

les cahiers de



petit mémento des énergies renouvelables

Éléments pour un débat sur les énergies renouvelables en France

Global Chance

Association loi de 1901
sans but lucratif
(statuts sur simple demande)
17 ter rue du Val
92190 Meudon
globalchance@wanadoo.fr

Le Conseil d'Administration
de Global Chance
est composé de :

Edgar BLAUSTEIN

Trésorier de l'Association

Pierre CORNUT

Bernard Devin

Secrétaire de l'Association

Benjamin DESSUS

Président de l'Association

Michel Labrousse

Yves Marignac

Les cahiers de

Global Chance

Numéro hors série septembre 2007

Directeur de la publication :
Benjamin DESSUS

Rédaction : Benjamin Dessus

Maquette : Philippe Malisan

Imprimerie : Delcambre

Sommaire

Éditorial

Synthèse

Que nous apprennent ces fiches ?

Chiffres

- 1 - La comptabilité énergétique
- 2 - Du côté du consommateur final
- 3 - De l'énergie primaire à l'énergie finale
- 4 - La place des énergies renouvelables dans les bilans

Les énergies renouvelables

- 5 - De quoi s'agit-il ?
- 6 - Le potentiel des filières renouvelables
- 7 - A quel rythme peut-on raisonnablement mettre en œuvre ces potentiels ?
- 8 - Les énergies renouvelables et les émissions de gaz à effet de serre

Prospective, stratégie

- 9 - Les énergies renouvelables dans les exercices de prévision et de prospective
- 10 - Les engagements de l'Europe et de la France en termes d'énergies renouvelables à l'horizon 2020.

Repères : Les filières renouvelables

A - L'électricité

- 11 - La grande hydraulique
- 12 - La petite hydraulique
- 13 - Le photovoltaïque
- 14 - Le solaire thermodynamique ou thermique à concentration
- 15 - L'éolien
- 16 - L'énergie des vagues
- 17 - Les marémotrices et les hydroliennes
- 18 - L'énergie thermique des mers
- 19 - L'électricité géothermique Haute température
- 20 - Le tableau de comparaison des filières électriques renouvelables

B - La chaleur, les combustibles, les carburants

- 21 - Le solaire passif
- 22 - Les pompes à chaleur (PAC)
- 23 - La production de chaleur géothermique
- 24 - Le solaire thermique basse température (BT)
- 25 - La biomasse combustible
- 26 - Les agrocarburants de première génération
- 27 - Les agrocarburants de deuxième génération
- 28 - Le biogaz (décharge et méthanisation)

Éditorial

À l'initiative du Président de la république, le « Grenelle de l'environnement » actuellement en préparation, regroupant administration, entreprises, syndicats et associations d'environnement, devrait déboucher au dernier trimestre de l'année 2007 sur des propositions concrètes au gouvernement.

Parmi les sujets majeurs en débat figure bien entendu l'énergie, au cœur des problèmes du développement, mais aussi des questions d'environnement (pollutions locales, gaz à effet de serre, déchets et risques nucléaires, etc.).

Dans ce contexte, la maîtrise de l'énergie et le recours aux énergies non carbonées reviennent sur le devant de la scène. L'industrie nucléaire, avec l'appui du gouvernement, tente d'y puiser une nouvelle légitimité, malgré l'opposition de la plupart des ONG environnementales et d'une bonne partie de la population française. Les énergies renouvelables par contre semblent faire plus aisément consensus, tout au moins sur le papier. Fer de lance de nombreuses associations de développement et d'environnement, elles sont généralement plébiscitées par le grand public. Elles font l'objet de discours positifs des pouvoirs publics, sans qu'on sache pour autant si le discours sera suivi d'actes aujourd'hui encore presque inexistantes.

L'Union Européenne, quant à elle, propose une stratégie des « Trois fois 20 % en 2020 », 20 % d'économie d'énergie, 20 % de renouvelables, 20 à 30 % d'économie d'émissions de gaz à effet de serre. C'est un objectif ambitieux en termes d'énergies renouvelables, puisqu'il s'agit de multiplier par 3 d'ici 2030 leur participation au bilan européen en énergie primaire ou par 2,2 au bilan européen en énergie finale.

Bien entendu, dans ce contexte, il ne manque pas en France de bons esprits pour tenter d'affubler le nucléaire de l'ensemble des vertus des renouvelables au prétexte qu'il n'émet pas ou peu de gaz à effet de serre. La France pourrait ainsi, nous disent-ils, s'exonérer à bon marché de son engagement européen tout en plaçant l'industrie nucléaire dans une position de force sur les marchés étrangers. Cette stratégie dangereuse pour la paix du monde et pour l'environnement semble bien séduire le gouvernement actuel si l'on en juge par la décision de construction de l'EPR et l'affaire nucléaire libyenne.

Il a donc paru important à notre association de permettre aux citoyens de se faire une idée argumentée et objective du rôle que pourraient jouer les énergies renouvelables dans le paysage énergétique futur de la France, de l'Europe et du monde, en les situant dans l'ensemble des questions qui concernent les systèmes énergétiques, le développement et l'environnement.

Le domaine de l'énergie reste encore en effet le domaine réservé d'un très petit nombre d'experts souvent liés à des lobbies industriels puissants et d'une administration volontairement opaque. Les concepts utilisés, les unités et le formalisme contribuent à rendre incompréhensibles à la plupart des options du débat. Le citoyen se trouve alors dans l'incapacité de juger de la cohérence des politiques proposées, voire imposées.

C'est pourquoi nous mettons aujourd'hui à la disposition de ceux qui le souhaitent ce petit mémento des énergies renouvelables qui rassemble une trentaine de fiches, courtes, factuelles, sur ces questions qui font l'objet de discours contradictoires s'appuyant souvent sur des chiffres fantaisistes et sur des affirmations péremptoires au mépris d'un minimum d'objectivité.

Les fiches présentées sont conçues pour être lues de façon autonome. Elles sont néanmoins regroupées en quatre chapitres principaux : Les chiffres de l'énergie, Les énergies renouvelables, Prospective et stratégie, et enfin Repères qui rassemble les principales données sur chacune des filières renouvelables.

