



**Conseil économique
et social**

Distr.
GÉNÉRALE

ECE/ENERGY/2006/4
18 septembre 2006

FRANÇAIS
Original: ANGLAIS

COMMISSION ÉCONOMIQUE POUR L'EUROPE

COMITÉ DE L'ÉNERGIE DURABLE

Quinzième session
Genève, 28-30 novembre 2006
Point 7 de l'ordre du jour provisoire

**GROUPE D'EXPERTS CEE DE LA RÉGLEMENTATION ET DE
L'INVESTISSEMENT DANS L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ**

Note du secrétariat

INTRODUCTION

1. L'électricité domine l'ensemble de la consommation finale d'énergie, à l'exception des transports. Côté production, le secteur de l'électricité est le premier consommateur de charbon, et, de plus en plus, un consommateur important de gaz naturel. Dans un certain nombre de pays, on utilise même certaines quantités de pétrole pour produire de l'électricité. Dans la région de la CEE, plus de 60 % de l'électricité est produite à partir des combustibles fossiles, le reste venant de l'énergie nucléaire ou de sources d'énergie renouvelables telles que, principalement, l'énergie hydraulique.

I. OBJET DE LA NOTE

2. La région de la CEE dispose depuis longtemps d'un programme régional sur les questions relatives au secteur de l'électricité, dont l'objectif est de promouvoir le développement, l'interconnexion et l'intégration des secteurs de l'électricité de la région et d'aider les gouvernements à élaborer des politiques et réglementations nationales appropriées. Cependant, aucune activité n'a été entreprise dans le domaine de l'électricité depuis la dernière session du Groupe spécial d'experts de l'électricité tenue en novembre 2003, faute de personnel permanent affecté au programme de travail sur l'énergie. Dès avant 2003, les travaux consacrés aux problèmes de l'électricité avaient été considérablement réduits à la suite des réformes de la CEE de 1997. Compte tenu de cette situation et de la nécessité d'étudier toutes les possibilités de

mettre en œuvre le Plan de travail de 2005 pour la réforme de la CEE, le Comité de l'énergie durable devra se demander s'il convient de relancer le programme de l'électricité et, dans l'affirmative, dans quels domaines spécifiques.

3. Du fait de l'ouverture et de la libéralisation récentes des marchés de l'électricité et des restructurations qu'elles ont entraînées dans les industries et les entreprises de la région de la CEE, le caractère et la nature du secteur de l'électricité ont subi de profondes transformations. Il en a découlé un certain nombre de thèmes de réflexion, que le Comité de l'énergie durable devra prendre en considération lorsqu'il se prononcera sur la suite à donner à ce travail. Ces thèmes de réflexion, qui font l'objet des paragraphes ci-après, comprennent, entre autres, les investissements, la réglementation, l'utilisation de combustibles de remplacement, la compétitivité, les rapports entre les marchés financiers et la réglementation, et les interactions entre diverses composantes du marché de l'électricité de la région de la CEE.

4. Le bref tour d'horizon de certaines grandes questions afférentes au secteur de l'électricité, qui est proposé ci-après, est destiné à alimenter la réflexion des pays membres de la CEE et de leur permettre de se prononcer en connaissance de cause sur le mandat et les futures orientations possibles du travail éventuel de la Commission dans le domaine de l'électricité. Afin de faciliter cette décision, un groupe d'experts de la réglementation et des investissements dans le secteur de l'électricité sera organisé à l'occasion de la quinzième session du Comité de l'énergie durable. Le Groupe d'experts se réunira dans la matinée du 29 novembre.

II. ENJEUX ACTUELS DANS LE DOMAINE DE L'ÉLECTRICITÉ

5. Les coûts de production à l'unité, la disponibilité et les prix des combustibles de remplacement, l'évolution structurelle du marché, les investissements et le rapport avec les marchés financiers, l'amélioration des interconnexions transfrontières, les émissions de CO₂ et de SO₂, le maintien ou l'apparition de régimes de réglementation favorables aux entreprises, ainsi que la sécurité de l'approvisionnement sont autant d'enjeux importants qui préoccupent aujourd'hui les fournisseurs d'électricité. Les questions touchant à la demande, qui sont d'égale importance pour un fonctionnement efficace du secteur, concernent notamment l'amélioration de l'efficacité énergétique, une gestion active de la demande, en particulier lors des pics de consommation, une politique tarifaire efficace avec un minimum de subventions transversales, et la création de conditions offrant au consommateur un choix plus vaste moyennant des coûts de transfert faibles.

