

# Électricité et Climat

■ Jean-Pierre HAUET

*Président ISA-France*

*Membre du Comité de Publication REE*

*Membre Senior 2004 de la SEE*

*Consultant KB Intelligence*

## Mots clés

Énergie,  
Climat,  
Thermodynamique,  
Électricité,  
Gaz,  
Charbon,  
Nucléaire,  
Économies d'énergie,  
Énergies renouvelables,  
Émissions,  
CO<sub>2</sub>,  
Quotas

Le rôle joué par l'électricité dans le progrès économique et social n'est contesté par personne. Reine de l'Exposition Universelle de Paris de 1900, l'électricité a rendu possible au cours du siècle passé le développement économique des nations aujourd'hui industrialisées. Après la deuxième guerre mondiale, les centrales du Plan Monnet ont permis à la France de sortir de l'ornière de la pénurie. Pendant les Trente Glorieuses, de 1946 à 1976, la consommation d'électricité française a cru au taux moyen annuel de 7,5 %, légèrement supérieur au rythme du doublement en dix ans et proche de la croissance que connaît aujourd'hui l'électricité en Chine dont la consommation moyenne par habitant est à présent celle que nous connaissons en 1960 (1 600 kWh/habitant et par an). De nos jours, dans les pays les moins avancés, l'accès à l'électricité reste un préalable indispensable à tout développement économique et à la satisfaction des besoins essentiels, sur les plans alimentaires et sanitaires notamment.

En 1974, après le premier choc pétrolier, l'électricité a apporté à la France par le canal du programme nucléaire une réponse de grande ampleur à la recherche d'une plus grande sécurité et d'une plus grande stabilité dans nos approvisionnements. Économies d'énergie, diversification des approvisionnements, développement de l'énergie nucléaire étaient les trois grands piliers d'une politique énergétique dont les finalités étaient d'assurer la sécurité des approvisionnements et d'alléger le poids de nos importations de pétrole.

Aujourd'hui, l'électricité revient sur le devant de la scène en tant qu'acteur principal du débat sur le changement climatique. L'électricité est-elle bonne pour le climat ? Beaucoup s'inquiètent de la croissance rapide des émissions des centrales à charbon chinoises et indiennes, d'autres pensent que la solution réside dans les énergies éolienne ou photovoltaïque, d'autres, enfin, pensent que

## L' E S S E N T I E L

L'électricité sous-tend le développement économique et contribue au bien-être de l'être humain. Toutefois sa responsabilité dans les émissions actuelles de gaz à effet de serre est patente et risque fort d'aller en s'accroissant avec le retour du charbon et la mise en service d'un nombre impressionnant de nouvelles centrales, notamment en Chine.

L'électricité est-elle une menace ou une planche de salut pour le climat ?

L'article préconise une approche thermodynamique des problèmes climatiques et montre comment, par une optimisation globale du système électrique, il est possible d'envisager des scénarios qui soient compatibles avec les exigences du climat. Il met en garde contre l'excès d'optimisme sur certaines solutions (capture du carbone notamment) et rappelle que l'énergie nucléaire reste, avec l'efficacité énergétique, la seule solution industriellement éprouvée de grande ampleur permettant de réduire les émissions.

*In fine*, l'article souligne que la lutte contre le réchauffement climatique est une affaire de surcoût économique et s'interroge sur la capacité des mécanismes de marché à traiter convenablement un problème de long terme relevant de l'intérêt général.

## S Y N O P S I S

Electricity underpins economic development and contributes to the welfare of human beings. But its responsibility in current emissions of greenhouse gases is evident and is likely to go on increasing with the return of coal and the putting into service of an impressive number of new power plants, especially in China. Is electricity for the climate a threat or sheet anchor? The article calls for a thermodynamic approach of the climate problems and how, thanks to a comprehensive optimization of the electrical system, it is possible to imagine scenarios that are compatible with the climate constraints. It warns against excessive optimism on some solutions (notably carbon capture) and recalls that nuclear energy remains, with energy efficiency, the only industrially proven large scale solution to reduce emissions. Finally, the article stresses that the fight against global warming is a matter of incremental costs. It questions the capacity of market mechanisms to adequately address the climate issue which is a long-term one relating to general interest.

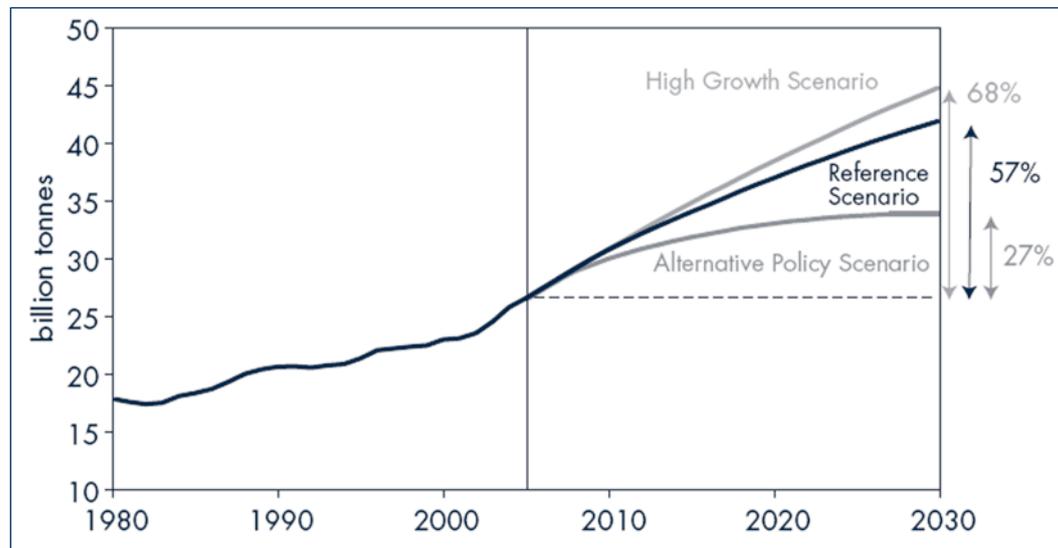


Figure 1. Évolution des émissions de CO<sub>2</sub> selon les scénarios de l'AIE.  
Source : AIE World Energy Outlook 2007.

l'avenir est dans l'énergie qu'on ne consomme pas, les « négawatts », selon le terme consacré depuis 2002 par l'association du même nom.

Le présent article s'efforce d'apporter quelques éléments de réponse à ce débat difficile.

## 1. Le développement de la production d'électricité pose aujourd'hui un problème majeur

Le but de cet article n'est pas de discuter le bien-fondé des conclusions admises par la quasi-totalité des experts quant à l'origine très probablement anthropique de la dérive des températures observée depuis plus d'une centaine d'années. Nous reprenons à notre compte les conclusions des derniers rapports du GIEC<sup>1</sup> auxquels le lecteur pourra se reporter en tant que de besoin. Nous considérons comme acquis que l'augmentation de la teneur de l'atmosphère en gaz à effet de serre, pour l'essentiel du CO<sub>2</sub>, entraînera avec une très forte probabilité, une hausse des températures de surface de l'ordre de 0,2°C par décennie sur les 20 ans à venir (en complément des 0,74°C déjà observés, en moyenne, sur la période 1906-2005), avec le risque de voir la dérive climatique prendre des proportions beaucoup plus importantes d'ici la fin du siècle si les émissions de gaz carbonique ne sont pas très sensiblement réduites.

Or on sait que la tendance n'est pas aujourd'hui au ralentissement des émissions. On rappelle sur la figure 1 les prévisions de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) publiées dans le World Energy Outlook de 2007. Dans les trois scénarios, traités selon le World Energy

Model mis au point par l'AIE avec divers organismes scientifiques, la stabilisation des émissions n'est atteinte dans aucun cas, sachant que cette seule stabilisation ne serait pas suffisante à enrayer la dérive climatique.

Le scénario de référence, qui peut-être considéré comme un scénario tendanciel basé sur les politiques actuelles des gouvernements, conduit d'ici 2030 à une très forte augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> qui passeraient de 26,6 Gt en 2005 à 41,9 Gt en 2030, avec un risque de dérive encore plus forte en cas de croissance économique durablement soutenue en Chine et en Inde (High Growth Scenario). Le scénario dit « Alternative Policy Scenario » suppose l'adoption des politiques additionnelles que les gouvernements envisagent actuellement avec plus ou moins de volontarisme de par le monde. Ces politiques restent insuffisantes pour atteindre l'objectif de réduction des émissions qui serait nécessaire à l'horizon 2030 pour stabiliser la dérive climatique aux environs de + 2,0 à 2,4° C (par rapport à l'équilibre préindustriel). Même si un certain plafonnement des émissions apparaît à compter de 2015, le compte n'y est pas en 2030 et les émissions de CO<sub>2</sub> y atteignent encore 33,9 Gt/an.

Exprimé en termes de dérive climatique chacun de ces scénarios peut se traduire par les chiffres du tableau 1 dérivés des travaux du GIEC et de l'AIE.

Ces chiffres devraient être accompagnés de leur fourchette d'incertitude qui, pour autant qu'on puisse l'estimer, demeure relativement large. Ils montrent cependant que le monde n'est pas loin de se trouver dans une impasse. Dès lors, la seule façon de s'en sortir est, selon certains, de changer radicalement de style de vie et d'entrer dans une nouvelle civilisation, celle de la croissance

<sup>1</sup> GIEC (ou IPCC en anglais) : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat - <http://www.ipcc.ch/>

Scénario	Concentration de CO <sub>2</sub> dans l'atmosphère en résultant (niveau de stabilisation en ppm)	Concentration de CO <sub>2</sub> e dans l'atmosphère en résultant (niveau de stabilisation en ppm)	Horizon de stabilisation des émissions de CO <sub>2</sub>	Élévation probable de température (en °C)
Reference Scenario	660	855	2060	4.9
Alternative Policy Scenario	450	550	2025	3.0
High Growth Scenario	790	1130	2090	6.1

Tableau 1. Incidence des différents scénarios de l'AIE sur l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> et sur l'élévation des températures en résultant.

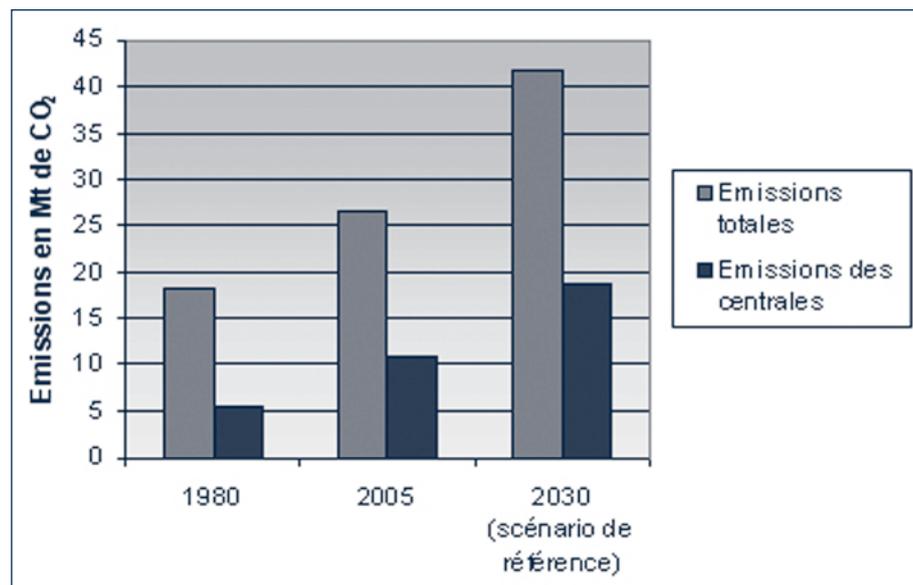


Figure 2. Évolution des émissions des centrales électriques sur la période 1980-2005. Sources : EIA et AIE.

écologique où le bien-être des êtres humains serait fondé sur d'autres valeurs que celles de la consommation des biens matériels et laisserait davantage de place à celles du savoir, de l'éducation et de l'information.

