22 dollars  $\text{É.-U.}_{2005}/\text{GJ}_{\text{sucre}}$  sur la base du prix moyen mondial du sucre raffiné entre 2005 et 2008.
- vii Dans les calculs relatifs au cas A, il est admis que la canne à sucre contient 14 % de saccharose; on prend aussi pour hypothèse qu'une moitié (50 %) du saccharose sert à la fabrication du sucre (efficacité d'extraction de 97 %) et l'autre moitié (50 %) sert à la production d'éthanol (rendement de conversion de 90 %). On admet que la canne à sucre contient 16 % de bagasse. Les PCS utilisés sont: pour la bagasse, 18,6 GJ/t; pour le saccharose, 17,0 GJ/t; et pour la canne dans son état initial à réception: 5,3 GJ/t.
- viii Entre 1975 et 2005, le prix de la matière première a baissé de 60 % (Hettinga *et al.*, 2009). On trouvera des renseignements plus précis sur l'évolution historique et future des coûts dans les sections 2.7.2, 2.7.3 et 2.7.4.
- ix La bagasse représente 55,2 % de la matière première utilisée. Il est possible d'obtenir davantage de détails sur les caractéristiques de la matière première en se reportant à la section 2.3.1, par exemple.
- x Citons, parmi les pays participant au projet d'initiative concernant le bassin des Caraïbes, le Guatemala, le Honduras, le Nicaragua, la République dominicaine, le Costa Rica, El Salvador ou encore le Guyana.
- xi Fabrique combinée d'éthanol et de sucre (50/50). On trouvera des renseignements plus précis sur les sucreries dans la section 2.3.4.
- xii DDSS: Drêche de distillerie séchée avec solubles.
- xiii Le prix de la matière première à l'échelle internationale est établi à partir des courbes de l'offre proposées par Kline *et al.* (2007). On trouvera, dans la section 2.2.3, des renseignements plus précis sur les courbes d'offre de matières premières et d'autres facteurs économiques entrant dans les évaluations des ressources en biomasse.
- xiv L'intervalle proposé pour la capacité de production (entre 140 et 550 MW, soit l'équivalent de 25 à 100 millions de gallons par an d'éthanol anhydre) est représentatif de l'industrie de l'éthanol de maïs aux États-Unis d'Amérique (RFA, 2011).
- xv Entre 1975 et 2005, le prix du maïs a baissé de 63 % (Hettinga *et al.*, 2009). On trouvera des renseignements plus précis sur l'évolution historique et future des coûts dans les sections 2.7.2, 2.7.3 et 2.7.4.
- xvi Sur la base des coûts d'usinage du maïs, corrigés pour le PCS, et sur celle de la production de drêche de distillerie séchée pour le blé. On trouvera des renseignements plus précis sur la transformation des céréales dans la section 2.3.4.
- xvii On prend pour base l'huile de soja et non pas la graine de soja. La marge de transformation permet d'obtenir le prix de l'huile de soja à partir de celui de la graine de soja. Le PCS de l'huile de soja est égal à 39,6 GJ/t.
- xviii La glycérine ou glycérol est un simple composé polyol (1,2,3-propanétriol); c'est l'élément principal de tous les lipides qui font partie des triglycérides. Il s'agit d'un sous-produit de la production du biogazole.
- xix Le rendement est supérieur à 100 %, car du méthanol (ou un autre alcool) est incorporé dans le produit.
- xx Le prix de l'huile de soja est estimé à partir du prix de la graine de soja (Kline *et al.*, 2007) en fonction de la marge de transformation (Chicago Board of Trade, 2006).
- xxi Les gaz et les résidus solides (charbonneux) découlant du processus sont utilisés comme sources de chaleur et d'électricité dans le processus. L'excédent d'électricité est exporté comme sous-produit.
- xxii Cet intervalle est obtenu à partir des prix de la bagasse et des résidus de bois (Kline *et al.*, 2007). Les valeurs hautes correspondent à la pyrolyse du bois, tandis que les valeurs basses, à celle de la bagasse. On trouvera des renseignements plus précis sur la pyrolyse dans la section 2.3.3.2, et sur l'évolution historique et future des coûts dans les sections 2.7.2, 2.7.3 et 2.7.4.