Nous espérons que ces fiches seront utiles au débat que nous souhaiterions voir s'instaurer parmi les citoyens de notre pays à l'occasion du Grenelle de l'environnement.

Que nous apprennent ces fiches ?

Nous résumons ci-dessous les principaux apports qui se dégagent des différents chapitres auxquels se rapportent les fiches qui suivent.

Les chiffres de l'énergie

Les quatre fiches de ce chapitre sont consacrées à des considérations de base sur la comptabilité, les bilans énergétiques, et la place des énergies renouvelables dans ces bilans. Le rappel de ces notions de base, généralement peu connues, est indispensable pour éviter les pièges de l'inexactitude ou de la désinformation qui sont monnaie courante sur ces sujets.

La première de ces fiches permet de prendre conscience de l'importance des conventions de mesure et d'équivalence entre énergies adoptées au niveau international, conventions qui pèsent très lourd dans l'image présentée par les bilans énergétiques régionaux ou nationaux. Les deux fiches suivantes en sont l'illustration. Elles montrent en particulier les différences majeures qui apparaissent quand on dresse les bilans énergétiques en termes d'énergie finale (celle qui arrive chez l'utilisateur, aux bornes des usines, dans le réservoir de nos automobiles, aux bornes de nos compteurs électriques, etc.) ou en termes d'énergie primaire, celle qu'on est allé chercher dans les mines, qu'on a captées, à partir de l'eau, du soleil ou du vent. Un exemple frappant qui concerne la France : alors que l'énergie nucléaire compte pour 41 % (112/275 Mtep) dans le bilan énergétique primaire français, il ne représente plus que 17 % de l'énergie finale consommée par l'ensemble de l'économie nationale (27/162). Le rapport entre énergie primaire et énergie finale atteint 4 dans le cas du nucléaire (112/27 Mtep) alors qu'il n'atteint que 1,14 dans le cas des énergies renouvelables. Pour les mêmes raisons conventionnelles l'électricité hydraulique, avec 2810 TWh au niveau mondial ne compte que pour 242 Mtep, alors que le nucléaire qui produit 2740 TWh, compte pour 714 Mtep dans le bilan primaire mondial.

La dernière fiche de ce chapitre montre les parts actuelles des énergies renouvelables, en énergie primaire et finale, au niveau mondial, européen et national. On y apprend par exemple que les énergies renouvelables représentent 16,5 % de l'énergie finale mondiale, au même niveau que le gaz naturel, 6 fois plus que le nucléaire dont la part dans l'énergie finale est de 2,8 %. En France, en 2006, les énergies renouvelables ne représentent que 6,8 % du bilan primaire, mais 9,9 % du bilan final.

Les énergies renouvelables

Les quatre fiches de ce chapitre tentent de cerner les questions qui relèvent spécifiquement des énergies renouvelables : nature, spécificités, avantages et limites de leur utilisation, etc.. Quelles en sont les ressources réellement exploitables ? À quel rythme peut-on les exploiter ? Quelles conséquences en terme d'émissions de gaz à effet de serre ? On y constate notamment l'importance de la notion de « filière », de l'usage jusqu'à la ressource renouvelable ; on prend conscience de l'ampleur des potentiels mobilisables, mais aussi des contraintes de dynamique de cette mobilisation qui dépend tout autant du rythme de développement des sociétés que de celui du renouvellement des installations énergétiques fossiles et fissiles existantes. On constate enfin l'importance d'une mobilisation massive de ces énergies dans les pays riches qui disposent de moyens financiers importants et dont le rythme de renouvellement des installations offre des opportunités majeures pour les énergies renouvelables.

La fiche sur les émissions des gaz à effet de serre permet de prendre conscience de la complexité des questions soulevées et de l'importance d'une explicitation précise des conditions de fabrication et d'emploi des diverses technologies renouvelables pour l'appréciation des émissions de GES. On constate cependant que, dans tous les cas, le recours aux énergies renouvelables apporte des gains considérables d'émissions de GES par rapport aux énergies fossiles (un rapport 10 à 100) et souvent par rapport à l'énergie nucléaire.

Prospective, stratégie.

Les deux fiches de ce chapitre interrogent l'avenir des énergies renouvelables. La première décrit, au niveau mondial et français des images de la place des différentes énergies renouvelables que proposent une série de scénarios de prévision et de prospective, à moyen et long terme. Toutes ces projections s'accordent pour afficher des croissances très importantes des quantités d'énergies renouvelables mobilisées dans les décennies qui viennent. Mais leur importance dans les bilans globaux, aussi bien primaires que finaux, dépendent au premier chef de l'évolution des consommations globales d'énergie. C'est ainsi que dans le scénario de prévision de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) l'Union européenne, malgré une croissance des énergies renouvelables de 230 % en 2030, n'affiche encore à cette époque qu'une participation de 13,2 % de ces énergies.

En France, les deux scénarios qui se proposent de respecter l'objectif de réduction d'un facteur 4 des émissions de gaz à effet de serre en 2050, le scénario F4 POLES et le scénario Négawatt, présentent des similitudes très fortes du point de vue de l'évolution de la consommation d'énergie finale. Dans les deux cas en effet, ces consommations diminuent autour de 120 Mtep en 2030 contre plus de 160 aujourd'hui. Par contre, les deux scénarios divergent très fortement du point de vue des consommations d'énergie primaire, en quantité et en nature des énergies mobilisées. Pour des besoins finaux du même ordre en 2030, F4 POLES, avec un approvisionnement très fortement fondé sur le nucléaire (112 Mtep/ 244) et une participation de 43 Mtep des énergies renouvelables, présente une image de système énergétique très centralisé avec les faibles rendements énergétiques et les risques qui lui sont inhérents. Le scénario Négawatt, quant à lui, se fonde sur un recours plus important aux énergies renouvelables décentralisées, renonce au nucléaire et aboutit ainsi à des besoins d'énergie primaire de 149 Mtep, nettement plus faibles que F4 POLES en 2030. Ces deux scénarios illustrent donc bien le débat actuel entre deux stratégies toutes deux exigeantes en terme de consommation d'énergie finale, mais qui divergent fortement sur l'organisation du système énergétique et la nature des ressources énergétiques à mobiliser.