Le problème est que, hormis le cas de communautés restreintes, il n'existe aujourd'hui aucun modèle de référence d'une telle croissance et que, si croissance écologique il y a, elle reste à inventer et à faire accepter par les populations, notamment par les pays en développement qui estiment légitime de calquer leur développement sur celui des pays les plus développés et par les pays les moins avancés qui ne sortiront pas de la pauvreté par un PIB virtuel et angélisé.

## 2. Dans ce panorama plutôt sombre l'électricité doit-elle plaider coupable ?

*A priori* oui, dans la mesure où la production d'électricité est à l'origine d'une part fortement croissante des émissions de CO<sub>2</sub> dans le monde. Sa part dans les émis-

sions mondiales de CO<sub>2</sub> est passée de 31 % en 1980 à 41 % en 2005, cependant que le volume des émissions passait de 5,4 à 10,9 Gt (figure 2).

Dans le scénario de référence de l'AIE, la part des centrales de production d'électricité dans les émissions totales pourrait passer à 45 % en 2030, cependant qu'en valeur absolue elles croîtraient de 10,9 Gt à 18,7 Gt en 2030.

Dans cette croissance extrêmement rapide et tout à fait contraire aux orientations préconisées par le GIEC, la Chine et l'Inde jouent évidemment un rôle primordial. La Chine, en particulier, a mis en service en 2006 quelques 100 000 MW de puissance électrique additionnelle dont 85 % environ au charbon soit en moyenne deux centrales à charbon par semaine : l'une de 1 000 MW, l'autre de 600 MW<sup>2</sup>. À ce rythme, la Chine accroît en un an de 500 Mt ses émissions de CO<sub>2</sub>, soit plus que ce que l'Europe des 27 dans son ensemble se propose d'économiser d'ici 2020. Cette situation est d'autant plus préoccupante qu'elle engage l'avenir. Les centrales mises en

<sup>2</sup> Source : Hervé Machenaud - EDF - Forum Mondial du Développement Durable 2007.

service aujourd'hui le seront pour au moins 30 ans et ce ne sont pas les progrès de rendement réalisés par les centrales supercritiques ou ultrasupercritiques au charbon qui apportent une réponse appropriée puisque, dans le meilleur des cas, leur facteur d'émission demeure supérieur ou égal à 700 g de CO<sub>2</sub>/kWh.

### 3. Se méfier des statistiques

L'électricité, et le charbon qui l'accompagne, se trouve d'autant plus mise sur la sellette que rien dans les statistiques ne plaide en sa faveur. Si l'on considère l'énergie finale, telle qu'elle est aujourd'hui comptabilisée selon les conventions généralement admises, l'électricité ne pèse que pour 16,3 % de la consommation mondiale (2005), 20 % dans les pays de l'OCDE (2005) et 20,9 % en France (2006). Nous sommes loin des 41 % des émissions dont elle est en moyenne responsable.

Si l'on considère la production d'énergie primaire, en France en particulier, les statistiques montrent que la production d'électricité d'origine nucléaire est responsable de 86 % des pertes intervenant entre énergie primaire et consommation finale.

La raison en est que l'on comptabilise l'électricité dans la consommation finale pour son équivalent thermique (1 MWh = 0,086 tep) alors que dans la consommation d'énergie primaire intervient un rendement de production pris forfaitairement égal à 0,33 pour les centrales nucléaires (1 MWh = 0,2606 tep), à 0,1 pour les centrales géothermiques (1 MWh = 0,86 tep) et à 1,0 pour les autres formes d'énergies renouvelables (1 MWh = 0,086 tep). Ces dispositions, adoptées en France depuis 2001, constituent un pis-aller pour essayer de concaténer l'électricité avec d'autres formes d'énergie qui ne sont pas pour la plupart directement assimilables à du travail. Mais elles ont des effets secondaires bizarres et diminuent la lisibilité des politiques.

On observe, par exemple, entre 2004 et 2005 et entre 2005 et 2006, que les consommations d'énergie primaire et les consommations d'énergie finale ont évolué en France en sens opposé (tableau 2). Que faut-il en penser du point de vue de l'intérêt général ?

	2005/2004	2006/2005
Consommation d'énergie primaire	+ 0,2 %	- 0,3 %
Consommation d'énergie finale	- 0,2 %	+ 0,6 %

Tableau 2. Évolution des consommations d'énergie en France (corrigées de climat).

Source : Observatoire de l'énergie.

Considérons à présent les consommations de produits pétroliers liées aux véhicules particuliers circulant en France, que nous estimons être en 2006 de l'ordre de 24 Mt (diesel et essence). Ces consommations génèrent des émissions de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 72 Mt/an. Admettons que d'un coup de baguette magique, tous ces véhicules, dont le rendement moyen moteur n'excède guère 25 %, soient transformés en véhicules électriques, dotés d'une chaîne de propulsion d'un rendement de 80 % et d'un rendement batteries de 80 % également<sup>3</sup>. Admettons en première analyse que cette électricité soit à 100 % d'origine nucléaire. On peut alors dresser le tableau 3 comparant les deux situations au regard de différents critères.

Ainsi, à service rendu égal, sans modification dans les comportements, la substitution intégrale de l'électricité aux produits pétroliers aurait-elle une incidence négative sur les consommations d'énergie primaire, forte sur les consommations « finales » d'énergie et très forte sur les émissions de CO<sub>2</sub>. Ce calcul d'ordre de grandeur n'a pour autre objectif que de souligner, s'il en était besoin, la fragilité du concept d'économie d'énergie et la nécessité, s'agissant tout particulièrement de l'électricité, de préciser les critères que l'on veut optimiser.

La notion d'économie d'énergie est née de la première crise pétrolière avec la création de l'Agence du même nom. Depuis cette date, l'Administration française « mesure » les économies d'énergie réalisées et en publie chaque année le décompte. Pourtant, les économies d'énergie n'ont rien d'une grandeur mesurable. On ne peut ni en démontrer l'égalité, ni en faire la somme, dès lors que l'on traite d'énergies différentes. Acceptable pour les combustibles fossiles, la notion devient inappropriée lorsqu'il faut les agréger avec l'électricité. Au demeurant, le premier principe de la thermodynamique, ou principe de conservation de l'énergie, suffit pour s'interroger sur les limites du concept.

	Énergie utile	Énergie finale (conventionnelle)	Énergie primaire (conventionnelle)	Émissions de CO <sub>2</sub>
Situation de référence : VP à essence ou diesel	70 TWh	24 Mtep 279 TWh	25,4 Mtep 295 TWh	72 Mt
Scénario tous véhicules électriques	70 TWh	9,4 Mtep 109 TWh	28,1 Mtep 327 TWh	- 0
Variation	0 %	- 61 %	+ 10 %	- 100 %

Tableau 3. Comparaison des consommations d'énergie et des émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules particuliers dans deux hypothèses.

<sup>3</sup> Tous ces chiffres ne sont que des ordres de grandeur. Les écarts probables par rapport aux valeurs réelles sont sans incidence sur les conclusions.

#### 4. Il faut choisir ses priorités

Le cas du véhicule électrique n'est qu'un exemple parmi beaucoup d'autres illustrant la nécessité, face au problème climatique, de bien définir ses objectifs. Dans les temps forts des crises pétrolières de 1974 et 1979, la dépendance à l'égard du pétrole était telle que la politique pouvait s'exprimer par des objectifs simples de réduction de la consommation d'énergie. Les pouvoirs publics avaient alors mis en place une politique de soutien aux « économies d'énergie » de 300 F puis de 400 F/tep économisée.

Aujourd'hui trois notions s'imbriquent :

- la recherche d'économies d'énergie ou, pour être correct, d'une plus grande efficacité énergétique ;
- la réduction de la dépendance vis-à-vis des hydrocarbures ;
- la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Si la recherche d'une plus grande efficacité énergétique est toujours d'intérêt général, les trois objectifs sont souvent antinomiques et notamment sur des initiatives majeures :

- le développement des pétroles non conventionnels et des techniques de transformation du charbon en liquides (*coal to liquids*) permet d'alléger la dépendance vis-à-vis du pétrole mais est dispendieux en énergie et générateur d'émissions additionnelles ;
- la réinjection du CO<sub>2</sub> en couches profondes permettrait de réduire les émissions nettes de CO<sub>2</sub> mais au prix d'une forte dégradation des rendements ;
- le développement de l'énergie éolienne peut avoir un effet positif sur les émissions de CO<sub>2</sub> (tout dépend de l'énergie primaire à laquelle elle se substitue) mais ne constitue pas un progrès dans l'efficacité énergétique ;
- le développement du charbon, y compris celui du charbon souvent appelé abusivement « propre » (centrales supercritiques ou ultra-supercritiques), desserre la dépendance vis-à-vis des hydrocarbures mais n'apporte rien sur le plan de l'efficacité au niveau des usages finaux de l'énergie et a des effets très négatifs sur le plan des émissions, etc.

Si la lutte contre le changement climatique doit désormais être considérée comme la priorité essentielle, les pouvoirs publics seraient bien inspirés de fixer un prix d'orientation pour le CO<sub>2</sub>, probablement progressif, cohérent avec les objectifs visés, et de juger chaque mesure préconisée par rapport à ce prix d'orientation. 30 €/t nous semblerait, dans un premier temps, une bonne mesure qui n'interdirait pas, pour les besoins de la recherche-développement, de soutenir des actions conduisant à un prix de revient de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée plus élevée.

<sup>4</sup> Éditions du Seuil - 2007

#### 5. Climat, électricité et thermodynamique

Ce sentiment de confusion dans les chiffres et dans les priorités nous semble correspondre à une différence fondamentale de problématique entre la crise de l'énergie et le défi climatique qui reste mal perçue. En passant de l'une à l'autre, nous sommes passés d'un problème qui relevait essentiellement du premier principe de la thermodynamique à un autre problème qui ressortissait du second.

La crise de l'énergie c'est la peur de manquer, de voir les gisements s'épuiser et les prix monter en flèche.

Certes les gisements vont en s'épuisant mais la forte tension sur les marchés est, pour l'instant, davantage due à une insuffisance d'investissements qu'à une pénurie physique de ressources. Aux prix actuels du pétrole, du gaz et du charbon (tableau 4), il existe de vastes ressources qui peuvent être économiquement exploitées pour assurer l'équilibre des approvisionnements pendant des décennies. Les technologies de substitution (*Gas to Liquids* ou *Coal to liquids*) peuvent également contribuer à apporter des réponses dans les secteurs où le pétrole est réputé indispen-

	Prix du Brent en €/bbl	Prix moyen d'approvisionnement de l'Europe en gaz (en €/MBtu)	Prix du charbon CIF ARA	Prix du MWh à 1 an sur l'EEX (Leipzig)
Fin février 2005	37,48	4,15	48,76	34,65
Fin avril 2008	72,86	7,78	92,68	66,35
Variation	94,4 %	87,0 %	90,1 %	91,5 %

Tableau 4. Évolution du prix des énergies en Europe, de février 2005 à février 2008.

sable.

Le problème du climat est tout autre et Henri Prévot l'a fort bien mis en évidence dans son excellent ouvrage publié en 2007 « Trop de pétrole <sup>4</sup> » : « Si tout le carbone contenu dans les énergies fossiles accessibles à un coût raisonnable était émis dans l'atmosphère, la hausse des températures serait catastrophique. [...] Contrairement à l'idée reçue, l'énergie fossile est donc surabondante ».

Le problème du climat est celui du désordre, celui engendré par l'activité humaine qui rejette brutalement dans l'atmosphère le carbone que le soleil a mis des centaines de millions d'années à séparer du gaz carbonique ambiant aux temps géologiques et, avec l'aide de la chaleur tellurique, à le mettre en ordre dans les gisements de charbon et d'hydrocarbures.

La question est de savoir si la transformation par des

activités humaines d'inputs à faible entropie, tels que les gisements d'énergie fossile, en outputs à forte entropie (chaleur non réutilisable, déchets y compris le CO<sub>2</sub>) est compatible avec le relativement faible apport en énergie qui nous vient du soleil. En d'autres termes, si cette énergie qui vient du soleil est suffisante pour compenser, au niveau de la terre considérée comme un système, le désordre créé par l'activité humaine.

