

Chapitre 3

Perspectives d'évolution des investissements mondiaux dans les infrastructures électriques

par

Trevor Morgan*

* Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, France.

Résumé

L'adéquation, la qualité et la fiabilité de la fourniture d'électricité par le réseau sont d'une importance capitale pour le développement et la croissance économiques. Dans les décennies à venir, il faudra investir des sommes considérables pour faire face à l'augmentation de la demande, tant en termes de quantité que de qualité, ainsi que pour assurer l'entretien des infrastructures existantes et le remplacement de celles qui seront mises hors service. Le volume d'investissement requis et la part de ce volume effectivement disponible dépendront de multiples facteurs, parmi lesquels les évolutions macroéconomiques, la croissance démographique, les prix, les politiques publiques, les technologies et la disponibilité des capitaux.

Dans un scénario de référence tablant sur des politiques gouvernementales inchangées, il est prévu que la demande mondiale d'électricité augmente à un rythme annuel moyen de 2.5 % jusqu'en 2030. À cet horizon, elle devrait être deux fois plus élevée qu'aujourd'hui. Cette augmentation de la demande devrait être imputable principalement aux pays en développement dont la consommation d'électricité devrait plus que tripler d'ici 2030. Dans les pays de l'OCDE, cette consommation devrait augmenter moins vite mais, en 2030, les 1.3 milliard d'habitants de la zone OCDE devraient toujours consommer plus d'électricité que les 6.5 milliards d'habitants des pays en développement, dont environ 1.4 milliard n'auront toujours pas accès à l'électricité – soit seulement 200 millions de moins qu'aujourd'hui.

Selon le scénario de référence, les besoins mondiaux d'investissement dans le secteur électrique s'élèveront à près de 10 000 milliards USD (en USD 2000) entre 2003 et 2030, soit environ 350 milliards USD par an. Plus de la moitié de ces investissements concerneront le transport et la distribution, cette dernière se taillant la part du lion dans les investissements consacrés aux réseaux. Les pays en développement représentent plus de la moitié des besoins d'investissement totaux. Les besoins de la Chine seront les plus élevés et ils devraient dépasser 2 000 milliards USD. Cependant, les besoins d'investissements sont également importants en Amérique du Nord et en Europe. Il ne sera donc peut-être pas facile d'engager tous ces investissements en temps voulu, en particulier dans les pays en développement.

Dans un scénario alternatif, qui tient compte de l'incidence de nouvelles politiques gouvernementales destinées à ralentir la croissance de la demande

et à favoriser l'adoption de combustibles propres, la demande mondiale d'électricité et les besoins d'investissement augmentent moins vite presque partout. Grâce à une meilleure efficacité énergétique au stade de l'utilisation finale, la croissance de la demande mondiale est inférieure de 0.5 point à celle du scénario de référence. Les besoins d'investissement ne sont donc plus que de 8 300 milliards USD entre 2003 et 2030, soit une réduction de 1 500 milliards USD ou 16 %. La diminution des besoins de puissance installée compense largement l'augmentation des dépenses d'équipement production engendrée par un recours accru à l'énergie nucléaire, aux énergies renouvelables et à la production décentralisée.

Les besoins d'investissement dépendront de la croissance de la demande mais la disponibilité des fonds requis n'est pas certaine, quelle que soit cette croissance. Une partie de la demande risque donc de ne pas être satisfaite. Les principales incertitudes relatives à l'adéquation des investissements mondiaux dans le secteur électrique tiennent aux répercussions des réformes des marchés, des contraintes environnementales et de l'accès aux capitaux. En général, c'est dans les pays de l'OCDE que l'incertitude est la plus grande quant à l'impact des réformes des marchés et des contraintes environnementales. Les responsables politiques de ces pays cherchent actuellement à répondre aux incertitudes sur l'adéquation et l'opportunité des investissements en capacité de production et en réseaux pour garantir la fiabilité du système et la qualité voulue des services en établissant une structure de marché qui envoie des signaux efficaces aux investisseurs.

L'accès aux capitaux, qui est un problème mineur dans les pays de l'OCDE, est peut-être la plus grande incertitude à laquelle sont confrontés les pays non membres, en particulier ceux des régions en développement. Ces pays font de plus en plus appel au secteur privé pour mobiliser, en partie du moins, les capitaux nécessaires aux projets du secteur électrique, principalement en raison de leurs contraintes budgétaires. Mais ils auront souvent du mal à obtenir des capitaux privés suffisants parce que les marchés financiers y sont peu développés et que le cadre réglementaire et le climat d'investissement n'y sont guère favorables. Pour franchir ces obstacles, il faudra améliorer substantiellement la gouvernance et poursuivre les efforts de restructuration et de réforme du secteur de l'électricité. Un des enjeux les plus importants consiste à réformer les structures tarifaires pour garantir la couverture totale des coûts et améliorer le taux de recouvrement.

1. Introduction

Le présent chapitre évalue l'impact des développements technologiques, réglementaires et socio-économiques sur les perspectives d'évolution des investissements mondiaux dans les systèmes électriques – centrales, réseaux

de transport et réseaux de distribution. Les économies modernes sont de plus en plus dépendantes de la fourniture d'électricité par le réseau. L'adéquation, la qualité et la fiabilité de la fourniture d'électricité sont, par conséquent, d'une importance capitale pour le développement et la croissance économiques.

Jusqu'à présent, la majeure partie des investissements dans le secteur de l'électricité ont été réalisés dans les pays de l'OCDE, qui continuent de dominer l'industrie mondiale de la fourniture d'électricité. Mais la situation change rapidement parce que la demande des pays en développement bondit sous l'effet de la vigueur de la croissance économique et démographique, en particulier en Asie. Dans les décennies à venir, les pays en développement devraient bénéficier de la majeure partie des investissements liés à l'électricité : toutefois, il semblerait que des problèmes financiers entravent l'investissement dans certains pays, sapant les perspectives de développement économique et de réduction de la pauvreté. Le financement ne devrait poser aucune difficulté dans les pays de l'OCDE, mais il convient de se demander si les compagnies d'électricité investissent suffisamment dans la capacité de production, dans l'amélioration de la qualité du service à la clientèle pour satisfaire des besoins nécessitant des investissements toujours plus lourds, ainsi que dans la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement.

Ce chapitre s'intéresse tout d'abord aux tendances observées par le passé en matière de demande d'électricité et d'investissement dans le système électrique. Dans un deuxième temps, il examine les principaux moteurs de la demande et des besoins d'investissement. Il résume ensuite les dernières projections du scénario de référence de l'Agence internationale de l'énergie pour le marché de l'électricité, décomposées par grande région du monde, et leur incidence sur le volume des investissements dans la production, le transport et la distribution. Il présente les résultats d'un scénario alternatif qui analyse l'impact d'un ensemble de nouvelles politiques gouvernementales visant à ralentir la croissance de la demande et à réduire les émissions atmosphériques liées à l'énergie. La section suivante décrit les principales incertitudes quant à la disponibilité effective des capitaux requis à la fois pour accroître la capacité de production et pour améliorer la qualité et la fiabilité de l'approvisionnement. Enfin, la dernière section examine les conséquences de l'évolution du marché de l'électricité, les besoins d'investissement pour la structure du secteur électrique et les possibilités de financement de ces nouveaux investissements.

2. Tendances passées de la fourniture mondiale d'électricité et des investissements mondiaux dans le secteur électrique

Tendances du marché

En 2003, la production mondiale d'électricité – production brute des centrales – s'est élevée à 16 742 TWh. Les pays de l'OCDE produisent et consomment la majeure partie de cette électricité. À eux seuls, les États-Unis produisent un quart de l'électricité mondiale et les autres pays de l'OCDE un peu plus d'un tiers (tableau 3.1). Cependant, la part de la zone OCDE dans la consommation mondiale a fortement baissé au cours des trois dernières décennies, passant de près de 75 % en 1971 à 59 % en 2003.

Tableau 3.1. **Production mondiale d'électricité**

	1971		2003	
	TWh	Pourcentage du total mondial (%)	TWh	Pourcentage du total mondial (%)
OCDE	3 831	73	9 938	59
États-Unis	1 703	32	4 081	24
Japon	386	7	1 047	6
Allemagne	329	6	599	4
Canada	222	4	587	4
France	156	3	567	3
Royaume-Uni	257	5	399	2
Autres	778	15	2 658	16
Non OCDE	1 419	27	6 804	41
Chine	138	3	1 907	11
Russie	n.d.	n.d.	889	5
Inde	61	1	633	4
Brésil	52	1	365	2
Indonésie	2	0	113	1
Autres	n.d.	n.d.	2 897	17
Monde	5 250	100	16 742	100

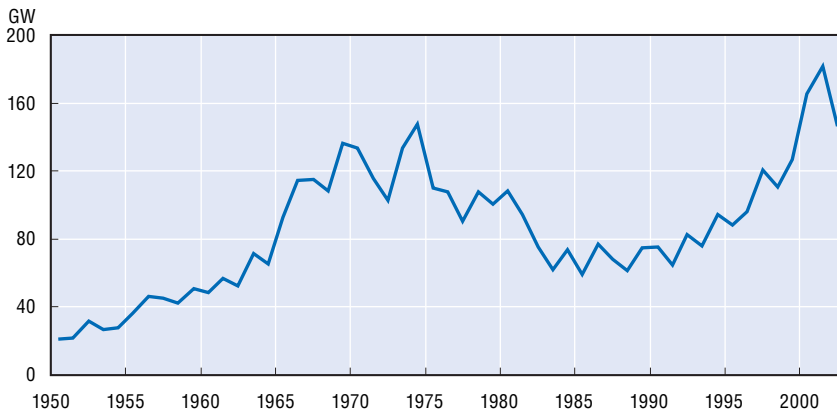
Source : Bases de données de l'AIE.

La demande d'électricité a rapidement augmenté au cours des dernières décennies. À l'échelon mondial, elle a progressé au rythme moyen de 3.6 % entre 1971 et 2003. Dans les pays de l'OCDE, la croissance moyenne s'est établie à 3.2 %, contre 4.8 % dans les pays non membres. La consommation d'électricité progresse le plus vite dans les pays en développement de l'Asie – notamment en Chine, où la croissance annuelle moyenne est de 8.4 %. La part de l'électricité dans l'utilisation finale d'énergie dans le monde a presque doublé, passant de 9 % en 1971 à 16 % en 2003.

Tendances et modes d'investissement

Il n'existe pas de données exhaustives sur le montant total des investissements dans le secteur électrique, mais un certain nombre d'indicateurs permettent de penser que l'investissement mondial dans ce secteur a fortement augmenté depuis une dizaine d'années, après une période de stagnation vers la fin des années 70 et dans les années 80. L'investissement, en progression moyenne régulière, semble évoluer de manière cyclique, en réponse à la demande croissante des utilisateurs finaux. À titre d'exemple, les commandes de centrales ont culminé autour de 150 GW par an entre la fin des années 60 et le début des années 70, avant de chuter au milieu des années 80 (graphique 3.1). Elles ont récemment à nouveau augmenté, atteignant un pic au début de la décennie actuelle, principalement en raison de la forte croissance du marché américain. Les investissements dans les réseaux de transport et de distribution ont pris du retard par rapport aux investissements dans les moyens de production dans certains pays, en particulier aux États-Unis et dans plusieurs pays européens. Néanmoins, l'investissement mondial dans les réseaux électriques semble avoir augmenté au cours de ces dernières années.

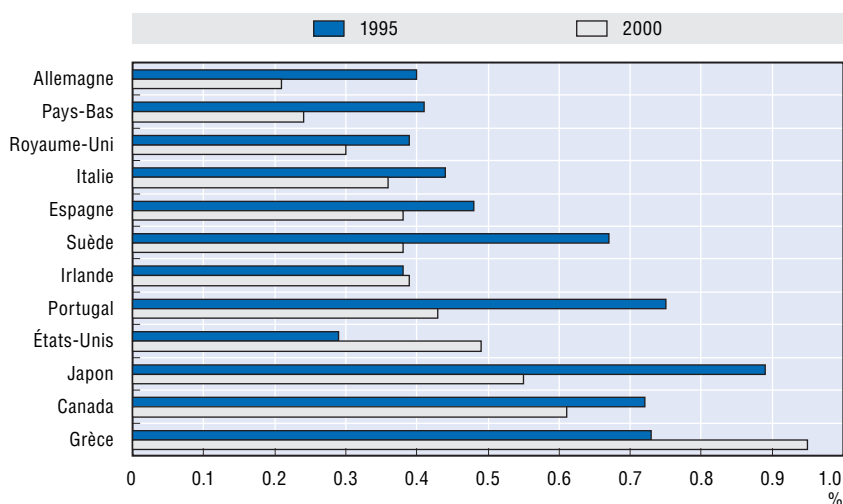
Graphique 3.1. **Commandes de nouvelles capacités de production d'électricité à l'échelon mondial**



Source : Bases de données de l'AIE.

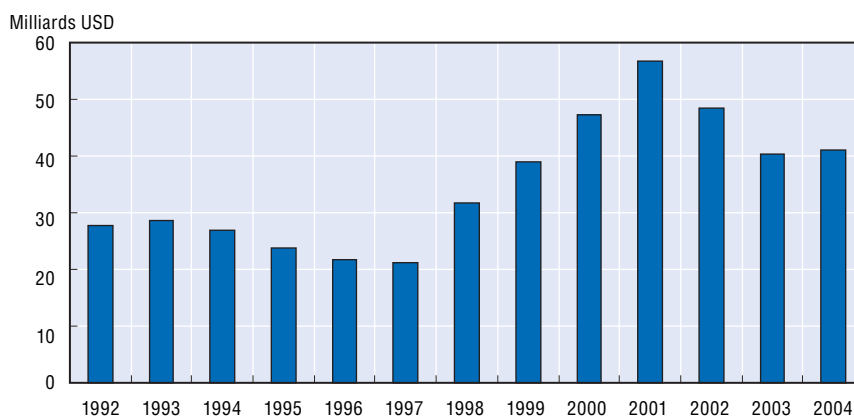
Dans les pays de l'OCDE, ces investissements consacrés au secteur électrique représentent généralement moins de 0.5 % du PIB (graphique 3.2). À l'exception notable des États-Unis, ils diminuent dans la majorité des pays depuis le milieu des années 90. Plusieurs raisons expliquent cette tendance, notamment les importantes marges de réserve de certains pays, la baisse des coûts d'investissement des nouvelles centrales, la faible croissance de la

Graphique 3.2. Investissements des pays de l'OCDE dans le secteur électrique en pourcentage du PIB



Source : Associations du secteur électrique régionales ou nationales ; bases de données de l'AIE.

Graphique 3.3. Investissements dans le secteur électrique aux États-Unis



Source : Edison Electric Institute (2005).

demande et les incertitudes nées des politiques environnementales et de la libéralisation des marchés. La concurrence entre les compagnies d'électricité a réduit les marges bénéficiaires, en particulier sur les marchés caractérisés par un excédent de capacité et une faible croissance de la demande.

