

EFFET DE SERRE ET PRODUCTION D'ELECTRICITE

par Jean-Pierre HAUET
Consultant – BEA Consulting

1. La production d'électricité à l'origine d'une fraction croissante des émissions de CO₂

Il est généralement admis que les émissions de gaz carbonique liées aux activités humaines sont à l'origine d'environ 2/3 du phénomène de réchauffement climatique dû à l'effet de serre, le 1/3 restant provenant des autres gaz à effet de serre : méthane, protoxyde d'azote, chlorofluorocarbones et leurs substituts notamment.

A la différence de l'oxyde de carbone (CO) qui est un poison violent participant notamment à la pollution des villes, le gaz carbonique (CO₂) n'est pas en soi toxique. Il constitue l'un des acteurs essentiels du mécanisme de la photosynthèse par lequel les plantes, grâce à la chlorophylle et à l'énergie solaire, extraient de l'air le carbone qu'il contient sous forme de CO₂ et le transforme en molécules organiques qui constituent leur substance.

Des rejets excessifs de gaz carbonique dans l'air posent par contre problème, du fait notamment du phénomène d'accumulation lié à longue durée de vie, environ 200 ans, du CO₂ dans l'atmosphère.

Or les émissions de CO₂ d'origine anthropique ont atteint un niveau considérable et représentent actuellement environ 22 500 Mt par an au niveau mondial soit en moyenne quelques 3 tonnes par an et par habitant, avec cependant de très grandes disparités sur la planète, puisque la Chine en particulier fait valoir qu'elle émet quatre fois moins de CO₂ par habitant que la moyenne des pays développés.

La génération d'électricité est l'une des composantes importantes de ces émissions (Fig 1) puisqu'elle représente environ le 1/3 des émissions totales de CO₂, soit 7650 Mt en 1997, selon les statistiques de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE).

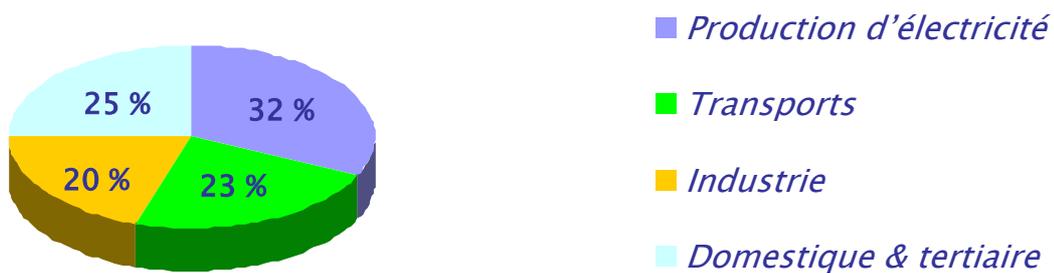


Fig1 : Origine des émissions de CO₂ résultant de l'activité humaine (1997)

L'électricité jouit d'une réputation d'énergie propre. Pourtant l'importance des émissions de CO₂ que sa production occasionne, justifie que sa problématique au regard de l'effet de serre soit examinée avec attention. De plus, la consommation d'électricité est vraisemblablement amenée à croître plus vite que celle des autres formes d'énergie (aux environ de 3% par an en moyenne mondiale et près de 5% dans les pays en développement) avec une dépendance de plus en plus marquée vis à vis des énergies fossiles compte tenu du gel actuel de la plupart des programmes nucléaires.

Les émissions en gaz carbonique dépendent fortement du mode de production :

- 920 g/kWh pour le charbon
- 683 g/kWh pour le fuel
- 452 g/kWh pour le gaz
- quelques g/kWh pour le nucléaire et l'hydraulique.



Fig 2 : Les centrales thermiques sont à l'origine d'importantes émissions de CO₂

Pourtant les choix du mode de génération ne prennent actuellement absolument pas en compte ce paramètre car les coûts correspondants pour la collectivité ne sont pas internalisés au niveau des opérateurs.

Seules comptent la charge d'investissement et la durée de construction, qui plaident en faveur du gaz, et la disponibilité en ressources énergétiques qui favorise dans certains pays le choix du charbon.

Dans ces conditions, si l'on prend comme base de réflexion le "scénario de référence" décrit par l'AIE dans son "World Energy Outlook" 2000, on arrive à la conclusion que les émissions de CO₂ dues à la production d'électricité vont croître de 76% entre 1997 et 2020 et atteindre à cet horizon 13 500 Mt c'est à dire près de la moitié des émissions totales actuelles de CO₂