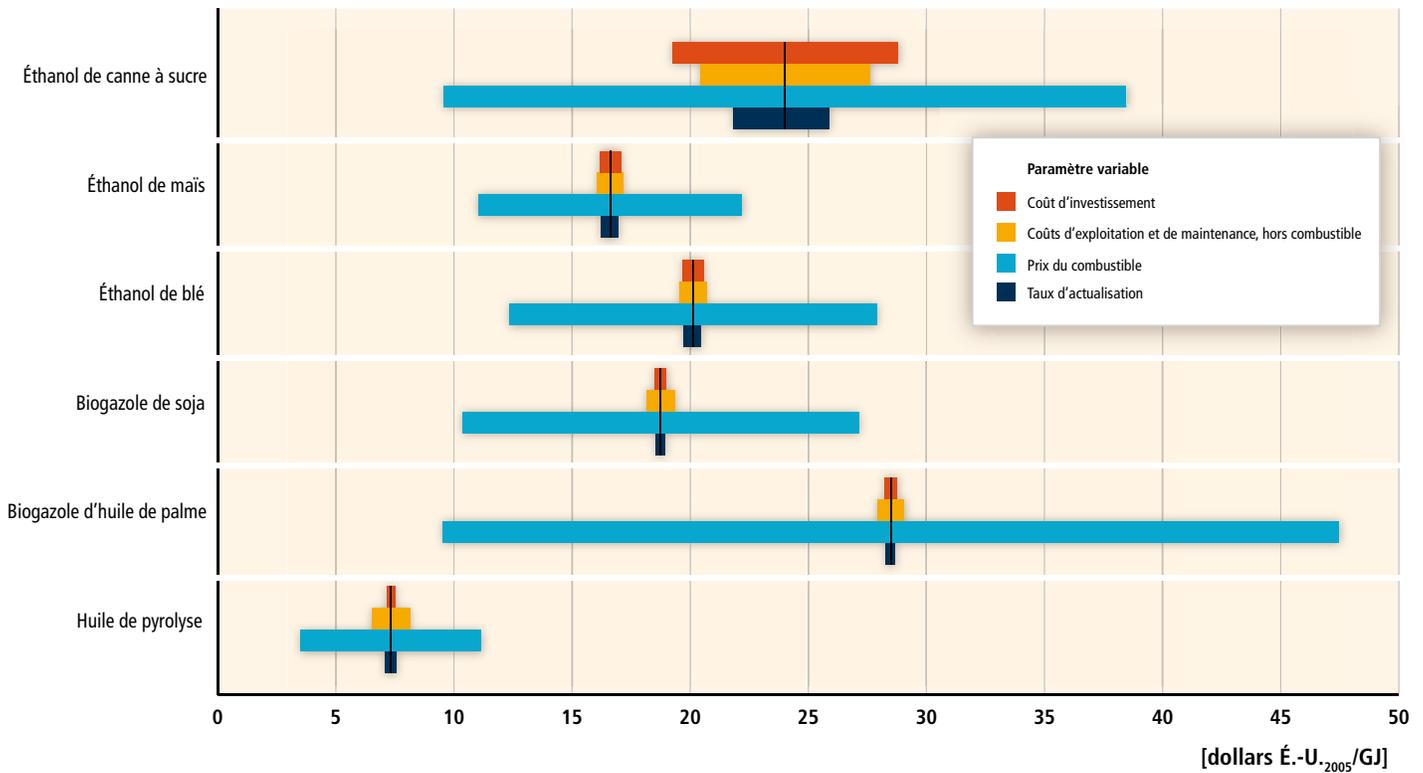


Figure A.III.4a | Diagramme en tornade des biocarburants. Voir la figure A.III.1a pour plus d'explications.