La seconde fiche explicite et met en perspective les trois objectifs affichés par l'Union européenne « les trois fois 20 % » (20 % d'économie d'énergie, 20 % d'énergies renouvelables, 20 à 30 % d'économies de gaz à effet de serre en 2020). On y constate d'abord que ces objectifs sont indissociables : les économies d'énergie sont indispensables à la réalisation des deux autres objectifs. On se rend compte en outre que l'objectif de 20 % d'énergies renouvelables en 2020, pour être réaliste, doit être décliné en termes d'énergie finale.

Repères

Ce chapitre comporte 18 fiches consacrées chacune à une description succincte de chacune des principales filières d'énergies renouvelables. On y trouve des informations synthétiques sur l'état de l'art, la capacité installée, la production, les coûts, les marchés, l'emploi, les émissions de gaz à effet de serre, les potentiels des filières, etc..

Les 10 premières fiches concernent la production d'électricité hors réseau ou sur réseau⁽¹⁾. La dernière de ces fiches regroupe, sous forme de tableau, les principales caractéristiques de ces filières. On y constate des potentiels importants mais très divers selon les filières (de quelques dizaines de TWh à près de 10 000 TWh pour l'hydraulique ou l'éolien), des coûts au kWh qui s'étagent de 1 ct d'euro à près d'un euro, selon les filières et leurs conditions d'emploi, des émissions de GES de quelques grammes de CO₂ par kWh à plus de 100 g/kWh. C'est dire que le terme d'énergies renouvelables électriques recouvre une très grande diversité de situations.

Les 8 fiches suivantes concernent les applications des énergies renouvelables à la production de chaleur de chauffage et aux transports. On notera cependant la présence d'une fiche « solaire passif » : l'importance des apports gratuits du soleil, grâce à des dispositions architecturales et technologiques adaptées (3,5 Mtep en France) justifie qu'on mentionne cette filière solaire généralement passée sous silence sous le prétexte que ce n'est ni une filière de production de chaleur, ni une filière d'économie d'énergie.

(1) Nous remercions le Club des Argonautes (www.clubdesargonautes.org) pour sa contribution aux fiches concernant l'énergie des mers (fiches 16, 17 et 18).

La comptabilité énergétique

L'analyse des différents bilans énergétiques, aussi bien à la production qu'à la consommation, suppose l'utilisation d'unités de mesure communes aux différentes sources et aux différentes formes d'usage de l'énergie. Ces unités ne nous sont pas toutes familières non plus que leur équivalence avec les quantités physiques (tonnes de charbon, litres d'essence, stères de bois, etc.) ou avec les unités qui apparaissent dans les factures d'électricité ou de chauffage urbain (kWh).

L'unité officielle d'énergie est le joule (J) mais, par commodité (parce que c'est plus « parlant » et parce que le pétrole est l'énergie dominante), les énergéticiens utilisent la « tonne équivalent pétrole » (tep).

Le tableau ci-dessous donne, pour les principales ressources énergétiques, les éléments de conversion nécessaires à la transformation des quantités physiques en équivalents énergétiques utilisés depuis 2002 par l'Observatoire de l'énergie, conformes aux règles internationales.

Équivalences énergétiques primaires

Énergie	Unité physique	Milliard de joules (gigajoule) PCI*	Tonne équivalent pétrole (tep) PCI*
Charbon			
Houille	Tonne	26	0,62
Coke de houille	Tonne	28	0,67
Briquettes de lignite	Tonne	32	0,76
Lignite	Tonne	17	0,40
Pétrole			
Pétrole brut, gazole, fioul	Tonne	42	1
Gaz de pétrole liquéfié	Tonne	46	1,1
Essence moteur	Tonne	44	1,05
Fioul lourd	Tonne	40	0,95
Coke de pétrole	Tonne	32	0,76
Électricité primaire***			
Production nucléaire	MWh (1000 kWh)	3,6	0,26
Production géothermique	MWh	3,6	0,86
Production renouvelables	MWh	3,6	0,086
Bois	Stère PCI*	6,17	0,15
Gaz naturel et industriel	MWh PCS**	3,24	0,077

Source : Observatoire de l'énergie.

* PCI : pouvoir calorifique inférieur.

** PCS : pouvoir calorifique supérieur. Pour les combustibles contenant de l'hydrogène, la combustion produit de la vapeur d'eau en plus du CO₂ ; la chaleur restituée lors de la condensation de cette vapeur est prise en compte dans le PCS et pas dans le PCI.

*** Voir ci dessous « le cas de l'électricité »

Le tableau se lit de la façon suivante : par exemple pour la ligne « Essence moteur » : 1 tonne d'essence équivaut à 44 gigajoules d'énergie et 1,05 tonne équivalent pétrole (tep).

Le cas de l'électricité

Une attention toute particulière doit être accordée à la ligne électricité primaire. Quand l'électricité est produite à partir de charbon, de pétrole ou de gaz, on comptabilise aisément les quantités de combustibles réellement dépensées pour produire 1 MWh, qui dépendent du rendement réel de conversion du combustible en électricité. Par exemple pour une centrale à gaz à cycle combiné de rendement 60 %, il faudra 1,7 MWh de chaleur issue du gaz pour produire 1 MWh d'électricité soit 1,7 x 0,086 = 0,14 tep.

Dans le cas du nucléaire et de la géothermie, on utilise la méthode dite de « l'équivalent primaire à la production ». Elle consiste à évaluer la quantité de combustibles fossiles en tep qui aurait été nécessaire, compte tenu du rendement de production de la filière considérée, pour obtenir la même quantité d'électricité.

Pour le nucléaire et un rendement retenu de 33 %, il faudrait 3 MWh de chaleur pour produire 1 MWh d'électricité, soit $3 \times 0,086 = 0,26$ tep.

Pour l'électricité renouvelable dont la production ne passe pas par l'intermédiaire de la chaleur, l'équivalent adopté est l'équivalent thermique 0,086 entre la tep et les MWh (1 tep = 11,6 MWh).

Pour l'électricité géothermique, avec un rendement retenu de 10 %, il faudrait 10 MWh de chaleur pour obtenir 1 MWh d'électricité soit 0,86 tep.