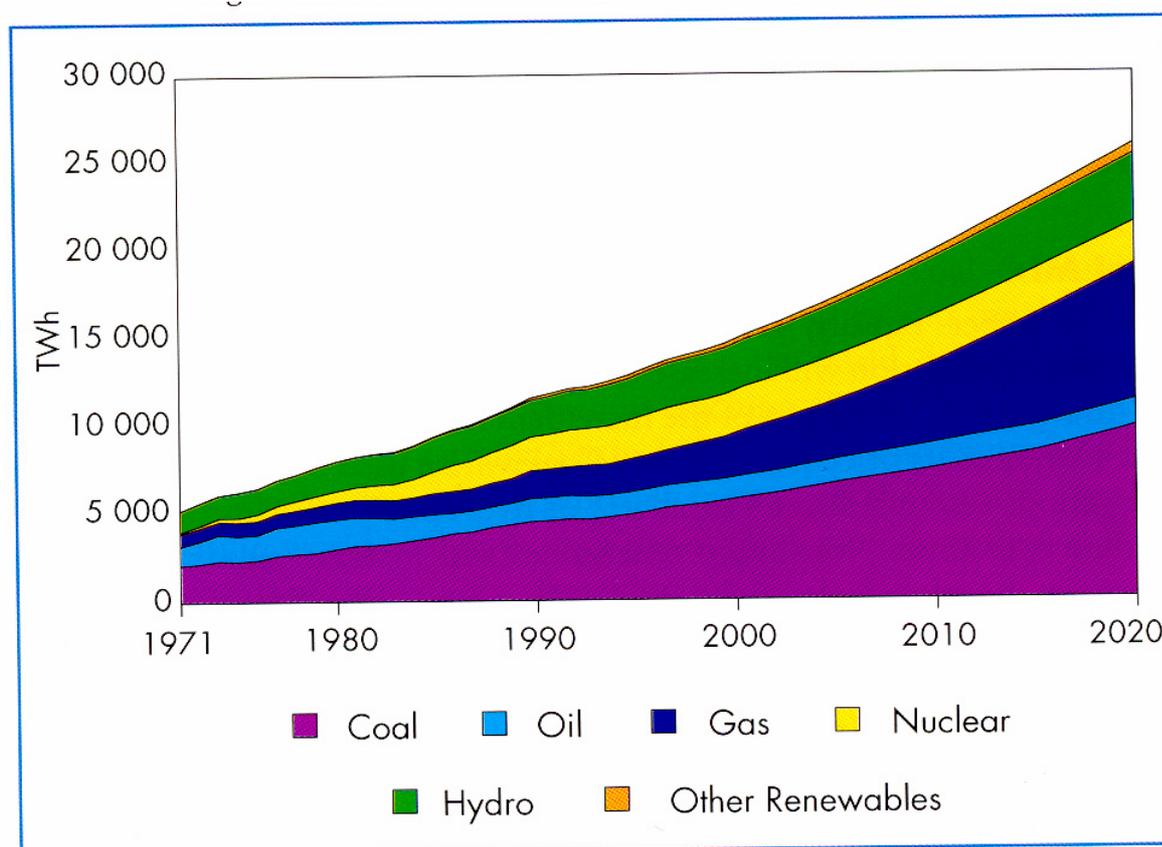


Fig 3 : Evolution de la structure de la production d'électricité à horizon 2020 (source AIE)

Plus des deux tiers de cet accroissement vient des pays en développement et notamment de l'Inde et de la Chine où la part du charbon tend à s'accroître de façon significative.

2. La dérive par rapport aux principes de Kyoto

Cette situation est préoccupante. Un accroissement de 76% est évidemment très éloigné de l'objectif général de stabilisation des émissions qui sous-tend le protocole de Kyoto, objectif dont on sait par ailleurs qu'il est insuffisant pour contrôler le réchauffement de la planète compte tenu de l'effet cumulatif des émissions de CO₂.

Laisser s'installer une telle dérive met en péril les prochaines décennies sachant que la barre ne peut être redressée rapidement, quelque drastiques que soient les mesures correctrices qui pourraient un jour être prises.

Il faut donc se poser sérieusement la question de savoir s'il est possible de stabiliser les émissions liées à la production d'électricité pour préserver l'environnement que nous légueront aux générations futures.

3. Comment redresser la situation : une approche tendancielle ne sera pas suffisante

Bien sûr, un premier train de mesures doit concerner la limitation des émissions par *une meilleure efficacité énergétique* tant au niveau de la consommation que de la production.

Mais il faut d'emblée noter que les prévisions de l'AIE supposent que l'intensité énergétique c'est à dire la consommation d'énergie par unité de valeur ajoutée continuera à décroître au même rythme qu'au cours des quinze dernières années (- 1,1% par an). Cette hypothèse est en soi assez optimiste dans un contexte où les prix de l'énergie ne semblent pas orientés à la hausse et il serait hasardeux de se fonder sur une hypothèse plus volontariste.

Du côté de la production, il faut maintenir l'effort en direction des *énergies renouvelables*. *L'énergie éolienne* connaît depuis cinq ans une croissance rapide mais ses limitations intrinsèques interdisent de la considérer comme autre chose qu'une énergie d'appoint et il est peu probable que sa contribution à la production totale d'électricité dans le monde excède quelques % en 2020.