6. La réglementation du secteur de l'électricité est un des enjeux les plus importants et les plus complexes pour les compagnies de production, de transport et de distribution d'électricité, mais aussi pour les marchés financiers. Bien que la plupart des régimes de réglementation actuellement en place soient considérés comme efficaces et compatibles avec les mécanismes du marché, ils diffèrent considérablement d'un endroit à l'autre de la région de la CEE.

7. La différence de disponibilité, au niveau national, de combustibles utilisés pour produire de l'électricité ainsi que les différences de perspectives de croissance et d'équilibre entre l'offre et la demande au sein de la région de la CEE contribuent naturellement à cette différenciation entre les objectifs et les régimes de réglementation. Il en va de même pour les pays de l'Union européenne. Certains pays, tels que l'Allemagne, le Royaume-Uni et, dans une certaine mesure, la France, disposent, du moins à court terme, d'un excédent de capacité de production avec

des perspectives de croissance relativement faibles, alors que d'autres, tels que l'Espagne et la Finlande, jouissent de taux de croissance favorables qui les conduisent à construire de nouvelles centrales électriques. Certains des nouveaux pays membres de l'UE, tels que la République tchèque et la Pologne, enregistrent également des augmentations significatives de leur production et de leur consommation d'électricité. Ces différences expliquent, du moins partiellement, les différences d'objectifs et de pratiques en matière de réglementation entre les pays membres de l'UE.

8. On comprend mieux les disparités sous-régionales importantes s'agissant de l'état actuel et des perspectives du secteur de l'électricité au sein de la région de la CEE lorsqu'on compare les secteurs de l'électricité des États-Unis et de l'UE, deux marchés importants et très développés. Aux États-Unis, le secteur de l'électricité, encore dominé par les centrales au charbon et caractérisé par des réglementations relativement sophistiquées aux niveaux fédéral et des États, est, de loin, le plus gros marché de l'électricité de la région de la CEE. La politique tarifaire, qui repose sur une combinaison de contrats à long terme et de contrats sur le marché libre ou à terme, peut être considérée comme proche d'une tarification marginale à court et long terme qui, en théorie, devrait favoriser une répartition efficace des actifs et des rendements compétitifs des capitaux investis. En règle générale, les compagnies publiques et les opérateurs privés sont en mesure de maintenir leurs taux obligataires à long terme à des niveaux acceptables, ce qui est essentiel pour assurer la continuité du financement de nouvelles centrales électriques et de nouvelles infrastructures. Or, même dans ce marché très développé et efficace, des problèmes se sont posés, comme en témoignent la faillite du groupe Enron et les scandales financiers qui l'ont accompagnée et qui portaient, au moins en partie, sur des transactions commerciales dans le domaine de l'électricité, la panne générale du réseau électrique de l'Est des États-Unis et du Canada en 2003, et les problèmes de distribution rencontrés dans le courant de l'été 2006.

9. D'un autre côté, le secteur de l'électricité de l'UE est beaucoup plus diversifié et soumis à des changements structurels importants. À des degrés différents, à des rythmes différents et par des moyens différents, les pays de l'UE sont encore en train de s'adapter à l'ouverture et à la libéralisation des marchés de l'électricité et aux efforts entrepris par la Commission européenne pour créer un marché unique et efficace de l'électricité, instaurer les conditions d'une libre concurrence et parvenir à un équilibre réaliste sur le plan de la réglementation, non seulement entre l'harmonisation européenne et les réglementations nationales, mais aussi entre les différentes approches réglementaires des États et de leurs organismes de régulation, du moins en ce qui concerne les principaux aspects du secteur.

10. Dans le reste de la région de la CEE, l'état des marchés de l'électricité et, par conséquent, la nécessité de mettre en œuvre des approches réglementaires spécifiques, varient encore plus fortement. La situation dans ce domaine dépend dans une large mesure de la situation de l'économie en général, des perspectives de croissance, de l'état d'avancement des réformes de libéralisation des marchés et de l'évolution spécifique du secteur de l'électricité de chaque pays.

11. En général, les pays d'Europe du Sud-Est souffrent d'un manque d'efficacité de la production, de la transformation, du transport et de la distribution d'électricité, du caractère obsolète de leur parc de centrales électriques, de réseaux de transport et de distribution vieillissants et inefficaces, d'interconnexions transfrontières peu développées et d'investissements insuffisants. Les efforts actuellement menés avec l'appui de l'Union européenne pour développer un marché régional de l'électricité vont dans la bonne direction.