Selon son origine, une même quantité d'électricité, ici 1 MWh, peut donc avoir des équivalents en tep qui varient de 1 à 10 : 0,086 pour les énergies renouvelables, 0,26 pour le nucléaire, 0,86 pour la géothermie.

On voit immédiatement que ces conventions peuvent être sources d'incompréhension, d'interprétations erronées des bilans, de raisonnements incorrects, voire de manipulations diverses.

Incidence de ces équivalences sur le bilan énergétique

On peut remarquer que les conventions retenues pour convertir l'électricité « primaire » donnent, dans les bilans globaux d'approvisionnement, une importance relative aux filières d'autant plus grande qu'elles ont un plus mauvais rendement. C'est ainsi que le bilan mondial en 2004 fait apparaître des productions d'électricité nucléaire et hydraulique quasiment identiques (respectivement 2740 TWh et 2809 TWh), mais profondément différentes quand elles sont exprimées en Mtep dans les tableaux de demande d'énergie primaire de l'AIE⁽¹⁾ puisqu'elles sont respectivement de 714 Mtep pour le nucléaire et 242 Mtep pour l'hydraulique, un facteur 3.

Le tableau suivant illustre largement ce propos. On y a figuré trois situations de production conduisant à la même quantité d'électricité par des filières différentes et leurs conséquences sur le bilan global français en énergie primaire : la situation actuelle, P1, une situation où le nucléaire est remplacé par de l'hydraulique, P2, enfin une situation où le nucléaire serait remplacé par de la géothermie, P3.

Bilan primaire 2006 pour différents moyens de production d'électricité (Mtep)

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Électricité géothermique	Électricité nucléaire	Électricité hydraulique	Énergies renouvelables	Total
P1*	12,4	91,8	40,3	–	112	5,6	13,1	275,3
P2	12,4	91,8	40,3	–	–	42,5	13,1	200,1
P3	12,4	91,8	40,3	370	–	5,6	13,1	533,2

* Source : Observatoire de l'énergie. Valeurs corrigées du climat.

L'apparence des bilans primaires est complètement bouleversée (un facteur 2,5 d'écart entre le total de P2 et de P3, pour la même quantité d'énergie finale disponible).

Cet exercice caricatural montre les précautions à prendre pour interpréter les différents bilans présentés dans le domaine de l'énergie en France et à l'étranger, et l'intérêt d'une bonne connaissance des équivalences retenues internationalement. Il incite également à la plus grande prudence quant au choix des substitutions à faire pour réduire les émissions de CO₂.

(1) Energy outlook 2006, Agence internationale de l'énergie.

Du côté du consommateur final

Le système énergétique d'un pays est constitué de l'ensemble des activités et des opérations qui permettent de satisfaire les besoins en produits et en services énergétiques des activités économiques et sociales. Il est constitué d'un faisceau de filières énergétiques, chacune représentant le trajet qui va de la ressource énergétique de base (matière première ou force naturelle) au produit énergétique particulier permettant de satisfaire ces besoins. Le système énergétique englobe donc toutes les opérations d'approvisionnement (production ou importation), de transformation (raffinage, production d'électricité) et de consommation.

L'énergie est utilisée sous différentes formes : la chaleur, le froid, l'énergie mécanique (fixe ou mobile), la lumière, l'énergie électromagnétique, l'énergie chimique. Chacune de ces formes d'énergie, comme les produits énergétiques susceptibles de les fournir (gaz, produits pétroliers, électricité, charbon, bois, déchets), est mesurée avec une unité qui lui est particulière, par commodité ou par tradition.

En comptabilisant, à l'aide d'une unité commune à toutes les sources d'énergie, la quantité des matières premières utilisées ou transformées annuellement par chaque filière énergétique et en suivant les produits de cette transformation jusqu'au consommateur final, on voit comment l'énergie est utilisée aux différents stades du système énergétique.

Le bilan de la consommation finale

Le consommateur final – industries, entreprises ou établissements du secteur tertiaire, logements, exploitations agricoles, moyens de transport – consomme directement des produits énergétiques divers pour différents usages. La quantité de chaque produit énergétique consommé est exprimée avec une unité particulière qui mesure tantôt son poids, tantôt son volume, tantôt la quantité d'énergie produite par son utilisation : le kilowattheure apparaît sur les factures de gaz, d'électricité et de chaleur (dans le cas du chauffage collectif, notamment par réseau de chaleur) ; l'essence est comptée en litres, le charbon et le fuel en tonnes, le bois en stères...

Pour comparer ou additionner les quantités de chacun de ces produits énergétiques, on doit utiliser une unité commune. L'unité officielle d'énergie est le joule (J) mais, par commodité on utilise la « tonne équivalent pétrole » (tep). Les conversions en tep des autres unités particulières se font sur la base du pouvoir calorifique de chaque produit énergétique.

Ainsi, 1 tonne de produit pétrolier vaut environ 42 milliards de joules (GJ ou gigajoule) et 1 tep. De même, 1 000 kWh valent 3,6 GJ et 0,086 tep.

La consommation d'énergie finale est la somme des consommations d'énergie des cinq secteurs d'activité : industrie, transports, résidentiel, tertiaire, agriculture.

En 2006, la consommation finale totale d'énergie en France est égale à 161,7 Mtep⁽²⁾ se répartissant de la façon suivante par produit énergétique et par secteur d'activité :

Consommation finale énergétique en 2006 par secteur et par produit (Mtep*)

Secteur d'activité	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Électricité	Renouvelables thermiques**	Total
Industrie	6,5	6	12,5	11,7	1,25	37,4
Habitat et tertiaire	0,4	14,7	22,6	24	8,9	70,6
Agriculture	0	2,2	0,3	0,3	0,05	2,9
Transports	0	49,1	0,05	1,05	0,7	50,9
Total (Mtep)	6,9	72	35,4	37	10,9	161,7
Part (%)	4,2 %	44,5 %	21,6 %	22,9 %	6,7 %	100 %

Source : Observatoire de l'énergie. Valeurs corrigées du climat.