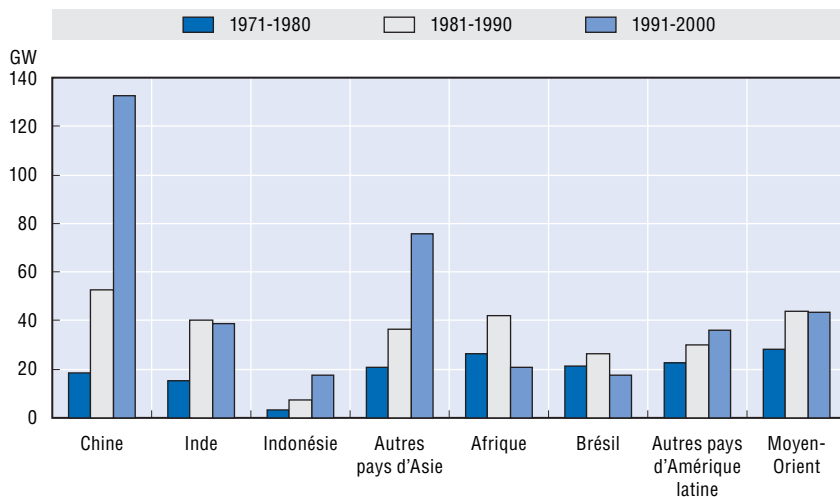
Contrairement à l'Europe et au Japon, les États-Unis ont fortement accru leurs investissements au cours des dernières années pour les porter à près de 57 milliards USD (en termes nominaux) en 2001 (graphique 3.3). Cette

progression des investissements correspond principalement à la construction d'un plus grand nombre de centrales.

Les investissements de l'UE dans le secteur électrique avoisinent actuellement 30 milliards USD par an. Dans les années 90, ils étaient en moyenne plus faibles que dans les années 80 parce que la puissance installée était inférieure et que les investissements concernaient des unités moins coûteuses à l'achat, notamment des centrales à cycle combiné au gaz (AIE, 2003). Au Japon, les investissements diminuent depuis le milieu des années 90. En 2001, avec un peu moins de 20 milliards USD, ils étaient environ deux fois moindres qu'en 1994 à cause du ralentissement de la demande d'électricité.

Dans la plupart des régions en développement, les investissements dans le secteur électrique ont connu un pic dans les années 90, en réponse à la forte croissance de la demande (graphique 3.4). Le record a été enregistré en Chine, après les réformes lancées dans les années 80. Entre 1991 et 2000, la Chine a augmenté sa puissance installée autant que l'ensemble des autres pays asiatiques en développement. Néanmoins, l'Indonésie et les autres pays d'Asie ont connu une expansion continue au cours des trois dernières décennies, en dépit du recul de la fin des années 90 imputable à la crise économique. En Inde, au Moyen-Orient et en Amérique latine, le taux d'accroissement de la puissance installée enregistré dans les années 80 ne s'est pas maintenu dans les années 90. Au Moyen-Orient, cette tendance s'explique dans une certaine mesure par le niveau élevé de la production

Graphique 3.4. **Augmentation moyenne annuelle de la puissance installée dans les pays en développement**



Source : Bases de données de l'AIE.

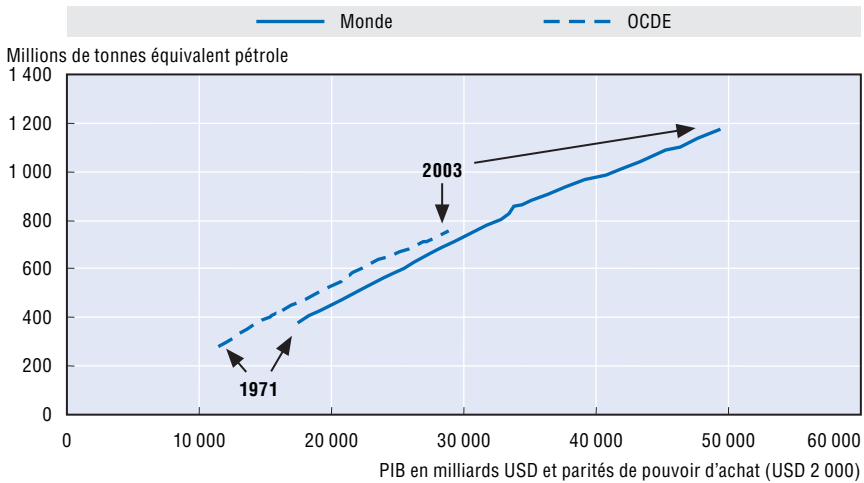
d'électricité par habitant dans certains pays de la région. En Inde et en Amérique latine, en particulier au Brésil, les réformes des marchés visant à encourager l'investissement privé n'ont pas eu les résultats escomptés. En Afrique, le rythme des investissements dans les infrastructures électriques a baissé dans les années 90, reflétant le ralentissement de la croissance économique. La puissance installée n'a augmenté que de 5 GW en Afrique subsaharienne dans les années 90.

3. Principaux moteurs de l'investissement dans les infrastructures électriques

Le secteur de la production d'électricité se caractérise par sa forte intensité capitalistique et par ses très longs délais de construction et de mise en service des nouvelles unités. L'électricité étant généralement fournie en gros via des réseaux, les investissements tendent à suivre les prévisions de la demande, sous réserve de la disponibilité des capitaux. Les compagnies d'électricité évaluent les charges moyennes et maximales à court et moyen terme et s'efforcent d'installer une puissance suffisante à l'avance pour pouvoir répondre à cette demande. Les erreurs de prévision des besoins de capacité de production peuvent entraîner d'importantes fluctuations des investissements. Le caractère « en dents de scie » des investissements dans le secteur électrique accentue le phénomène.

L'activité économique est le principal moteur de la demande d'électricité bien que la relation soit, dans une certaine mesure, vraie dans les deux sens. La croissance économique stimule la demande d'électricité et, pareillement, un meilleur approvisionnement en électricité favorise le développement et la croissance économiques. Les analyses empiriques confirment que la demande d'électricité est étroitement liée aux variations du produit intérieur brut. Au cours des trois dernières décennies, l'économie mondiale a crû de 3.3 % par an en moyenne, et la demande d'électricité de 3.6 %. La relation est remarquablement stable et globalement linéaire (graphique 3.5).

Cependant, cette vision globale masque le fait que l'intensité électrique – la quantité d'électricité par unité de PIB produite – tend à diminuer dans les pays de l'OCDE tandis qu'elle augmente dans le reste du monde. Cette situation reflète les effets de saturation observables dans la zone OCDE et les efforts de rattrapage des pays en développement les plus pauvres. Elle reflète aussi les changements intervenant dans la structure des activités économiques. Depuis les années 70, la croissance économique est due pour l'essentiel au secteur des services et à l'industrie légère, qui consomment généralement moins d'électricité par unité produite. À l'inverse, l'industrie lourde grosse consommatrice d'électricité a très largement contribué à l'augmentation du PIB dans les économies non membres de l'OCDE. De plus,

Graphique 3.5. **Consommation mondiale finale d'électricité et produit intérieur brut**

Source : Bases de données de l'AIE.

dans ces régions, l'efficacité énergétique des équipements et appareils électriques est généralement plus basse que dans la zone OCDE, ce qui accroît l'intensité électrique.

Les changements démographiques, notamment la composition de la pyramide des âges, influent sur le niveau et la composition de la demande d'électricité, à la fois directement et par le biais de leur impact sur le développement et la croissance économiques. Une main-d'œuvre en croissance augmente à la fois le potentiel de production de l'économie et la demande d'électricité. De même, le vieillissement de la population tend à augmenter le nombre de foyers et, par conséquent, la consommation d'électricité par habitant. Les flux migratoires influent également sur les besoins de nouvelles capacités et d'investissement dans la production, le transport et la distribution locale. Une migration vers des régions où les moyens de production sont déjà utilisés à leur maximum augmente les besoins globaux d'investissement, à moins qu'elle ne réduise ces besoins dans les régions de provenance de ces flux migratoires.

Le prix de l'électricité, en termes absolus ou par rapport aux autres formes d'énergie a aussi une incidence importante sur la demande d'électricité et les besoins d'investissement. Le coût de la fourniture d'électricité dépend principalement des coûts de construction et d'exploitation des centrales et des lignes de transport et de distribution. Les coûts de maintenance de la plupart des filières de production et des réseaux sont peu élevés. La part de la production dans le coût total de fourniture varie

selon les pays, mais elle est généralement de plus de 50 %. Le combustible représente souvent un pourcentage élevé du coût de production et, par conséquent, du prix de l'électricité payé par l'utilisateur final. Selon la filière, les augmentations du prix du pétrole, du gaz ou du charbon peuvent majorer le coût de l'électricité et, par conséquent, peser sur la demande. En revanche, lorsque l'électricité est produite à partir d'énergie nucléaire ou d'énergies renouvelables, la hausse des prix des combustibles fossiles peut stimuler la demande parce que l'électricité devient moins chère que les autres énergies finales et est privilégiée par les consommateurs.

De nombreux autres facteurs influent sur la croissance de la demande d'électricité et, ainsi, sur le volume et la nature des investissements dans les infrastructures nécessaires pour satisfaire la demande. Les plus importants sont les suivants :

- *Politiques énergétiques et environnementales.* Les politiques gouvernementales influent sur la demande d'électricité et l'investissement de plusieurs manières. Les taxes et les autres instruments économiques peuvent freiner la demande volontairement ou involontairement en augmentant le coût réel de l'électricité pour l'utilisateur final. Les mesures pour la promotion de l'efficacité énergétique et en faveur des économies d'énergie, comme les normes, l'étiquetage ou les règles de construction, peuvent réduire l'intensité électrique. Les politiques environnementales peuvent favoriser certains combustibles ou certaines filières de production et empêcher la construction de lignes de transport à haute tension. Les réglementations imposant aux centrales électriques de réduire leurs émissions de polluants, comme le dioxyde de soufre, sont renforcées dans beaucoup de pays, d'où une hausse des coûts d'investissement. La section 4 analyse l'impact sur la demande d'électricité et sur l'investissement d'une série de nouvelles mesures et politiques susceptibles d'être mises en œuvre à l'avenir.
- *Technologie.* Les progrès des techniques de production, de transport et de distribution d'électricité influent à la fois sur l'efficacité et le coût de la fourniture. Par exemple, le recours à des technologies qui diminuent les pertes au stade de la distribution réduit les besoins de capacités de production et de transport. Par ailleurs, le choix de la filière de production influe grandement sur le montant des investissements nécessaires pour accroître la puissance installée : les centrales à cycle combiné au gaz naturel, par exemple, présentent souvent le coût d'investissement par kW le plus faible bien que cet avantage compétitif par rapport aux autres filières puisse être atténué par un prix du gaz plus élevé que celui du charbon ou d'autres combustibles servant à alimenter les centrales. Le choix de la filière de production influe aussi sur la puissance et l'emplacement des centrales et, par conséquent, sur les besoins de capacité de transport. Les unités de production décentralisée implantées sur le site d'un utilisateur final ou

d'un distributeur local alimentent directement le réseau de distribution local, ce qui réduit les besoins d'investissement dans des lignes de transport à haute tension sur de longues distances. Les technologies de production décentralisée incluent les moteurs, les petites turbines, les piles à combustible et les systèmes photovoltaïques. Elles ne représentent actuellement qu'une petite partie du marché de l'électricité, mais la large gamme d'applications potentielles et les politiques gouvernementales favorables à la production combinée de chaleur et d'électricité et aux énergies renouvelables devraient favoriser leur essor dans les prochaines décennies (AIE, 2002). L'amélioration de l'efficacité des technologies d'utilisation finale – dans la mesure où ces technologies sont effectivement mises en œuvre – influe aussi sur la demande d'électricité (voir section 4).

- *Conditions climatiques.* Les changements du climat provoqués par le réchauffement de la planète, qui modifient sensiblement les températures ambiantes moyennes, pourraient être un facteur important d'accroissement de la demande d'électricité destinée à la climatisation de l'air (chauffage ou refroidissement). L'impact sera probablement plus important pour le refroidissement, car la majeure partie des besoins de chauffage de nombreux pays sont remplis au moyen d'autres formes d'énergie plus directes, comme le gaz naturel et les combustibles dérivés du pétrole. La climatisation de l'air est l'un des premiers moteurs de la demande d'électricité dans de nombreux pays de l'OCDE et dans les économies en développement les plus riches.

La croissance de la demande déterminera le montant des investissements dans les infrastructures, mais il n'est pas acquis que les capitaux nécessaires seront disponibles. Si les investissements sont insuffisants ou retardés, une partie de la demande pourrait ne pas être satisfaite, d'où des coupures d'électricité temporaires ou récurrentes. Les principales incertitudes relatives à une éventuelle inadéquation des investissements mondiaux dans le secteur de l'électricité tiennent aux répercussions des réformes des marchés, des contraintes environnementales et de l'accès aux capitaux.

En général, c'est dans les pays de l'OCDE que l'incertitude est la plus grande quant à l'impact des réformes des marchés et des contraintes environnementales. Les responsables politiques de ces pays cherchent actuellement à répondre aux incertitudes sur l'adéquation et l'opportunité des investissements en capacité de production et en réseaux pour garantir la fiabilité du système et la qualité voulue des services en établissant une structure de marché qui envoie des signaux efficaces aux investisseurs. Jusqu'à présent, le financement a rarement posé problème dans les pays de l'OCDE, mais il n'est plus sûr aujourd'hui que les futurs besoins d'investissement pourront être entièrement financés étant donné que la

libéralisation des marchés de l'électricité a accru les risques d'investissement. La capacité de financement de nouveaux projets électriques varie d'un pays à un autre, le plus souvent en fonction du cadre réglementaire, de la mesure dans laquelle les investissements doivent être financés par des entreprises publiques ou des fonds publics, et de l'étendue de la responsabilité du secteur privé – l'équilibre perçu entre les risques encourus et le retour sur investissement escompté. Dans les économies non membres, le problème majeur est l'accès aux capitaux. Le secteur privé est appelé à financer une part croissante des investissements dans le secteur de l'électricité parce que les États ont de plus en plus de difficultés à répondre aux besoins croissants d'investissement avec leurs propres budgets. Il reste à savoir si tous les capitaux nécessaires peuvent être mobilisés suffisamment vite.

La section 5 examine les incertitudes liées à l'impact des réformes des marchés et des politiques environnementales et évalue les perspectives d'obtention de fonds suffisants auprès des investisseurs privés dans les pays en développement.

4. Perspectives du secteur de l'électricité

Dans sa publication *World Energy Outlook*, l'AIE utilise une approche fondée sur des scénarios pour analyser l'évolution possible des marchés de l'énergie jusqu'en 2030. Les projections centrales découlent d'un scénario de référence postulant une série d'hypothèses relatives aux politiques gouvernementales, aux conditions macroéconomiques, à la croissance démographique, aux prix de l'énergie et aux technologies. Le scénario de référence tient compte uniquement des mesures et politiques gouvernementales qui ont déjà été approuvées, sans nécessairement être déjà appliquées. Ces projections ne doivent pas être interprétées comme une prévision de l'évolution probable des marchés de l'énergie, mais plutôt comme une vision de référence de l'évolution du système mondial de l'énergie si les pays ne prennent pas d'autres engagements que ceux qu'ils ont déjà pris.

Les autres principales hypothèses du scénario de référence sont les suivantes :

- La croissance mondiale du PIB – principal moteur de la demande d'énergie – atteindra 3.2 % par an en moyenne pendant la période de 2003 à 2030, soit légèrement moins qu'au cours des trois décennies précédentes. Elle passera de 3.8 % entre 2003 et 2010 à 2.7 % au cours de la dernière décennie de la période de projection, c'est-à-dire lorsque les économies des pays en développement seront plus matures et que la croissance démographique

ralentira. Les économies de la Chine, de l'Inde et des autres pays d'Asie continueront d'enregistrer la croissance la plus forte (tableau 3.2).