Ils doivent être prolongés par des mesures visant à renforcer l'efficacité à tous les niveaux de la chaîne de production, de transport et de distribution, à mettre en place des politiques tarifaires économiquement viables et à mobiliser les capitaux et les investissements. Les compagnies d'électricité d'Europe du Sud-Est sont handicapées principalement par des marges bénéficiaires et des retours sur investissement faibles, ainsi que par la situation économique relativement difficile qui règne dans la région.

12. Des efforts sont également en cours pour créer des marchés nationaux de l'électricité en Europe orientale et en Asie centrale. Deux initiatives majeures, le Conseil de l'énergie électrique de la CEI, créé en 1992, et le Conseil de coordination de l'électricité en Asie centrale, créé en juin 2005, ont pour objectif de créer des marchés régionaux de l'électricité dotés de compagnies parallèles efficaces couvrant la plupart des pays d'Europe orientale et d'Asie centrale, contribuant ainsi à la valorisation du potentiel de développement des échanges entre pays. Dans ce contexte, la production et la consommation d'électricité en Russie et au Kazakhstan ont progressé de 5 à 10 % au cours de la période 2002-2004, une tendance qui devrait se poursuivre. La croissance de la demande d'électricité attendue plus particulièrement dans ces deux pays nécessitera une modernisation des infrastructures et la création de moyens de production modernes et efficaces. L'immense compagnie russe d'électricité, RAO UES, prévoit d'investir plus de 15 milliards de dollars des États-Unis en Fédération de Russie au cours des 10 prochaines années en prévision de la croissance continue de la demande d'électricité. Le Traité récent instituant la Communauté énergétique de l'Europe du Sud-Est contribuera également à accélérer la création de marchés pan-nationaux de l'électricité et ouvrira de nouveaux débouchés aux pays signataires, tout en leur imposant des responsabilités. Il s'agit là d'une des premières expériences en matière de réglementation transnationale du secteur énergétique, puisque le Traité prévoit la création d'un conseil régional de réglementation de l'énergie. Les fonctions et attributions dévolues par le Traité sont en cours de développement. Cette évolution majeure aura un impact significatif sur le développement des marchés de l'électricité dans la région et sur la façon dont d'autres questions connexes essentielles, telles que les émissions de CO₂, la valorisation des sources d'énergie renouvelables et les coûts externes associés seront réglées.

13. Depuis 10 ans, la première des difficultés auxquelles ont dû faire face les compagnies et entreprises d'électricité de la région de la CEE a été de s'adapter à l'ouverture et à la libéralisation des marchés de l'électricité. La libéralisation des marchés a imposé une restructuration des marchés du gaz et de l'électricité. D'un côté, les gouvernements ont dû mettre en place des mécanismes juridiques et réglementaires afin de réguler le fonctionnement des marchés. De l'autre, l'évolution de la nature et des caractéristiques du marché a contraint les entreprises énergétiques à repenser leurs stratégies d'entreprise, leur philosophie opérationnelle et leurs orientations commerciales. En résumé, de nouvelles règles, réglementations et normes de comportement sont apparues et, dans une certaine mesure, apparaissent encore sur le marché de l'électricité.

14. Ces transformations, qui sont encore en cours, ont produit certains des avantages attendus de la libéralisation, notamment une concurrence plus ouverte et une plus grande liberté de choix pour le consommateur. Mais d'autres objectifs essentiels font encore débat, notamment la diminution des coûts et des prix de l'électricité, la réduction des barrières à l'entrée, l'ouverture totale des marchés nationaux et la durabilité des investissements.

15. La libéralisation des marchés accélère aussi la compétition pour le développement, et incite donc les compagnies d'électricité à rechercher des partenariats, des alliances, des fusions, des acquisitions et/ou la création d'entreprises nationales leaders. Ce processus de consolidation est alimenté par la convergence des secteurs de l'électricité et du gaz, qui produit l'apparition de compagnies multi-services. Dans ce nouvel environnement concurrentiel, les opérateurs les plus puissants, qui sont en mesure de répartir le risque au sein d'un marché à la fois vaste et diversifié, semblent mieux tirer leur épingle du jeu.