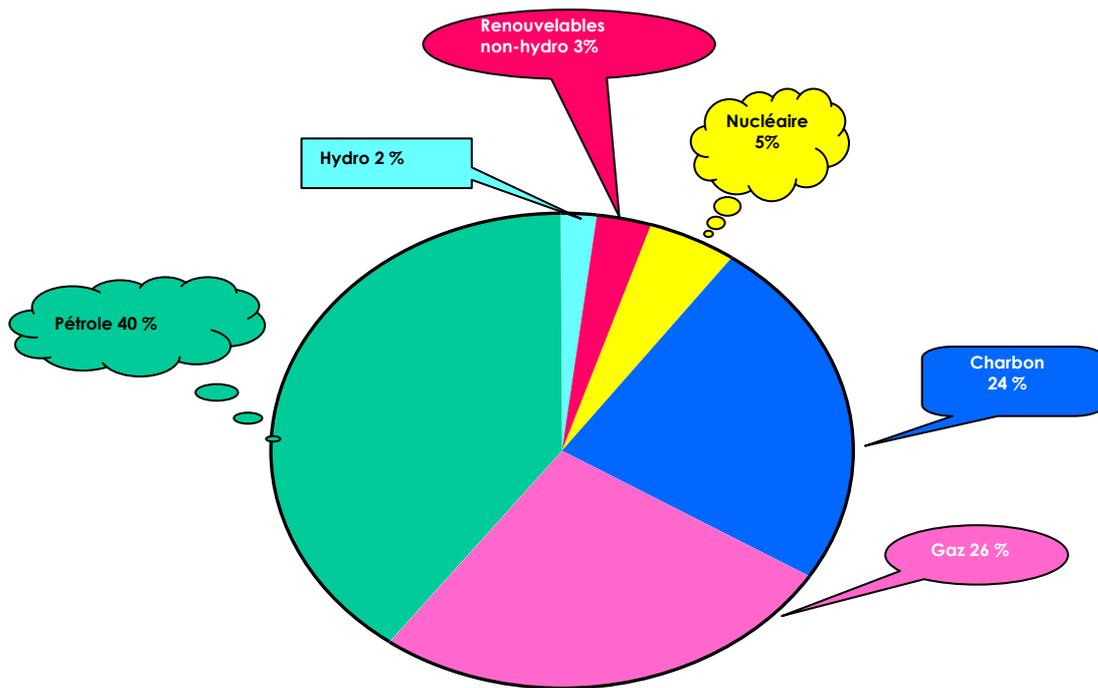
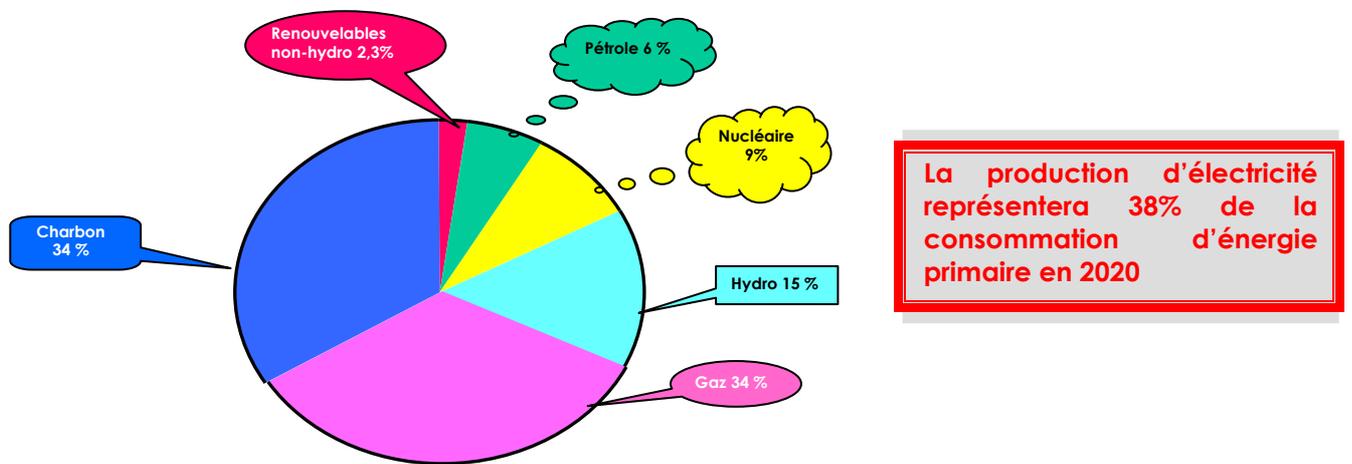


Fig 4a : Répartition par forme d'énergie de la consommation d'énergie primaire dans le monde en 2020 (Source AIE)



La production d'électricité représentera 38% de la consommation d'énergie primaire en 2020

Fig 4b : Répartition par source d'énergie primaire de la production d'électricité en 2020 (Source AIE)