La réponse n'est pas très assurée en ce qui concerne le positionnement du point d'équilibre (car il existera nécessairement tôt ou tard un régime stationnaire) et son acceptabilité par les populations. C'est un grand sujet de controverses de savoir jusqu'à quel point il est possible de réduire les consommations d'énergie et les émissions de CO<sub>2</sub> sans remettre en cause notre mode de vie.

Certains ont donc beau jeu d'affirmer, mais sans le démontrer et en référant à des argumentations qui relèvent davantage du premier principe de la thermodynamique que du second, que l'équilibre ne peut être trouvé qu'au prix d'un changement de civilisation. C'est un grand mérite des travaux du GIEC que de proposer divers scénarios correspondant à divers points d'équilibre et d'ouvrir la voie à la discussion rationnelle de leur acceptabilité.

Le défi posé n'est plus seulement d'améliorer l'efficacité énergétique des procédés existants par des mesures relevant du premier principe de la thermodynamique (amélioration de l'isolation des logements, par exemple) mais de passer à des économies beaucoup plus en profondeur par des changements de procédé qui, compte tenu du second principe, doivent se focaliser sur l'énergie minimale nécessaire. On sait chiffrer sur certains exemples, l'éclairage en particulier, la quantité d'énergie intrinsèquement nécessaire pour réaliser une fonction donnée. Elle est en règle générale très faible au regard des consommations effectives et certains chercheurs<sup>5</sup> soutiennent qu'il serait possible d'améliorer en moyenne par un facteur 10 l'efficacité de nos procédés. Le problème est que les procédés pour passer à ce stade avancé d'effica-

cité ne sont pas connus, ne sont pas encore industriellement disponibles ou seraient beaucoup trop onéreux à mettre en œuvre<sup>6</sup>. On sait que le curseur politique s'est arrêté en France sur le facteur 4.

Quoi qu'il en soit, cette digression sur le second principe de la thermodynamique nous ramène tout droit à l'électricité. L'électricité est en effet une énergie secondaire de température infinie qu'il est possible de dégrader sous des formes les plus variées ou de transformer directement en travail. Lorsque l'électricité est disponible, la palette des choix s'ouvre de façon infiniment plus large.

## 6. L'analyse de l'efficacité du système électrique doit se faire à chacun des niveaux

Traditionnellement, l'évocation des questions électriques amène à une discussion sur les centrales et sur le mix énergétique. Mais c'est en fait l'ensemble de la chaîne qu'il faut optimiser en commençant par les consommations.

### 6.1. Les consommations d'énergie électrique

L'exemple des lampes à basse consommation, donné par le GIEC dans son dernier rapport de 2007 (figure 3), montre qu'il est beaucoup plus efficace de remplacer les lampes à incandescence par des lampes fluorescentes à basse consommation que d'accroître le rendement des centrales de production, bien que les deux approches puissent bien entendu se cumuler.

Si le secteur du résidentiel et du tertiaire est celui où l'amélioration de l'efficacité énergétique reste sans doute la plus facile, avec des mesures relevant aussi bien du premier principe (isolation renforcée) que du second (généralisation des pompes à chaleur), tous les secteurs sont concernés par l'optimisation de l'efficacité énergétique, grâce à des technologies existantes et à des technologies en développement mais qui seront disponibles dans un

Secteurs	Technologies actuellement disponibles	Technologies disponibles avant 2030
Transports	Transferts vers les transports en commun (trains, tramways)	Seconde génération de véhicules hybrides avec batteries plus performantes
Résidentiel et tertiaire	Renforcement de l'isolation - Recours aux architectures solaires passives - Éclairage basse consommation - Appareillage électrique plus efficace - Généralisation des pompes à chaleur - Amélioration du conditionnement de l'air lorsque nécessaire	Gestion intelligente des bâtiments commerciaux - Intégration de photovoltaïque dans la conception architecturale
Industrie	Équipements plus efficaces (moteurs électriques notamment) - Amélioration du rendement des procédés.	Procédés plus avancés

Tableau 5. Quelques exemples de rationalisation de l'utilisation de l'énergie électrique selon le GIEC.

<sup>5</sup> F.Schmith-Bleek - MIPS and factor 10 for a sustainable and profitable Economy – (Wuppertal Institute 1997).

<sup>6</sup> Notons aussi qu'il n'est pas toujours aisé de savoir si une mesure d'amélioration de l'efficacité relève du premier principe ou du second. À notre avis par exemple, une révision des principes d'urbanisme sous-tendant la conception des villes afin de mieux prendre en compte les principes du développement durable relève du second principe. Mais la distinction n'est pas toujours facile.

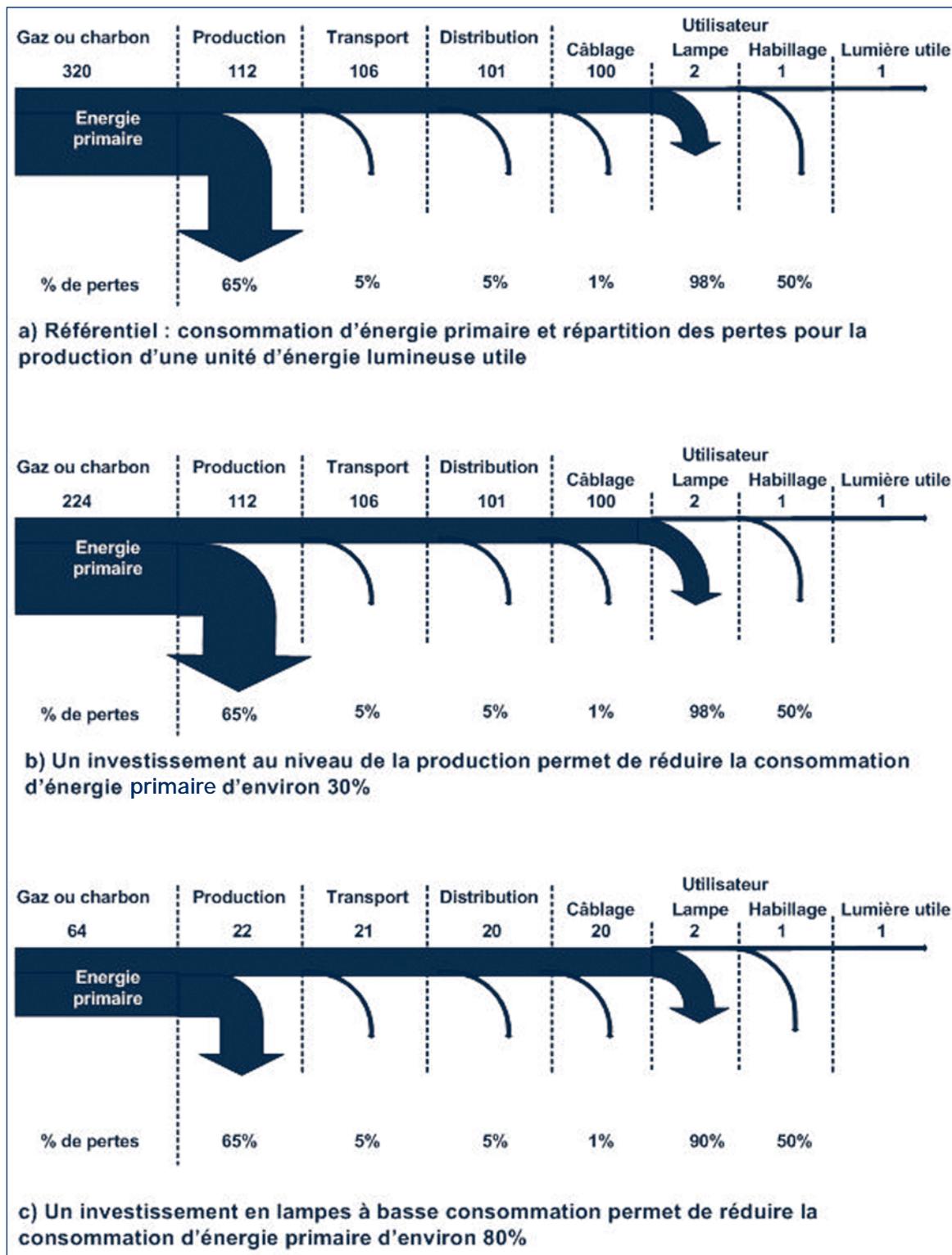


Figure 3. La réduction des consommations d'énergie fossile liées à l'éclairage peut se faire en améliorant le rendement des centrales et, de façon plus efficace, en utilisant des lampes à basse consommation. D'après le rapport 2007 du GIEC (WG3).

avenir suffisamment proche (tableau 5).

L'optimisation de l'utilisation de l'énergie électrique ne doit pas seulement s'envisager sous l'angle de la réduction des consommations. La substitution de l'énergie électrique à des énergies fossiles reste un champ d'in-

vestigation essentiel dans tous les domaines.

Dans le résidentiel et tertiaire, les pompes à chaleur à haute température sont désormais un moyen éprouvé de se libérer des combustibles fossiles. Dans les industries du ciment, de l'ammoniac, de l'acier, la capture et le

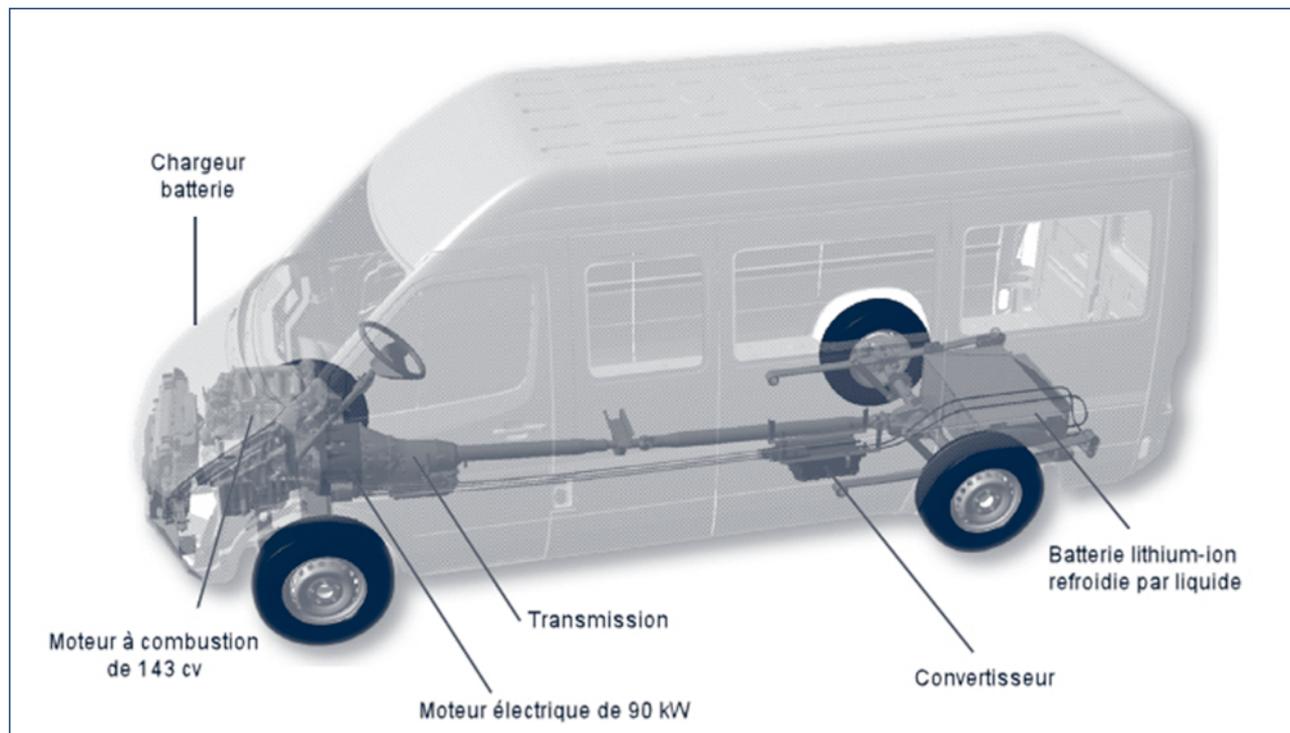


Figure 4. Exemple de véhicule hybride rechargeable.  
Source : EPRI 2007.

stockage du carbone permettront de limiter fortement les émissions de CO<sub>2</sub> mais au prix de consommations d'énergie électrique additionnelles.