16. Même si elle ne figure pas encore en bonne place dans la hiérarchie des priorités de tous les pays membres de la CEE, la réduction, voire l'élimination en grande partie, des émissions de CO₂ et d'autres substances est appelée à jouer un rôle de plus en plus important dans l'action des gouvernements, des compagnies d'électricité et des agences de réglementation de l'électricité et de l'énergie en général. Le récent succès de l'introduction des échanges d'émissions de CO₂ au niveau de l'UE encouragera à n'en pas douter l'extension de ce système au nom de la poursuite des réductions d'émissions. Cette mesure a également fixé un prix aux réductions des émissions de CO₂. La valeur totale du marché des émissions dans les pays de l'UE a été estimée aux environs de 7 milliards d'euros en 2005. Les transactions ont porté sur environ 360 millions de tonnes, à un cours moyen d'environ 19 euros la tonne de CO₂. Il apparaît aujourd'hui évident que, moyennant un cadre réglementaire cohérent imposant des réductions beaucoup plus draconiennes et importantes des émissions, leur cours pourrait très facilement atteindre, voire dépasser, les 50 euros, une hausse qui devra nécessairement, en fin de compte, être supportée par les consommateurs.

17. Enfin, reste à trouver un consensus sur le cadre et les modèles de réglementation les plus appropriés dans l'actuel débat sur les coûts et avantages respectifs d'une réglementation incitative ou, au contraire, d'une réglementation basée sur le coût du service fourni.

III. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DANS LA RÉGION DE LA CEE

18. L'augmentation de la production d'électricité dans la région de la CEE s'est établie en moyenne à environ 1,6 % par an entre 2002 et 2004, mais elle a été beaucoup plus faible en Amérique du Nord (0,9 % par an) qu'en Europe et en Eurasie (2,2 % par an). Parmi les plus gros producteurs, seules l'Allemagne (2,2 %) et la Fédération de Russie (2,2 %) ont enregistré des taux de croissance supérieurs à 2 % par an. Dans le même temps, la production mondiale d'électricité s'est accrue à un rythme moyen de 3,8 % environ, soit plus de deux fois plus rapidement que les pays de la CEE. Sur les 9 735 térawattheure (TWh) d'électricité produits dans la région de la CEE en 2004, les États-Unis en ont produit la part la plus importante, avec 43 %, suivis de la Fédération de Russie (environ 10 %), de l'Allemagne, de la France et du Canada (environ 6 %).

19. Du fait de la faiblesse relative de sa croissance par rapport au reste du monde, la production d'électricité de la région de la CEE a vu sa part dans la production mondiale reculer de deux points de pourcentage entre 2002 et 2004, passant de 58 % à 56 %. On s'attend à une poursuite de cette tendance dans un avenir prévisible.

20. L'expérience chinoise est le meilleur exemple de la forte croissance de la demande d'électricité dans les pays émergents. En deux ans, de 2002 à 2004, la production d'électricité de la Chine s'est accrue d'environ 540 TWh, soit une augmentation pratiquement équivalente à la

production annuelle d'un pays comme la France (572 TWh en 2004) ou l'Allemagne (607 TWh en 2004), et de 35 % supérieure à la production annuelle du Royaume-Uni (400 TWh en 2004).

IV. COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LA RÉGION DE LA CEE

21. À la suite de l'ouverture et de la libéralisation des marchés de l'électricité au cours des 20 dernières années, le commerce de l'électricité, particulièrement dans les grands pays de la région de la CEE, a augmenté dans des proportions spectaculaires. Des bourses nationales, voire régionales, de l'électricité se sont mises en place dans un nombre important de pays de la CEE. En règle générale, les transactions s'effectuent dans les cadres standards suivants: ventes au jour le jour (marché du disponible), ventes à terme, ventes à terme avec options et compensations pour les ventes de gré à gré. Si le principal objectif des contrats sur disponible est de fournir physiquement de l'électricité, un jour à l'avance, à la fois pour une charge de base et pour une charge de pointe, les contrats à terme et les contrats à terme et options sont utilisés presque exclusivement pour limiter les risques et comme mécanismes de couverture assortis d'arrangements financiers prévoyant des contreparties et une gestion du risque financier.