production

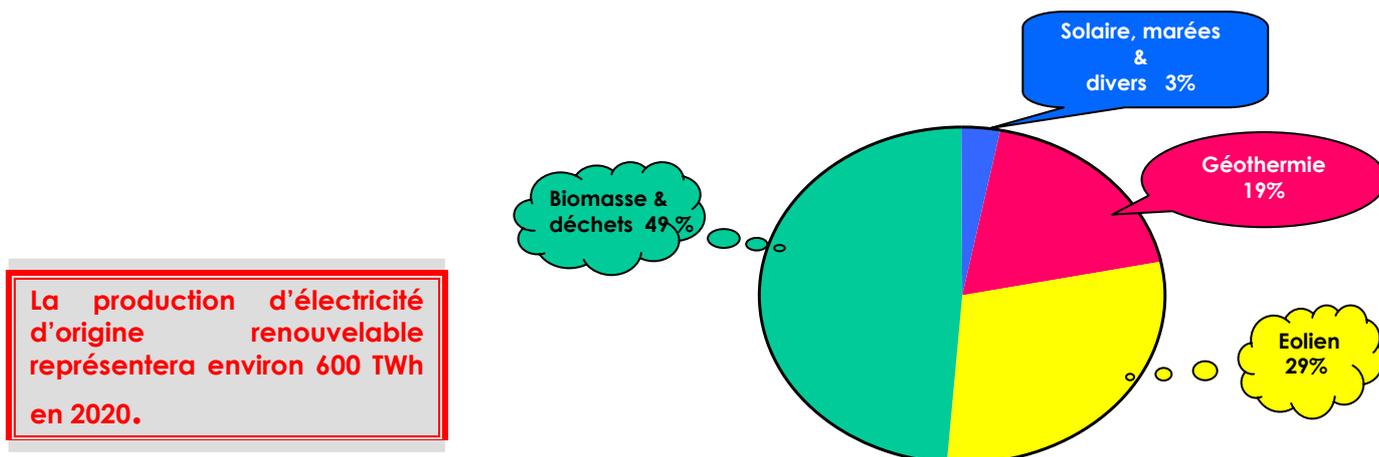


Fig 4c : Répartition de la production d'électricité par forme d'énergie renouvelable hors hydro en 2020 (Source AIE)

L'utilisation de *la biomasse* peut également être encouragée mais son bilan, en termes de CO₂ émis, n'est pas très probant. Les coûts de collecte et l'importance des surfaces à mobiliser sont autant de handicaps à surmonter.

Les piles à combustible peuvent enfin décoller si les progrès technologiques sur les filières PEM et SOFC permettent d'améliorer très sensiblement leur robustesse et de réduire leur coût. Mais le bilan des piles à combustible en termes de CO₂ émis est assez mitigé.

En effet l'hydrogène nécessaire aux piles à combustible ne se trouve pas à l'état natif. Il faudra donc développer de nouveaux procédés, biologiques ou nucléaires, qui permettent de produire de l'hydrogène à bon compte. Il faudra simultanément que soient aussi résolus les problèmes du stockage et du transport de l'hydrogène. Or l'un et l'autre posent des problèmes techniques et économiques très ardues et leur solution demeure extrêmement incertaine.

En attendant, il demeure nécessaire d'alimenter les piles à combustible par du gaz naturel, ou à la rigueur du méthanol, qui doit être préalablement à la combustion « réformé » en H₂ et CO₂. Il s'ensuit que les piles à combustible ne sont pas beaucoup plus attractives, en termes d'émissions de CO₂, que les plus performantes des turbines à gaz, à cycle combiné notamment.

Typ	System	gCO ₂ /kWh
Methane-fuelled (Proton Exchange	≅ 200	53
SOFC (Solid Oxide Fuel Cell	≅ 50	400 -
SOFC + GT (Gas Turbine	≅ 500	280 -
Methanol -		
PEM (with reformer	≅ 100	≅
DMFC (Direct Methanol Fuel Cell)	≅ 100	60

Fig 5 : Emissions de CO2 des différents variétés de piles à combustible

Le gaz présente cependant le grand avantage de permettre de réduire les émissions par un facteur 2 par rapport au charbon dans la production d'électricité.

Un scénario "tout gaz" serait à cet égard attractif. Mais le scénario de référence de l'AIE intègre déjà une fantastique croissance du parc de centrales thermiques fonctionnant au gaz dont la production pourrait être multipliée par un facteur 3,5 entre 1997 et 2020.

En admettant qu'il soit possible de geler la production d'électricité d'origine charbonnière à son niveau actuel et en admettant également que les ressources naturelles accessibles en Chine et en Inde permettent d'opter préférentiellement pour le gaz, on parviendrait à une situation où le monde serait dépendant du gaz à plus de 50% pour sa production d'électricité cependant que les émissions de CO₂ liées à la génération d'électricité continuerait à croître de plus de 50% entre 1997 et 2020.

Car quels que soient ses avantages par rapport au charbon et au fuel, le gaz naturel contient une part significative de carbone qui se retrouve dans les produits de combustion.

Ayant ainsi épuisé les mesures "conventionnelles" pour contenir la croissance des émissions de CO₂, il apparaît nécessaire d'envisager des mesures plus drastiques.

4. Une stratégie de moyen terme doit être préparée dès aujourd'hui

La mise au point de *la fusion nucléaire* par laser apporterait une solution au défi ainsi posé. Mais il nous paraîtrait prématuré sur le plan industriel de se reposer sur elle.

Deux solutions s'offrent aujourd'hui :

- la relance de *l'énergie nucléaire*,
- *la séquestration du CO₂* (c'est à dire sa capture, son transport et son stockage).

4.1. La relance de l'énergie nucléaire

La relance de l'énergie nucléaire, on pourrait dire la réhabilitation de l'énergie nucléaire, ne fait pas encore partie, sauf dans un petit nombre de pays, du "politiquement correct". C'est pourtant une orientation incontournable si l'on veut déployer face à la dérive climatique des remèdes d'un ordre de grandeur proportionné au problème posé.

Le calcul est simple : si au lieu de laisser décliner la part du nucléaire dans la production de l'électricité de 17% à 9% en 2020, les mesures nécessaires étaient prises pour au contraire l'élever aux environs de 25%, ce sont 3000 Mt de rejets de CO₂ chaque année qui seraient évités et bien plus les décennies ultérieures.