Tableau 3.2. **Hypothèses de croissance du PIB selon le scénario de référence**

	1971-03	2003-10	2010-20	2020-30	2003-30
OCDE	2.9	2.7	2.2	1.8	2.2
OCDE Europe	3.1	3.2	2.4	1.9	2.4
OCDE Amérique du Nord	2.4	2.4	2.2	1.7	2.1
OCDE Pacifique	3.5	2.5	1.9	1.7	2.0
Économies en transition	0.8¹	4.6	3.7	2.9	3.7
Russie	-1.1 ¹	4.4	3.4	2.8	3.5
Pays en développement	4.7	5.1	4.3	3.6	4.3
Chine	8.4	6.4	4.9	4.0	5.0
Asie de l'Est	5.0	4.5	3.9	3.1	3.8
<i>Indonésie</i>	<i>5.9</i>	<i>4.5</i>	<i>4.1</i>	<i>3.3</i>	<i>3.9</i>
Asie du Sud	4.8	5.5	4.8	4.0	4.7
<i>Inde</i>	<i>4.9</i>	<i>5.6</i>	<i>4.8</i>	<i>4.0</i>	<i>4.7</i>
Amérique latine	2.9	3.4	3.2	2.9	3.2
<i>Brésil</i>	<i>3.8</i>	<i>3.0</i>	<i>3.1</i>	<i>2.8</i>	<i>3.0</i>
Moyen-Orient	3.2	4.3	3.4	3.0	3.5
Afrique	2.7	4.1	3.8	3.4	3.8
Monde	3.3	3.7	3.2	2.7	3.2

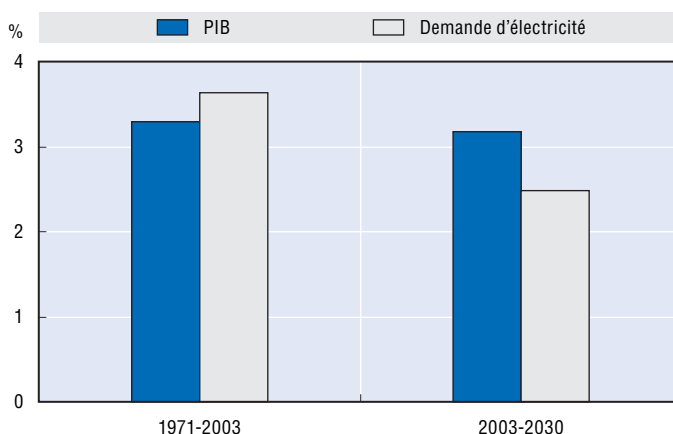
1. 1992-2003.

- La population mondiale passera de 6.5 milliards aujourd'hui à plus de 8 milliards en 2030 – soit une augmentation de 1 % par an en moyenne. La croissance de la population ralentira progressivement sur toute la période de projection, principalement du fait de la baisse des taux de natalité des pays en développement. Toutefois, le pourcentage de la population mondiale vivant dans les régions en développement augmentera pour passer de 76 % aujourd'hui à 80 % en 2030.
- Dans le scénario de référence, le prix moyen des importations de pétrole brut de l'AIE redescendra, après les pics récents de plus de 60 USD le baril, aux alentours de 35 USD le baril en 2010 (en USD 2004), puis remontera à 39 USD en 2030 (65 USD en termes nominaux). Les prix du gaz et du charbon évolueront globalement en fonction des prix du pétrole. Les prix de l'électricité dans chaque région évolueront en fonction des coûts marginaux de production qui dépendent à leur tour en grande partie du prix des combustibles fossiles.

Demande d'électricité

Selon le scénario de référence, la demande d'électricité augmentera à un taux annuel moyen de 2.5 % sur la période de projection (2003-30), parallèlement à une croissance de l'économie mondiale de 3.2 % par an (graphique 3.6). Le monde consommera deux fois plus d'électricité en 2030 qu'aujourd'hui. Les pays en développement contribueront largement à cette augmentation de la demande mondiale d'électricité. Leur demande devrait croître à peu près au même rythme que leur PIB. Leur consommation d'électricité devrait plus que tripler d'ici 2030. Dans les pays de l'OCDE, le rythme de la croissance sera plus lent, à 1.4 % par an. Néanmoins, à la fin de la période de projection, les 1.3 milliard d'habitants de la zone OCDE consommeront toujours plus d'électricité que les 6.5 milliards d'habitants des pays en développement. De plus, quelque 1.4 milliard d'habitants des pays en développement seront toujours privés d'électricité – soit seulement 200 millions de moins qu'aujourd'hui.

Graphique 3.6. **PIB mondial et croissance de la demande finale d'électricité selon le scénario de référence**



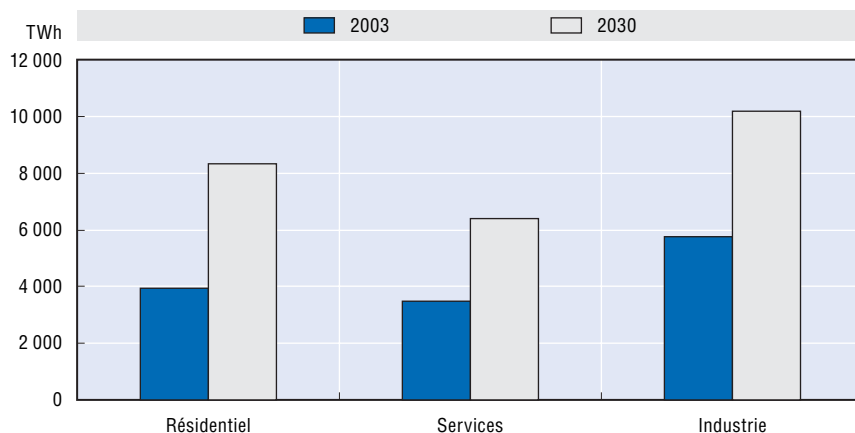
Hors de la zone OCDE, c'est en Asie que la croissance de la demande d'électricité sera la plus forte. Elle devrait atteindre 4.9 % par an en Inde et 4.5 % par an en Chine. En 2030, la Chine produira autant d'électricité que les États-Unis (tableau 3.3). Dans les économies en transition, la demande d'électricité ne devrait augmenter que de 2 % par an parce que ces pays sont déjà de gros consommateurs d'électricité. De plus, ils ont la possibilité d'utiliser l'électricité de façon beaucoup plus efficace, en particulier dans l'industrie.

Tableau 3.3. **Consommation finale d'électricité par région selon le scénario de référence (TWh)**

	1971	2003	2010	2030	2003-30 ¹ (%)
OCDE	3 222	8 478	9 839	12 537	1.4
OCDE Europe	1 663	4 152	4 861	6 303	1.5
OCDE Amérique du Nord	1 163	2 849	3 187	4 047	1.4
OCDE Pacifique	407	1 477	1 779	2 198	1.4
Économies en transition	709	1 070	1 256	1 791	2.0
Russie	n.d.	632	721	989	1.7
Pays en développement	442	4 117	5 699	12 142	4.2
Chine	116	1 477	2 082	4 443	4.5
Asie de l'Est	47	605	826	1 733	4.2
<i>Indonésie</i>	2	90	140	361	5.2
Asie du Sud	58	535	709	1 745	4.9
<i>Inde</i>	52	418	593	1 442	4.9
Amérique latine	116	663	896	1 768	3.6
<i>Brésil</i>	42	330	384	698	2.9
Moyen-Orient	23	442	640	1 151	3.6
Afrique	81	395	547	1 303	4.4
Monde	4 385	13 665	16 794	26 470	2.5

1. Taux de croissance annuel moyen.

La consommation mondiale d'électricité enregistrera sa plus forte progression dans le secteur résidentiel où elle fera plus que doubler entre 2003 et 2030. Elle augmentera de 97 % dans le secteur des services et de 86 % dans le secteur de l'industrie. À la fin de la période de projection, l'industrie devrait toujours être le plus gros consommateur final d'électricité (graphique 3.7).

Graphique 3.7. **Consommation finale d'électricité dans le monde par secteur selon le scénario de référence**

Production et fourniture d'électricité

La production mondiale d'électricité devrait passer de 16 742 TWh en 2003 à 31 840 TWh en 2030, soit un taux de croissance annuel de 2,5 %. C'est en Chine que la progression sera la plus forte, avec une production en hausse de 3 898 TWh au cours de la période de projection, soit un quart de l'augmentation totale prévue dans le monde. Plus des trois quarts de l'augmentation de la demande mondiale d'électricité entre aujourd'hui et 2030 seront satisfaits grâce à des centrales au gaz ou au charbon (graphique 3.8). La part de marché du gaz naturel et des énergies renouvelables non hydrauliques – biomasse, énergie éolienne, énergie géothermique, énergie solaire, énergie de la houle et énergie marémotrice – continuera de croître (tableau 3.4). La part des énergies renouvelables non hydrauliques devrait passer de 2 % en 2003 à 6 % en 2030. Elle pourrait être beaucoup plus élevée à cet horizon si les pays adoptent des politiques plus incitatives en faveur de ces énergies. La part de marché du charbon reculera, en particulier dans la zone OCDE, mais le charbon restera le combustible dominant. Ce recul, estimé à deux points de pourcentage, ce qui amènerait la part du charbon à 38 % en 2030, pourrait même être plus fort si les efforts de réduction des émissions de CO₂ étaient renforcés¹. La part du pétrole, déjà faible, continuera de baisser jusqu'à 4 % en 2030 contre 7 % aujourd'hui. Les futures centrales au fuel serviront principalement à des applications de production décentralisée dans l'industrie et dans des zones reculées. La part de l'hydraulique passera de 16 % aujourd'hui à 13 % en 2030. La part du nucléaire baissera sensiblement et elle pourrait passer de 16 % aujourd'hui à 9 % en 2030 si les politiques actuelles sont maintenues. Peu de pays prévoient de construire des centrales nucléaires.

Graphique 3.8. **Production mondiale d'électricité selon le scénario de référence**

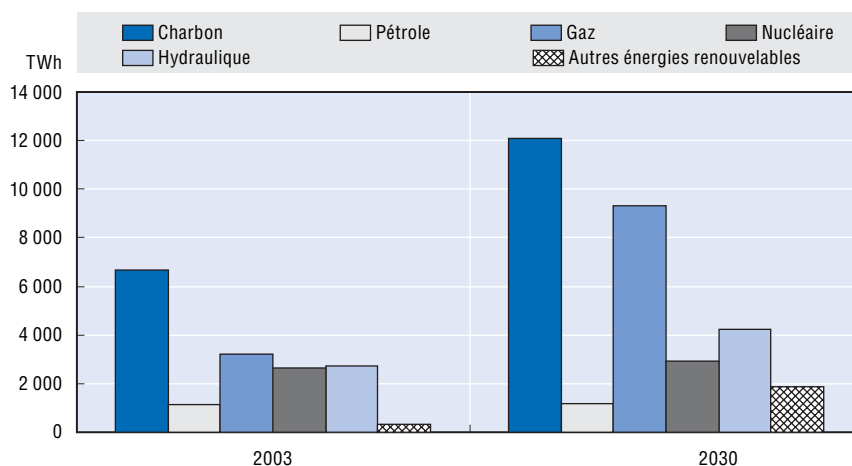
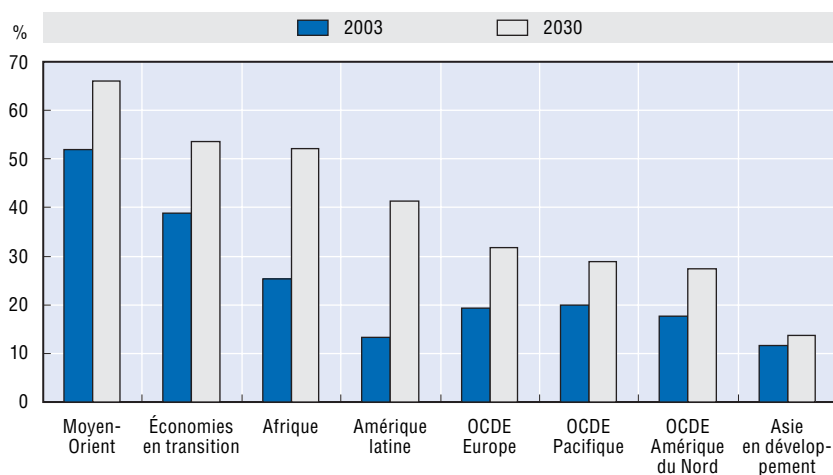


Tableau 3.4. **Évolution de la structure de la production d'électricité selon le scénario de référence (%)**

	OCDE		Économies en transition		Pays en développement		Monde	
	2003	2030	2003	2030	2003	2030	2003	2030
Charbon	39	33	22	16	47	47	40	38
Pétrole	6	2	4	2	10	5	7	4
Gaz	17	29	39	54	17	26	19	29
Nucléaire	22	15	17	11	3	3	16	9
Hydraulique	13	11	18	15	22	16	16	13
Autres énergies renouvelables	3	10	0	2	1	3	2	6

Graphique 3.9. **Part du gaz naturel dans la production d'électricité par région selon le scénario de référence**

La production d'électricité à partir du gaz triplera d'ici 2030, confirmant ainsi la tendance observée depuis la fin des années 80 et le début des années 90. La contribution du gaz à la production mondiale d'électricité passera de 19 % en 2003 à 29 % en 2030. La production d'électricité à partir du gaz augmentera dans l'ensemble de la zone OCDE (graphique 3.9). Dans les pays en développement, la part du gaz devrait passer de 17 % en 2003 à 26 % d'ici 2030. La majeure partie de la hausse proviendra de l'Amérique latine, du Moyen-Orient et de l'Afrique. La production d'électricité à partir du gaz augmentera également considérablement dans les économies en transition.

L'augmentation de la consommation de gaz pour la production d'électricité sera principalement due aux centrales à cycle combiné au gaz (CCG). Les centrales CCG devraient rester l'option privilégiée pour la

production d'électricité en raison de leurs avantages économiques et environnementaux. Les dépenses d'investissement d'une centrale CCG sont inférieures à celles de tous les autres types de centrales en base – elles sont inférieures de moitié à celles d'une centrale au charbon et ne représentent que le quart de celles d'une centrale nucléaire. Le délai de construction est également plus court : il ne faut que deux à trois ans pour construire une centrale CCG et au moins deux fois plus pour construire une centrale au charbon ou une centrale nucléaire. Les centrales CCG rejettent moins de dioxyde de carbone que les autres centrales brûlant des combustibles fossiles du fait de la basse teneur en carbone du gaz naturel et du rendement élevé des centrales elles-mêmes. Cet avantage réduit les risques d'investissement liés aux centrales à gaz dans les pays qui prévoient de limiter les émissions de CO₂. Le gaz naturel ne contient pas de dioxyde de soufre et le cycle combiné au gaz réduit les émissions d'oxydes d'azote et de particules. Après 2020, on devrait voir apparaître comme nouvelle source de production d'électricité les piles à combustible alimentées avec de l'hydrogène issu de gaz naturel reformé. Cependant, la part de cette nouvelle filière dans la production totale devrait rester très faible jusqu'en 2030.