Dans le domaine des transports, le véhicule électrique semble enfin pouvoir réaliser, à partir de 2010, une percée industrielle sous la forme de véhicules hybrides rechargeables (Plug-in Hybrid Electric Vehicles). Ces véhicules (figure 4) bénéficieront des progrès réalisés sur les chaînes de traction des véhicules hybrides aujourd'hui commercialisés (conversion et motorisation) et aussi de ceux accomplis sur les batteries. Il n'est pas encore acquis quelle filière de batterie l'emportera : nickel-métal hydride, lithium-ion, lithium-métal-polymère, mais le compte à rebours est engagé. Le développement du vélo à assistance électrique constitue une marche qui facilite l'industrialisation à grande échelle de modules de batteries et permet en conséquence d'envisager l'abaissement de leur coût.

Des projets industriels d'ampleur significative voient le jour : ceux de Renault-Nissan en Israël, de Bolloré-Pininfarina, de Chevrolet (Chevy Volt). Comme on le verra plus loin, de tels véhicules apporteront non seulement une réduction importante des émissions par rapport aux véhicules conventionnels mais contribueront également à l'équilibre du réseau.

## 6.2. Le transport et la distribution

Intermédiaire incontournable entre production et consommation, le transport et la distribution sont souvent

les oubliés des analyses des politiques énergétiques et climatiques.

Pourtant ainsi que le souligne le rapport de l'AIE World Energy Outlook 2007, plus de la moitié des 11 600 milliards de US\$ qui devront être investis d'ici 2030 dans le secteur de l'approvisionnement en électricité<sup>7</sup> devront être consacrés au transport et à la distribution.

Le transport et la distribution jouent un rôle non négligeable dans le rendement du système électrique. Les pertes du réseau de transport, dans les pays industrialisés, se situent entre 2,2 % et 3,0 %. Les pertes de distribution sont plus importantes : 6,6 % en Grande-Bretagne, 4,9 % en France et 4,0 % en Allemagne.

Il existe de nombreuses façons de réduire ces pertes :

- l'élévation du niveau de tension ;
- l'élargissement du diamètre des câbles et l'amélioration des conducteurs ;
- un maillage plus étroit du réseau ;
- la réduction des pertes des transformateurs et des convertisseurs ;
- la compensation de la circulation de l'énergie réactive sur le réseau par des FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) ;
- le développement de nouvelles technologies de stockage ;
- la détection et la réduction des pertes de SF<sub>6</sub> dans les appareillages ; etc.

<sup>7</sup> Dont 6 220 Mds d'US\$ dans les pays en développement (Scénario de référence).

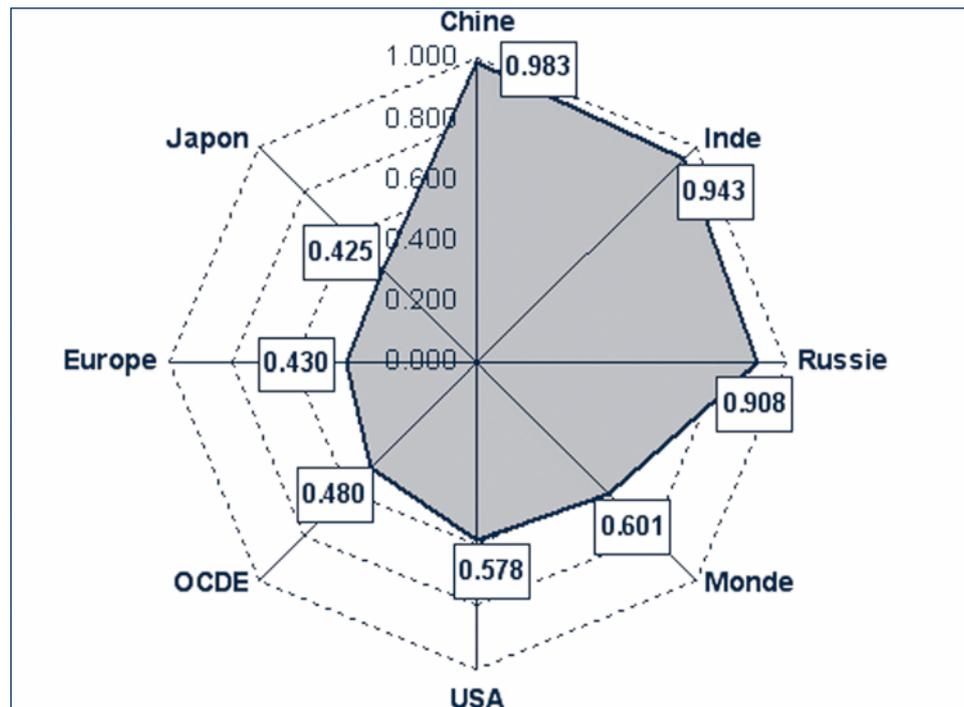


Figure 5. Facteur carbone moyen dans le monde des centrales thermiques en 2005 - En t de CO<sub>2</sub> émis par MWh produit. Source : AIE.

Il y a là des champs d'action considérables, souvent de haute technicité.

Mais plus important encore, le transport et la distribution sont au cœur de l'optimisation du système électrique pris dans son ensemble (voir plus loin).

### 6.3. La production d'énergie électrique

Il va sans dire que l'évolution du parc de centrales électriques revêt un enjeu considérable face au défi climatique. Jusqu'à présent l'analyse pouvait se concentrer sur deux facteurs essentiels : le rendement énergétique des filières et leur facteur carbone d'une part, le mix de production d'autre part. Plus récemment est venue s'ajouter la problématique du captage et du stockage du carbone (CCS).

#### 6.3.1. Le rendement des centrales

La situation de référence (2005) peut être qualifiée de très diversifiée mais surtout, dans l'ensemble, de peu brillante. On sait que les rendements des centrales thermiques à combustibles fossiles varient fortement d'un pays à l'autre : de 38 % en Europe et 37 % aux USA, ils ne dépassent pas 30 % en Chine, 28 % en Inde et 27 % en Russie. Ceci, joint à des mix de production très variables, entraîne des facteurs carbone, exprimés en t de CO<sub>2</sub> émis par MWh électrique produit, très variables (figure 5).

La situation est préoccupante parce qu'elle n'a pratiquement pas évolué au cours des dernières années et le facteur carbone mondial moyen qui était de 0,633 t de CO<sub>2</sub> par MWh

en 1990 arrive tout juste à la barre des 0,6 en 2005.

L'Europe ne se distingue pas, à cet égard, du reste du monde et son facteur carbone reste bloqué depuis des années, pour les 23 plus grands groupes électriques, à 0,372 (source : PWC) (figure 6).

Il existe des voies de progrès importantes et relativement bien balisées.

Le rendement des centrales à gaz à cycle combiné atteint à présent couramment 56 %, voire même 60 %, avec des températures d'attaque des premières aubes de turbine approchant 1 500 °C.

Le rendement des nouvelles centrales à charbon est passé, comparé à une moyenne mondiale des centrales existantes de l'ordre de 30 à 33 %, aux environs de 42 % pour les centrales à cycle supercritique ( $P_{\text{vapeur}} > 245$  bars,  $T_{\text{vapeur}} > 550$  °C), 42 % pour les premières centrales à cycle combiné à gazéification intégrée et 45 % pour les centrales à cycle ultrasupercritique ( $P_{\text{vapeur}} > 300$  bars,  $T_{\text{vapeur}} > 585$  °C). L'objectif de 55 % de rendement, voire plus, est envisageable dans les 15 ans qui viennent.

Si toutes les centrales du monde avaient le même rendement que les centrales européennes, les émissions de CO<sub>2</sub> se trouveraient réduites de 1,3 Gt. ALSTOM, quant à lui, estime que les émissions des centrales à charbon existantes pourraient être réduites de 10 % par rétrofit des turbines et des chaudières et optimisation du fonctionnement.

Tout ceci est nécessaire mais reste très insuffisant

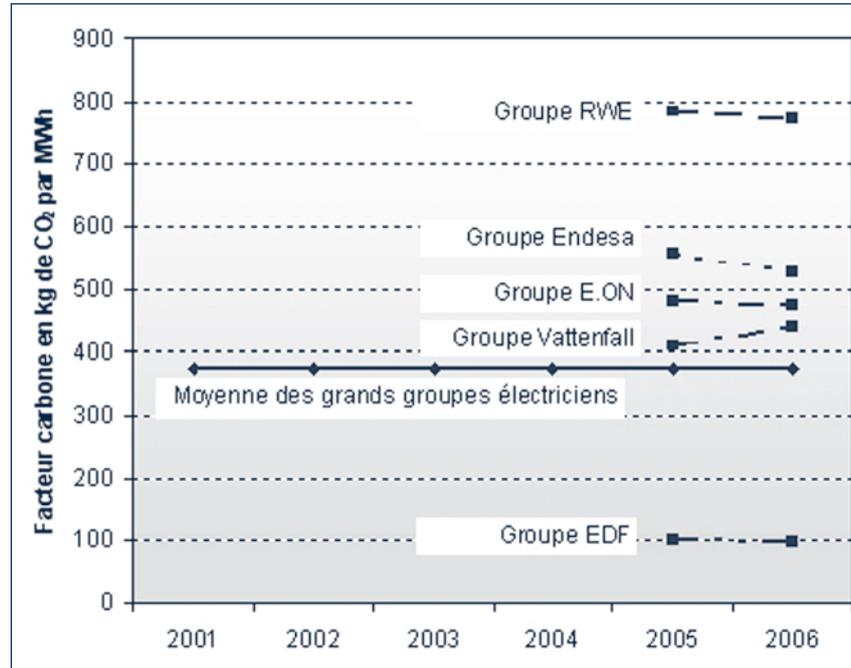


Figure 6. Évolution du facteur carbone des grands groupes électriques européens. Source : PWC 2007.

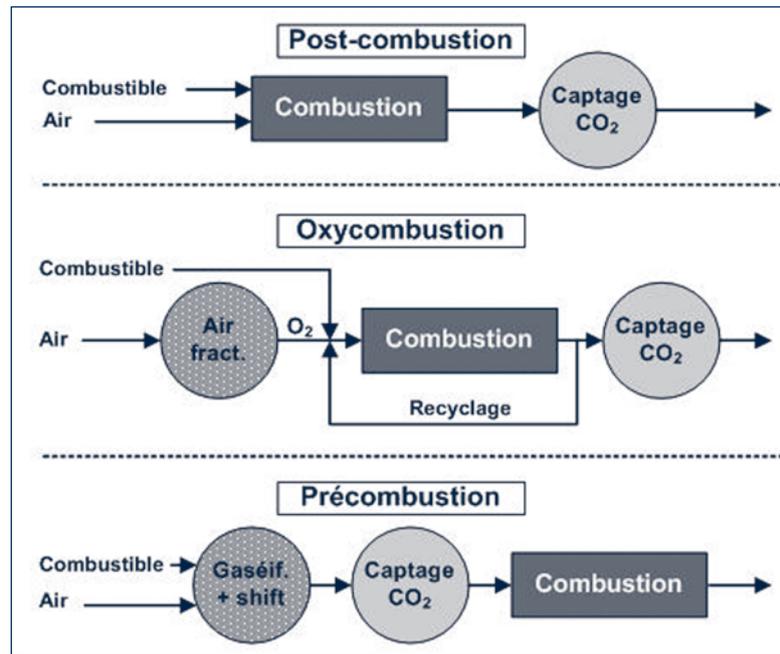


Figure 7. Principes du captage du CO<sub>2</sub>. Source : IFP.

pour faire face à la dérive des émissions liées au développement des centrales à charbon. Inconcevable il y a 15 ans, la construction de nouvelles centrales à charbon s'est banalisée jusqu'en Europe et a pris des proportions considérables en Chine ou en Inde. Or une centrale à charbon, eût-elle un rendement de 50 %, émettra pendant des années du CO<sub>2</sub> au rythme de 690 g par kWh produit. D'autres mesures plus drastiques sont donc indispensables et, sauf à rationner l'électricité, il faut soit parvenir à

mettre en œuvre la capture et le stockage du CO<sub>2</sub>, soit modifier très fortement le mix énergétique.