Le chiffre de 25% n'a rien de provocateur : la France tire aujourd'hui pleinement parti d'une électricité produite à plus de 75% par des réacteurs nucléaires.

Bien sûr, il ne s'agit pas de laisser construire n'importe quel nucléaire. Les futurs réacteurs devront être encore plus fiables, dotés de systèmes de confinement renforcés et faisant appel, chaque fois que justifié, à des systèmes passifs de protection. Un contrôle plus strict de la prolifération devra être mis en place. Des petits réacteurs (de l'ordre de 200 à 300 MW) devront être développés pour mieux s'adapter au nouvel environnement économique, avec aussi l'idée de préparer à terme l'avènement de la civilisation de l'hydrogène évoqué précédemment. Les techniques de traitement des déchets devront, elles aussi continuer à progresser, avec le recyclage systématique du plutonium et la reprise des travaux sur l'utilisation des neutrons rapides pour le traitement des produits à durée de vie longue.

Tout ceci demande du temps mais nous ne sommes pas hors délai pour peu que la volonté politique existe et que les opinions soient progressivement préparées par une information objective.

Il faut toutefois noter que bien que le nucléaire puisse apporter une contribution substantielle à la solution du problème du réchauffement climatique, il ne saurait constituer un remède universel.

4.2 La séquestration du CO₂

Dans l'attente d'une hypothétique mise au point de la fusion thermonucléaire et de l'avènement d'une civilisation de l'hydrogène, la voie de la séquestration du CO₂ nous paraît devoir être explorée beaucoup plus activement qu'elle ne l'est aujourd'hui.

Les principes de base de la capture du CO₂ sont connus. Trois solutions existent aujourd'hui (voir encadré):

- la capture du CO₂ à la sortie des chaudières (par un lavage des gaz dans des composés aminés, par exemple),
- la décarbonatation des fuels avant combustion (par des réactions de conversion),
- la combustion des fuels en milieu débarrassé de l'azote, c'est à dire dans un mélange O₂/CO₂/H₂O facilitant la séparation du CO₂ en sortie, par voie cryogénique par exemple. En particulier la séparation de l'oxygène et de l'azote par un système de membrane permettrait de développer le concept de turbine à zéro émission.

Ces solutions ont été validées dans leur principe mais elles ne peuvent être considérées comme matures. Elles conduisent à une détérioration significative des rendements (de l'ordre de 10 points) qui va à l'inverse de l'effet recherché. Par ailleurs elles sont onéreuses en coût d'investissement et en coût d'exploitation.

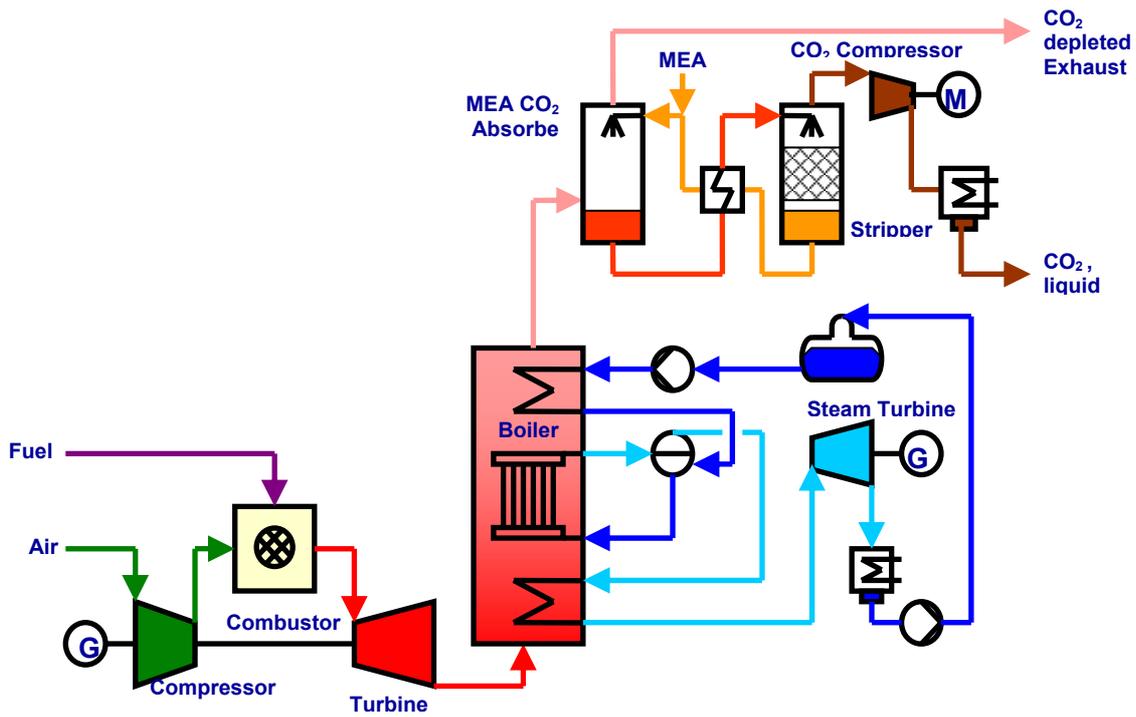


Fig 6 : Système d'absorption du CO₂ par lavage des gaz à la monoéthanolamine dans une turbine à cycle combiné (source ALSTOM)