Capacité de production d'électricité et besoins d'investissement

De nouvelles centrales électriques développant une puissance totale de 4 800 GW devraient voir le jour dans le monde entier entre 2003 et 2030. La moitié d'entre elles seront implantées dans les pays en développement (tableau 3.5). Les pays de l'OCDE auront besoin de près de 2 000 GW. La Chine sera le pays du monde ayant le plus besoin d'accroître sa puissance installée. Plus d'un tiers de cette nouvelle capacité servira à remplacer les centrales chinoises vieillissantes : la plupart des centrales à charbon actuelles devront être remplacées d'ici 2030. Plus d'un tiers des centrales nucléaires en service dans la zone OCDE devraient être fermées avant 2030, soit parce qu'elles sont trop vieilles, soit parce que les gouvernements ont programmé l'abandon à terme du nucléaire. Les économies en transition devront installer quelque 370 GW, la moitié de cette capacité de production étant destinée à remplacer d'anciennes centrales thermiques classiques ou nucléaires.

Quelque 8 % des nouvelles capacités de production qui devront être installées dans le monde entre aujourd'hui et 2030 sont déjà en cours de construction et 21 % en projet. Les principales nouvelles capacités non planifiées à ce jour seront installées dans les pays OCDE d'Amérique du Nord et d'Europe. En Afrique, en Amérique latine (sauf au Brésil) et en Indonésie, très peu d'unités sont en cours de construction. Ces trois régions pourraient ne plus être en mesure de satisfaire la demande locale si elles ne réussissent pas à attirer suffisamment d'investissements pour accélérer la construction de nouvelles centrales. La Chine devra accélérer le rythme de construction de

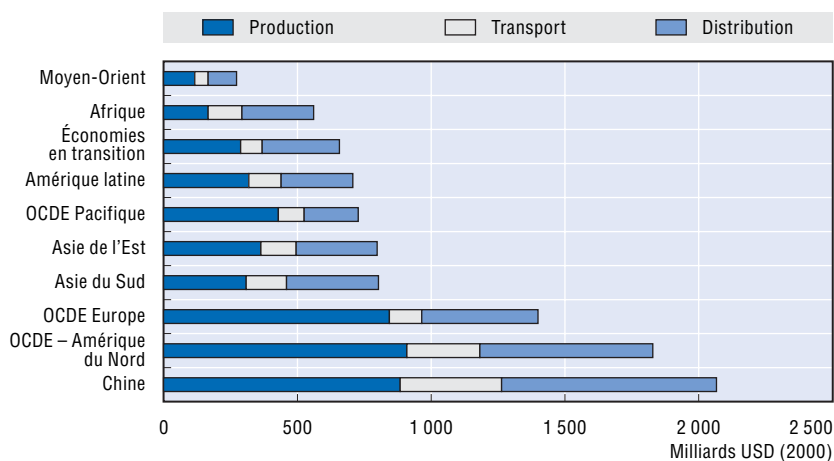
Tableau 3.5. **Nouvelles capacités de production d'électricité et investissement total dans le secteur de l'électricité par région selon le scénario de référence, 2003-30**

	Nouvelles capacités (GW)	Investissement (milliards USD 2000)			
		Production	Transport	Distribution	Total
OCDE	1 975	2 167	498	1 276	3 940
OCDE Europe	801	842	125	433	1 399
OCDE Amérique du Nord	842	910	273	643	1 827
OCDE Pacifique	332	416	100	199	714
Économies en transition	372	287	79	287	653
Russie	154	138	26	92	256
Pays en développement	2 437	2 153	962	2 090	5 205
Chine	860	883	378	802	2 063
Asie orientale	391	364	133	302	798
<i>Indonésie</i>	77	69	29	67	166
Asie du Sud	349	306	155	340	801
<i>Inde</i>	272	256	132	289	678
Amérique latine	373	317	122	269	708
<i>Brésil</i>	114	125	46	102	273
Moyen-Orient	195	118	48	107	272
Afrique	269	165	127	271	563
Monde	4 784	4 607	1 539	3 652	9 798

nouvelles centrales si elle ne veut pas voir se reproduire les récentes pannes de courant. L'Inde devra aussi accroître rapidement sa puissance installée pour pouvoir répondre à la demande croissante et améliorer son taux d'électrification.

Les besoins mondiaux d'investissement dans le secteur électrique s'élèveront à 9 800 milliards USD (USD 2000) entre 2003 et 2030, soit environ 350 milliards USD par an. Plus de la moitié concerneront les pays en développement (graphique 3.10). La Chine viendra en tête des besoins, avec plus de 2 000 milliards USD. Les nouveaux investissements seront également importants en Amérique du Nord et en Europe. Il ne sera peut-être pas facile d'attirer tous ces investissements dans les délais nécessaires.

Plus de la moitié des investissements mondiaux dans le secteur électrique concerneront le transport et la distribution, la distribution se taillant la part du lion dans les investissements consacrés aux réseaux. La part du transport et de la distribution sera en général la plus élevée dans les pays non membres de l'OCDE, où le besoin de développer et de densifier les réseaux existants est le plus grand. Dans ces pays, les investissements dans la distribution devraient à eux seuls presque égaler les investissements dans la production. Dans la zone OCDE, les investissements dans les réseaux représenteront un peu plus de la moitié des besoins d'investissement dans la production.

Graphique 3.10. **Besoins cumulés d'investissement dans le secteur électrique par région du monde selon le scénario de référence, 2003-30**Tableau 3.6. **Investissements dans les réseaux électriques, par région et décennie, selon le scénario de référence, 2003-30**

	2003-10			2011-20			2021-30			2003-30		
	Trans.	Dist.	Total	Trans.	Dist.	Total	Trans.	Dist.	Total	Trans.	Dist.	Total
OCDE	81	205	286	173	446	620	244	624	868	498	1 276	1 773
OCDE Europe	20	70	90	45	158	203	59	205	264	125	433	557
OCDE Amérique du Nord	43	100	143	94	220	314	137	323	460	273	643	917
OCDE Pacifique	18	35	53	34	68	102	48	96	143	100	199	299
Économies en transition	10	38	48	30	110	140	39	139	177	79	287	366
Russie	3	12	15	9	32	41	13	48	61	25	92	117
Pays en développement	203	440	643	329	715	1 044	430	935	1 365	962	2 090	3 052
Chine	92	196	288	131	277	407	156	329	485	378	802	1 180
Asie de l'Est	29	65	93	47	107	154	57	130	188	133	302	434
Indonésie	5	12	16	10	23	32	14	33	47	29	67	96
Asie du Sud	28	62	90	55	122	177	71	157	228	155	340	495
Inde	23	50	73	47	103	151	62	135	197	132	289	421
Amérique latine	26	57	83	41	90	131	55	122	177	122	269	391
Brésil	9	21	30	16	36	52	20	45	66	46	102	147
Moyen-Orient	7	17	24	17	37	54	24	53	76	48	107	154
Afrique	21	44	65	39	83	122	67	144	211	127	271	398
Monde	294	683	977	533	1 272	1 804	713	1 697	2 410	1 539	3 652	5 191

Les besoins d'investissement dans les réseaux devraient augmenter régulièrement jusqu'en 2030 (tableau 3.6). Ils progresseront le plus rapidement dans les pays de l'OCDE, à mesure que la demande se rapprochera de la puissance installée et que de nouveaux investissements majeurs seront requis.

Néanmoins, au cours de la décennie 2021 à 2030, les investissements dans les réseaux des économies non membres seront beaucoup plus élevés que dans la zone OCDE. Les dépenses dans les 5 grands pays non membres de l'OCDE (Brésil, Chine, Inde, Indonésie et Russie) devraient être presque aussi élevées que dans l'ensemble des pays de l'OCDE.

La majeure partie des investissements dans le secteur électrique devra servir à construire de nouvelles infrastructures. Environ 10 % des investissements mondiaux dans la production d'électricité seront affectés à la rénovation des centrales existantes, et notamment aux améliorations majeures supposées avoir lieu une fois pendant la durée de vie de chaque centrale. Près des deux tiers de cet investissement concerneront les pays de l'OCDE. La part de la rénovation dans l'investissement total sera d'à peu près 13 % (16 % en Amérique du Nord, 15 % dans le Pacifique et 9 % en Europe). La remise à neuf des infrastructures de transport et de distribution, y compris le remplacement des câbles, des postes électriques et des centres de commande, comptera pour bien plus que la moitié des investissements mondiaux totaux dans les réseaux. Cette part sera la plus élevée dans les pays de l'OCDE.

Scénario alternatif

Le scénario alternatif analyse la façon dont les marchés mondiaux de l'énergie pourraient évoluer si les pays adoptaient un certain nombre de politiques et de mesures actuellement à l'étude ou dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles soient mises en œuvre au cours de la période de projection. Pour chaque grande région, le scénario examine les politiques visant à réduire la pollution de l'air et les émissions de gaz à effet de serre, ainsi qu'à renforcer la sécurité de l'approvisionnement en énergie. Le choix des mesures à mettre en œuvre pour remplir les objectifs gouvernementaux tient compte de facteurs techniques et financiers, du contexte politique et des barrières à l'entrée sur le marché. Les principaux instruments envisagés sont les mesures destinées à améliorer l'efficacité énergétique et à promouvoir les énergies renouvelables. Selon les régions, ces mesures trouvent leur origine dans le renforcement ou l'élargissement des politiques existantes, ou dans la mise en place de nouvelles politiques. Les hypothèses de base relatives aux conditions macroéconomiques et à la démographie sont les mêmes que dans le scénario de référence. Les prix de l'énergie changent, reflétant le nouvel équilibre entre l'offre et la demande.

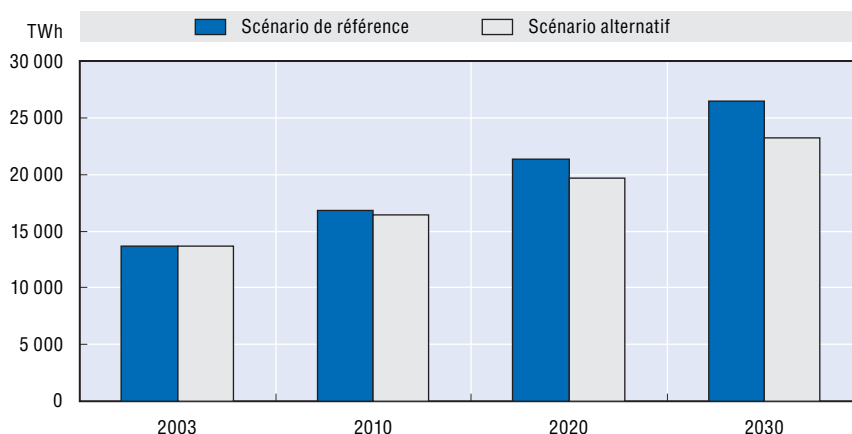
Comme c'est le cas pour les pays de l'OCDE, les politiques des pays en développement évaluées dans le scénario alternatif incluent les politiques actuellement en cours d'étude à l'échelon national. Cependant, le plus souvent, elles sont moins nombreuses que dans les pays de l'OCDE car les inquiétudes en matière de protection de l'environnement et de sécurité d'approvisionnement sont moins prioritaires dans ces pays que dans la zone OCDE. Cependant, il est

probable que nombre de ces pays élaboreront dans l'avenir de nouvelles politiques pour résoudre ces problèmes. Dans la plupart des cas, les politiques environnementales devraient concerner la pollution locale ou régionale bien que certains pays puissent également décider de prendre en considération les effets du changement climatique. Ces pays devraient avoir plus largement et plus rapidement accès à des technologies plus efficaces et moins polluantes grâce au développement et au déploiement rapides de ces technologies dans les pays de l'OCDE. En conséquence, l'intensité énergétique mondiale diminue plus vite dans ce scénario que dans le scénario de référence.

Parmi les politiques prises en considération, nombreuses sont celles qui incitent à déployer plus rapidement des technologies plus efficaces et moins polluantes. Les gains d'efficacité varient en fonction des conditions locales, notamment des efforts entrepris par le passé pour favoriser une consommation d'énergie plus efficace et pour réduire les atteintes à l'environnement. En moyenne, l'augmentation de l'efficacité énergétique est supposée plus forte dans les pays en développement que dans les pays de l'OCDE en raison d'un potentiel d'amélioration bien supérieur et d'une accélération du transfert de technologie en provenance de la zone OCDE. À mesure que des technologies efficaces sont mises en œuvre dans les pays de l'OCDE, leurs coûts unitaires diminuent et elles finissent par être abordables pour tous les pays.

Le taux de croissance de la demande d'électricité est beaucoup plus faible dans le scénario alternatif. En 2030, la demande d'électricité devrait être inférieure de 3 100 TWh – c'est-à-dire 12 % – à celle du scénario de référence (graphique 3.11). Elle atteint 23 202 TWh, soit 70 % de plus par rapport à 2003, contre 94 % de plus dans le scénario de référence. La croissance annuelle moyenne entre 2003 et 2030 est estimée à 2 %, soit 0.5 point de pourcentage de

Graphique 3.11. **Consommation mondiale d'électricité selon le scénario de référence et le scénario alternatif**



moins que dans le scénario de référence. Dans toutes les régions, les économies résultent principalement des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés industriels, des appareils électriques et de l'éclairage. Le secteur résidentiel est responsable de 67 % de la réduction de la demande d'électricité, le reste provenant de l'industrie (tableau 3.7). La baisse générale de la demande est la plus forte dans les pays en développement. Dans ces pays, la demande est inférieure de 13 % en 2030 à celle du scénario de référence. L'écart de la demande entre les deux scénarios grandit progressivement au cours de la période de projection, à mesure que les équipements du secteur électrique sont progressivement remplacés et que les nouvelles mesures sont mises en place. La différence de consommation d'électricité n'est que de 2 % en 2010.

Tableau 3.7. Variation de la consommation d'électricité par secteur dans le scénario alternatif par rapport au scénario de référence, 2030 (%)

	OCDE	Économies en transition	Pays en développement	Monde
Résidentiel	-12.4	-16.7	-15.9	-14.1
Industrie	-9.2	-8.9	-11.5	-10.3
Total	-10.8	-11.0	13.0	-11.8

Dans le scénario alternatif, la production mondiale d'électricité en 2030 est inférieure de 13 % à la production prévue dans le scénario de référence. Cet écart s'explique principalement par l'amélioration de l'efficacité énergétique au stade de l'utilisation finale, qui entraîne une baisse de la demande, par la réduction des pertes de transport et de distribution, et par un recours accru à la production décentralisée. La différence entre les deux scénarios est sensiblement égale à la production d'électricité actuelle des États-Unis. La structure de la production d'électricité est elle aussi très différente. Alors que les combustibles fossiles représentent 70 % de la production d'électricité en 2030 dans le scénario de référence, ils n'en représentent plus que 61 % dans le scénario alternatif qui postule une forte croissance des combustibles non carbonés (graphique 3.12).