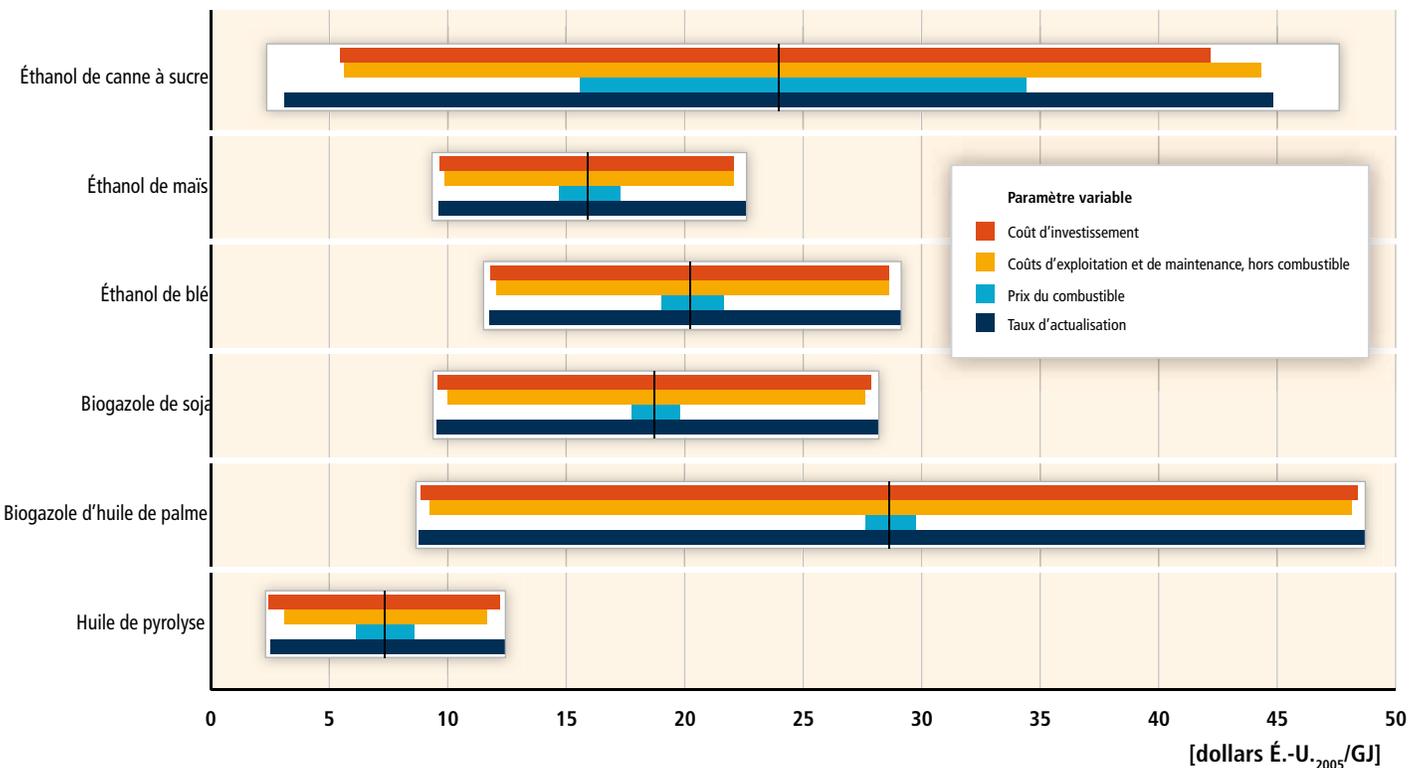


Figure A.III.4b | «Négatif» du diagramme en tornade des biocarburants. Voir la figure A.III.1b pour plus d'explications.

Remarque : L'intervalle de valeurs correspondant au coût moyen actualisé des combustibles est légèrement plus grand lorsqu'on calcule ce coût après avoir fait la somme des données initiales pour les différentes régions que lorsqu'on calcule d'abord ce coût pour les différentes régions avant d'effectuer la somme des valeurs ainsi obtenues. Afin que le champ d'application de l'analyse de sensibilité soit le plus large possible, c'est la première méthode de calcul qui a été employée. Les valeurs obtenues ont cependant été ajustées pour correspondre aux valeurs déterminées grâce à la deuxième méthode, qui est plus précise et qu'on utilise dans le reste du rapport.

## Bibliographie

On s'est inspiré des références qui constituent la liste qui suit pour évaluer les données sur les coûts et les performances des différentes technologies reprises dans les tableaux. Seules quelques-unes de ces références sont citées dans le corps de l'annexe afin de préciser l'information fournie dans les explications. La liste qui suit est classée par types ou vecteurs d'énergie et par technologies.

## Énergie électrique

### Bioénergie

**Remarque:** Dans le corps du chapitre 2, d'autres études référencées portant sur les coûts sont évaluées. Elles ont servi à vérifier la fiabilité des résultats découlant de la méta-analyse fondée sur les sources de données dont la liste figure ci-dessous.

- Bain, R.L. (2007).** *World Biofuels Assessment, Worldwide Biomass Potential: Technology Characterizations*. NREL/MP-510-42467, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, États-Unis d'Amérique, 140 p.
- Bain, R.L. (2011).** *Biopower Techniques in Renewable Electricity Alternative Futures*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, États-Unis d'Amérique, sous presse.
- Bain, R.L., W.P. Amos, M. Downing et R.L. Perlack (2003).** *Biopower Technical Assessment: State of the Industry and the Technology*. TP-510-33123, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, États-Unis d'Amérique, 277 p.
- DeMeo, E.A. et J.F. Galdo (1997).** *Renewable Energy Technology Characterizations*. TR-109496, U.S. Department of Energy and Electric Power Research Institute, Washington, DC, États-Unis d'Amérique, 283 p.
- EIA (2009).** *2006 Energy Consumption by Manufacturers—Data Tables*. Table 7.2. Energy Information Administration, US Department of Energy, Washington, DC, États-Unis d'Amérique. URL: [eia.doe.gov/emeu/mecs/mecs2006/2006tables.html](http://eia.doe.gov/emeu/mecs/mecs2006/2006tables.html).
- McGowin, C. (2008).** *Renewable Energy Technical Assessment Guide*. TAG-RE: 2007, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, Californie, États-Unis d'Amérique.
- Neij, L. (2008).** Cost development of future techniques for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy*, 36(6), p. 2200-2211.
- OANDA (2011).** *Historique des taux de change*.
- Obernberger, I. et G. Thek (2004).** *Techno-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries*. BIOS Bioenergiesysteme GmbH, Graz, Autriche, 87 p.
- Obernberger, I., G. Thek et D. Reiter (2008).** *Economic Evaluation of Decentralised CHP Applications Based on Biomass Combustion and Biomass Gasification*. BIOS Bioenergiesysteme GmbH, Graz, Autriche, 19 p.
- Peters, M, K. Timmerhaus et R. West (2003).** *Plant Design and Economics for Chemical engineers, cinquième édition*, McGraw-Hill Companies, New York, États-Unis d'Amérique, 242 p. (ISBN 0-07-239266-5).
- Rauch, R. (2010).** Indirect Gasification. In: *IEA Joint Task 32 & 33 Workshop*, Copenhagen, Danemark, 7 octobre 2010. URL: [www.ieabcc.nl/meetings/task32\\_Copenhagen/09%20TU%20Vienna.pdf](http://www.ieabcc.nl/meetings/task32_Copenhagen/09%20TU%20Vienna.pdf).
- Skjoldborg, B. (2010).** Optimization of I/S Skive District Heating Plant. In: *IEA Joint Task 32 & 33 Workshop*, Copenhagen, Danemark, 7 octobre 2010. URL: [www.ieabcc.nl/meetings/task32\\_Copenhagen/11%20Skive.pdf](http://www.ieabcc.nl/meetings/task32_Copenhagen/11%20Skive.pdf).