### 6.3.2. Le captage et le stockage du gaz carbonique

Il n'est pas, depuis cinq ans, de sujet plus à la mode dans les colloques sur l'énergie que celui du captage et du stockage du carbone (CCS). Le sujet fait relativement consensus dans la mesure où il pourrait apporter une

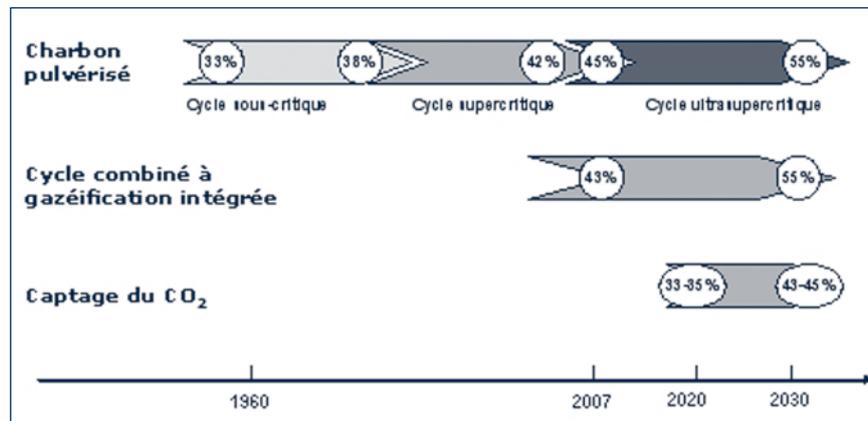


Figure 8. Évolution prévisionnelle du rendement des principales filières de production d'électricité à partir du charbon.

réponse de grande ampleur à l'accroissement des émissions liées au charbon qui bénéficie, encore, de la réputation d'énergie abondante, diversifiée et économique mais, hélas, polluante.

On sait qu'il existe trois grandes familles de technologies envisageables pour le CCS (figure 7) :

- la post-combustion,
- l'oxycombustion,
- la précombustion.

La post-combustion nécessite le brassage des fumées par des produits, tels que le Methyl Ethanol Amine (MEA) ou l'ammoniaque réfrigéré (procédé ALSTOM), capables de dissoudre le CO<sub>2</sub> et de le restituer ensuite par chauffage.

L'oxycombustion nécessite la séparation de l'oxygène de l'azote de l'air.

La précombustion implique la gazéification du charbon selon les réactions classiques de conversion et de shift.

Le débat reste ouvert sur les mérites respectifs de ces trois filières. La précombustion est assez prisée aux USA. ALSTOM pour sa part porte son effort sur la post-combustion et l'oxycombustion, considérant que ce sont les seules technologies applicables au rétrofit des centrales existantes.

Beaucoup d'éléments constitutifs de ces filières relèvent de réactions connues mais l'intégration dans une chaîne énergétique complète, intégrant le transport et le stockage, reste à démontrer à l'échelle industrielle. On sait que le CCS fera chuter fortement le rendement des centrales<sup>8</sup> mais on espère que cette dégradation des rendements pourra à terme être limitée à 10 ou 12 points (figure 8).

On sait aussi que le CCS entraînera des investissements accrus au niveau de la centrale et aux niveaux des installations de transport et de réinjection. On espère que

l'investissement total (1 100 €/kW pour une centrale à charbon conventionnelle) pourrait être limité en CCS aux environs de 2 500 €/kW, ce qui, sur la base d'un taux d'actualisation de 6 %, impacterait, pour la seule partie investissement, de 12 € environ le prix du MWh. Mais la vérité reste inconnue à l'heure actuelle, en l'absence de référence de taille industrielle dans le monde axée sur la production de l'électricité.

Les quatre références usuellement citées (tableau 6) concernent les aspects transport et réinjection appliqués aux besoins de l'industrie pétrolière. Les résultats en sont positifs quant à la réinjection mais n'apportent que des informations partielles sur l'application du CCS à la filière électrique prise dans son ensemble.

Sur ce point, de nombreux pilotes, projets de pilotes ou projets industriels, existent de par le monde : USA, Chine, Australie et Europe où une quinzaine de projets peuvent être recensés. Les projets de Vattenfall à Swarze Pumpe ou de Total à Lacq (tous deux en oxycombustion), prévus pour démarrer en 2008, sont des projets de 30 MWth chacun. Celui de Mongstad (Norvège) couplé au gisement de Snøhvit ne démarrera qu'en 2010 en

Nom du projet	Localisation	Date de démarrage	Débit de réinjection en Mt de CO <sub>2</sub> /an	Objectif
Sleipner	Mer du Nord	1996	1,0 Mt	Récupération assistée du pétrole
In Salah	Algérie	2004	1,2 Mt	Élimination d'un excès de CO <sub>2</sub> dans le gaz naturel
Weyburn - Midale	USA-Canada	2000	1,5 Mt	Idem
Snøhvit	Mer de Barents	2007	0,7 Mt	Idem

Tableau 6. Principales installations de réinjection de CO<sub>2</sub> actuellement en fonctionnement dans le monde.

<sup>8</sup> On retrouve ici une illustration des remarques faites au début de cet article : « la remise en ordre » du carbone nécessite un apport d'énergie externe. Encore ne s'agit-il que d'une remise en ordre partielle : celle du CO<sub>2</sub> et non du C, aux dépens d'un prélèvement final d'O<sub>2</sub> dans l'atmosphère.

post-combustion (ammoniacale réfrigérée) pour une puissance de 40 MWth. Dans ces projets, l'industrie française est bien représentée au travers d'ALSTOM mais il ne s'agit que de réalisations pilotes, d'un ordre de grandeur inférieur à celui de réalisations industrielles.

À cet égard, les errements du projet FutureGen aux USA sont préoccupants (voir encadré) et l'on comprend que beaucoup de grands industriels se refusent actuellement à donner des indications sur le prix de revient final du CCS et sur son seuil de compétitivité.

Royal Dutch Shell est sorti récemment du langage convenu issu du recyclage aveugle des données publiées sur le Web, en affirmant que les premiers projets de CCS, en l'absence d'aides substantielles, ne verraient pas le jour sauf à envisager un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t (plus de 4 fois le prix actuel). La proposition de la Commission européenne de ne pas faire rentrer les quantités de CO<sub>2</sub> réinjectées dans le décompte des émissions assujetties à l'EU-ETS risque donc d'être insuffisante pour faire décoller la filière, surtout si l'on tient compte des incertitudes de toute nature qui entourent la faisabilité et l'acceptabilité de la réinjection à grande échelle.

Quoique hautement souhaitable, l'avènement du CCS comme solution au problème des émissions ne peut aujourd'hui en aucun cas être considéré comme acquis. De façon qualitative, nous considérons que son degré de maturité peut être comparé à celui du nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération. C'est un gros chantier qu'il faut poursuivre<sup>9</sup> et accélérer mais qui prendra du temps et qui de toute façon se traduira, *in fine*, par un renchérissement substantiel des prix de l'électricité.

Le projet FutureGen est né aux USA en 2003. Il vise à démontrer sur une installation de taille industrielle (275 MWe) la faisabilité technique et économique de la filière à gazéification intégrée (précombustion) pour le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>. Il devait être financé 80-20 entre Gouvernement Fédéral (DOE) et partenaires industriels au projet. En 2007, sa localisation à Mattoon dans l'Illinois a été décidée, avec réinjection dans l'aquifère salin du Mount Simon à 4 000 m de profondeur. Malheureusement, la dérive des coûts a amené le projet de 900 M US\$ à 1 800 M US\$ (1 200 M €) en janvier 2008 soit à 4 360 €/kW. Le DOE a décidé alors de reconsidérer sa politique et de reventiler l'aide prévue sur diverses filières. L'avenir du projet est donc incertain.

### 6.3.3. Les énergies renouvelables

Également inépuisable sujet de conférence depuis 35 ans, la situation des énergies renouvelables s'est décan-

tée au cours des dernières années. L'éventail des solutions techniquement et économiquement possibles s'est resserré autour de quelques-unes d'entre elles : l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'utilisation directe ou la conversion de la biomasse, la conversion de l'énergie solaire en chaleur ou en électricité (photovoltaïque notamment). Dans un contexte où la préoccupation climatique est devenue prioritaire, et où les apports de l'énergie solaire sont déterminants dans la recherche d'un point d'équilibre, le recours aux énergies renouvelables est fondamental.

Il existe des inconditionnels des énergies renouvelables de même qu'il en existe d'autres qui les tournent encore en dérision, arguant de leurs faiblesses et de leurs limitations. Il est vrai que l'un des facteurs les plus exaspérants est la propension des professionnels ou des supporters de l'énergie éolienne à toujours s'exprimer en termes de puissance installée ou délivrée à un moment donné : 40 % de la puissance nouvelle installée en Europe en 2007 aurait été en énergie éolienne, 5 244 MW ont été installés en 2007 aux USA, 9 550 MW ont été délivrés sur le réseau espagnol le 16 janvier 2008, 33 000 MW sont attendus en 2020 en Grande-Bretagne, etc. Les effets d'annonce font florès alors que l'on sait que l'énergie éolienne est une énergie intermittente et que la puissance nominale n'est atteinte en moyenne que 1 800 heures/an en Allemagne, 2 000 heures en Espagne et 3 000 heures aux USA. Mais cette intermittence ne condamne pas l'énergie éolienne : il faut la gérer sur le plan de la conduite des réseaux et savoir jusqu'où on peut aller sur le plan économique.

Il n'existe pas de réponse universelle et il faut tenir compte des données propres à chaque région. Ainsi, aux USA, les « Renewable Portfolio Standards » (RPS) qui fixent dans certains états la production d'énergie électrique minimale d'origine renouvelable à respecter, sont très variables d'un état à l'autre, le Congrès américain s'étant opposé à la fin 2007 à une obligation fédérale (tableau 7).

Sur le plan de la conduite des réseaux, on considère comme techniquement possible d'intégrer, sous conditions, entre 20 à 30 % d'énergies intermittentes.

Dans le domaine du soutien économique, la limite du raisonnable a sans doute été atteinte dans beaucoup de pays, si l'on en juge par les profits à présent dégagés, grâce à des tarifs de rachat très avantageux, par certaines sociétés spécialisées dans les énergies nouvelles. Simultanément, en Allemagne, l'organisme professionnel BDEW (Bundesverband der Energie und Wasser Wirtschaft) a fait savoir qu'en contrepartie d'une contribution des énergies renouvelables de 86,4 TWh à l'approvisionnement en électricité du pays (dont 39,5 TWh d'énergie éolienne pour 22 250 MW installés), le contri-

<sup>9</sup> La demande d'autorisation, introduite en février 2008 par la société américaine Tenaska, portant sur une centrale de 600 MW au Texas fonctionnant en post-combustion aux amines, est un signe encourageant.

buable allemand avait supporté en 2007 une surcharge de 4 100 M€ soit, pour ces TWh, 47,4 €/MWh<sup>10</sup> !

Mais les progrès accomplis ont été considérables. Les plus grandes éoliennes ont à présent des rotors de diamètre de l'ordre de 125 m pour des puissances nominales de 5 MW et le prix de revient du MWh est tombé de 400 € en 1980 aux environs de 70 aujourd'hui. Il faut à présent mieux intégrer ces gigantesques éoliennes dans la conduite des réseaux pour éviter notamment les déclenchements en série en cas de chute de tension sur le réseau.

L'énergie solaire photovoltaïque peut connaître une évolution similaire si le saut technologique des couches minces, lui permettant de se libérer du silicium polycristallin, est accompli, ce qui semble être en bonne voie aujourd'hui.

Quoi qu'il en soit, compte tenu des limitations diverses, y compris les contraintes environnementales, il serait hasardeux d'estimer que les énergies renouvelables puissent représenter dans les trois décennies qui viennent, y compris l'hydro-électricité, plus de 30 % de la production d'électricité mondiale.