Tandis que, dans le scénario de référence, la part du charbon dans la production d'électricité reste quasiment inchangée jusqu'en 2030, à un peu moins de 40 %, elle baisse progressivement dans le scénario alternatif pour ne représenter que moins d'un tiers de la production totale en 2030. À 8 700 TWh, la production d'électricité à partir du charbon diminue de 28 % par rapport au scénario de référence (tableau 3.8). Ce déclin est le plus marqué dans les pays de l'OCDE, où la part du charbon atteint 25 % en 2030 contre 33 % dans le scénario de référence. La production d'électricité à partir du charbon est inférieure de 15 % à celle de 2002 car de nombreuses centrales au charbon seront mises hors service et remplacées par des centrales utilisant d'autres sources d'énergie. La Chine et l'Inde voient également leur production

Graphique 3.12. Part des différentes sources d'énergie dans la production d'électricité selon le scénario de référence et le scénario alternatif

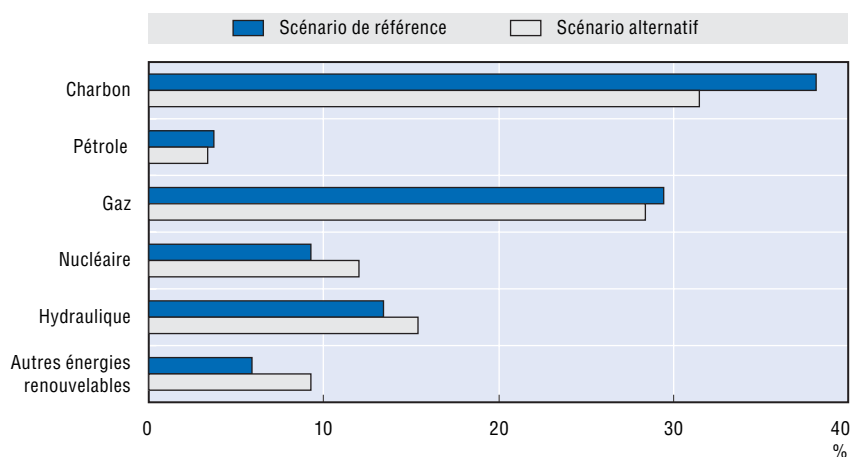


Tableau 3.8. Variation de la production d'électricité par source d'énergie avec le scénario alternatif par rapport au scénario de référence (TWh)

	2010	2020	2030
Charbon	-352	-1 787	-3 392
Pétrole	-71	-163	-243
Gaz	-239	-638	-1 481
Nucléaire	15	154	400
Hydraulique	0	10	19
Autres énergies renouvelables	109	301	692
Total	-538	-2 122	-4 004

d'électricité à base de charbon baisser de plus d'un quart en 2030 par rapport au scénario de référence. Néanmoins, en 2030, ces deux pays continueront d'assurer 45 % de la production mondiale d'électricité à partir du charbon.

La production d'électricité à partir de gaz – à l'exception de l'hydrogène – à l'horizon 2030 est inférieure de 1 666 TWh – ou 19 % – à celle du scénario de référence bien que la part du gaz dans la production totale ne diminue que légèrement. Dans la zone OCDE, les plus fortes baisses de la production à partir de gaz sont enregistrées en Europe et au Japon, où l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables jouent un rôle important. En Russie, les centrales au gaz produisent 25 % d'électricité de moins que dans le scénario de référence en 2030. Dans ce scénario, la production russe d'électricité à partir de gaz double presque entre 2002 et 2030 et sa part passe de 43 % à 53 % tandis que dans le scénario alternatif elle progresse beaucoup moins vite et sa part n'augmente que légèrement, parce que la demande d'électricité est beaucoup moins forte et que l'énergie nucléaire se substitue au gaz. La production mondiale d'électricité à

partir de piles à combustible utilisant l'hydrogène issu du gaz naturel reformé est de 530 TWh en 2030, soit deux fois plus que dans le scénario de référence.

La puissance nucléaire installée passe à 428 GW en 2030, soit quelque 50 GW de plus que dans le scénario de référence. La production électronucléaire augmente de 14 %. Les principales augmentations se produisent hors des pays de l'OCDE, notamment en Russie où la production électronucléaire en 2030 est 40 % plus élevée que dans le scénario de référence. Cette production croît de 16 % en Chine et de 21 % en Inde. Ces trois pays ont des programmes nucléaires et des plans de construction de centrales nucléaires ambitieux.

Dans le scénario alternatif, la production hydroélectrique en 2030 est légèrement plus forte que dans le scénario de référence. La part de l'hydroélectricité dans la production mondiale d'électricité passe de 16 % en 2002 à 13 % en 2030 dans le scénario de référence, tandis qu'elle ne diminue que d'un point de pourcentage, à 15 %, dans le scénario alternatif. La part des énergies renouvelables non hydrauliques augmente beaucoup plus : elle passe de 6 % en 2030 dans le scénario de référence à 9 % dans le scénario alternatif. La hausse la plus forte se produit dans les pays européens de l'OCDE en raison de la politique résolue de l'Union européenne en faveur des énergies renouvelables. Le scénario alternatif prévoit une production d'électricité à partir d'énergies renouvelables non hydrauliques presque dix fois plus grande en 2030 qu'en 2002, ce qui donne une production supérieure d'un tiers par rapport au scénario de référence.

Dans le scénario alternatif, les besoins d'investissement mondiaux cumulés pour les infrastructures de fourniture d'électricité au cours de la période de 2002 à 2030 sont inférieurs d'un peu plus de 1 500 milliards USD (en USD 2000) – soit quasiment 16 % – à ceux du scénario de référence. Bien que le coût unitaire moyen d'investissement dans la production d'électricité soit 14 % plus élevé dans le scénario alternatif que dans le scénario de référence (à cause d'un plus large recours à la production décentralisée, aux énergies renouvelables et à l'énergie nucléaire, à plus forte intensité capitalistique), cet effet est plus que compensé par le rythme plus lent de croissance de la demande, qui réduit les besoins d'accroissement de la puissance installée et de la capacité des réseaux. Le recours accru à la production décentralisée réduit également les besoins de capacité de transport – et donc d'investissement. La réduction du montant cumulé des investissements dans le secteur électrique représente environ 300 milliards USD pour la production, 375 milliards USD pour le transport et 860 milliards USD pour la distribution.

Les réductions les plus fortes des besoins d'investissement par rapport au scénario de référence concernent l'Amérique du Nord et la Chine (graphique 3.13). La seule région dans laquelle les besoins d'investissement augmentent est l'Afrique où les coûts supérieurs des énergies renouvelables – dont la croissance est beaucoup plus rapide que dans le scénario de référence – font plus que compenser

Graphique 3.13. **Variation des besoins d'investissement dans le secteur électrique par région, dans le scénario alternatif par rapport au scénario de référence, 2003-30**

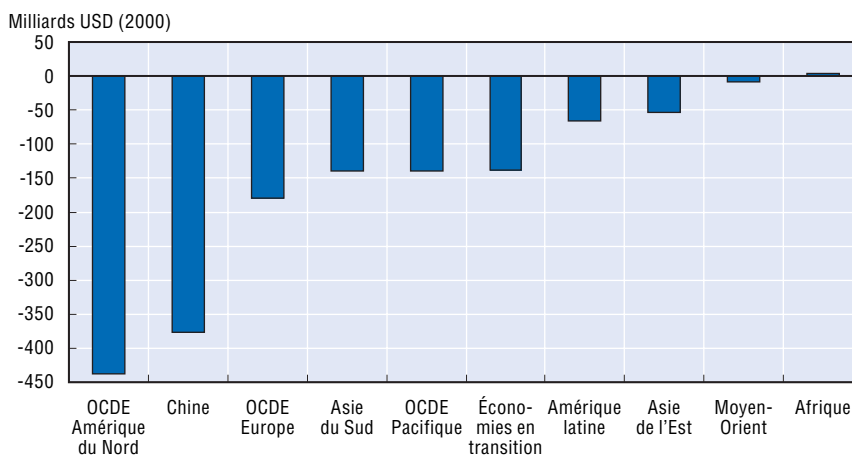


Tableau 3.9. **Investissements dans le secteur électrique par région selon le scénario alternatif, 2003-30**

	Investissements cumulés (milliards USD en USD 2000)				Écart par rapport au scénario de référence (%)
	Production	Transport	Distribution	Total	
OCDE	2 088	300	797	3 184	-19.2
OCDE Europe	851	81	288	1 220	-12.8
OCDE Amérique du Nord	798	175	417	1 390	-23.9
OCDE Pacifique	438	44	92	574	-19.6
Économies en transition	273	52	190	515	-21.2
Russie	138	17	62	218	-15.0
Pays en développement	1 945	813	1 807	4 564	-12.3
Chine	775	286	625	1 686	-18.3
Asie de l'Est	329	127	290	745	-6.6
<i>Indonésie</i>	61	24	55	140	-15.6
Asie du Sud	261	124	277	661	-17.5
<i>Inde</i>	219	102	226	547	-19.3
Amérique latine	298	106	238	642	-9.3
<i>Brésil</i>	121	31	71	223	-18.2
Moyen-Orient	110	47	107	264	-3.1
Afrique	173	123	271	567	0.6
Monde	4 306	1 164	2 793	8 263	-15.7

la diminution des besoins de capacité. En pourcentage, les réductions sont les plus fortes en Amérique du Nord et en Asie du Sud, où la demande d'électricité chute et où la part des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire augmente moins que dans la plupart des autres régions (tableau 3.9).

5. Principales incertitudes relatives à l'adéquation des investissements

Les principales incertitudes quant à l'adéquation des investissements mondiaux dans le secteur électrique à moyen terme dépendent des répercussions des réformes des marchés, des contraintes environnementales et de l'accès aux capitaux. L'importance relative de ces problèmes n'est pas la même dans les pays développés et dans les pays en développement. En règle générale, les réformes des marchés et les contraintes environnementales posent le plus de difficulté dans les pays de l'OCDE, tandis que l'accès au capital – problème secondaire dans la zone OCDE – est le souci majeur des pays en développement.

Impact de la réforme des marchés

La libéralisation ou la réforme des marchés engendre de nouveaux défis et de nouvelles incertitudes pour le secteur de l'électricité dans les pays de l'OCDE et dans beaucoup d'autres régions du monde². Il n'y a aucune raison de croire que des marchés de l'électricité concurrentiels ne peuvent pas fournir les incitations nécessaires à des investissements efficaces et réalisés en temps opportun (AIE, 2005b). Les conditions requises d'un tel système sont les suivantes : instauration d'un régime de concurrence efficace grâce à une réglementation appropriée de l'accès des tiers aux réseaux juridiquement séparés; recours à une politique de tarification des services de réseau fondée sur les coûts; et règles de marché qui garantissent la transparence et de faibles coûts de transaction. En outre, il convient de créer un cadre réglementaire homogène garantissant la clarté et la transparence des processus d'autorisation des nouvelles centrales et des nouvelles infrastructures de réseau. À l'heure actuelle, les acteurs du marché investissent dans les marchés de l'électricité libéralisés, même en l'absence de mesure de capacité supplémentaire. Les réformes des marchés devraient apporter d'importants avantages économiques en améliorant l'efficacité des investissements et du fonctionnement du secteur.

Il existe néanmoins des incertitudes croissantes à propos de l'adéquation des investissements à mesure que les marchés s'adaptent au nouvel environnement concurrentiel. Avant la libéralisation des marchés de l'électricité, les compagnies d'électricité étaient gérées en général comme des monopoles intégrés qui pouvaient répercuter tous leurs coûts sur le consommateur. Dans un tel environnement, les risques liés aux décisions d'investissement étaient limités. Avec l'apparition de la concurrence dans la production et de la distribution d'électricité, les investisseurs sont désormais plus exposés aux risques. Plus la concurrence se développe, plus les compagnies d'électricité doivent renforcer leurs stratégies et compétences en

gestion des risques. Les activités de transport et de distribution physiques de l'électricité restent des monopoles naturels régulés dans la plupart des cas, mais les taux régulés de retour sur le capital investi dans ces secteurs doivent rester suffisamment élevés pour que les investisseurs soient incités à augmenter la capacité lorsque la demande s'accroît et à entretenir les infrastructures existantes. Dans quelques pays où les réformes des marchés ont été récemment mises en œuvre, les investissements dans la production, le transport et la distribution de l'électricité ont chuté, ce qui soulève des inquiétudes quant aux risques futurs de pénurie pendant les pointes de demande.

Le niveau futur des prix de l'électricité sur des marchés concurrentiels peut être une importante source de risque pour les producteurs et les sociétés de négoce d'électricité. La volatilité des prix peut fortement influencer sur les revenus et les profits des investisseurs. Les incertitudes sur les prix de l'électricité accentuent les risques des projets caractérisés par des délais de construction et des temps de retour longs. Les économies d'échelle favorisent les grands projets par rapport aux petits parce que les coûts d'investissement par kW d'une technologie donnée sont généralement inversement proportionnels à l'ampleur du projet. Cependant, les longs temps de retour pour les exploitants, la croissance incertaine de la demande d'électricité et le coût du financement accroissent les risques de ce type d'investissement. Les estimations de rentabilité de ces projets reposent principalement sur une analyse du marché à long terme, indépendamment des conditions du marché spot de l'électricité. Les très grands projets, qui consistent à construire une seule centrale de grande puissance – une installation hydroélectrique à grande échelle par exemple – sont plus vulnérables à ce type de risque que les projets consistant en plusieurs tranches plus petites, en réponse aux conditions de marché.

Il existe plusieurs façons de gérer les risques relatifs aux prix de l'électricité, par exemple en utilisant des contrats bilatéraux à long terme, contrats à terme standardisés (contrats « futurs ») ou contrats bilatéraux négociés de gré à gré (contrats « forward »). Plus les marchés seront liquides, plus il sera facile d'utiliser ces outils. Bien que les prix des combustibles aient toujours été incertains, les risques associés sont accrus par la libéralisation du marché du gaz naturel. Il n'est généralement pas possible de conclure des contrats à très long terme, sauf dans le cas de contrats d'achat ferme (« take-or-pay ») sur les marchés du GNL.

Les marges de réserve – c'est-à-dire la différence entre la capacité maximale disponible et la demande en pointe – ont régressé dans la plupart des pays qui ont réformé leur marché de l'électricité dans les années 90. Cette évolution reflète en partie une gestion plus efficace et l'élimination de l'excédent de capacité de réserve précédemment constitué, ce qui est un

objectif clé de la libéralisation. Toutefois, cette tendance a suscité un débat sur le niveau approprié de la marge de réserve garantissant la satisfaction de la demande d'électricité pendant les périodes de pointe. Pour répondre à la demande pendant ces pointes de consommation, il faut maintenir une capacité de production suffisante ou acheter de l'électricité à un autre producteur implanté sur un marché caractérisé par des périodes de pointe différentes et maintenir également une capacité de transport suffisante. La façon la plus économique de satisfaire la demande en pointe consiste à faire appel à des centrales à faibles coûts d'investissement puisque les dépenses fixes ne peuvent être récupérées que sur des périodes d'exploitation annuelles relativement courtes. Les risques encourus par les investisseurs qui construisent ce type de capacité de pointe peuvent être importants, en particulier si on les compare aux risques que présentent les centrales destinées à fonctionner en base. Ces risques sont les suivants :

- *Risques liés au marché.* Les pointes de demande dépendent très fortement des conditions météorologiques. Des climats inhabituels, comme des hivers très doux ou des étés très frais, peuvent conduire à ne pas solliciter certaines unités de pointe qui ne produisent donc aucun revenu au cours de l'année considérée.
- *Risques liés à l'approvisionnement en combustible.* Dans les systèmes où la demande de gaz naturel pour le chauffage des habitations et la production d'électricité en pointe coïncident, l'approvisionnement des ménages en gaz est généralement prioritaire. L'approvisionnement des centrales au gaz destinées à répondre aux pointes de demande risque alors d'être réduit, voire interrompu pendant les périodes les plus froides.
- *Risques liés à la réglementation.* Étant donné que les centrales de pointe sont sollicitées lorsque les prix sont les plus élevés, elles sont exposées de manière disproportionnée aux risques de plafonnement des prix de l'électricité par les pouvoirs publics.