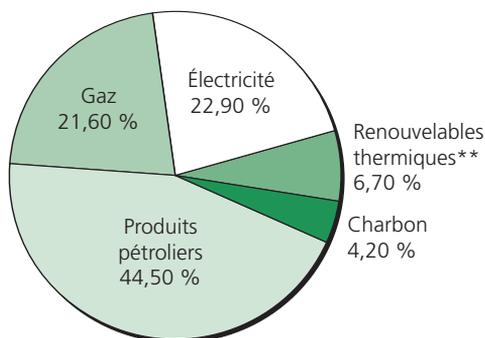
* Mtep : mégatep (million de tep).

** Énergies renouvelables thermiques (hors électricité) : bois, déchets, carburants, essentiellement ; également solaire thermique, géothermie et autre biomasse.

Les produits pétroliers représentent près de la moitié de la consommation finale, loin devant l'électricité et le gaz qui représentent un cinquième chacun. Le principal secteur consommateur est « habitat et tertiaire », suivi de « transports ». L'industrie ne consomme que le quart de l'énergie finale.

(2) « Bilan énergétique de l'année 2006 de la France », Observatoire de l'énergie, Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP).

Consommation finale d'énergie par secteur d'activité



** Bois, déchets, carburants, essentiellement ; également solaire thermique, géothermie et autre biomasse.

Dans le secteur « habitat et tertiaire » les consommations des différents produits énergétiques sont relativement équilibrées, mais c'est ce secteur qui consomme de très loin le plus d'électricité : il représente à lui seul 63 % de la consommation finale totale d'électricité.

Le consommateur final consomme en général directement les produits énergétiques qui figurent dans ce tableau. Cependant, pour ce qui concerne l'usage « chaleur », celle-ci peut être fournie au consommateur à partir d'une production « extérieure » lorsqu'il existe un réseau de chaleur. D'autre part, certaines consommations de chaleur et d'électricité dans l'industrie peuvent provenir d'une « auto production » au niveau du consommateur qui produit lui-même ces énergies, notamment par « cogénération » (production simultanée de chaleur et d'électricité utilisables).

La place des énergies renouvelables dans le bilan de la consommation d'énergie

Les énergies renouvelables produites en France contribuent à des usages thermiques (CE solaires, chaudières à bois, méthanisation ou incinération des déchets, chaleur géothermique), à des usages carburants (agrodiesel, agroéthanol), mais aussi à des usages électriques (hydraulique, marémotrices, géothermie, éolien, photovoltaïque). Dans les tableaux en énergie finale de l'observatoire de l'énergie, on ne voit apparaître qu'une partie des énergies renouvelables dans la rubrique « ENR + déchets ». L'électricité renouvelable est intégrée dans la rubrique « consommation d'électricité » avec la consommation d'électricité nucléaire et fossile. Pour reconstituer un bilan renouvelable complet il faut donc en extraire l'électricité d'origine renouvelable.

En 2006 les énergies renouvelables ont représenté une production brute d'électricité de 64 TWh d'électricité sur les 574,5 TWh produits en France. Compte tenu des pertes de transport d'électricité (7 %), cette production d'électricité a contribué à hauteur de 5,1 Mtep à la consommation finale d'énergie.

Contribution des renouvelables aux consommations d'énergies finales en 2006

E finale	Électricité	Carburants	Chaleur et combustibles	Total
Mtep renouvelables	5,1	0,7	10,2	16
Total consommation française	37	49,6	75,1	161,7
	13,8 %	1,4 %	13,6 %	9,9 %

Les énergies renouvelables contribuent donc à hauteur de 13,8 % aux consommations d'électricité, de 13,6 % aux consommations de chaleur, mais seulement à hauteur de 1,4 % à celles de carburants.

Au total la contribution des renouvelables aux besoins d'énergie finale est de 9,9 %.

À noter cependant que les bilans ne tiennent pas compte des apports passifs du soleil, en particulier dans l'habitat et le tertiaire, qui contribuent de façon très significative à la modération des besoins finaux d'énergie de chauffage, environ 3,5 Mtep finales (voir fiche 21 « solaire passif »).

De l'énergie primaire à l'énergie finale

Le charbon, le gaz, le bois sont consommés sans transformation majeure par le consommateur final, soit directement, soit par une production de chaleur effectuée au voisinage de la consommation : grandes chaudières de chauffage urbain ou chaudières d'immeubles alimentées par des combustibles. Les produits pétroliers – essence, fiouls – sont produits à partir du pétrole brut dans les raffineries. L'électricité est produite par différentes techniques : centrales thermiques à combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz naturel) dites « centrales thermiques classiques », centrales nucléaires, centrales hydroélectriques, installations éoliennes et photovoltaïques⁽³⁾.

Le bilan en énergie primaire

L'énergie « primaire » correspond à des produits énergétiques « bruts » dans l'état (ou proches de l'état) dans lequel ils sont fournis par la nature : charbon, pétrole, gaz naturel, bois (également déchets combustibles qui sont fournis par les activités humaines)⁽⁴⁾. Pour l'électricité, on considère comme « électricité primaire » celle qui est produite par d'autres moyens que les centrales thermiques classiques : énergie nucléaire, hydraulique, éolien, photovoltaïque, géothermie.

Chacune de ces sources d'énergie est mesurée dans une unité qui lui est propre : tonne de charbon, stère de bois, tonne de pétrole brut⁽⁵⁾, mètre cube pour le gaz naturel. Le kilowattheure (kWh) est l'unité utilisée pour l'électricité, mais aussi pour le gaz et la chaleur.

Comme pour l'énergie finale, l'unité commune officielle est le Joule, mais en France on utilise la « tonne équivalent pétrole » (tep). Pour les combustibles fossiles et le bois, la valeur en tep est calculée à partir du pouvoir calorifique de chaque « énergie primaire ».

La comptabilité de l'électricité primaire est plus complexe (voir fiche 1). La production d'électricité par l'hydraulique (ainsi que l'éolien et le photovoltaïque), comptabilisée en kWh, est exprimée en tep en utilisant la conversion des unités physiques (comme pour la consommation finale) : 1 000 kWh valent 0,086 tep. Pour la production d'électricité par des centrales nucléaires, on comptabilise en énergie primaire la chaleur produite par le réacteur nucléaire⁽⁶⁾. Lorsqu'une centrale nucléaire produit 1 kWh d'électricité, le réacteur nucléaire qui l'équipe produit 3 kWh de chaleur dont 2 représentent les pertes calorifiques liées à la transformation de chaleur en électricité (principe de Carnot). Cette chaleur est rejetée dans la rivière, la mer ou l'atmosphère. Ainsi, lorsqu'une centrale nucléaire produit 1 000 kWh, cette production est comptabilisée $0,086/0,33 = 0,2606$ tep. Il en est de même pour l'électricité géothermique : pour produire 1 kWh d'électricité on considère qu'il faut 10 kWh de chaleur géothermique. Cette production est comptabilisée à 0,86 tep.