## Énergie solaire directe

**Bloomberg (2010).** *Bloomberg New Energy Finance – Renewable Energy Data*. URL: [bnef.com/](http://bnef.com/).

**Breyer, C., A. Gerlach, J. Mueller, H. Behacker et A. Milner (2009).** Grid-parity analysis for EU and US regions and market segments - Dynamics of grid-parity and dependence on solar irradiance, local electricity prices and PV progress ratio. In: *Proceedings of the 24<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 21-25 septembre 2009, Hambourg, Allemagne, p. 4492-4500.

**Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2010).** *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (photovoltaik)*. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW Solar), Berlin, Allemagne, 4 p.

**IEA (2010a).** *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 710 p.

**IEA (2010b).** *Technology Roadmap, Concentrating Solar Power*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 48 p.

**IEA (2010c).** *Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 48 p.

**NEEDS (2009).** *New Energy Externalities Development for Sustainability (NEEDS). Rapport et base de données*. New Energy Externalities Development for Sustainability, Rome, Italie.

**NREL (2011a).** Solar PV Manufacturing Cost Model Group: Installed Solar PV System Prices. Présentation lors du *SEGIS\_ADEPT Power Electronic in Photovoltaic Systems Workshop*, Arlington, Virginie, États-Unis d'Amérique, 8 février 2011. NREL/PR-6A20-50955.

**NREL (2011b).** *The Open PV Project*. Base de données en ligne. URL: [openpv.nrel.org](http://openpv.nrel.org).

**Sharma, A. (2011).** A comprehensive study of solar power in India and world. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), p. 1767-1776.

**Trieb, F., C. Schillings, M. O'Sullivan, T. Pregger et C. Hoyer-Klick (2009).** Global potential of concentrating solar power. In: *SolarPACES Conference*, Berlin, Allemagne, 15-18 septembre 2009.

**Viebahn, P., Y. Lechon et F. Trieb (2010).** The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe: A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy*, doi: 10.1016/j.enpol.2010.09.026.

## Géothermie

**Barnett, P. et P. Quinlivan (2009).** *Assessment of Current Costs of Geothermal Power Generation in New Zealand (2007 basis)*. Report by SKM for New Zealand Geothermal Association, Wellington, Nouvelle-Zélande. URL: [www.nzgeothermal.org.nz/industry\\_papers.html](http://www.nzgeothermal.org.nz/industry_papers.html).

**Bertani, R., 2010: Geothermal electric power generation in the world: 2005-2010 update report.** In: *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonésie, 25-30 avril 2010. URL: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGStandard/WGC/2010/0008.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGStandard/WGC/2010/0008.pdf).