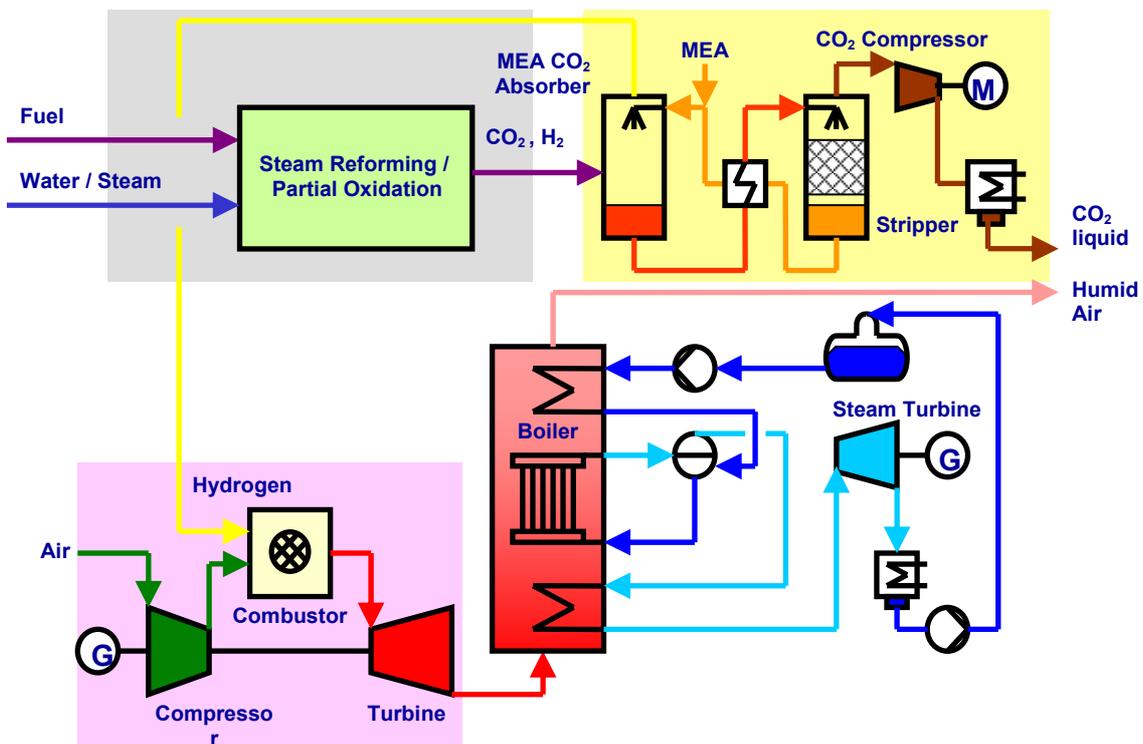


Fig 7 : Système de décarbonatation des fuels dans une turbine à cycle combiné (source ALSTOM)

)

Le CO₂ constitue une fraction relativement faible des gaz émis dans l'atmosphère par les centrales thermiques conventionnelles : 14% pour les centrales à charbon pulvérisé, 4% pour les turbines à gaz à cycle combiné de nouvelle génération. Le solde est constitué d'azote, d'oxygène et de vapeur d'eau.

La faible concentration en gaz carbonique nécessite pour sa séparation le traitement de grandes quantités de gaz dans des équipements largement dimensionnés et donc coûteux.

Plusieurs voies sont explorées pour résoudre ce problème.

1. La première est la capture post-combustion (Fig. 6) par un lavage des gaz avec des solvants, du type MEA (monoéthanolamine) ou DEA (diéthanolamine). D'autres solutions telles, que l'adsorption par des solides, sont à l'étude mais ne peuvent être considérées comme opérationnelles.

2. Une solution alternative permettant d'éviter d'avoir à traiter des gaz dilués est la « décarbonatation » du combustible avant son injection dans le brûleur (Fig. 7). La méthode est celle d'une oxydation partielle du charbon, du pétrole ou du gaz sous un flux d'hydrogène et de vapeur d'eau qui conduit à un mélange d'hydrogène et d'oxyde de carbone (CO).

L'oxyde de carbone est ensuite converti, par réaction catalytique à la vapeur d'eau, en hydrogène et gaz carbonique.

Le gaz carbonique est finalement séparé par lavage ou compression et un mélange à forte teneur en hydrogène est disponible pour combustion en turbine.

Il faut noter que la combustion de l'hydrogène n'est pas à ce jour une technologie commercialement démontrée.

3. Une autre solution consiste à brûler les fuels dans un milieu gazeux oxygéné préalablement débarrassé de l'azote de l'air.

La séparation de l'oxygène de l'azote peut se faire dans des Air Separation Units (ASU) par des méthodes commercialement éprouvées. L'oxygène est ensuite dilué par recyclage d'une partie des gaz de combustion et ajout de vapeur d'eau issue des produits de condensation. A la sortie, le CO₂ peut être extrait par compression.

La méthode est applicable aussi bien pour les centrales à charbon que pour les turbines à gaz.

A noter cependant qu'il existe peu d'expériences de combustion à l'oxygène pur qui pose des problèmes de contrôle des températures et de maîtrise des phénomènes d'oxydation.