#### 6.3.4. La production d'électricité d'origine nucléaire

L'électricité d'origine nucléaire reste aujourd'hui la seule solution industriellement démontrée permettant de réduire à grande échelle les émissions de CO<sub>2</sub>. Mais l'énergie nucléaire ne sort que très progressivement de sa disgrâce et reste la mal-aimée des prospectivistes. L'Agence Internationale de l'Énergie ne lui accorde pas plus de 9,3 % du mix électrique dans son scénario de référence en 2030 (contre 15,2 % en 2005) et 13,3 % dans le scénario alternatif.

Si le scénario de référence peut être pris comme l'expression factuelle des tendances actuelles, un scénario alternatif laissant se dégrader la part du nucléaire alors que la planète « brûle » traduit toutes les contradictions dans lesquelles baignent les politiques énergétiques mondiales. On n'ose pas encore parler clairement de l'énergie nucléaire comme solution au problème climatique mais peu se préoccupent de voir plus de 10 000 MW au charbon mis en service chaque mois dans le monde et compromettre ainsi, de façon probablement irréversible, le futur de la planète. Le « charbon propre », malgré les limitations qui l'entourent, sert d'alibi alors qu'il ne s'agit que d'une hypothétique planche de salut.

On met souvent en avant l'impossibilité de passer d'un quasi arrêt des programmes nucléaires à la constitution en peu d'années d'un parc additionnel de plusieurs centaines de centrales. Mais, si l'on considère que la Chine met en service 7 000 MW au charbon par mois, si l'on se rappelle que la France, nation d'à peine 60 millions d'habitants,

Etat	Volume	Année
Arizona	15 %	2025
California	20 %	2010
Colorado	20 %	2020
Connecticut	23 %	2020
District of Columbia	11 %	2022
Delaware	10 %	2019
Florida	20 %	Draft
Hawaii	20 %	2020
Iowa	105 MW	
Illinois	25 %	2017
Massachusetts	4 %	2009
Maryland	10 %	2022
Maine	10 %	2017
Minnesota	25 %	2025
Missouri	11 %	2020
Montana	15 %	2015
New Hampshire	16 %	2025
New Jersey	23 %	2021
New Mexico	20 %	2020
Nevada	20 %	2015
New York	24 %	2013
Oregon	25 %	2025
Pennsylvania	18 %	2020
Rhode Island	15 %	2020
Texas	5,880 MW	2015
Vermont	10 %	2013
Virginia	12 %	2022
Washington	15 %	2020
Wisconsin	10 %	2015

Tableau 7. Renewable Portfolio Standards applicables aux USA en 2007.

engageait dans les grandes années du programme nucléaire français 6 000 MW par an, on ne peut pas considérer que la mise en service au niveau mondial de 60 000 MW nucléaires additionnels par an, à compter de 2017, serait déraisonnable ou hors de portée. Il en résulterait en 2030 un parc installé trois fois supérieur à celui d'aujourd'hui et une contribution du nucléaire à la satisfaction des besoins en électricité de l'ordre de 23 à 24 %.

Il faut bien entendu continuer à préparer les opinions publiques et organiser les transferts de technologies à horizon de 10 ans vers les pays en développement pour que le nucléaire puisse être pris en charge avec les garan-

<sup>10</sup> Communiqué de presse du BDEW du 22 janvier 2008.



Figure 9. Variations des flux d'énergie électrique en Europe selon différentes hypothèses :  
 A : scénario de référence B : vents forts sur l'Europe du Nord C : vents forts sur l'Europe du Sud.  
 Source : Ewis.

ties suffisantes de professionnalisme et de respect des règles de sûreté. Sur le plan technique, les réacteurs à eau légère qui constituent l'essentiel du parc en service et les réacteurs de génération III de type EPR, ne sont pas propres à produire des matières utilisables à des fins militaires. Il faut cependant que les pays accédants renoncent à tout programme militaire. Cette logique a bien fonctionné dans le cas de l'Afrique du Sud, de la Suède, du Brésil. Mais certains pays ont refusé de ratifier le TNP (Traité de non-prolifération nucléaire) tandis que d'autres, l'ayant signé, ont tenté de dissimuler des programmes militaires. L'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique), en charge du contrôle du respect du TNP par les pays signataires, a montré son efficacité technique mais devrait voir ses moyens de contrôle largement renforcés. Il faut aussi établir des critères plus stricts pour la coopération dans le domaine des activités sensibles que sont l'enrichissement et le retraitement. Des initiatives internationales se mettent en place pour garantir à un niveau multilatéral la fourniture du combustible. La France peut et doit être motrice dans ces initiatives.

Enfin la R&D internationale sur les systèmes de Génération IV accroît encore les garanties vis-à-vis du risque de détournement des technologies tout en ouvrant de nouvelles perspectives d'application du nucléaire et d'utilisation optimale de la ressource en uranium<sup>11</sup>.

## 7. La nécessité d'une approche intégrée

Dès lors que l'on adopte une approche inspirée de la thermodynamique pour traiter des problèmes climatiques, la nécessité de considérer le système électrique dans sa globalité s'impose.

Nombreux sont les exemples de synergies possibles entre les différents stades de la production, du transport et

de la distribution et de l'utilisation de l'énergie électrique.

On sait par exemple que :

- Une interconnexion suffisante entre les réseaux et une gestion coordonnée entre eux permet de tirer le meilleur parti des complémentarités entre sources d'approvisionnement. En Europe, il a été estimé que 100 Mt d'émissions de CO<sub>2</sub> pourraient ainsi être évitées. L'interconnexion entre le Danemark et la Norvège par le câble HVDC NorNed (700 MW – 580 Km) en est une illustration<sup>12</sup>.
- Les interconnexions permettent également de gérer le risque de congestion dû à l'afflux de puissance en provenance des énergies intermittentes (figure 9).
- Elles permettent de mieux gérer les fluctuations de la demande dues au changement climatique qui vont devenir de plus en plus fréquentes, hivers rigoureux ou étés caniculaires, sans recourir à des moyens de pointe générateurs d'émissions importantes.
- La gestion centralisée des réseaux permet d'intégrer les formes d'énergie décentralisées et intermittentes : générateurs éoliens, production combinée, valorisation de la biomasse.
- Plus généralement, le couplage entre les réseaux électriques et les réseaux de collecte et de transmission d'information devrait donner naissance à ce que l'EPRI (Electric Power Research Institute) appelle les « Intelligrids » qui permettent d'assurer une optimisation globale du couple production-utilisation, en jouant chaque fois que possible sur l'interruptibilité, le lissage ou le report de la demande, ainsi que sur les possibilités éventuelles de stockage.
- Un exemple assez étonnant de cette complémentarité production-consommation (le « demand side management ») viendra de la gestion du parc de véhicules automobiles hybrides rechargeables qui pourra se développer à partir de 2010. Grâce à leurs

<sup>11</sup> Ces dernières conclusions s'inspirent directement d'une analyse de Fanny Bazile, directeur de la Prospective à la Direction de l'Énergie nucléaire au CEA.

<sup>12</sup> Ce câble aurait dû entrer en service en août 2007. Cependant un défaut a été détecté à 160 km de la côte norvégienne le rendant indisponible jusqu'en avril 2008.

capacités de stockage embarquées sous formes de batteries, ces véhicules constitueront un stockage régulateur mobile extrêmement utile pour les réseaux, pour la gestion des énergies intermittentes notamment, à la condition que la recharge de ces batteries puisse être pilotée à distance comme le sont aujourd'hui les chauffe-eaux électriques en heures creuses par le signal tarifaire à 175 Hz.

Une difficulté majeure est que ces synergies propres aux réseaux électriques s'accommodent mal de la dérégulation et du démembrement des structures voulus par les instances européennes, dans le but de renforcer la concurrence et de faire baisser les prix.

La politique européenne dans le domaine de l'énergie s'est orientée vers la dérégulation, la concurrence et la séparation des fonctions, à une époque où les problèmes de climat, qui relèvent comme nous l'avons exposé en introduction d'une approche différente de celle de l'approvisionnement énergétique, n'occupaient pas le devant de la scène.

Aujourd'hui, la Commission tente de concilier approche de marché et lutte contre le réchauffement climatique par les mécanismes de quotas et de permis d'émission. Ce point sera discuté plus loin.

## 8. Que peut-on attendre de l'ensemble des mesures envisageables dans le secteur de l'électricité ?

On a vu au début de cet article que le secteur de l'électricité portait une lourde responsabilité dans la dérive climatique actuelle. On a vu également qu'il offrait des voies de progrès très importantes dans les domaines de la production, du transport et de l'utilisation de l'énergie.

Quel peut-être le bilan d'ensemble résultant de la mise en œuvre de ces mesures ? On dispose pour l'apprécier de deux études récentes.

### 8.1. Le scénario de stabilisation 450 de l'AIE

L'AIE, dans son World Energy Outlook 2007, a complété les scénarios élaborés par son modèle d'analyse tra-

ditionnel par un scénario particulier dit « 450 Stabilisation Case » visant à contenir la dérive climatique dans les limites considérées comme acceptables de 2,0 à 2,4 °C. Plusieurs cheminements sont possibles pour cela. L'AIE a retenu un point de passage en 2030 correspondant à des émissions totales de CO<sub>2</sub> de 23 Gt, inférieures de 19 Gt à celles du scénario de référence et de 11 Gt du scénario alternatif.

Le tableau 1 se trouve ainsi complété conformément au tableau 8.

Un ensemble de mesures très volontaristes sont nécessaires pour atteindre ce scénario de stabilisation mais c'est de l'énergie électrique que pourrait venir en 2030 l'essentiel du progrès requis. Le tableau 9 détaille quelle serait l'évolution du mix électrique dans chacun des trois principaux scénarios.

On voit que, pour des consommations électriques pratiquement identiques à celles du scénario de référence, la pénétration accrue de l'électricité dans certains secteurs compensant l'amélioration des rendements dans d'autres, l'électricité peut générer 68 % des réductions d'émission nécessaires pour contenir la dérive climatique.

### 8.2. Le scénario PRISM de l'EPRI

L'EPRI a publié en août 2007 « *The Full Portfolio* », une étude sur les possibilités de réduire les émissions du secteur électrique aux USA en partant du scénario de référence de l'EIA (Energy Information Administration - DOE USA). Cette étude envisage tous les moyens de nature à réduire les émissions du système électrique (de la production à l'utilisation) en ne retenant que celles issues des technologies qui seront raisonnablement disponibles en 2030. La combinaison des contributions de chacune de ces technologies à l'obtention de l'objectif visé est à l'origine de l'appellation *Prism* retenue pour cette analyse.

Les résultats en sont donnés sous forme graphique dans les figures 10 et 11. S'ils diffèrent sur certains points de ceux de l'AIE, ils démontrent comme ces derniers, la possibilité de réduire très fortement les émissions du secteur de l'électricité d'ici 2030 si l'effort d'investissement est fait à temps.

Scénario	Concentration de CO <sub>2</sub> dans l'atmosphère en résultant (niveau de stabilisation en ppm)	Concentration de CO <sub>2</sub> e dans l'atmosphère en résultant (niveau de stabilisation en ppm)	Horizon de stabilisation des émissions de CO <sub>2</sub>	Élévation probable de température (en °C)
Reference Scenario	660	855	2060	4,9
Alternative Policy Scenario	450	550	2025	3,0
High Growth Scenario	790	1130	2090	6,1
<b>450 Stabilisation Case</b>	<b>360</b>	<b>450</b>	<b>2012</b>	<b>2,0 à 2,4</b>

Tableau 8. Scénarios de l'AIE complétés par le « 450 Stabilisation Case ». Source : World Energy Outlook 2007.