- Bromley, C.J., M.A. Mongillo, B. Goldstein, G. Hiriart, R. Bertani, E. Huenges, H. Muraoka, A. Ragnarsson, J. Tester et V. Zui (2010).** Contribution of geothermal energy to climate change mitigation: the IPCC renewable energy report. In: *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonésie, 25-30 avril 2010. URL: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0225.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0225.pdf).
- Cross, J. et J. Freeman (2009).** *2008 Geothermal Techniques Market Report*. Geothermal Techniques Program of the US Department of Energy, Washington, DC, États-Unis d'Amérique, 46 p. URL: [www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/2008\\_market\\_report.pdf](http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/2008_market_report.pdf).
- Darma, S., S. Harsoprayitno, B. Setiawan, Hadyanto, R. Sukhyar, A.W. Soedibjo, N. Ganefianto et J. Stimac (2010).** Geothermal energy update: Geothermal energy development and utilization in Indonesia. In: *Actes du Congrès mondial de géothermie, 2010*, Bali, Indonésie, 25-29 avril, 2010. URL: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0128.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0128.pdf).
- DiPippo, R. (2008).** *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. Elsevier, Londres, Royaume-Uni, 493 p.
- GTP (2008).** *Geothermal Tomorrow 2008*. DOE-GO-102008-2633, Geothermal Techniques Program of the US Department of Energy, Washington, DC, États-Unis d'Amérique, 36 p.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., R. Maya-González et J.L. Quijano-León (2010).** Current status of geothermics in Mexico. In: *Actes du Congrès mondial de géothermie, 2010*, Bali, Indonésie, 25-29 avril 2010. URL: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0101.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0101.pdf).
- Hance, C.N. (2005).** *Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development*. Geothermal Energy Association, Washington, DC, États-Unis d'Amérique, 64 p. URL: [www.geo-energy.org/reports/Factors%20Affecting%20Cost%20of%20Geothermal%20Power%20Development%20-%20August%202005.pdf](http://www.geo-energy.org/reports/Factors%20Affecting%20Cost%20of%20Geothermal%20Power%20Development%20-%20August%202005.pdf).
- Hjartarson, A. et J.G. Einarsson (2010).** *Geothermal resources and properties of HS Orka, Reyjanes Peninsula, Iceland*. Rapport technique indépendant établi par Mannvit Engineering pour Magma Energy Corporation, 151 p. Disponible sur demande à: [www.mannvit.com](http://www.mannvit.com).
- Kutscher, C. (2000).** *The Status and Future of Geothermal Electric Power*. Publication NREL/CP-550-28204, National Renewable Energy Laboratory, US Department of Energy, Washington, DC, États-Unis d'Amérique, 9 p. URL: [www.nrel.gov/docs/fy00osti/28204.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/28204.pdf).
- Lovekin, J. (2000).** The economics of sustainable geothermal development. In: *Actes du Congrès mondial de géothermie, 2000*, Kyushu-Tohoku, Japon, 28 mai – 10 juin 2000 (ISBN: 0473068117). URL: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0123.PDF](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0123.PDF).
- Lund, J.W., K. Gawell, T.L. Boyd et D. Jennejohn (2010).** The United States of America country update 2010. In: *Actes du Congrès mondial de géothermie, 2010*, Bali, Indonésie, 25-30 avril 2010. URL: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0102.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0102.pdf).
- Owens, B. (2002).** *An Economic Valuation of a Geothermal Production Tax Credit*. Publication NREL/TP-620-31969, National Renewable Energy Laboratory, US Department of Energy, Washington, DC, États-Unis d'Amérique, 24 p. URL: [www.nrel.gov/docs/fy02osti/31969.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy02osti/31969.pdf).
- Stefansson, V. (2002).** Investment cost for geothermal power plants. *Geothermics*, 31, p. 263-272.
- Énergie hydraulique**
- Avarado-Anchieta et C. Adolfo (2009).** Estimating E&M powerhouse costs. *International Water Power and Dam Construction*, 61(2), p. 21-25.
- BMU (2008).** *Further development of the 'Strategy to increase the use of renewable energies' within the context of the current climate protection goals of Germany and Europe*. German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Bonn, Allemagne, 118 p.
- Hall, D.G., G.R. Carroll, S.J. Cherry, R.D. Lee et G.L. Sommers (2003).** *Low Head/Low Power Hydropower Resource Assessment of the North Atlantic and Middle Atlantic Hydrologic Regions*. DOE/ID-11077, U.S. Department of Energy Idaho Operations Office, Idaho Falls, Idaho, États-Unis d'Amérique.
- IEA (2008a).** *World Energy Outlook 2008*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 578 p.
- IEA (2008b).** *Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios and Strategies to 2050*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 646 p.
- IEA (2010d).** *Renewable Energy Essentials: Hydropower*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 4 p.
- IEA (2010e).** *Projected Costs of Generating Electricity*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 218 p.
- IJHD (2010).** *World Atlas & Industry Guide*. International Journal on Hydropower and Dams (IJHD), Wallington, Surrey, Royaume-Uni, 405 p.
- Krewitt, W., K. Nienhaus, C. Klebmann, C. Capone, E. Stricker, W. Grauss, M. Hoogwijk, N. Supersberger, U.V. Winterfeld et S. Samadi (2009).** *Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply*. Climate Change 18/2009, ISSN 1862-4359, Federal Environment Agency, Dessau-Roßlau, Allemagne, 336 p.
- Lako, P., H. Eder, M. de Noord et H. Reisinger (2003).** *Hydropower Development with a Focus on Asia and Western Europe: Overview in the Framework of VLEEM 2*. Verbundplan ECN-C-03-027. Energy Research Centre of the Netherlands, Petten, Pays-Bas.
- REN21 (2010).** *Renewables 2010 Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), Paris, France, 80 p.
- Teske, S., T. Pregger, S. Simon, T. Naegler, W. Graus et C. Lins (2010).** Energy [R]evolution 2010—a sustainable world energy outlook. *Energy Efficiency*, doi:10.1007/s12053-010-9098-y.
- UNDP/UNDESA/WEC (2004).** *World Energy Assessment: Overview 2004 Update*. Bureau des politiques de développement, Programme des Nations Unies pour le développement, New York, New York, États-Unis d'Amérique, 85 p.
- Énergie marine**
- Charlier, R.H. (2003).** Sustainable co-generation from the tides: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 7(3), p. 187-213.
- ETSAP (2010b).** *Marine Energy Technology Brief E13 - November, 2010*. Energy Technology Systems Analysis Programme, Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France. URL: [www.etsap.org/E-techDS/PDF/E08-Ocean%20Energy\\_GSgct\\_Ana\\_LCPL\\_rev30Nov2010.pdf](http://www.etsap.org/E-techDS/PDF/E08-Ocean%20Energy_GSgct_Ana_LCPL_rev30Nov2010.pdf).
- Kerr, D. (2007).** Marine energy. *Philosophical Transactions of the Royal Society London, Series A (Mathematical, Physical and Engineering Sciences)*, 365(1853), p. 971-92.