Une autre solution (non représentée) consisterait à utiliser un réacteur à membrane dans lequel l'oxygène de l'air percole au travers d'une membrane semi-perméable pour venir brûler le combustible. La chaleur de combustion sert à réchauffer le flux d'air qui, allégé de son oxygène, est envoyé dans une turbine à air, cependant que les produits de combustion (CO₂ et H₂O) sont envoyés dans une autre turbine avant récupération du CO₂ par compression.

Le stockage du CO₂ se présente de façon a priori plus facile. En effet l'enfouissement en couches géologiques profondes, notamment dans des réservoirs aquifères offre de larges possibilités (probablement des milliers de Gt de CO₂) à un coût qui devrait demeurer relativement faible.

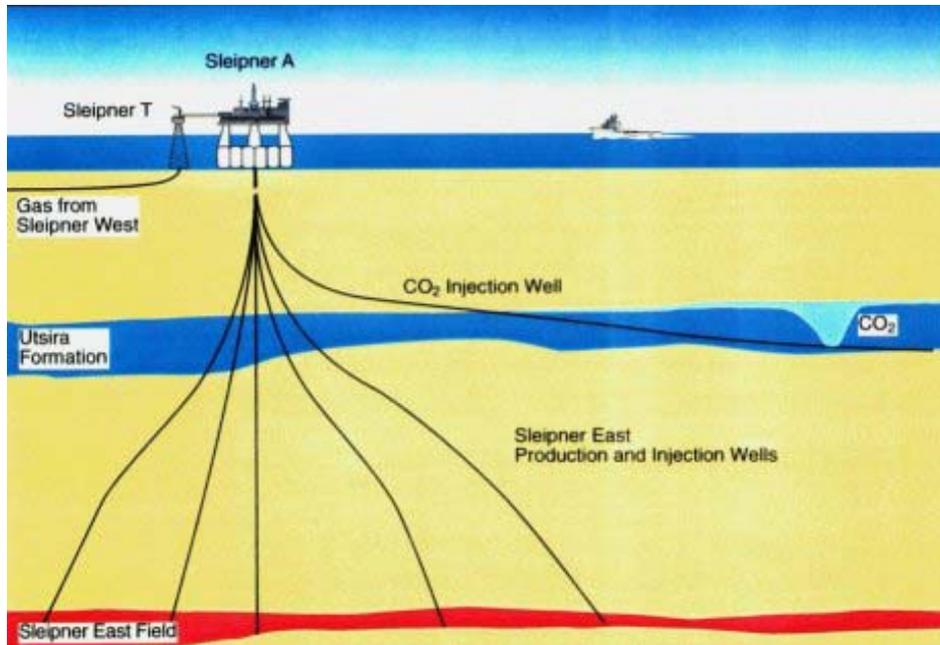


Fig 8: Schéma d'injection de CO₂ dans le champ pétrolier de Sleipner

Lorsque les circonstances sont favorables et notamment lorsque les distances ne sont pas prohibitives, l'utilisation du CO₂ réinjecté pour la récupération assistée du pétrole pourra être envisagée, conférant ainsi une valeur économique positive au CO₂.

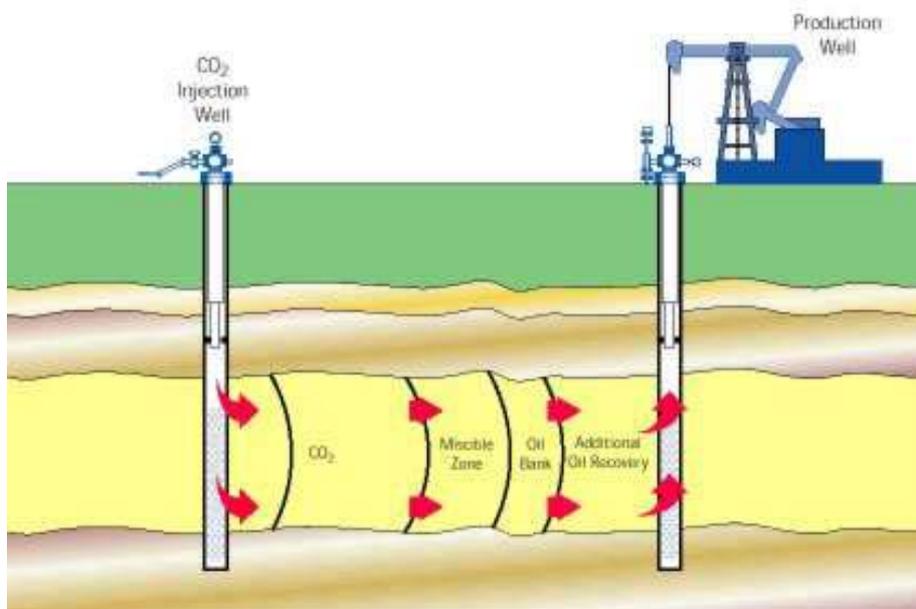


Fig 9 : Principe de la récupération assistée du pétrole par injection de CO2

Les océans, réservoirs ultimes de stockage du CO₂, offrent également d'immenses possibilités. Mais les phénomènes physiques et chimiques correspondants doivent être préalablement mieux étudiés ainsi que leur impact biologique potentiel.