	2005		2030					
	TWh	%	450 Stabilisation Case		Reference scenario		Alternative Policy scenario	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hydro	2 922	16.1 %	6 608	21.8 %	4 842	13.7 %	5 403	17.3 %
Biomasse	231	1.3%	2 056	6.8 %	840	2.4 %	1 166	3.7 %
Éolien	111	0.6 %	2 464	8.1 %	1 287	3.6 %	1 800	5.8 %
Autres renouvelables	56	0.3 %	653	2.2 %	346	1.0 %	566	1.8 %
Sous-total renouvelables	3 320	18.2 %	11 781	38.8 %	7 315	20.7 %	8 935	28.6 %
Charbon	7 334	40.3 %	4 600	15.2 %	15 796	44.6 %	10 716	34.3 %
Charbon avec CCS	-	-	1 750	5.8 %	-	-	-	-
Fuel	1 186	6.5 %	290	1.0 %	929	2.6 %	844	2.7 %
Gaz	3 585	19.7 %	3 800	12.5 %	8 068	22.8 %	6 602	21.1 %
Gaz avec CCS	-	-	1 570	5.2%	-	-	-	-
Nucléaire	2 771	15.2 %	6 560	21.6 %	3 275	9.3 %	4 144	13.3 %
Total Production	18 196	100.0 %	30 351	100.0 %	35 383	100.0 %	31 241	100.0 %
Émissions de CO <sub>2</sub> du secteur électrique	10.9 Gt		6.3 Gt		18.8Gt		13.7Gt	
Émissions totales de CO <sub>2</sub>	20.7 Gt		23.0 Gt		41.9 Mt		33.9 Gt	

Tableau 9. Évolution du mix électrique à horizon 2030 selon les scénarios de l'AIE.

La question se trouve alors posée de savoir comment amener les opérateurs du secteur de l'électricité à consentir à cet effort d'investissement.

### 9. Investissements, prix de l'électricité et prix du carbone

La lutte contre le réchauffement climatique est possi-

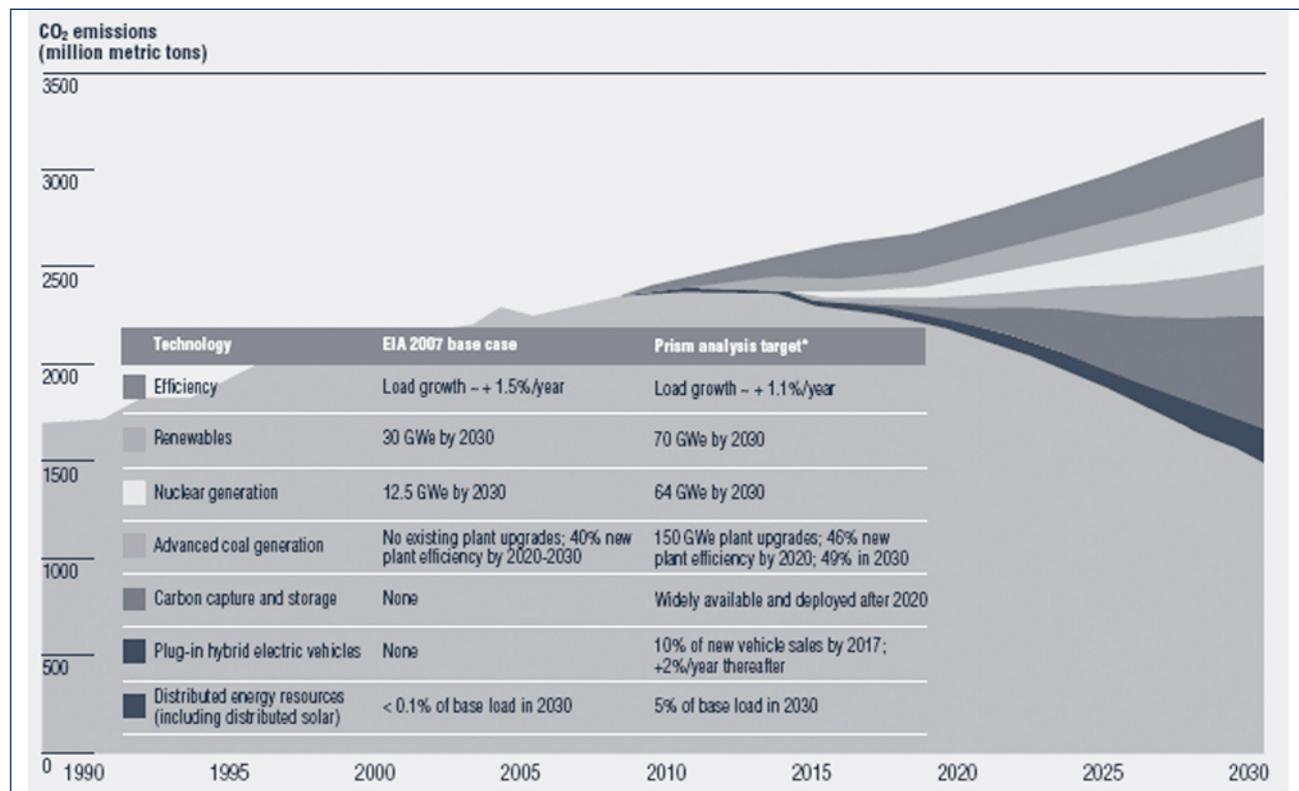


Figure 10. Évolution des émissions du secteur électrique aux USA selon le scénario de référence de l'EIA et selon le scénario de l'étude PRISM de l'EPRI.

Source : EPRI.

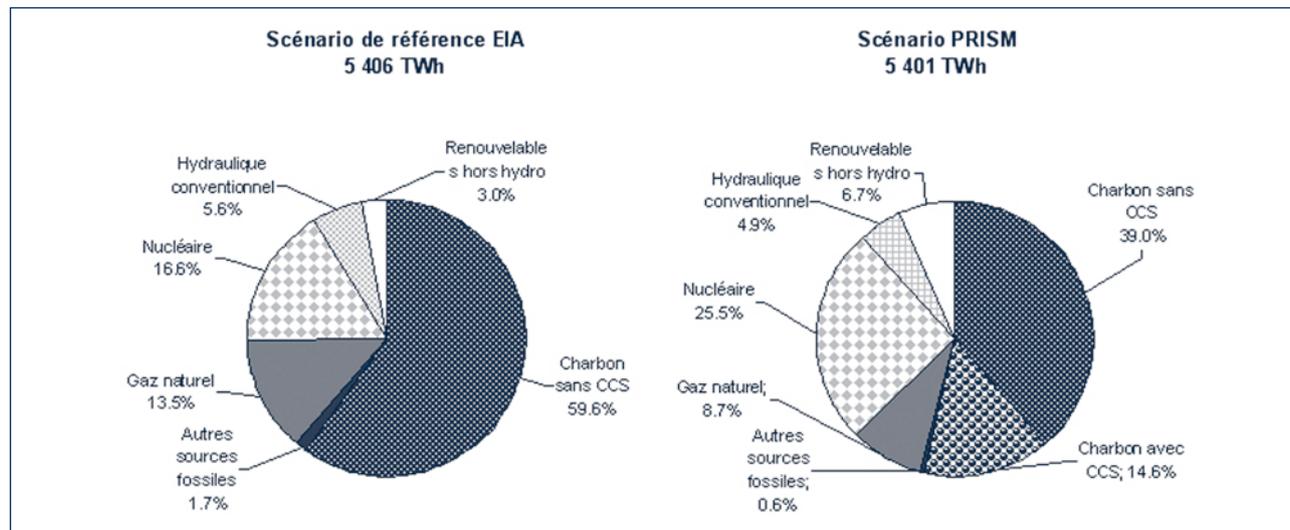


Figure 11. Évolution du mix de production d'énergie électrique aux USA selon le scénario de référence et selon le scénario PRISM. Source : EPRI.

ble mais elle a un coût. Dans le secteur de l'électricité, c'est un effort additionnel qui s'ajoute en Europe aux investissements minimaux devenus indispensables après deux décennies de sous-investissement et, dans les pays en développement, à ceux nécessaires pour faire face aux besoins de la croissance. L'AIE les évalue sommairement, au niveau mondial, à 7 500 milliards US\$ d'ici 2030 dans son scénario de stabilisation contre 5 500 milliards US\$ dans le scénario alternatif.

À cet effort d'investissement, s'ajouteront, dans le cas du captage et du stockage du carbone notamment, des surcoûts d'exploitation substantiels liés à la détérioration des rendements. En moyenne, nous estimons qu'un renchérissement de l'électricité de l'ordre de 15 €/MWh résultera de la prise en compte de la contrainte climatique<sup>13</sup>, ce qui correspond, en retenant la loi d'équivalence souvent observée sur les marchés, à un prix du CO<sub>2</sub> de l'ordre de 30 €/t. On sait cependant que le décollage de certaines technologies nouvelles comme le CCS nécessitera très probablement une incitation financière initiale plus importante.

Comment faire admettre une telle hausse par les consommateurs au moment où l'Europe est en panne de croissance et où les pays émergents ne souhaitent pas être freinés dans la leur ? Comment faire en sorte que les opérateurs du secteur énergétique, préoccupés par leur rentabilité à court terme, consentent à des investissements qui relèvent plus de l'intérêt général que de leur intérêt propre ?

Certes, le marché commence à envoyer des signaux qui alertent les entreprises d'électricité : les centrales à charbon rencontrent en Allemagne, en Grèce, en Grande-Bretagne, aux USA, etc. une hostilité croissante de la part des popu-

lations et des élus. Certains actionnaires (comme dans le cas de TXU au Texas) s'inquiètent de la possible dégradation de la valeur des actifs d'un opérateur dès lors qu'il serait trop dépendant de techniques fortement émissives. Aux USA, où tout se plaide, le risque de contentieux diligentés par des associations de consommateurs ou par des nations insulaires menacées de disparition du fait de la montée du niveau de la mer, est pris très au sérieux.

Mais ces signaux restent trop faibles pour déclencher le mouvement d'investissement qui serait nécessaire.

Irréversiblement engagée dans une politique d'ouverture des marchés, l'Europe se trouve aujourd'hui confrontée à un dilemme face au problème du climat qui n'était pas celui auquel sa politique d'ouverture des marchés entendait initialement répondre. On ne peut sortir du laisser-faire climatique qu'aux dépens des prix mais tel n'était pas l'objectif initialement visé !

L'Europe, assez courageusement, s'est fortement engagée dans le système des quotas d'émission de l'EU-ETS qui s'inscrit, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, dans le cadre du protocole de Kyoto. Elle va se trouver confortée dans sa démarche par des initiatives différentes mais comparables dans l'Est américain (RGGI), dans l'Ouest (WCI), dans les états du Centre (MGG), en Australie, en Nouvelle-Zélande, au Canada, peut-être au Japon et en Corée, et sans doute même, finalement, au niveau fédéral américain. La grande question est de savoir si ces mécanismes de marché délivreront les résultats qu'on attend d'eux en termes de réduction des émissions.

Après avoir connu des vicissitudes profondes dans sa

<sup>13</sup> Une telle indication n'a de valeur que d'ordre de grandeur. Il est évident que les prix respectifs des énergies influent directement sur les facteurs de mérite des centrales et donc sur les émissions totales.

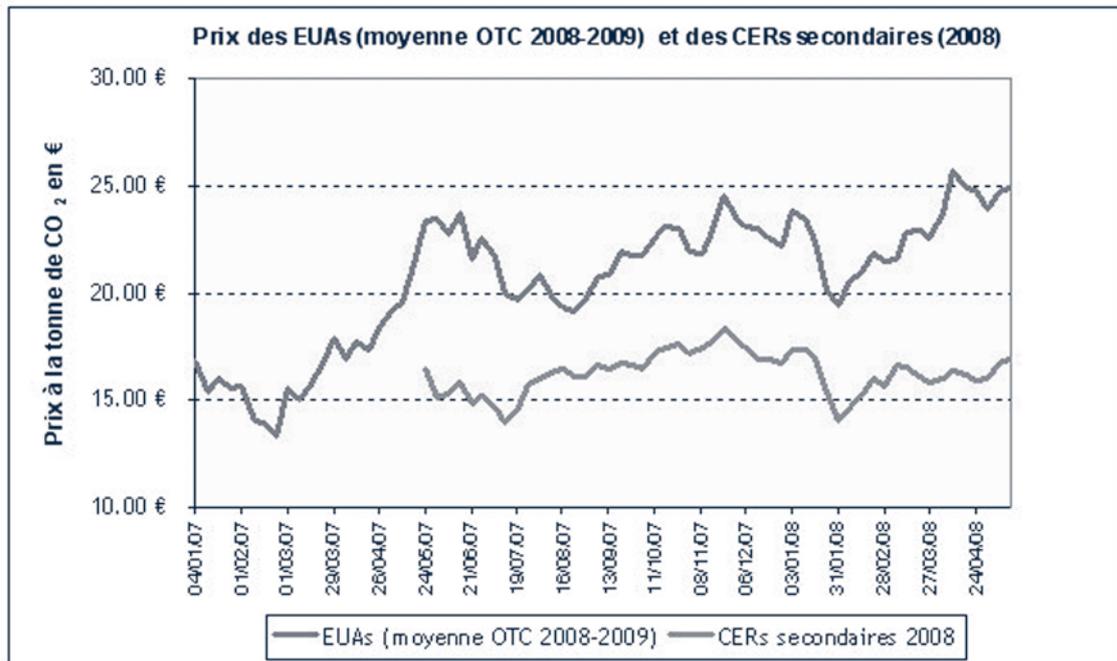


Figure 12. Évolution du prix du CO<sub>2</sub> en Europe depuis le début de l'année 2007.  
Données : Point Charbon.