## Énergie éolienne

- Blanco, M.I. (2009).** The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, p. 1372-1382.
- Boccard, N. (2009).** Capacity factor of wind power realized values vs. estimates. *Energy Policy*, 37, p. 2679-2688.
- BTM Consult ApS (2010).** *International Wind Energy Development. World Market Update 2009*. BTM Consult ApS, Ringkøbing, Danemark, 124 p.
- BWEA et Garrad Hassan (2009).** *UK Offshore Wind: Charting the Right Course*. British Wind Energy Association, Londres, Royaume-Uni, 42 p.
- China Renewable Energy Association (2009).** *Annual Report of New Energy and Renewable Energy in China, 2009*. China Renewable Energy Association, Beijing, Chine.
- EWEA (2009).** *Wind Energy, the Facts*. European Wind Energy Association, Bruxelles, Belgique, 488 p.
- Goyal, M. (2010).** Repowering – Next big thing in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, p. 1400-1409.
- IEA (2009).** *Technology Roadmap – Wind Energy*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 52 p.
- IEA (2010a).** *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 710p.
- IEA Wind (2010).** *IEA Wind Energy Annual Report 2009*. International Energy Agency Wind, Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 172 p.
- Lemming, J.K., P.E. Morthorst, N.E. Clausen et J.P. Hjulær (2009).** *Contribution to the Chapter on Wind Power in Energy Technology Perspectives 2008*, IEA. Risø National Laboratory, Roskilde, Danemark, 64 p.
- Li, J. (2010).** Decarbonising power generation in China – Is the answer blowing in the wind? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, p. 1154-1171.
- Li, J. et L. Ma (2009).** *Background Paper: Chinese Renewables Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris, France, 95 p.
- Milborrow, D. (2010).** Annual power costs comparison: What a difference a year can make. *Windpower Monthly*, 26, p. 41-47.
- Musial, W. et B. Ram (2010).** *Large-Scale Offshore Wind Power in the United States: Assessment of Opportunities and Barriers*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, États-Unis d'Amérique, 240 p.
- Nielson, P., J.K. Lemming, P.E. Morthorst, H. Lawetz, E.A. James-Smith, N.E. Clausen, S. Strøm, J. Larsen, N.C. Bang et H.H. Lindboe (2010).** *The Economics of Wind Turbines*. EMD International, Aalborg, Danemark, 86 p.
- Snyder, B. et M.J. Kaiser (2009).** A comparison of offshore wind power development in Europe and the US: Patterns and drivers of development. *Applied Energy*, 86, p. 1845-1856.
- UKERC (2010).** *Great Expectations: The Cost of Offshore Wind in UK Waters – Understanding the Past and Projecting the Future*. United Kingdom Energy Research Centre, Londres, Royaume-Uni, 112 p.
- Wiser, R. et M. Bolinger (2010).** *2009 Wind Techniques Market Report*. US Department of Energy, Washington, DC, États-Unis d'Amérique, 88 p.

## Énergie thermique

### Bioénergie

*Remarque: Dans le corps du chapitre 2, d'autres études référencées portant sur les coûts sont évaluées. Elles ont servi à vérifier la fiabilité des résultats découlant de la méta-analyse fondée sur les sources de données dont la liste figure ci-dessous.*

- IEA (2007).** *Renewables for Heating and Cooling – Untapped Potential*. Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 209 p.
- Obernberger, I. et G. Thek (2004).** Techno-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries. BIOS Bioenergiesysteme GmbH, Graz, Autriche, 87 p.

### Énergie solaire directe

- Chang, K.-C., W.-M. Lin, T.-S. Lee et K.-M. Chung (2011).** Subsidy programs on diffusion of solar water heaters: Taiwan's experience. *Energy Policy*, 39, p. 563-567.
- Han, J., A.P.J. Mol et Y. Lu (2010).** Solar water heaters in China: A new day dawning. *Energy Policy*, 38(1), p. 383-391.
- Harvey, L.D.D. (2006).** *A Handbook on Low-Energy Buildings and District-Energy Systems: Fundamentals, Techniques and Examples*. Earthscan, Sterling, Virginie, États-Unis d'Amérique, 701 p.
- IEA (2007).** *Renewables for Heating and Cooling – Untapped Potential*, Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France, 209 p.
- Zhang, X., W. Ruoshui, H. Molin et E. Martinot (2010).** A study of the role played by renewable energies in China's sustainable energy supply. *Energy*, 35(11), p. 4392-4399.

### Géothermie

- Balcer, M. (2000).** Infrastruktura techniczna zakładu geotermalnego w Mszczonowie (en polonais). In: *Rola energii geotermalnej w zrównoważonym rozwoju regionów Mazowieckiego i Łódzkiego (Colloque sur la place de la géothermie dans le développement durable des régions de Mazovie et de Lodz)*, Institut de recherche sur les aspects économiques de l'exploitation minière et de l'énergie, Académie polonaise des sciences, Cracovie, Pologne, 4-6 octobre 2000, p. 107-114 (ISBN 83-87854-62-X).
- Lund, J.W. (1995).** Onion dehydration. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, 19, p. 69-74.
- Lund, J.W. et T.L. Boyd (2009).** Geothermal utilization on the Oregon Institute of Technology campus, Klamath Falls, Oregon. *Proceedings of the 34<sup>th</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Université de Stanford, Californie, États-Unis d'Amérique (ISBN: 9781615673186).
- Radeckas, B. et V. Lukosevicius (2000).** Klaipeda Geothermal demonstration project. In: *Actes du Congrès mondial de géothermie, 2000*, Kyushu-Tohoku, Japon, 28 mai – 10 juin 2000, p. 3547-3550 (ISBN: 0473068117). URL: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0237.PDF](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0237.PDF).