La réforme des marchés crée également des incertitudes quant aux futurs investissements dans les réseaux de transport et de distribution. Les propriétaires et les exploitants des réseaux de transport sont bien moins sûrs de la demande qui transitera sur leurs réseaux et, avec la séparation des activités des compagnies d'électricité intégrées verticalement, ils sont moins aptes à entreprendre une planification et un développement intégrés des réseaux de transport dans leur ensemble. Les exploitants des systèmes de transport disposent ainsi d'une marge de manœuvre beaucoup plus réduite pour gérer l'équilibrage du système, en particulier sur les marchés régionaux comprenant plusieurs propriétaires et exploitants. Dans le même temps, les incertitudes relatives aux politiques et aux réglementations mises en œuvre peuvent augmenter les risques commerciaux auxquels sont exposés

les propriétaires des réseaux de transport, ce qui pourrait décourager l'investissement. La situation peut être encore rendue encore plus complexe par les détenteurs d'intérêts acquis qui peuvent chercher à tempérer les incitations en faveur d'une gestion efficace des réseaux et par le fait que les réseaux et interconnexions peuvent franchir des limites juridictionnelles.

Des pannes d'électricité gigantesques se sont produites en 2003 et 2004 dans plusieurs pays de l'OCDE, en particulier en Amérique du Nord, en Italie, dans le sud de la Suède et dans l'est du Danemark. Ces incidents ont soulevé des inquiétudes et ils ont donné à penser que les infrastructures de transport étaient insuffisantes et que d'importants investissements dans les capacités de transport étaient nécessaires pour améliorer la fiabilité du système de transport. Dans chacun des cas, les enquêtes officielles ont conclu que ces pannes n'étaient pas dues à la réforme des marchés. Cependant, elles ont mis en lumière certains problèmes qu'il faudra résoudre à l'avenir au sujet des investissements à effectuer pour garantir la sécurité des systèmes sur les marchés soumis à la concurrence.

Bien que les investissements dans les capacités de transport puissent procurer une certaine amélioration de la sécurité des systèmes de transport pendant un certain temps, il ne semble pas qu'ils représentent un facteur critique de gestion de la fiabilité « opérationnelle » d'un système de transport existant (AIE, 2005c). En effet, la sécurité ou la fiabilité d'un système ne dépendent pas uniquement de la capacité des lignes de transport disponibles. Il est encore plus important d'investir dans la rénovation et l'amélioration des outils d'exploitation du réseau qui permettent aux exploitants de surveiller efficacement, de comprendre et de contrôler de façon plus souple les systèmes de transport en temps réel. Les investissements visant à renforcer la compétence et l'expertise des opérateurs des systèmes et des autres professionnels directement impliqués dans le maintien de la sécurité des systèmes permettent d'améliorer les réponses en temps réel, en particulier pendant les situations d'urgence. Les investissements permettant d'accroître la probabilité de fonctionnement des composants conformément aux spécifications, en particulier pendant les situations d'urgence, pourraient également contribuer à améliorer la sécurité des systèmes de transport. Les coûts de tels investissements sont modestes par rapport aux coûts de construction de nouvelles capacités de transport.

Les investissements devront viser de plus en plus à améliorer la *qualité* de l'approvisionnement, plutôt qu'à simplement répondre à la demande croissante de services d'électricité fiables. Il s'agit principalement d'assurer la stabilité de la tension fournie. Lorsque la tension chute en deçà d'un certain seuil de stabilité, le système peut devenir instable; il existe alors un risque d'effondrement de la tension qui peut gravement endommager les moteurs, les équipements électroniques et les appareils électriques au point

d'utilisation. Plus nous avançons dans l'ère du numérique, plus les systèmes électroniques deviennent prédominants, d'où la nécessité croissante d'assurer une fourniture d'électricité de haute précision (EPRI, 2003).

Il existe un énorme potentiel de développement et de déploiement de technologies capables d'améliorer les outils d'exploitation afin d'accroître la sécurité des réseaux de transport et de distribution ainsi que la qualité de service. Un large éventail d'activités sont concernées, depuis la planification d'urgence opérationnelle jusqu'à la surveillance de la sécurité et le contrôle des réseaux. Une meilleure technologie peut améliorer la précision, la qualité et la rapidité de mise à disposition des informations. Elle peut également favoriser le développement d'outils de modélisation dynamique et plus précise des systèmes qui, à leur tour, permettent de préparer des plans d'urgence plus flexibles et adaptables et garantissent une meilleure connaissance de la situation en temps réel. La technologie permet par ailleurs d'améliorer le contrôle effectif de l'opérateur sur les flux de puissance, d'où un fonctionnement plus flexible des réseaux de transport et des réponses en temps réel plus efficaces pour réduire les surcharges, gérer les situations d'urgence et assurer des remises en service rapides. Les compagnies d'électricité et les pouvoirs publics consacrent des sommes considérables au développement de nouvelles technologies de transport destinées notamment à améliorer la fiabilité.

Les responsables politiques cherchent à répondre aux inquiétudes sur l'adéquation des investissements en établissant une structure de marché qui envoie les bons signaux aux investisseurs, de façon à ce que les capitaux soient disponibles lorsqu'ils sont nécessaires. Ce faisant, il s'agit de mettre à profit les signaux de prix produits par des marchés efficaces. Parallèlement, les autorités de régulation doivent tenir compte du rapport coût-efficacité, des problèmes de fiabilité et du rôle des interconnecteurs dans l'amélioration de la concurrence. Quelques pays ont conclu qu'il était inutile, pour le moment, d'intervenir directement sur le marché pour stimuler l'investissement en capacité de transport ou en production de pointe. D'autres prennent des mesures pour s'assurer que les investissements en capacité de pointe sont suffisants pour disposer d'une marge de réserve adéquate. D'autres enfin cherchent à améliorer la réactivité à court terme de la demande d'électricité aux variations de prix de façon à limiter les pics de demande et la volatilité des prix. Parmi les mesures prises à cet effet, on trouve des campagnes sensibilisant les consommateurs à la menace de pannes de courant pendant les pointes de demande, les enchères du côté de la demande (« demand-side bidding ») pour inciter les clients industriels à réduire leur charge pendant les périodes de forte demande, et l'emploi de technologies avancées, comme les compteurs de haute technologie, pour réduire ou déplacer les pointes de charge.

Impact des réglementations environnementales

Les réglementations environnementales, qui exigent des centrales et des autres installations industrielles qu'elles limitent ou réduisent leurs émissions, sont de plus en plus contraignantes. Les incertitudes sur l'évolution de la législation environnementale augmentent le risque d'investissement et appellent à s'interroger sur les investissements futurs. Dans la plupart des pays, les centrales au charbon sont déjà soumises à un contrôle des émissions de trois polluants locaux ou régionaux : le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote et les particules. Cependant, les investisseurs risquent fortement de voir ces contrôles renforcés et de nouvelles contraintes imposées, en particulier sur les émissions de CO₂. Les centrales nucléaires pourraient également être soumises à des règles de sûreté supplémentaires.

Le renforcement de la protection de l'environnement augmentera sans nul doute les volumes d'investissement requis à la fois pour les centrales existantes et pour les nouvelles centrales. Les coûts environnementaux peuvent représenter 10 % à 40 % des coûts totaux d'une centrale brûlant des combustibles fossiles et davantage pour les centrales nucléaires. Les émissions de dioxyde de soufre, d'oxydes d'azote et de particules dépendent du mélange de combustibles utilisé pour produire l'électricité. Elles sont les plus fortes dans les pays qui utilisent surtout du charbon. Les normes d'émission de ces polluants sont strictes et elles continuent d'être renforcées dans de nombreux pays de l'OCDE. Progressivement, les pays en développement vont eux aussi chercher à réduire ces émissions, ce qui accroîtra encore leurs besoins d'investissement déjà élevés dans le secteur électrique.

La législation environnementale pourrait s'intéresser de plus en plus aux émissions de dioxyde de carbone dans tous les pays. Cependant, à moyen terme, l'impact sera le plus grand dans les pays qui s'efforcent de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre conformément au Protocole de Kyoto. La production d'électricité représente actuellement 38 % du total des émissions de CO₂ liées à l'énergie dans les pays de l'OCDE et 40 % dans le monde entier. Les mesures de réduction de ces émissions vont conduire à accroître les investissements dans le secteur de la production d'électricité – centrales à combustibles fossiles plus efficaces, centrales nucléaires ou filière des énergies renouvelables. Le piégeage et le stockage du carbone pourraient également devenir des options rentables à moyen ou long terme bien que cette technologie n'ait pas encore été démontrée à l'échelle industrielle. L'accroissement des investissements dans la rénovation des réseaux de transport et de distribution pour réduire les pertes en ligne et, par conséquent, les besoins de production, pourrait constituer une réponse d'un meilleur rapport coût-efficacité dans certains cas. En règle générale, il faut mettre en

place un cadre réglementaire clair et stable, qui annonce de façon appropriée tout renforcement des réglementations environnementales, afin que les investisseurs soient convaincus que leurs dépenses d'équipement leur procureront un retour sur investissement satisfaisant.

Les réglementations environnementales pourraient également rendre plus difficile l'obtention d'autorisations de construction de centrales électriques et de lignes de transport à haute tension. L'absence de procédures d'autorisation transparentes et régulières – quant à l'utilisation d'une filière particulière ou à l'implantation d'une nouvelle centrale ou d'un nouveau réseau à un emplacement précis – demeure un important obstacle à l'investissement dans de nombreux pays de l'OCDE. Le syndrome NIMBY (*Not In My Back Yard* ou « pas chez moi ») a été l'une des principales causes de la crise de l'électricité en 2001 en Californie. Il risque de devenir un obstacle de plus en plus sérieux aux nouveaux investissements dans la plupart des régions du monde.

Accès aux capitaux

Le financement de l'ensemble des investissements nécessaires pour répondre à l'augmentation de la demande est un enjeu majeur pour le secteur de l'électricité, et il fait planer une grande incertitude sur les perspectives d'installation d'infrastructures électriques, en particulier dans les pays en développement. Dans ces pays, les besoins d'investissement augmenteront rapidement au cours des décennies à venir. Certaines régions, comme l'Afrique et l'Inde, devront se battre pour mobiliser les capitaux requis.

Dans les pays en développement, l'investissement dans les infrastructures électriques relève traditionnellement de la responsabilité des pouvoirs publics. Les compagnies d'électricité publiques de plusieurs grands pays perdent de l'argent. Elles sont donc dans l'impossibilité de financer de nouveaux projets elles-mêmes. De plus, l'investissement dans de nouvelles centrales ne représente qu'une partie du problème. Les compagnies d'électricité doivent aussi acheter le combustible pour exploiter leurs centrales. Or, dans les pays en développement, les dépenses de combustible des centrales dans les trente prochaines années devraient être du même ordre de grandeur que les dépenses d'investissement dans les infrastructures. La mauvaise santé financière des compagnies d'électricité publiques s'explique par plusieurs facteurs :

- *Sous-tarification de l'électricité.* Dans beaucoup de pays en développement, les prix moyens de l'électricité sont fixés à des niveaux qui ne couvrent pas les coûts totaux des compagnies d'électricité. Parfois, ils ne couvrent même pas les coûts marginaux à court terme. L'Inde en est un parfait exemple. En 2001-02, dernière année pour laquelle des données sont disponibles, le

prix moyen de l'électricité s'établissait à seulement 65 % des coûts totaux (TERI, 2004). En conséquence, les investissements des compagnies d'électricité publiques n'ont pas suivi l'évolution de la demande malgré les fonds complémentaires apportés par le gouvernement central et des investisseurs privés pour financer certains projets. Le déficit de production pendant les périodes de pointe, qui s'est élevé à environ 13 % en moyenne en 2001-02, a entraîné des coupures de courant et des fluctuations de tension fréquentes dans de nombreuses régions.

- *Taux de recouvrement insuffisant.* Ce phénomène, qui est dû à l'absence de paiement ou à des vols, est également un problème grave dans de nombreux pays. Les non-recouvrements, qu'on peut assimiler à un subventionnement à 100 %, peuvent engendrer plus de distorsions et être plus coûteux que la sous-tarification de l'électricité. Parfois, les faibles montants dus par les foyers les plus démunis ne sont pas perçus pour des raisons sociales. Mais la perte de revenus, qui réduit la capacité d'investissement de la compagnie d'électricité, retarde l'extension du réseau et l'électrification, en particulier en milieu rural où les coûts sont généralement les plus élevés.
- *Coûts de production élevés.* Ces coûts sont un frein à l'abandon des subventions. Dans de nombreux pays en développement, le coût de production de l'électricité est plus élevé que dans la zone OCDE, généralement en raison du rendement inférieur des centrales (équipements mal entretenus), de la qualité médiocre des combustibles, des pertes en ligne élevées (vols ou mauvaises performances techniques), des coûts d'investissement élevés (procédures d'achat non concurrentielles et non transparentes), des coûts unitaires de transport et de distribution élevés (faible densité de consommation) et des coûts d'exploitation élevés (gestion médiocre et faible productivité). Les taux de change ont également un impact négatif sur les dépenses des compagnies d'électricité lorsque le remboursement des emprunts et les achats de combustibles et d'équipements s'effectuent dans une devise étrangère. Bon nombre de compagnies d'électricité se sont lourdement endettées et doivent rembourser des intérêts élevés, ce qui augmente leurs coûts globaux.

Dans les années 90, de plus en plus de pays se sont tournés vers le secteur privé pour financer une partie des investissements nécessaires au développement du secteur électrique. Cette tendance est appelée à se poursuivre, du fait de la disponibilité limitée des fonds publics – davantage sollicités pour d'autres types de dépenses comme l'éducation et l'aide sociale – et des besoins d'investissement croissants du secteur électrique. Les pouvoirs publics cherchent également de plus en plus à accroître le rôle du secteur privé pour améliorer l'efficacité économique. Cependant, il sera difficile d'attirer suffisamment de capitaux privés (voir section suivante). En

effet, le secteur privé, en principe prompt à saisir les opportunités commerciales dans les économies en développement en forte croissance, n'investira que s'il pense que le cadre juridique est suffisamment stable et attractif et s'il peut espérer des retours sur investissement suffisamment élevés au regard des risques encourus.

Bien que la plupart des investissements des pays en développement soient assumés par les compagnies d'électricité publiques ou par des projets indépendants, il arrive que les consommateurs privés investissent directement dans leurs propres moyens de production qui viennent en appoint ou en remplacement de l'approvisionnement public. Cette réponse à l'insuffisance des investissements publics se rencontre en particulier dans les pays où la qualité de l'électricité fournie par les entreprises publiques est médiocre et se dégrade, par exemple en Inde, en Indonésie et au Nigeria. En Indonésie, par exemple, les autoproducteurs détiennent 15 GW des 40 GW constituant la puissance installée totale de ce pays. Cette tendance pourrait s'accroître à l'avenir si les déficits d'investissement dans la production centralisée et dans le transport persistent.