Les quantités d'énergies primaires utilisées en France pour produire les énergies finales nécessaires à la satisfaction des différents besoins énergétiques figurent dans le tableau suivant (on appelle ces quantités les « disponibilités » en énergie primaire).

Les disponibilités en énergie primaire en 2006 (Mtep)

Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Électricité nucléaire	Électricité hydraulique	Énergies renouvelables	Total
12,4	91,8	40,3	112	5,6	13,1	275,3
4,5 %	33 %	14,4 %	41 %	2 %	4,6 %	100 %

Source : Observatoire de l'énergie. Valeurs corrigées du climat

Dans ce bilan primaire, l'électricité d'origine nucléaire occupe la première place avec 41 %, devant le pétrole et loin devant les autres sources.

(3) L'électricité est produite également par des centrales fonctionnant en cogénération (production de chaleur et d'électricité) qui peuvent utiliser notamment des déchets urbains solides ou du bois et des déchets de bois.

(4) On ne place pas l'uranium dans les énergies primaires, bien qu'il constitue la matière première de base de la production de chaleur dans les réacteurs nucléaires. Il serait logique de le comptabiliser au même titre que les sources fossiles. Ne pas le faire permet d'escamoter la question de son importation. De ce fait, la production d'énergie par les centrales nucléaires est considérée comme intégralement « nationale », ce qui est discuté.

(5) Le « baril », utilisé internationalement pour exprimer les productions et les prix, vaut 1/7 de tonne.

(6) Une centrale nucléaire fonctionne comme une centrale thermique classique dans laquelle la chaudière est remplacée par un réacteur nucléaire produisant de la chaleur transformée ensuite en électricité grâce à une turbine et un alternateur.

De l'énergie primaire à l'énergie finale

La différence entre les valeurs de la disponibilité d'énergie primaire (275,3 Mtep) et la consommation d'énergie finale (161,7 Mtep), soit 113,6 Mtep, provient :

- Des consommations des industries de l'énergie : consommation des raffineries (5,2 Mtep) et consommation d'électricité du secteur énergétique⁽⁷⁾ (4,6 Mtep).
- De la différence (environ 7 Mtep) entre la consommation de combustibles (charbon, produits pétroliers, gaz, biomasse) pour la production d'électricité et les 5,2 Mtep d'électricité produite⁽⁸⁾.
- Des pertes (et ajustements statistiques) de 81,3 Mtep, pour l'essentiel les rejets de chaleur liés à la production d'électricité par les centrales nucléaires (77 Mtep) et des pertes de transport d'électricité.
- Des consommations des produits fossiles (charbon, pétrole, gaz) à des fins non énergétiques (industrie chimique, goudrons, etc.) (15,4 Mtep).

Production nationale et échanges d'énergie

Le tableau suivant indique, pour chaque source d'énergie primaire, les quantités produites en France et celles qui sont importées, le bilan fournissant les disponibilités (ou consommation primaire).

Production nationale et échanges d'énergie (primaire) en 2006 (Mtep)

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Électricité nucléaire	Électricité renouvelable*	Énergies renouvelables	Total
Production nationale	0,2	1,3	1	117,3	5,6	11,9	138,1
Importations nettes**	12,2	90,5	39,3	- 5,3***	0	0	137,2
Disponibilités	12,4	91,8	40,3	112	5,6	13,1	275,3

Source : Observatoire de l'énergie. Valeurs corrigées du climat

*Hydraulique, éolien, photovoltaïque

** Importations – exportations.

*** Les exportations d'électricité sont attribuées à la production d'origine nucléaire.

La place des énergies renouvelables dans le bilan de l'approvisionnement d'énergie

Au total, les énergies renouvelables contribuent en 2006 pour 18,7 Mtep (13,1+5,6) à l'approvisionnement en énergie de la France, soit 6,8 % de cet approvisionnement (hors utilisations non énergétiques).

Le tableau ci-dessous résume les données des fiches 2 et 3 en ce qui concerne les renouvelables.

Renouvelables et nucléaire dans le bilan primaire et final Français en 2006

	Énergie primaire	Énergie finale
Énergie renouvelable (Mtep)	18,7	16
Part dans le bilan	6,8 %	9,9 %
Énergie nucléaire dans le bilan (Mtep)	112	27
Part dans le bilan	41 %	17 %

On remarquera la très faible différence qui existe pour les renouvelables entre énergie primaire et finale avec des pertes de 2,7 Mtep, soit 14 %. Au contraire pour le nucléaire la différence est considérable avec des pertes

(7) Notamment les usines d'enrichissement de l'uranium.

(8) Cette différence correspond à la perte de chaleur qui accompagne la production d'électricité et pourrait donc être comptabilisée dans la rubrique « pertes » qui ne prend actuellement en compte que les pertes de chaleur des centrales nucléaires.

de 85 Mtep, soit 76 %, somme des pertes de chaleur des centrales, des consommations internes de la branche et des pertes de transport et distribution de l'électricité.

Cette différence explique en très grande part la faible efficacité énergétique Énergie primaire/Énergie finale (EEFP) de notre pays qui n'atteignait que 59 % en 2006. La situation se présente beaucoup mieux pour d'autres pays de l'Union européenne comme le montre le tableau ci dessous.