Reif, T. (2008). Profitability analysis and risk management of geothermal projects. *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, 28(4), p. 1-4. URL: [geoheat.oit.edu/bulletin/bull28-4/bull28-4-all.pdf](http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull28-4/bull28-4-all.pdf).

## Biocarburants

**Remarque:** Dans le corps du chapitre 2, d'autres références sont évaluées. Elles ont servi à vérifier la fiabilité des résultats découlant de la méta-analyse fondée sur les sources de données dont la liste figure ci-dessous.

### Généralités

- Alfstad, T. (2008). *World Biofuels Study: Scenario Analysis of Global Biofuels Markets*. BNL-80238-2008, Brookhaven National Laboratory, New York, New York, États-Unis d'Amérique, 67 p.
- Bain, R.L. (2007). *World Biofuels Assessment, Worldwide Biomass Potential: Technology Characterizations*. NREL/MP-510-42467, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, États-Unis d'Amérique, 140 p.
- Goldemberg, J. (1996). The evolution of ethanol costs in Brazil. *Energy Policy*, 24(12), p. 1127-1128.
- Hettinga, W.G., H.M. Junginger, S.C. Dekker, M. Hoogwijk, A.J. McAloon et K.B. Hicks (2009). Understanding the reductions in US corn ethanol production costs: An experience curve approach. *Energy Policy*, 37(1), p. 190-203.
- Kline, K.L., G. Oladosu, A. Wolfe, R.D. Perlack et M. McMahon (2007). *Biofuel Feedstock Assessment for Selected Countries*. ORNL/TM-2007/224, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, États-Unis d'Amérique, 243 p.

### Éthanol de maïs

- Delta-T Corporation (1997). *Proprietary information*. Williamsburg, Virginie, États-Unis d'Amérique.
- Ibsen, K., R. Wallace, S. Jones et T. Werpy (2005). *Evaluating Progressive Technology Scenarios in the Development of the Advanced Dry Mill Biorefinery*. FY05-630, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, États-Unis d'Amérique.
- Jechura, J. (2005). *Dry Mill Cost-By-Area: ASPEN Case Summary*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, États-Unis d'Amérique, 2 p.
- McAloon, A., F. Taylor, W. Lee, K. Ibsen et R. Wooley (2000). *Determining the Cost of Producing Ethanol from Corn Starch and Lignocellulosic Feedstocks*. NREL/TP-580-28893, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, États-Unis d'Amérique, 43 p.
- RFA (2011). *Biorefinery Plant Locations*. Renewable Fuels Association (RFA), Washington, DC, États-Unis d'Amérique. URL: [www.ethanolrfa.org/bio-refinery-locations/](http://www.ethanolrfa.org/bio-refinery-locations/).
- Université de l'Illinois (2011). *farmdoc: Historical Corn Prices*. Université de l'Illinois, Urbana, Illinois, États-Unis d'Amérique. URL: [www.farmdoc.illinois.edu/manage/pricehistory/price\\_history.html](http://www.farmdoc.illinois.edu/manage/pricehistory/price_history.html).

### Éthanol de blé

- Kline, K., G. Oladosu, A. Wolfe, R. Perlack, V. Dale and M. McMahon (2007). *Biofuel feedstock assessment for selected countries*, ORNL/TM-2007/224, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, États-Unis d'Amérique, 243 p.
- Shapouri, H. et M. Salassi (2006). *The Economic Feasibility of Ethanol Production in the United States*. US Department of Agriculture, Washington, DC, États-Unis d'Amérique, 69 p.
- USDA (2007). *Wheat Data: Yearbook Tables*. Economic Research Service, US Department of Agriculture (USDA), Washington, DC, États-Unis d'Amérique.

### Canne à sucre

- Bohlmann, G.M. et M.A. Cesar (2006). The Brazilian opportunity for biorefineries. *Industrial Biotechnology*, 2(2), p. 127-132.
- Oliverio, J.L. (2006). Technological evolution of the Brazilian sugar and alcohol sector: Dedini's contribution. *International Sugar Journal*, 108(1287), p. 120-129.
- Oliverio, J.L. et J.E. Riberio (2006). Cogeneration in Brazilian sugar and bioethanol mills: Past, present and challenges. *International Sugar Journal*, 108(191), p. 391-401.
- Rosillo-Calle, F., S.V. Bajay et H. Rothman (2000). *Industrial Uses of Biomass Energy: The Example of Brazil*. Taylor & Francis, Londres, Royaume-Uni.
- van den Wall Bake (2006). *Cane as Key in Brazilian Ethanol Industry*. Master's Thesis, NWS-1-2006-14, Université d'Utrecht, Utrecht, Pays-Bas.
- van den Wall Bake, J.D., M. Junginger, A. Faaij, T. Poot et A. Walter (2009). Explaining the experience curve: Cost reductions of Brazilian ethanol from sugarcane. *Biomass and Bioenergy*, 33(4), p. 644-658.