Il ne sera pas simple de surmonter ces obstacles à l'investissement. Il faudra améliorer grandement la gouvernance et poursuivre les efforts de restructuration et de réforme du secteur électrique, ce qui mettra à l'épreuve la capacité institutionnelle des pays en développement. La tâche la plus urgente consiste peut-être à revoir la tarification de l'électricité pour que les prix reflètent les coûts et pour améliorer le taux de recouvrement. Il faudra notamment veiller à ce que cette réforme tarifaire ne frappe pas excessivement les foyers démunis qui ne sont pas en mesure de s'offrir ne serait-ce que les services électriques de base.

Étant donné les sommes énormes qu'il faudra investir dans les réseaux de distribution de ces pays (environ 2 000 milliards USD, soit 40 % des investissements totaux dans le secteur électrique au cours de la période de 2003 à 2030), la réforme de la distribution de l'électricité revêtira une importance particulière. Dans beaucoup de pays en développement, il faut s'efforcer en priorité de réduire les pertes non techniques dues au vol d'électricité, de biens d'équipement et d'espèces, et au non-paiement des factures. Ces réformes sont difficiles à mener et elles prennent beaucoup de temps, au moins cinq ans et plus probablement dix. L'écart entre les besoins d'investissement et les investissements effectifs devrait se maintenir pendant quelque temps dans les pays les plus durement touchés, où les pannes et les baisses de tension restent un problème majeur.

6. Conséquences pour la structure du secteur et son financement

La libéralisation et la réforme des marchés ont pour objectif principal d'accroître l'efficacité des investissements et de l'exploitation du secteur électrique grâce à une plus grande participation des investisseurs privés et à l'introduction de la concurrence. Elles ont une profonde influence sur la structure du secteur et sur les modes de financement des investissements. Les compagnies d'électricité ont traditionnellement une structure verticale intégrée et elles sont souvent publiques. La concurrence est instaurée en séparant ou en découpant leurs activités – production, transport, distribution, fourniture. Dans la plupart des cas, les fonctions de transport et de distribution physiques de l'électricité restent réglementées par les autorités en tant que monopoles naturels. Le mode de découpage varie considérablement d'un pays à l'autre. Dans de nombreux cas, certaines activités restent la propriété de la même entité, mais leurs relations fonctionnelles et commerciales doivent être transparentes pour que la concurrence puisse s'exercer au niveau de la production et de la fourniture. La participation d'un nombre suffisant de producteurs et de négociants est également une condition essentielle du développement d'une concurrence efficace.

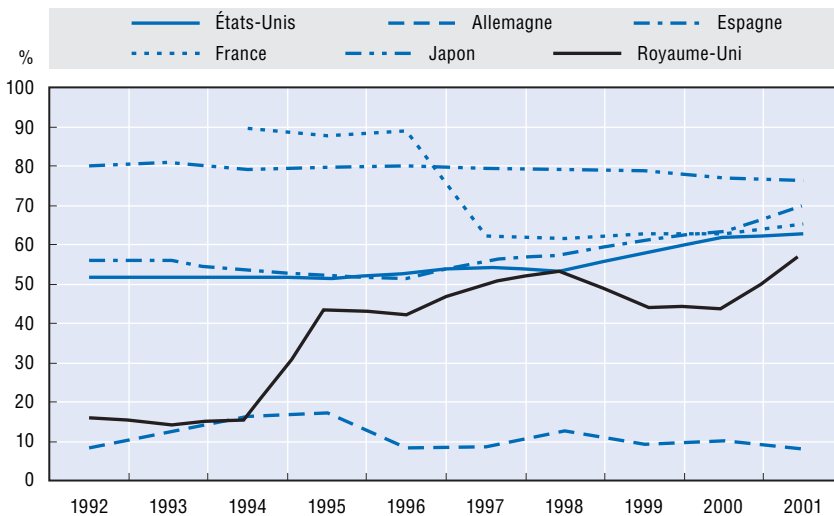
Le marché de l'électricité s'organise aujourd'hui autour d'entreprises dont la taille varie considérablement. Les dix plus grandes compagnies d'électricité du monde – à la tête desquelles se trouve Électricité de France (EDF) – détiennent environ un cinquième de la puissance installée totale. Jusque dans les années 90, la plupart des compagnies d'électricité étaient nationales et limitaient leurs activités presque exclusivement à leurs marchés nationaux. Depuis une dizaine d'années, elles investissent dans d'autres pays ou régions. Leur activité a été particulièrement intense en Europe. Certaines grandes entreprises ont investi dans des projets électriques dans les pays en développement. Cependant, nombreuses sont celles qui choisissent désormais de se retirer ou de vendre leurs actifs, et l'intérêt suscité par les nouveaux projets des pays en développement est très limité.

Sur plusieurs marchés, en particulier au Royaume-Uni, on a assisté récemment à des stratégies de réintégration verticale à divers degrés. Ces stratégies ont pris la forme de fusions horizontales de producteurs et de détaillants et d'acquisitions d'activités de vente de détail par des producteurs. Les économies d'échelle sont à l'évidence un facteur important dans cette tendance à la réintégration, notamment dans la vente de détail : il semble en effet nécessaire de disposer d'une clientèle relativement nombreuse pour que la fourniture d'électricité aux petits consommateurs domestiques et professionnels devienne rentable. Au niveau de la production, les fusions et acquisitions peuvent contribuer à améliorer la stabilité du cash flow comme

source de financement des gros investissements à forte intensité capitalistique dans un environnement caractérisé par un moindre accès aux capitaux d'emprunt. Ce phénomène explique largement l'émergence en Europe des « sept sœurs » – EdF, E.On, RWE, Vattenfall, Endesa, Electrabel et Enel. Ces très grandes compagnies d'électricité, qui détiennent également d'importants actifs dans d'autres activités, devraient financer une part importante des nouveaux investissements sur leurs ressources propres. Ce phénomène de consolidation soulève des inquiétudes quant à d'éventuelles concentrations abusives et à l'impact de ces concentrations sur la concurrence et les prix.

Dans les pays de l'OCDE en général, les compagnies d'électricité financent de nouveaux projets en apportant une partie du capital sous forme de fonds propres (trésorerie générée en interne ou actions émises dans le public). Le reste est financé par l'endettement sous forme d'emprunts bancaires ou d'émissions obligataires. Le ratio dettes/fonds propres des compagnies d'électricité de la zone OCDE est très variable, certains pays ayant vu la part de l'endettement augmenter tandis que d'autres l'ont vu baisser (graphique 3.14). Le Japon est le pays qui fait le plus appel à l'endettement alors que les États-Unis privilégient les fonds propres. Les entreprises très endettées, comme au Japon ou en France, ont réduit leur dette en prévision de

Graphique 3.14. **Ratio dettes/fonds propres¹ du secteur électrique dans certains pays de l'OCDE**



Note : Concernant la France, la brusque baisse du ratio dettes/fonds propres d'EDF en 1997 est due à l'émission d'actions.

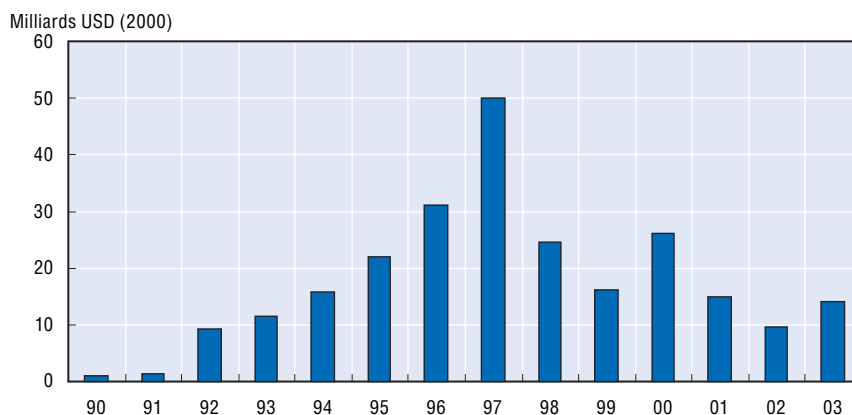
1. Part de l'endettement total dans la somme des fonds propres et de l'endettement total.

Source : Base de données Standard and Poor.

l'émergence de la concurrence. Les pays qui ont davantage investi ces dernières années, en particulier les États-Unis et le Royaume-Uni, ont accru leur endettement bien que les entreprises américaines cherchent aujourd'hui à le réduire. Il reste à savoir comment la réforme des marchés et le développement de marchés concurrentiels influenceront sur le ratio d'endettement dans l'avenir et, en particulier, si la part des fonds propres atteindra les niveaux élevés caractéristiques de l'industrie pétrolière.

Dans les économies non membres de l'OCDE, où les compagnies d'électricité sont souvent publiques et la rentabilité et le recouvrement des recettes sont médiocres, le capital provient souvent des pouvoirs publics ou d'agences de prêt multilatérales comme la Banque mondiale ou la Banque de développement asiatique. Dans la plupart des pays en développement, la réforme des marchés a été surtout axée sur l'ouverture du secteur de l'électricité à l'investissement privé plutôt que sur l'émergence de marchés de gros et de détail concurrentiels. De nombreux pays ont lancé des réformes dans les années 90 pour attirer les investissements privés nationaux et étrangers. La réponse initiale a été encourageante, mais les investissements privés ont rapidement décliné après 1997 (graphique 3.15). Entre 1990 et 2003, les investissements totaux du secteur privé dans les infrastructures électriques des pays en développement se sont élevés à 249 milliards USD en USD 2003. Le Brésil et les autres pays d'Amérique du Sud ont attiré environ la moitié de cette somme. Cependant, la majeure partie a été consacrée aux actifs existants privatisés plutôt qu'au financement de nouveaux projets (Izaguirre, 2004).

Graphique 3.15. Investissements du secteur privé dans des projets d'infrastructures électriques réalisés dans les pays en développement, 1990-2003



Source : Base de données de la Banque mondiale sur la participation du secteur privé dans les infrastructures.

Les raisons de ce récent recul brutal des investissements privés sont les carences de conception des réglementations et politiques en matière d'énergie et d'investissement, les crises économiques et la prise de mauvaises décisions commerciales. Ces facteurs ont entraîné des taux de retour sur investissement inférieurs aux prévisions. De nombreuses compagnies privées ont vendu les actifs qu'elles avaient acquis au début et au milieu des années 90. La perte de parts de marché sur leurs marchés d'origine (notamment dans le cas des investisseurs américains) et les stratégies de fusions et acquisitions dans le cadre de politiques de réduction des dépenses des entreprises (dans le cas des investisseurs européens) ont également contribué à cette tendance. Il en est résulté une réduction substantielle du nombre d'investisseurs internationaux actifs dans les pays en développement.

Les investissements privés ont rebondi en 2003, année où ils ont légèrement dépassé 14 milliards USD contre moins de 10 milliards USD en 2002 – niveau le plus bas atteint depuis 1993. Ce surcroît d'investissement a servi principalement à construire des centrales sur de nouveaux sites en Asie de l'Est. Certains éléments indiquent que les investisseurs nationaux et régionaux jouent un plus grand rôle dans le secteur de l'électricité, en particulier en Asie. Mais il faudra du temps et des politiques appropriées pour maintenir la dynamique de croissance de ces investissements. Aujourd'hui, la participation du secteur privé dans les projets électriques reste relativement minime dans les pays en développement. Elle est généralement plus forte dans le domaine de la production et plus faible dans le transport et la distribution, généralement considérés comme un service public (tableau 3.10). La participation tend également à être plus élevée dans les pays qui réussissent le mieux. Le rôle du secteur privé est beaucoup plus grand en Amérique latine que dans n'importe quelle autre région en développement. Le Moyen-Orient et l'Asie du Sud ont beaucoup moins réussi à attirer les capitaux privés ou ont montré beaucoup moins d'intérêt pour ce type de capitaux.

Tableau 3.10. **Part des investissements privés dans le secteur électrique par région en développement, 2004 (%)**

Pays	Production	Transport et distribution
Afrique subsaharienne	41	28
Asie de l'Est et Pacifique	67	20
Asie centrale et Europe de l'Est	41	48
Amérique latine et Caraïbes	68	61
Moyen-Orient et Afrique du Nord	31	13
Asie du Sud	38	13
Autres pays	70	43
Total des régions en développement	51	37

Source : Estache et Goicoechea (2004).

La facilité de financement des projets électriques continuera de varier largement selon le pays où l'investissement est prévu, le bilan risque/retour sur investissement des projets et le domaine concerné – production, transport ou distribution :

- Dans les pays de l'OCDE, les compagnies d'électricité continueront très certainement de bénéficier d'assez larges possibilités d'endettement, c'est-à-dire que leurs ratios dettes/fonds propres resteront élevés. Les retours sur investissement pourraient baisser à mesure que la concurrence se développera, ce qui pourrait stimuler l'emprunt, en particulier pour les entreprises les plus financées par l'endettement et pour les producteurs d'électricité. Le transport et la distribution resteront des activités relativement peu risquées, dont les retours sur investissement resteront protégés dans une large mesure par les autorités de régulation. Le coût du capital dépendra en partie de la manière dont le cadre réglementaire évoluera et, dans le cas des entreprises publiques, de la capacité et de la volonté des pouvoirs publics à financer eux-mêmes leurs investissements.
- Dans de nombreuses économies non membres de l'OCDE, le financement restera difficile, en particulier en Afrique, dans les économies en transition et en Asie du Sud à cause du développement insuffisant des marchés financiers nationaux et du coût supérieur des capitaux dû à un niveau de risque plus élevé. L'investissement privé devrait jouer un rôle croissant à moyen terme, mais le succès des efforts pour attirer les capitaux privés dépendra surtout de l'environnement économique, politique, réglementaire et juridique de chaque pays.

Notes

1. Cependant, la généralisation des technologies de capture et de piégeage du carbone – qui n'est pas retenue comme hypothèse ici – pourrait contribuer à maintenir la part de marché du charbon à un niveau élevé.
2. Beaucoup d'économies en développement et en transition cherchent à restructurer leur secteur de l'électricité en mettant en place de nouvelles structures de marché pour encourager la concurrence. Bien souvent, leurs efforts n'ont pas produit les résultats escomptés. Certains de ces pays pourraient être tentés de différer l'introduction de la concurrence tant que leur secteur électrique ne sera pas suffisamment mature et économiquement viable.

Bibliographie

- AIE (Agence internationale de l'énergie) (2005a), *World Energy Outlook*, OCDE, Paris.
- AIE (2005b), *Lessons from Liberalised Electricity Markets*, OCDE, Paris.
- AIE (2005c), *Transmission Reliability and Power System Security in Competitive Electricity Markets*, OCDE, Paris.

- AIE (2003), *World Energy Investment Outlook*, OCDE, Paris.
- AIE (2002), *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*, OCDE, Paris.
- Edison Electric Institute (2005), *2004 Financial Review*, EEI, Washington DC.
- EPRI (Electric Power Research Institute) (2003), *Electricity Technology Roadmap*, EPRI, Palo Alto, Californie.
- Estache, A. et A. Goicoechea (2004), *How Widespread Were Private Investment and Regulatory Reform in Infrastructure Utilities during the 1990s?*, Banque mondiale, Washington DC.
- Izaguirre, A. (2004), « Private Infrastructure » dans *Public Policy for the Private Sector*, Banque mondiale, Washington DC.
- TERI (Tata Energy Research Institute) (2004), *TERI Energy Data, Directory and Yearbook 2003/4*, TERI Press, New Delhi.