Effacité énergétique E primaire/E finale (EEFP) de quelques pays européens en 2005

Espace énergétique	Primaire	Finale	EEFP
France	275,7	158,1	57,3 %
Allemagne	345	230,6	74,2 %
Italie	186	133,8	71,9 %
Danemark	19,8	15,33	77,3 %

Ces pays font pourtant largement appel aux énergies fossiles (charbon et gaz) pour produire leur électricité. Mais d'une part, cette production se fait en général avec de meilleurs rendements que pour le nucléaire (36 à plus de 55 % selon les combustibles) et, de plus, une partie de l'électricité est produite en cogénération avec des efficacités E finale/E primaire élevées (>75%). Enfin, la plupart de ces pays consomment moins d'électricité en proportion dans leur bilan final que la France : l'Allemagne et l'Italie ne consomment que 19,2 % d'énergie finale sous forme d'électricité, le Danemark, 18,2 %, la France près de 23 %.

Cet ensemble de raisons conduit à des gains d'efficacité E finale/E primaire de 15 à 20 points pour ces pays par rapport au cas français.

La place des énergies renouvelables dans les bilans

Le monde en 2005

En 2005, sur un total de 11 450 Mtep d'énergie, la production d'énergies renouvelables, de 1 482 Mtep, représente 12,9 % de la production mondiale d'énergie. Cette production est nettement dominée par la biomasse qui en représente 79 %. Mais l'hydraulique dont la part, avec une production de 242 Mtep d'électricité primaire, apparaît comme très modeste du fait du coefficient d'équivalence de l'électricité renouvelable (1 MWh = 0,086 tep) représente 2 907 TWh de production d'électricité, soit 16 % de l'électricité produite dans le monde, remplaçant ainsi environ 950 Mtep de charbon ou 750 de chaleur nucléaire qu'il aurait fallu consacrer à la même production d'électricité. On remarquera enfin l'émergence de l'électricité éolienne (92 TWh) dans ce bilan.

Production primaire mondiale d'énergies renouvelables en 2005

Production primaire en Mtep et (TWh)	Monde
Biomasse	1 169 Mtep (13 590 TWh)
Chaleur géothermique	5 Mtep (58 TWh)
Chaleur solaire	3,9 Mtep (45 TWh)
Électricité solaire	0,1 Mtep (1,2 TWh élec)
Électricité éolienne	7,9 Mtep (92 TWh élec)
Électricité géothermique	46,2 Mtep (54 TWh élec)
Électricité hydraulique	250 Mtep (2 907 TWh élec)

En termes d'énergie finale les énergies renouvelables, avec 1 315 Mtep (dont 1 043 de biomasse), représentent 16,5 % du bilan d'énergie finale mondial en 2006.

L'Europe en 2005

En 2005, sur un total de 1 825 Mtep d'énergie, la production d'énergies renouvelables, de 123,4 Mtep, représente 6,8 % de la consommation primaire d'énergie de l'Union Européenne à 27 (105,7 Mtep et également 6,8 % du bilan pour l'UE à 15). Cette production est de nouveau nettement dominée par la biomasse qui en représente 74,5 %. L'électricité hydraulique, avec 325 TWh, participe à hauteur de 9,9 % au bilan électrique de l'Europe des 27 et à 10,7 % de celui de l'Europe des 15. L'éolien fait une percée remarquable avec 68,5 TWh. Au total l'électricité primaire renouvelable atteint 378,5 TWh, soit 11,5 % de l'électricité des 27.

Production primaire européenne d'énergies renouvelables en 2005

Production primaire en Mtep et (TWh)	Union Européenne à 27	Union Européenne à 15
Biomasse	83,5 Mtep (971 TWh)	67,8 Mtep (788 TWh)
Chaleur géothermique et solaire	1,3 Mtep (15,6 TWh)	1,2 (13,8 TWh)
Électricité solaire	0,06 Mtep (0,68 TWh élec)	0,06 Mtep (0,68 TWh élec)
Électricité éolienne	5,9 Mtep (68,5 TWh élec)	5,9 Mtep (68,5 TWh élec)
Électricité géothermique	4,6 Mtep (5,4 TWh elec)	4,6 Mtep (5,4 TWh élec)
Électricité hydraulique	28 Mtep (325 TWh elec)	26 Mtep (304 TWh élec)

En termes d'énergie finale, l'Europe des 27 dispose d'environ 104,6 Mtep d'énergies renouvelables, (40,2 d'électricité finale, 63,1 de biomasse, 1,3 de chaleur primaire), soit 8,8 % du bilan final.

La France en 2005

Production primaire d'énergies renouvelables en 2005 en France

Production primaire en Mtep et (TWh)	France
Biomasse	11,8 Mtep (137 TWh)
Chaleur géothermique et solaire	0,15 Mtep (1,7 TWh)
Électricité solaire	–
Électricité éolienne	0,1 Mtep (0,94 TWh élec)
Électricité géothermique	–
Électricité hydraulique	4,9 Mtep (56,4TWh elec)

En 2005, sur un total de 275,3 Mtep d'énergie, la production d'énergies renouvelables, de 16,85 Mtep, représente 6,1 % de la consommation primaire d'énergie de la France. Cette production est encore dominée par la biomasse qui en représente 59 %. L'électricité hydraulique, avec 56,4 TWh, participe à hauteur de 9,8 % au bilan électrique de la France. Par contre, au contraire de l'Europe, l'éolien reste encore totalement marginal.

En termes d'énergie finale, la France dispose en 2005 de 16,34 Mtep d'énergies renouvelables, soit 10,3 % de sa consommation finale d'énergie.

Le tableau suivant résume les parts de renouvelables dans les bilans mondiaux européens et français en énergie primaire et en énergie finale en 2005.

Part des énergies renouvelables dans les bilans primaires et finaux en 2005

Mtep	Monde	Europe des 27	France
Énergie primaire	12,9	6,8	6,1
Énergie finale	16,5	8,8	10,3

La France se situe donc dans une moyenne européenne, très en deçà des engagements affichés par l'Europe de 20 % d'énergies renouvelables (aussi bien en énergie primaire qu'en énergie finale) en 2020.

Vu son poids énergétique dans l'Union européenne (15,1 % pour l'énergie primaire et 13,3 % pour l'énergie finale), il est donc indispensable que la France prenne à son compte une part importante de l'effort à consentir pour parvenir à cette valeur de 20 %. Si elle ne le faisait pas, sous le prétexte qu'elle dispose d'électricité nucléaire à faible contenu d'émissions de GES⁽⁹⁾, elle imposerait indûment aux autres pays de l'Union Européenne des contraintes très fortes pour respecter le quota global décidé.