22. Toutes les opérations qui ne répondent pas aux spécifications de ces contrats d'échange types sont appelées transactions de gré à gré. Il s'agit de certains échanges assortis de services de compensation. Par exemple, à la bourse scandinave Nord Pool, qui regroupe la Suède, le Danemark, la Finlande et la Norvège, et qui est un des marchés mondiaux de l'électricité les plus développés, le volume des transactions est généralement de neuf fois supérieur à la consommation annuelle d'électricité de ces quatre pays. Mais en raison de la méfiance des marchés et des risques d'insolvabilité, toutes les bourses de la région de la CEE ne sont pas en mesure de générer des volumes de transactions aussi importants que ceux de Nord Pool. Un autre exemple qui illustre les dimensions du marché de l'électricité est celui des États-Unis, où le volume des transactions pour l'année 2004 a avoisiné les 70 % de la production d'électricité.

23. La création de bourses nationales de l'électricité dans la région de la CEE a non seulement contribué au développement du commerce de l'électricité, mais aussi à celui de l'utilisation des contrats sur disponible. Ceci s'explique peut-être en partie par le fait que l'achat de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou en cogénération est obligatoire, ou par des règlements nationaux favorables aux transactions boursières. En tout état de cause, sur les grandes places boursières européennes, le volume des transactions, notamment des ventes de disponible, a augmenté dans des proportions considérables au cours des dernières années. En 2005, c'est en Espagne, en Italie et dans les pays de Nord Pool que le rapport des transactions sur disponible à la consommation nationale annuelle d'électricité a été le plus élevé, avec respectivement 95 %, 63 % et 45 %. En Allemagne et aux Pays-Bas, ce rapport a été plus modeste, avec respectivement 17 % et 14 %. Sur les places boursières des autres pays, le volume des transactions sur disponible est encore négligeable (4 % en France, ou encore 3 % au Royaume-Uni). Dans le même temps, en dépit de la création de quatre bourses de l'électricité au moins, les ventes d'électricité par transaction boursière demeurent pratiquement inexistantes dans les nouveaux États membres de l'UE.

24. Lorsqu'ils existent, les contrats les plus recherchés sur les bourses de l'électricité de la région de la CEE sont les contrats à terme. Ils offrent en effet une couverture efficace et permettent une bonne gestion des risques, avec des avantages potentiels à la fois pour le vendeur et pour l'acheteur. Lorsqu'ils seront devenus faciles d'accès, notamment en Espagne et en Italie,

où pour l'heure seuls des contrats sur disponible sont négociés, leur utilisation devrait connaître un développement rapide. Dans certains pays, tels que l'Allemagne et les pays scandinaves, pour des raisons historiques, réglementaires et d'infrastructure, l'activité commerciale est dominée par les ventes de gré à gré (fourniture physique).

25. Contrairement au marché du gaz naturel, lui aussi en voie de libéralisation, qui connaît des volumes de transactions importants, le marché de l'électricité de la région de la CEE se heurte depuis 10 ans à un certain nombre d'obstacles tels que l'insuffisance de liquidités, l'absence de marchés à terme suffisamment développés et parfois même l'absence de prix physique de référence. Plusieurs pays ont entrepris des efforts pour adapter leur réglementation de façon à résoudre ces problèmes essentiels.

26. La fragmentation du marché de l'électricité a fait naître des différences considérables entre les cours au jour le jour et les prix de vente à long terme. L'apparition de ces disparités a coïncidé avec les récentes hausses importantes des prix de l'électricité qui ont suivi l'envolée des cours du pétrole. Ainsi, en 2006, dans certaines régions des États-Unis, les prix de détail de l'électricité ont atteint des niveaux record, dépassant les 13 cents le kilowattheure (kWh) pour l'industrie et les 18 cents le kWh pour les particuliers, alors que les moyennes nationales étaient inférieures, respectivement à 6 et 9 cents le kWh en 2004. Mais en moyenne, le prix de l'électricité aux États-Unis n'a augmenté que modestement depuis 1993, année au cours de laquelle les entreprises et les particuliers ne payaient respectivement que 4,8 et 8,3 cents le kWh.

27. Les prix de l'électricité ont aussi augmenté en Europe et en Eurasie en 2005, répercutant la hausse des cours du pétrole. Ainsi, les prix non pondérés du marché libre des pays de l'UE ont, en moyenne, progressé de 57 % en 2005, alors que les prix pondérés des volumes ont augmenté de 21 %¹. Les prix du marché libre et les prix de détail de l'électricité ont poursuivi leur progression au cours du premier semestre de l'année 2006.