Table des matières

Chapitre 1. Le développement des infrastructures dans le monde à l'horizon 2030 : un regard transectoriel	13
<i>par Barrie Stevens, Pierre-Alain Schieb et Michel Andrieu</i>	
1. Les avantages passés et futurs des infrastructures	15
2. Les perspectives d'évolution à plus long terme des investissements d'infrastructure : moteurs, tendances et incertitudes	18
3. Perspectives d'évolution des besoins d'investissement dans les infrastructures	28
4. Interdépendances et synergies entre infrastructures	33
5. Questions transversales et enjeux pour l'action des pouvoirs publics	34
6. Prochaines étapes	55
Bibliographie	55
Chapitre 2. L'infrastructure des télécommunications jusqu'à 2030	57
<i>par Erik Bohlin, Simon Forge et Colin Blackman</i>	
Résumé analytique	58
Introduction – le champ de l'étude	60
1. Évolutions antérieures en matière d'investissement dans l'infrastructure	69
2. Les facteurs déterminants de la demande future et de l'investissement dans l'infrastructure	79
3. Évolution projetée de la demande de télécommunications et des investissements jusqu'à 2030.	89
4. Conséquences des principaux déterminants sur les futurs investissements dans l'infrastructure	98
5. Conséquences pour les modèles économiques	128
6. Effets de substitution des télécommunications et effets secondaires	134
7. Recommandations.	155
Notes	157
Annexe 2.A1. Annexe technique : Histoire de l'infrastructure des télécommunications	163
Liste des abréviations	171

Chapitre 3. Perspectives d'évolution des investissements mondiaux dans les infrastructures électriques	173
<i>par Trevor Morgan</i>	
Résumé	174
1. Introduction	175
2. Tendances passées de la fourniture mondiale d'électricité et des investissements mondiaux dans le secteur électrique	177
3. Principaux moteurs de l'investissement dans les infrastructures électriques	181
4. Perspectives du secteur de l'électricité.	185
5. Principales incertitudes relatives à l'adéquation des investissements	200
6. Conséquences pour la structure du secteur et son financement. .	209
Notes	213
Bibliographie	213
Chapitre 4. Principaux déterminants de la demande future en infrastructures et en services de transport de surface	215
<i>par David Stambrook</i>	
Résumé	216
Le trajet à suivre	218
1. Principaux déterminants de la demande future en transports de surface	219
2. Besoins futurs en infrastructures de transport de surface	226
3. Effets des déterminants sur la demande à venir de transports de surface	236
4. Viabilité du modèle actuel d'infrastructures de transports de surface	250
5. Conclusions	253
Notes	256
Bibliographie	259
Annexe 4.A1. Acronymes – Définitions	262
Annexe 4.A2. Sources des données et modèle	263
Annexe 4.A3. Hypothèses de croissance économique	271
Annexe 4.A4. Prévisions du parc de véhicules routiers et du taux de motorisation.	273
Annexe 4.A5. Prévisions de l'utilisation des routes	275
Annexe 4.A6. Prévisions de constructions routières	277
Annexe 4.A7. Prévisions de constructions ferroviaires	279

Chapitre 5. Incidences du changement sur la demande à long terme d'infrastructures dans le secteur de l'eau	281
<i>par Richard Ashley et Adrian Cashman</i>	
1. Introduction	282
2. Tendances passées de l'investissement dans les infrastructures ...	293
3. Évolution de la demande d'eau et des infrastructures	303
4. Principaux éléments moteurs jouant sur l'évolution de la demande et des besoins d'investissement en matière d'infrastructures	326
5. Incidence des principaux éléments moteurs sur le niveau des investissements à venir dans les infrastructures	339
6. Incidence des principaux éléments moteurs sur la qualité et sur la structure des investissements à venir dans les infrastructures de l'eau	350
7. Changements envisageables pour assurer la viabilité des modèles commerciaux actuels	359
8. Résumé et conclusions	361
Bibliographie	364
Fiche descriptive : Rappel historique sur quelques pays	373
Annexe 5.A.1	404
Membres du Groupe de pilotage	407
Liste des tableaux	
1.1. Estimation des dépenses d'infrastructure annuelles moyennes dans le monde dans certains secteurs durant la période 2000-30	32
1.2. Tableau indicatif des interdépendances entre les infrastructures	35
2.1. Nombre d'abonnés au haut débit pour 100 habitants dans les pays de l'OCDE, par technologie, juin 2005	65
2.2. Répartition mondiale des points d'accès WiFi – Points d'accès commerciaux en 2004	66
2.3. Diffusion des télécommunications dans la population de la zone de l'OCDE	66
2.4. Diffusion des télécommunications en Chine	67
2.5. Diffusion des télécommunications en Inde	68
2.6. Diffusion des télécommunications au Brésil	68
2.7. Incidence des principaux déterminants sur la demande passée ...	69
2.8. Utilisation de l'Internet (septembre 2005) et statistiques démographiques mondiales	84
2.9. Tarifs internationaux de Skype, 2004	88
2.10. Revenu disponible par région, 2004	92
2.11. Évolution de la composition des réseaux d'infrastructure – Tous pays	98

2.12. Besoins annuels, à court terme, en matière d'investissement dans les télécommunications dans les pays en développement, 2005-10	101
2.13. Coûts du déploiement des réseaux tout-optique et des réseaux hybrides pour la boucle locale, États-Unis, avril 2005	103
2.14. Coûts de l'infrastructure cellulaire mobile UMTS-3G	105
2.15. Projection des dépenses d'investissement dans l'infrastructure projetées par nouvel abonné et des dépenses totales d'infrastructure à l'échelle mondiale	125
2.16. Estimations et projections du nombre d'emplois perdus dans l'ensemble des secteurs par suite des délocalisations aux États-Unis	137
2.17. Le pourcentage des dépenses de santé des personnes âgées de plus de 65 ans augmente	148
2.18. Modifications extrêmes aux infrastructures sous l'effet de substitution des télécommunications	154
2.A1.1. Degré (%) de numérisation du réseau téléphonique en 1990 dans certains pays de l'OCDE	165
2.A1.2. Vue d'ensemble des progrès de la numérisation (1980-91)	165
3.1. Production mondiale d'électricité	177
3.2. Hypothèses de croissance du PIB selon le scénario de référence	186
3.3. Consommation finale d'électricité par région selon le scénario de référence (TWh)	188
3.4. Évolution de la structure de la production d'électricité selon le scénario de référence (%)	190
3.5. Nouvelles capacités de production d'électricité et investissement total dans le secteur de l'électricité par région selon le scénario de référence, 2003-30	192
3.6. Investissements dans les réseaux électriques, par région et décennie, selon le scénario de référence, 2003-30	193
3.7. Variation de la consommation d'électricité par secteur dans le scénario alternatif par rapport au scénario de référence, 2030 (%)	196
3.8. Variation de la production d'électricité par source d'énergie avec le scénario alternatif par rapport au scénario de référence (TWh)	197
3.9. Investissements dans le secteur électrique par région selon le scénario alternatif, 2003-30	199
3.10. Part des investissements privés dans le secteur électrique par région en développement, 2004 (%)	212
4.1. Relations d'élasticité pertinentes	221
4.2. (Fay-Yepes) Estimation des infrastructures routières jusqu'en 2010	223
4.3. Prévision du taux de motorisation	225
4.4. Prévision de l'utilisation des équipements routiers	225
4.5. Besoins en nouvelles constructions routières	227
4.6. Besoins en nouvelles constructions ferroviaires	231

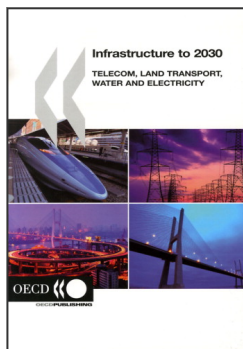
4.7. Relations significatives d'élasticité du transport de marchandises .	241
4.8. Relations significatives d'élasticité du transport de voyageurs. . .	242
5.1. Disponibilités d'eau dans les différentes régions du monde.	285
5.2. Pourcentage de la population bénéficiant de services de distribution d'eau et d'assainissement (2002)	285
5.3. Pourcentage des ménages dont le domicile est raccordé à un réseau d'eau potable et d'assainissement fiable.	286
5.4. Pourcentages de ménages raccordé à un réseau d'eau et d'assainissement dans les grandes villes.	286
5.5. Ratio avantages/coûts des interventions dans les régions en développement et en Eurasie	288
5.6. Coûts des infrastructures de distribution d'eau et d'assainissement : systèmes centralisés	295
5.7. Quantités d'eau utilisées au plan mondial (km ³)	298
5.8. Population desservie par les services de l'eau, 1994.	299
5.9. L'extraction d'eau souterraine dans quelques régions du monde. . .	302
5.10. Estimation des coûts annuels moyens d'investissement dans le secteur de l'eau d'ici à 2019.	314
5.11. Dépense consacrée aux services d'eau au Royaume-Uni.	315
5.12. Distribution d'eau et assainissement dans les pays d'EOCAC. . .	316
5.13. Besoins d'investissement estimés en Inde	320
5.14. Dépense consacrée à l'eau et à l'assainissement en pourcentage du PIB.	323
5.15. Dépollution et traitement des eaux usées : investissements et dépenses courantes dans différents pays, fin des années 90 . .	325
5.16. Dépenses prévues au titre des services de distribution d'eau et d'assainissement	363
5.A1.1. Évolution de la consommation d'eau des ménages dans les pays de l'UE	404
5.A1.2. Consommation domestique d'eau par habitant par an dans l'UE (m ³)	405

Liste des graphiques

1.1. Les axes représentant les principales incertitudes et les quatre scénarios qui en découlent	38
1.2. Le scénario de « mouvement perpétuel »	39
1.3. Infrastructures linéaires	40
1.4. Infrastructures urbaines durables	40
1.5. Prévision de l'évolution technologique des véhicules : principaux dispositifs anticipés	45
2.1. Abonnés aux services de télécommunications dans le monde. . .	63
2.2. Pénétration du haut débit (pour 100 habitants) dans les pays de l'OCDE – Accroissement net T2 2004-05, par pays	64

2.3. Dans les pays de l'OCDE, l'adoption du haut débit au cours des dix premières années a été plus rapide que celle des autres services	71
2.4. Abonnés au haut débit, pour 100 habitants, par technologie, dans les pays de l'OCDE, juin 2005.	74
2.5. Accessibilité et développement des télécommunications.	90
2.6. Croissance mondiale du nombre d'utilisateurs	93
2.7. La demande décolle à partir d'un certain niveau de prix – le sentiment de gratuité	94
2.8. DSL % disponibilité dans le G7	104
2.9. L'infrastructure à coût modéré jusqu'en 2015 – Une diversité de technologies, d'infrastructures et d'opérateurs	106
2.10. Réseau simplifié (21CN).	109
2.11. Projections de capacité pour la fibre avec multiplexage par répartition en longueur d'onde (WDM) et avec multiplexage temporel optique (OTDM)	112
2.12. Augmentation de la capacité de communication par satellite	114
2.13. Le coût d'infrastructure des autres technologies hertziennes est moins élevé.	115
2.14. Prolongation radio d'un point d'accès filaire	116
2.15. La future infrastructure composite optique/radio – Un réseau simple.	117
2.16. Un réseau interconnecté pour garantir la sécurité – Intégration proposée de multiples réseaux fondés sur les nouvelles technologies hertziennes pour créer une structure sécurisée unique.	120
2.17. Investissement moyen des pays de l'OCDE dans les télécommunications publiques en pourcentage de la formation brute du capital fixe (1990-2003)	122
2.18. Augmentation du nombre d'abonnés	123
2.19. La tendance dominante est au déploiement d'infrastructures moins coûteuses – Dépenses d'investissement par nouvel abonné en milliers d'USD – 1992-2003.	124
2.20. Conversion des réseaux d'accès optiques et radio à une infrastructure tout-IP	127
2.21. Principales divisions commerciales chez un opérateur de télécommunications et procédures commerciales fondamentales, dont certaines recouvrent parfois plusieurs domaines (facturation, par exemple)	129
2.22. Chaîne de valeur classique des opérateurs de télécommunications – Modèle générique	129
2.23. Il existe une nouvelle chaîne opérationnelle de services mobiles dans le domaine des communications cellulaires 3G, dans celui des nouvelles technologies hertziennes comme le WiFi et, sous une forme plus réduite, dans celui du 2.5G	132

2.24. Branches essentielles de l'arbre de pertinence	136
2.25. Dispersion des lieux de résidence et de travail induite par le télétravail et le téléachat	139
2.26. Arbre de pertinence pour le trafic voyageurs	144
2.27. Dépenses totales de santé en pourcentage du PIB	146
2.28. Assistance à domicile aux personnes âgées et fragiles au moyen des télécommunications	151
2.A1.1. Le WiBro – Faits essentiels et positionnement	170
3.1. Commandes de nouvelles capacités de production d'électricité à l'échelon mondial	178
3.2. Investissements des pays de l'OCDE dans le secteur électrique en pourcentage du PIB	179
3.3. Investissements dans le secteur électrique aux États-Unis	179
3.4. Augmentation moyenne annuelle de la puissance installée dans les pays en développement	180
3.5. Consommation mondiale finale d'électricité et produit intérieur brut	182
3.6. PIB mondial et croissance de la demande finale d'électricité selon le scénario de référence	187
3.7. Consommation finale d'électricité dans le monde par secteur selon le scénario de référence	188
3.8. Production mondiale d'électricité selon le scénario de référence	189
3.9. Part du gaz naturel dans la production d'électricité par région selon le scénario de référence	190
3.10. Besoins cumulés d'investissement dans le secteur électrique par région du monde selon le scénario de référence, 2003-30	193
3.11. Consommation mondiale d'électricité selon le scénario de référence et le scénario alternatif	195
3.12. Part des différentes sources d'énergie dans la production d'électricité selon le scénario de référence et le scénario alternatif	197
3.13. Variation des besoins d'investissement dans le secteur électrique par région, dans le scénario alternatif par rapport au scénario de référence, 2003-30	199
3.14. Ratio dettes/fonds propres du secteur électrique dans certains pays de l'OCDE	210
3.15. Investissements du secteur privé dans des projets d'infrastructures électriques réalisés dans les pays en développement, 1990-2003	211
5.1. Évolution prévue des prélèvements d'eau au plan mondial	305
5.2. Disponibilités d'eau au plan mondial	306
5.3. Dépense totale d'assainissement en pourcentage du PIB	324
5.A1.1. Habitudes de consommation de l'eau dans quelques villes européennes – Quantité totale d'eau fournie par habitant	404



Extrait de :

Infrastructure to 2030

Telecom, Land Transport, Water and Electricity

Accéder à cette publication :

<https://doi.org/10.1787/9789264023994-en>

Merci de citer ce chapitre comme suit :

Morgan, Trevor (2006), « Perspectives d'évolution des investissements mondiaux dans les infrastructures électriques », dans OCDE, *Infrastructure to 2030 : Telecom, Land Transport, Water and Electricity*, Éditions OCDE, Paris.

DOI: <https://doi.org/10.1787/9789264024014-4-fr>

Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE. Les opinions et les arguments exprimés ici ne reflètent pas nécessairement les vues officielles des pays membres de l'OCDE.

Ce document et toute carte qu'il peut comprendre sont sans préjudice du statut de tout territoire, de la souveraineté s'exerçant sur ce dernier, du tracé des frontières et limites internationales, et du nom de tout territoire, ville ou région.

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