A contrario le stockage du CO₂ dans des puits naturels de carbone se heurte à des problèmes d'ordre de grandeur. Le stockage de 1 Gt par an nécessiterait la reforestation d'une surface grande comme deux fois la France. Dans ce domaine, la priorité doit être la prévention de la déforestation plus que la reconstitution d'une "mini-ère carbonifère".

Au total il faut s'attendre, pour la séquestration du CO₂, sur la base des techniques actuelles à des coûts de la tonne de CO₂ évitée de l'ordre de 70 € (dont un minimum de 50 pour la capture) et un accroissement du prix du kWh de 50%.

Toutefois, il existe de larges avenues de progrès pour abaisser les coûts. L'enjeu en vaut la peine. Si la moitié du parc des centrales nouvelles à construire d'ici 2020 étaient dotées de systèmes de séquestration du CO₂ fondés sur les techniques actuelles, l'effort supplémentaire d'investissement à consentir serait de l'ordre de 50 Mds d'€ par an !

Ceci justifie un effort de recherche-développement beaucoup plus substantiel que celui qui est consenti aujourd'hui sur le sujet. Les USA s'y préparent avec un budget R&D du DoE de l'ordre de 60 M\$ par an sur la capture du CO₂ et des objectifs de réduction de coûts allant jusqu'à un facteur 30.

4-3 L'internalisation des coûts externes

Mais il est clair qu'aucune évolution significative n'interviendra si les acteurs économiques ne sont pas incités à le faire.

Or le problème n'est pas simple. Le CO₂ n'est pas en soi un polluant. Seul l'excès de CO₂ pose problème. Une taxe uniforme n'est donc pas appropriée et pourrait affecter la compétitivité économique des entreprises.

Des mécanismes plus subtils doivent être mis en place :

- soit un mécanisme de trading des droits d'émission associé à la fixation de quotas de base,
- soit des mécanismes d'engagements contractuels.

Dans tous les cas, les pénalités en cas de non respect des règles fixées ou des engagements pris doivent être en rapport avec le coût économique d'élimination du CO₂ qui excède aujourd'hui 50 € la tonne.

Le problème est complexe car il ne peut être traité au niveau purement national et nécessite

que soient définies des méthodes standardisées de détermination des émissions et des conditions initiales servant de référence. Ces questions extrêmement importantes sortent du champ de cet article. Le lecteur intéressé pourra consulter la littérature abondante publiée à propos de l'adoption du protocole de Kyoto et plus récemment de la Conférence des Parties de Marrakech (COP 7). La lecture du projet de Directive Communautaire, et de ses attendus, relative à la mise en place d'un cadre réglementaire permettant le commerce des droits d'émission à l'intérieur de la Communauté est également recommandée.

5. Conclusions

En conclusion, il doit être clairement souligné que la production d'électricité va constituer, du point de vue des émissions de CO₂, un problème essentiel dans les décennies à venir.

Les solutions tendanciennes ou conventionnelles, y compris le développement des énergies renouvelables, doivent être mises en œuvre mais ne seront pas suffisantes pour contenir l'accroissement des émissions.

La filière hydrogène, qui ne doit pas être délaissée du point de vue de la recherche-développement, ne nous paraît pas à ce jour constituer une base suffisamment mature pour bâtir une stratégie.

Deux voies semblent aujourd'hui proportionnées au défi posé :

- la relance du nucléaire,
- la capture et le stockage du CO₂.

Mais un contexte politique et économique approprié doit être créé afin de permettre à ces deux solutions de se développer et un important effort de développement demeure nécessaire, en particulier en ce qui concerne la deuxième approche. Cela nécessite des moyens et du temps.

Toutefois les circonstances peuvent venir au secours des initiatives qui pourraient être prises.

En effet il a été mentionné que le temps de résidence dans l'atmosphère des gaz à effet de serre était un paramètre clé de l'évolution du phénomène. La réduction des émissions des gaz à durée de vie courte, tels que le méthane (12 à 14 ans), produit des effets plus rapides que celle des gaz à longue durée de vie comme le CO₂.

Si l'hypothèse récemment émise par la NASA (Goddard Institute for Space Studies) est exacte d'une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre autres que le CO₂ (méthane, oxyde nitreux et suies), liée notamment à la réduction des émissions de méthane en provenance des mines profondes et à une meilleure récupération des gaz associés au pétrole, ceci donnerait au monde un répit bienvenu pour se préparer et mettre au point des techniques adaptées à la maîtrise des émissions de CO₂ par les centrales.

L'auteur :

Jean-Pierre HAUET, Ingénieur en Chef des Mines, a occupé différentes fonctions dans l'administration française, notamment celles de chargé de mission auprès du Délégué Général à l'Energie et de Rapporteur Général de la Commission de l'Energie du Plan.

Entré à la CGE en 1979, il a été successivement Directeur général de Novelerge (société d'ingénierie spécialisée dans les énergies nouvelles), Président-directeur Général des Laboratoires de Marcoussis puis Directeur Produits et Techniques de Cégélec.

Il entre à ALSTOM en 1998 comme Chief Technology Officer.

Depuis janvier 2002, il est Directeur Associé de BEA Consulting et responsable du pôle Energie d'ESL (European Strategic Lobbying).