V. OUVERTURE ET LIBÉRALISATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LA RÉGION DE LA CEE

28. Beaucoup de gouvernements de pays de la CEE travaillent activement à l'ouverture et à la libéralisation de leurs marchés de l'électricité, certains depuis plus de 20 ans. Pendant longtemps, on a pensé que les secteurs du gaz naturel et de l'électricité se caractérisaient par des économies d'échelle importantes, donnant lieu à des barrières à l'entrée et à des situations de monopole. Les gouvernements étaient donc obligés d'intervenir directement dans ces secteurs, soit par la régulation, soit dans le cadre d'entreprises publiques. Depuis 20 ans, on observe une évolution de ce grand principe politique au profit de l'idée selon laquelle les fonctions de production et de commercialisation de l'électricité peuvent très bien être privatisées et ouvertes à la concurrence, alors que les fonctions de transport et de distribution doivent continuer à être réglementées, fût-ce sous de nouvelles formes (par exemple par des agences de réglementation indépendantes). Si des progrès considérables ont été accomplis dans ce domaine, la question de la réglementation des prix et des tarifs, malgré une tendance à l'assouplissement, est toujours controversée, entre un plafonnement des prix ou des règles incitatives, d'une part, et un système

¹ Moyenne établie pour les pays scandinaves, l'Allemagne, l'Espagne, l'Italie, les Pays-Bas, la France, le Royaume-Uni et l'Autriche.

de régulation plus traditionnel basé sur les taux de rentabilité ou le prix de revient majoré, d'autre part.

29. Le principal objectif de la libéralisation des marchés de l'énergie est de promouvoir une plus grande efficacité économique sur le marché. Du point de vue des autorités publiques, il importe que les ressources soient réparties efficacement dans l'économie, que les consommateurs aient un choix aussi large que possible, à la fois de combustible et de sources d'approvisionnement, et que les prix à la consommation soient stables et «justes», à l'abri de tout pouvoir excessif du marché. Du point de vue du fournisseur d'énergie, qui peut être une compagnie énergétique privée, il importe que les prix de l'énergie soient suffisamment élevés pour amener les investisseurs à financer le développement de nouvelles sources d'approvisionnement, et que les taux de pénétration des différents combustibles et des différentes sources d'approvisionnement sur les marchés ne soient pas amoindris par des obstacles artificiels ou par des barrières à l'entrée.

30. Au stade actuel, les bienfaits de l'ouverture et de la libéralisation des marchés de l'électricité de la CEE sont difficiles à évaluer. Compte tenu de la versatilité des marchés internationaux de l'énergie et du niveau élevé et de l'instabilité des cours, il n'est pas aisé de déterminer quelle a été l'influence de la libéralisation des marchés sur l'évolution des coûts et des prix de l'électricité. De même, il est difficile de savoir si le secteur de l'électricité, une fois restructuré, sera mieux à même de réaliser les investissements considérables dont il aura besoin pour remplacer les centrales vieillissantes ou se doter en temps voulu de nouvelles capacités. C'est là une question très importante, particulièrement dans des pays tels que les États-Unis, où la construction de centrales électriques est financée directement par les marchés financiers sous la forme d'émissions d'obligations, et où la prévisibilité du contexte économique et financier constitue une condition *sine qua non* d'une bonne évaluation financière.

31. Pour des raisons historiques, politiques, financières et réglementaires, la part des différents combustibles utilisés dans la production d'électricité varie considérablement d'un pays de la CEE à l'autre. Dans certains pays (États-Unis), le charbon constitue encore le premier des combustibles utilisés pour produire l'électricité. Dans d'autres, c'est le nucléaire (France) ou le gaz naturel (Fédération de Russie). Même le pétrole est utilisé dans certains pays, comme l'Italie. Nul doute que l'évolution des régimes de réglementation des pays membres continuera à avoir une incidence sur le choix des différents combustibles qui alimenteront les nouvelles capacités de production d'électricité.

32. Bien que les centrales au gaz naturel jouissent actuellement d'un avantage compétitif dans beaucoup de pays de la CEE, le choix du combustible de remplacement appelé à alimenter les nouveaux moyens de production ne va pas de soi. Malgré l'intérêt renouvelé pour le nucléaire, il apparaît que les centrales nucléaires sont handicapées par des coûts élevés liés à la fois à l'importance des investissements requis en amont et à la longueur des délais nécessaires à l'obtention des autorisations réglementaires. Des informations plus fiables sur la compétitivité des centrales nucléaires seront disponibles une fois que les quelques centrales actuellement en construction auront été mises en service. Les dépenses d'équipement peuvent se chiffrer à 3 000 dollars des États-Unis par kWh de puissance installée pour une centrale nucléaire, alors qu'elles ne s'élèvent généralement qu'à 600 ou 700 dollars par kWh pour une centrale au gaz à cycle combiné.