### Biogazole

- Chicago Board of Trade (2006). *CBOT® Soybean Crush Reference Guide*. Board of Trade of the City of Chicago, Chicago, Illinois, États-Unis d'Amérique.
- Haas, M.J., A.J. McAloon, W.C. Yee et T.A. Foglia (2006). A process model to estimate biodiesel production costs. *Bioresource Technology*, 97(4), p. 671-678.
- Sheehan, J., V. Camobreco, J. Duffield, M. Graboski et H. Shapouri (1998). *Life Cycle Inventory of Biodiesel and Petroleum Diesel for Use in an Urban Bus*. NREL/SR-580-24089. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, États-Unis d'Amérique.

### Huile de pyrolyse

- Ringer, M., V. Putsche et J. Scahill (2006). *Large-Scale Pyrolysis Oil Production: A Technology Assessment and Economic Analysis*. TP-510-37779, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, États-Unis d'Amérique, 93 p.





«La lutte contre le changement climatique est un défi majeur du XXI<sup>e</sup> siècle, et le passage à un système énergétique mondial qui ferait la part belle aux énergies renouvelables pourrait être l'une des solutions apportées par notre civilisation. Le présent rapport s'attache à montrer la voie dans ce domaine.»

– Hartmut Graßl, ancien directeur du Programme mondial de recherche sur le climat  
Institut Max Planck de météorologie

«Ce rapport, un des plus complets et fiables qui soient, vient alimenter le débat sur la question de savoir si les énergies renouvelables apportent une solution économiquement viable à la problématique du climat. Il trace la voie à suivre pour développer ce secteur, dont la contribution à l'atténuation du changement climatique est clairement mise en évidence.»

– Geoffrey Heal, Columbia Business School, Université Columbia

«Les sources d'énergie renouvelable et les techniques utilisées pour les mettre à profit représentent la clef des multiples problèmes qu'il nous faut résoudre pour parvenir à un développement durable pour tous à l'échelle nationale et mondiale. Ce rapport revêt une extrême importance pour notre siècle.»

– Thomas B. Johansson, Université de Lund (Suède) et Global Energy Assessment, IIASA

«Le GIEC nous présente une évaluation – solidement documentée et soigneusement présentée – des coûts, risques et opportunités afférents aux sources d'énergie renouvelable. Il fait le point, avec une grande rigueur, sur l'état des connaissances concernant une des solutions les plus prometteuses qui s'offrent à nous de réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'atténuer le changement climatique.»

– Nicholas Stern, professeur d'économie et de gestion publique,  
London School of Economics and Political Science

«L'énergie renouvelable peut être le moteur du développement durable. Le rapport spécial du GIEC vient à point nommé et fournit des points de repère et des orientations qui devraient permettre à nos industries de s'engager résolument sur la voie du changement.»

– Klaus Töpfer, Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS), Potsdam

«Les voies qui mènent à une économie sobre en carbone sont peut-être multiples, mais aucune n'a été aussi complètement et systématiquement explorée que celle des énergies renouvelables, dont la contribution multiforme à la réalisation de cet objectif est détaillée dans le rapport spécial du GIEC.»

– John P. Weyant, Université Stanford

Le changement climatique est l'un des grands problèmes du XXI<sup>e</sup> siècle. Ses conséquences les plus graves peuvent encore être évitées si des efforts sont faits pour transformer les systèmes actuels de production d'énergie. Les sources d'énergie renouvelable ouvrent de larges perspectives s'agissant de réduire la nécessité de recourir aux combustibles fossiles et, par conséquent, de limiter les émissions de gaz à effet de serre et d'atténuer le changement climatique. Exploitées dans de bonnes conditions, elles peuvent favoriser le développement socioéconomique, l'accès à l'énergie, la sécurité et la pérennité des approvisionnements énergétiques et la réduction de leurs incidences négatives sur l'environnement et la santé humaine.

Le *Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation du changement climatique*, qui s'adresse aux responsables politiques, au secteur privé, aux chercheurs universitaires et à la société civile, analyse de manière impartiale la littérature scientifique consacrée au rôle que pourraient jouer les énergies renouvelables dans la lutte contre le changement climatique. Il porte sur six sources d'énergie renouvelable – la bioénergie, l'énergie solaire directe, l'énergie géothermique, l'énergie hydroélectrique, l'énergie marine et l'énergie éolienne – et sur leur intégration dans les systèmes énergétiques actuels et à venir. Il prend en considération les conséquences, pour l'environnement et la société, de la mise en valeur de ces formes d'énergie et expose des stratégies visant à surmonter les obstacles, techniques et autres, à l'application et à la diffusion des technologies correspondantes. Les auteurs comparent également le coût moyen actualisé de l'énergie renouvelable aux coûts des énergies non renouvelables tels qu'ils ont été calculés récemment.

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) est l'organisme international chef de file pour l'évaluation des changements climatiques. Il a été créé par le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) et l'Organisation météorologique mondiale (OMM) avec pour mission de présenter clairement et de manière scientifique l'état actuel des connaissances concernant le changement climatique et son impact environnemental et socio-économique potentiel.

La version intégrale du rapport spécial est publiée par Cambridge University Press ([www.cambridge.org](http://www.cambridge.org)) et l'on peut accéder à la version électronique via le site Web du Secrétariat du GIEC ([www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)) ou en se procurant un CD-ROM auprès dudit secrétariat. La présente brochure contient le *Résumé à l'intention des décideurs* et le *Résumé technique* du rapport.