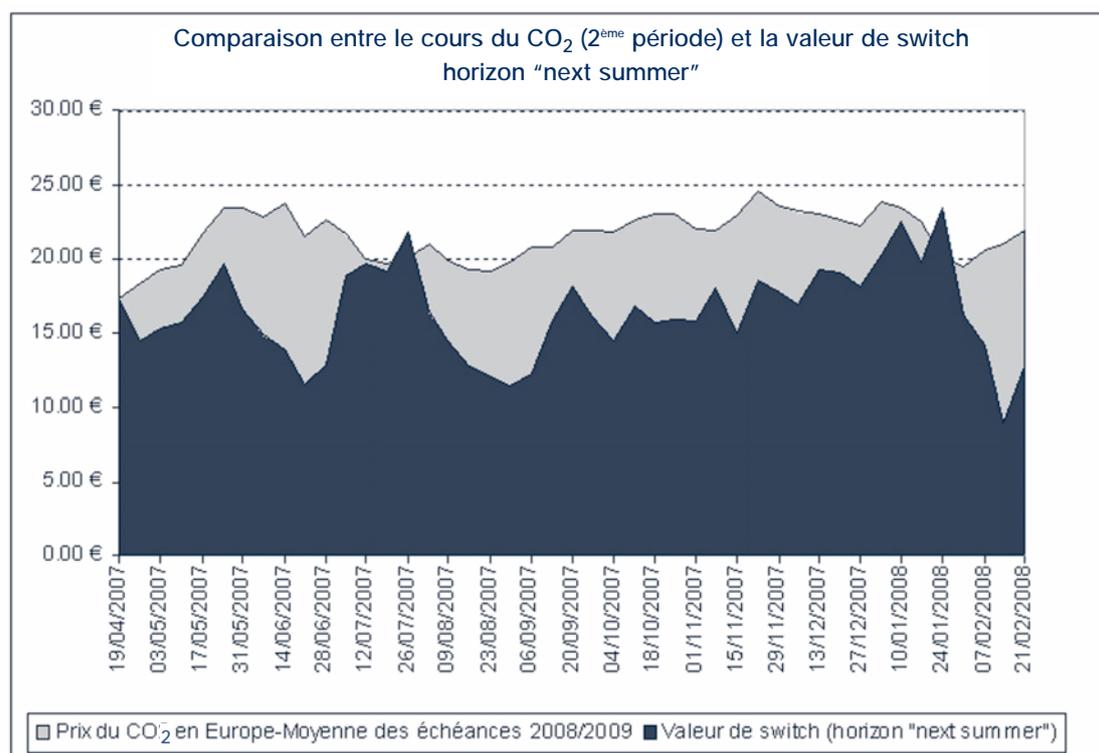


Figure 13. Comparaison entre le prix du CO<sub>2</sub> en Europe et la valeur de « switch » gaz-charbon en Europe.

première phase de fonctionnement (2005-2007), se traduisant finalement par un effondrement total des prix des quotas, le prix du carbone, en Europe, s'est stabilisé depuis 1 an aux environs de 20 à 25 €/t de CO<sub>2</sub> (15 à 18 € pour les crédits Kyoto CERs issus du mécanisme de développement propre) (figure 12). Ces prix, trop faibles sur le moyen terme pour déclencher l'effort d'investissement à la

hauteur nécessaire, ont été suffisants pour que le prix du CO<sub>2</sub> devienne l'une des composantes importantes des mécanismes subtiles de formation des prix des énergies et de détermination du comportement des acteurs.

On observe par exemple (figure 13) que le prix du carbone reflète assez bien en Europe, sur des périodes assez longues, le différentiel de prix, le « spread » conduisant

les exploitants de centrale, en Allemagne et en Grande-Bretagne essentiellement, à basculer du charbon vers le gaz, dès que les prix du CO<sub>2</sub> sont suffisamment dissuasifs pour continuer à fonctionner au charbon.

Toutefois le prix du carbone est une espèce menacée d'emballlement ou de disparition.

Conformément au principe d'équilibre de la tarification au coût marginal, le prix du CO<sub>2</sub> s'est retrouvé dans le prix de l'électricité livrée au consommateur, alors que celui-ci attendait de l'ouverture des marchés une baisse de sa facture énergétique. Des hausses de 10 à 15 €/MWh ont été observées en Allemagne sur la bourse de l'EEX (Leipzig). Les producteurs d'électricité ont été accusés de dégager des super-profits, en Allemagne, en Grande-Bretagne, en Espagne et en Finlande.

Les états ont alors considéré que, si le consommateur devait payer davantage au titre du climat, les sociétés d'électricité ne devaient pas pour autant en faire leurs « choux gras » et que c'était à l'État de récupérer par le biais de la fiscalité, tout ou partie de la rente ainsi dégagée.

En janvier 2008, la Commission européenne a proposé que tous les quotas destinés aux producteurs d'électricité cessent de leur être alloués de façon gratuite et fassent l'objet d'enchères payantes dont le produit irait à des actions d'amélioration de l'efficacité énergétique. Rien n'est encore décidé car on imagine les discussions qui peuvent s'ensuivre sur les processus de réallocation. On observera simplement qu'un mécanisme de mise aux enchères des quotas suivi d'une redistribution du produit des ventes s'apparente à l'instauration d'une taxe carbone et redonne aux pouvoirs publics une puissance d'intervention considérable.

Mais dans le même temps, le prix du charbon s'est mis à augmenter de façon très rapide, crevant en février 2008 la barre des 100 €/t rendue à Amsterdam. Tout se passe comme si les opérateurs charbonniers, réalisant qu'il y avait de la place pour un prix du CO<sub>2</sub> entre les prix qu'ils pratiquent et ceux du gaz, avaient « décidé » que ce « spread » devait combler à leur profit, la concurrence dans le monde du charbon – surtout depuis que la Chine est devenue importatrice nette – étant bien moindre qu'on ne le dit trop souvent.

À défaut de revenir à des politiques publiques qui ne sont plus dans l'air du temps, la résolution des problèmes climatiques par une approche de marché est difficile. L'établissement d'un prix du CO<sub>2</sub> au niveau mondial nous paraît extrêmement souhaitable mais il faut que plusieurs conditions soient réunies pour que, dans le domaine de l'électricité, il produise les effets espérés :

- Qu'il n'y ait pas trop de disparités entre les prix des différents marchés qui vont coexister dans le monde

et que des mécanismes de compensation aux frontières soient instaurés lorsque nécessaire pour maintenir l'équité dans les échanges.

- Qu'une ou plusieurs banques centrales aient la charge, en toute indépendance, de réguler le marché du carbone pour éviter aussi bien l'emballlement à la hausse que l'effondrement à la baisse (effet « assignats »).
- Qu'il soit admis que l'instauration d'un prix du CO<sub>2</sub> se traduira par une hausse des prix de l'électricité, hausse indispensable pour permettre aux technologies non génératrices d'émissions de se développer avec l'ampleur nécessaire. Ceci implique un gros effort d'explication de la part du pouvoir politique, probablement un étalement dans le temps, mais la direction doit être prise et suivie.
- Que soit instaurée une sorte d'obligation de réinvestissement de la part des opérateurs du secteur électrique. Il s'agit d'éviter une sur-rémunération du capital par le CO<sub>2</sub> et de veiller à ce que tous les opérateurs procèdent aux investissements nécessaires, y compris, comme cela se fait davantage dans certains états américains, dans le développement d'actions impliquant à la fois les opérateurs et les utilisateurs. La France est familière du régime des concessions. Sans remettre en cause le mouvement de libéralisation, il faudrait pouvoir l'encadrer suffisamment de façon que les préoccupations climatiques, qui sont des préoccupations de long terme, trouvent suffisamment leur place dans la stratégie des entreprises.

## 10. Conclusions

L'énergie électrique est indispensable au développement des activités économiques et au bien-être des hommes. Mais l'humanité est aujourd'hui confrontée à un problème dramatique, celui du réchauffement climatique. Ce problème ne se confond pas à celui de l'épuisement des ressources énergétiques qui relève d'une autre problématique. Au risque d'être contesté par les hommes de l'art, nous avons essayé de montrer que les problèmes d'approvisionnement énergétique relevaient davantage du premier principe de la thermodynamique alors que ceux du climat ressortent du second qui demeure la loi physique la plus fondamentale. Cette approche thermodynamique explique pourquoi l'électricité joue un rôle aussi prééminent dans la lutte contre le réchauffement climatique.

Elle est actuellement à l'origine d'une fraction croissante des émissions, avec notamment la mise en service à un rythme souvent méconnu de nouvelles centrales à charbon en Chine et en Inde (1 600 MW par semaine en Chine en 2007). Les prévisions à horizon 2030 sont extrêmement préoccupantes en l'absence d'un changement radical dans le rythme d'évolution des consommations et dans les modes de production.

Mais l'électricité, de par sa nature, se prête mieux que toute autre énergie à des optimisations portant sur l'intégralité du cycle allant de la production à la consommation.

Des travaux réalisés par l'AIE et l'EPRI, il ressort que l'amélioration des rendements énergétiques, le développement de nouvelles techniques comme les véhicules hybrides rechargeables, le recours accru aux énergies renouvelables, le triplement de la capacité nucléaire installée d'ici 2030, le développement du captage et de la séquestration du charbon (en se gardant cependant de considérer cette technologie comme acquise), l'optimisation de la gestion des systèmes électriques par des réseaux de transport et de distribution appropriés, etc. sont de nature à permettre de contenir la dérive climatique dans des limites acceptables. Le défi climatique pourrait donc être relevé sans qu'il soit nécessaire d'imaginer d'hypothétiques changements drastiques dans nos modes de vie, allant au-delà d'une utilisation ménagère voire parcimonieuse des ressources.

La difficulté principale est que cette forme non traumatisante de croissance écologique a un coût et qu'elle peut se traduire par une augmentation moyenne des prix de l'électricité que nous avons sommairement évaluée à 15 € par MWh. Une telle augmentation pose en soi un problème au moment où la croissance économique peine à redémarrer dans certains pays, alors que le prix du pétrole s'emballe et que les pays émergents sont pressés

de rattraper le niveau de développement des pays les plus avancés.

Une autre difficulté, en admettant qu'une telle augmentation soit possible, est d'orienter le supplément de ressources qui en résulterait au profit des investissements indispensables à l'évolution du système électrique. Le système totalement libéral atteint ici ses limites et si l'institution d'un marché du carbone nous semble devoir être pérennisée et généralisée, il faut l'encadrer par des mesures réglementaires, de telle sorte que les mécanismes de marché ne soient pas détournés au profit d'intérêts particuliers, mais puissent effectivement contribuer à l'édification d'une politique de long terme de lutte contre la dérive climatique.

#### L' a u t e u r

**Jean-Pierre Hauet** est ancien élève de l'École Polytechnique et Ingénieur du corps des mines. Il a occupé différentes positions dans l'Administration, en particulier celle de rapporteur général de la Commission de l'Énergie du Plan. Il a dirigé le centre de recherches de Marcoussis d'Alcatel avant d'être directeur Produits et Techniques de Cégélec et d'être nommé Chief Technology Officer d'ALSTOM. Depuis 2003, il est consultant, Associate Partner de KB Intelligence, spécialisé dans les questions d'énergie, d'automatismes industriels et de développement durable. Il préside l'ISA-France, section française de l'ISA (Instrumentation, Systems & Automation Society) et est membre du comité de publication de la REE.