33. Bien que moins coûteuses en termes de dépenses d'équipement, les centrales classiques au charbon, dont les taux d'efficacité sont de 35 à 45 %, seront de moins en moins acceptables du point de vue de la protection de l'environnement. Les efforts entrepris pour porter le niveau d'efficacité de ces centrales au-delà des 50 % et internaliser, en particulier, le coût des émissions de CO₂, notamment en les captant et en les stockant, nécessiteront des dépenses d'équipement supplémentaires importantes qui viendront alourdir les coûts d'exploitation.

34. Alors que les centrales électriques au gaz jouissent actuellement d'un net avantage compétitif du fait de la faiblesse relative des investissements initiaux, leur coût d'exploitation tend à être supérieur à celui des centrales nucléaires et, dans une certaine mesure, à celui des centrales au charbon. Le coût du gaz naturel, qui reste indexé sur les cours du pétrole, entre pour une bonne part dans la composition des coûts d'exploitation. Cependant, le niveau élevé du prix du gaz naturel ne semble pas pour l'heure dissuader les investisseurs et les exploitants de mettre en service de nouvelles centrales au gaz.

35. Comme indiqué précédemment, un facteur important susceptible d'influencer le choix des combustibles qui seront utilisés pour produire de l'électricité est le respect de l'environnement. Sur ce point, le charbon comme le nucléaire sont désavantagés, mais pour des raisons différentes. La récente introduction des échanges (et donc de la cotation) des émissions de CO₂ dans l'Union européenne illustre clairement les difficultés techniques et financières que pourraient rencontrer les exploitants de centrales électriques au charbon. Même si le cours actuel d'une tonne d'émissions de CO₂, situé aux alentours des 25 euros, est considéré comme relativement bas et pourrait, en conséquence, grimper jusqu'à 100 euros la tonne au fur et à mesure que des objectifs de réductions des émissions de plus en plus ambitieux seront fixés, il tend d'ores et déjà à plomber les profits réalisés par les exploitants de centrales électriques au charbon. Ainsi, dans une étude réalisée pour l'année 2004, la Royal Academy of Engineering a estimé que le coût total de la production d'électricité dans les centrales au charbon à pulvérisation de vapeur au Royaume-Uni doublerait, passant de 2,5 pence par kWh à 5 pence par kWh, avec une interdiction totale des émissions de CO₂ au cours de 30 livres la tonne de CO₂. À un coût d'émissions de CO₂ identique, les centrales à turbine à gaz à cycle combiné, considérées comme la source d'électricité la moins coûteuse, avec des coûts situés aux environs de 2,2 pence par kWh, resteraient la source d'électricité la plus compétitive, malgré un surcoût à la production compris entre 1,1 et 1,2 pence par kWh². Cependant, il n'est pas exclu que certaines nouvelles technologies, telles que le captage et le stockage du carbone et la plate-forme pour des «émissions zéro», qui est appuyée par la Commission européenne et devrait donner naissance à des procédés commercialement viables d'ici à 2020, permettent d'améliorer la compétitivité des centrales à charbon sur le marché de l'électricité.

VI. RÉGLEMENTATION ET INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

36. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), si la tendance actuelle se confirme, le monde devra investir 16 trillions de dollars dans les 30 prochaines années pour maintenir et développer son approvisionnement en énergie. La production, le transport et la distribution d'électricité absorberont à eux seuls près de 60 % de cette somme, soit près de 10 trillions de

² Royal Academy of Engineering, *The Cost of Generating Electricity*, Londres, 2004.

dollars, également répartis entre la production d'une part, et le transport et la distribution d'autre part. L'AIE estime par ailleurs que quelque 4 trillions de dollars devront être investis dans la région de la CEE au cours des 30 ans à venir, répartis à peu près également entre la production, le transport et la distribution. Le financement de ces investissements représente un réel défi. La mobilisation des capitaux nécessaires passe par un contexte favorable aux entreprises, par des performances macroéconomiques satisfaisantes et par la mise en place d'un cadre réglementaire prévisible, équitable, transparent et efficace.

VII. CAPACITÉ D'ADAPTATION EN CAS DE CRISE DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

37. Alors que l'évolution potentielle des prix, des investissements et des techniques dans le nouveau cadre réglementaire qui apparaît dans la région de la CEE a fait l'objet d'une attention et d'analyses approfondies, on s'est beaucoup moins préoccupé de renforcer la capacité d'adaptation du secteur de l'électricité aux crises de l'offre et de la demande et aux incidents majeurs. Le secteur de l'électricité a été et demeure vulnérable face aux hausses brutales des cours du pétrole brut et du gaz naturel, à la mise hors service potentiellement massive de centrales nucléaires, à l'internalisation potentielle des coûts des émissions de CO₂, à l'introduction de mécanismes d'échange d'émissions de CO₂ et à des contraintes financières possibles, telles que la pénurie de crédit du début de la décennie.

38. De tels événements sont susceptibles de contraindre le secteur de l'électricité à augmenter la courbe de l'approvisionnement et à réduire sa production potentielle à n'importe quel prix donné. Ils peuvent également exacerber les problèmes liés à la disponibilité de capacités de réserve et à la vulnérabilité du système. Faute d'une capacité d'adaptation suffisante aux chocs éventuels, le seul mécanisme disponible est celui des prix, qui tire généralement les prix de l'électricité à la hausse.

VIII. GROUPE D'EXPERTS CEE DE LA RÉGLEMENTATION ET DE L'INVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

39. L'objectif du Groupe d'experts est de passer en revue et d'examiner avec les membres du Comité de l'énergie durable les problèmes de réglementation et d'investissement les plus urgents du secteur de l'électricité de la région de la CEE. Un objectif annexe est d'aider les membres à décider des futures orientations à donner aux travaux de la CEE dans le domaine de l'électricité.

40. Les responsables économiques et gouvernementaux suivants participeront au Groupe d'experts:

- M. Paul Bulteel, Secrétaire général, Eurelectric, Bruxelles (Belgique)
- M. John W. Gulliver, Directeur de l'énergie, Pierce Atwood LLP, Portland (États-Unis)
- M. David Haldearn, Directeur des affaires européennes, OFGEM, Londres (Royaume-Uni)

- M. Sergey Novikov, Directeur, Service fédéral de la tarification, Moscou (Fédération de Russie)
- M. Andrew Steel, Directeur exécutif, responsable de l'énergie, Utilities & Project Finance, Fitch Ratings, Londres (Royaume-Uni)
- M. Branko Terzic, Global & US Regulatory Policy Leader, Energy & Resources, Deloitte Services LP, Washington DC (États-Unis), Président du Groupe d'experts
- M. Yuriy Udaltsov, Directeur de la réglementation, RAO UES, Moscou (Fédération de Russie)
- M. Jorge Vasconcelos, Président, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos/Autorité de réglementation des services énergétiques (ERSE) (Portugal) (ex-Président du Conseil des responsables européens de la réglementation énergétique)
- M. Helmut Warsch, Conseiller principal, Areva (Allemagne) (anciennement Framatom et Siemens)

IX. PROGRAMME DE TRAVAIL SUR UNE ÉLECTRICITÉ EFFICACE ET PROPRE PRODUITE À PARTIR DE COMBUSTIBLES FOSSILES

41. Les délégués qui assisteront à la prochaine session annuelle du Comité de l'énergie durable seront invités à examiner et déterminer les futures orientations et activités du programme de travail de la CEE sur l'électricité, mais aussi sur le charbon, sur la base des propositions contenues dans le document intitulé «Response by the Committee on Sustainable Energy to the Work Plan on ECE Reform» («Réponse du Comité de l'énergie durable au Plan de travail pour la réforme de la CEE») (ECE/ENERGY/2006/12). Les discussions consacrées à la réglementation et aux investissements dans le secteur de l'électricité, prévues pour le matin du 29 novembre 2006, devraient aider les membres du Comité dans cette tâche. Les délégués devront par ailleurs être conscients du fait que les décisions devront être prises en tenant compte du Plan de travail pour la réforme de la CEE, adopté par la Commission le 2 décembre 2005 (E/ECE/1434/Rev.1). Les propositions du Comité devront ensuite être approuvées par le Comité exécutif de la CEE récemment constitué.