(9) Tenter d'assimiler le nucléaire aux « renouvelables » pour cette raison est en effet pour le moins contestable, en ce qui concerne la « ressource primaire » en jeu, même en postulant que la surrégénération produira plus de combustible qu'il n'en consomme, sans pour autant rendre la ressource inépuisable. Il ne viendrait en effet à l'idée de personne d'en dire autant du charbon même en cas de capture – stockage du gaz carbonique de sa combustion.

De quoi s'agit-il ?

Le vocable générique « d'énergies renouvelables » recouvre une grande diversité de filières qui répondent à des besoins d'énergie finale eux-mêmes diversifiés : chaleur directe, carburant, combustible, électricité. C'est un ensemble de sources d'énergie inépuisables à l'échelle humaine, la plupart issues de l'activité solaire, mais qui se manifestent à travers des phénomènes physiques très divers.

- **Une énergie photonique** : l'énergie solaire, qui provient du flux de photons solaires sur la surface terrestre.
- **Des énergies mécaniques** : éolienne, hydraulique gravitaire, énergie des courants de marées ou des vagues produites par le vent.
- **Des énergies thermiques** : la géothermie qui exploite le flux de chaleur qui provient des couches profondes de la terre, l'énergie thermique des mers qui exploite les différences de température entre la surface et les couches profondes des mers tropicales.
- **Des énergies de combustion** : d'un combustible ou d'un carburant renouvelable, qu'on appelle biomasse, tiré de la matière organique (les plantes, les arbres, les déchets animaux, etc.), elle-même fabriquée grâce au soleil par la photosynthèse du carbone.

Toutes ces sources peuvent être transformées en énergie directement utile à l'homme à travers des « filières énergétiques ». Chaque filière tire parti d'un des phénomènes cités plus haut à travers des processus de transformation pour aboutir à une forme d'énergie directement utilisable par l'homme pour satisfaire ses besoins de chaleur, d'électricité ou de carburant, ce que les énergéticiens appellent les énergies finales. La notion de filière recouvre donc à la fois l'origine de l'énergie mais aussi le **besoin final** qu'il s'agit de satisfaire.

Cette notion s'applique aussi aux énergies fossiles. Quand on dispose par exemple de pétrole, un concentré d'énergie aisément transportable et stockable, on peut à la fois fournir simplement de la chaleur, de l'électricité ou du carburant. Pour les énergies renouvelables, des spécificités s'introduisent, des applications privilégiées apparaissent, des impossibilités pratiques aussi, qui viennent restreindre la possibilité d'usage de ces énergies. En effet, ces énergies ne sont pas constamment à notre disposition (intermittence, météo, etc.), elles sont dispersées et généralement peu transportables sous leur forme originelle, à l'exception notable du bois. Dans la plupart des cas, il faut les utiliser à l'endroit même où elles se manifestent, alors que les concentrations de population peuvent s'en trouver éloignées.

La notion de **filière énergétique**, qui établit un lien direct entre le produit énergétique final, voire le service final (comme par exemple l'eau chaude solaire) et l'énergie primaire, est donc primordiale pour les énergies renouvelables comme le montre le tableau ci dessous.

Quelles sources pour quels produits énergétiques finaux ?

	Chaleur directe	Électricité	Combustible	Carburant
Énergies de flux				
Solaire passif et capteurs	•			
Solaire thermodynamique	•	•		
Solaire photovoltaïque		•		
Hydraulique		•		
Éolien		•		
Énergie de la houle		•		
Énergie marémotrice		•		
Énergie thermique des mers		•		
Biomasse		•	•	•
Biométhane		•	•	•
Géothermie et PAC	•	•		
Énergies de stock				
Nucléaire		•		
Charbon		•	•	
Pétrole		•	•	•
Gaz naturel		•	•	•

Alors que le pétrole nous avait habitués à raisonner uniquement en besoins d'énergie primaire (le nombre de tonnes de pétrole nécessaire à boucler le bilan énergétique tous usages d'un pays comme la France), il faut, pour quantifier l'apport des renouvelables au bilan énergétique, entrer dans le détail et partir de la description des besoins locaux.

Le solaire thermique (les capteurs solaires), **la géothermie et la biomasse** sous ses différentes formes sont bien adaptés pour répondre aux besoins de chaleur basse température qu'on rencontre dans l'habitat, le tertiaire et l'industrie. **La biomasse** et, beaucoup plus marginalement, **le solaire** sous concentration le sont aux applications de cuisson domestique. Seule, pratiquement, **la biomasse** est bien adaptée aux applications haute température dans l'industrie où elle peut se substituer au charbon.

En ce qui concerne l'électricité hors réseau, on trouve une bonne adéquation entre les besoins et **le photovoltaïque** pour les applications de puissance inférieure à 1 kW, **l'éolien**, de quelques kW à une cinquantaine de kW, **la biomasse** et **la petite hydraulique** de quelques dizaines de kW à quelques MW. Seules ces deux dernières filières permettent d'éviter un stockage d'énergie sous forme d'électricité puisqu'on peut, dans ces deux cas, opérer un minimum de stockage de l'eau ou du combustible biomasse.

Pour l'électricité écoulée sur le réseau, **la grande hydraulique, les marémotrices, le solaire thermodynamique** (centrales solaires à concentration), **le solaire photovoltaïque, l'éolien, la géothermie haute température** et les diverses **filières biomasse** sont bien placées. Les limites à cette adéquation résultent de l'aspect fluctuant de la ressource (en particulier pour le solaire et l'éolien) qui pose des problèmes de compatibilité avec le réseau électrique.

Les filières **biomasse méthane** et les filières **cultures énergétiques** (agrocarburants à base d'alcool ou d'huiles) sont des candidats sérieux, mais limités, pour l'obtention de carburants automobiles.

Mais, à l'inverse du nucléaire et des énergies fossiles, il n'existe pas de problème de pérennité de la ressource ; il peut par contre exister des limites d'accès aux différentes ressources renouvelables qui font l'objet de concurrence d'usages (irrigation/électricité, biomasse énergie/alimentation, etc.).

La dispersion de la ressource conduit généralement à privilégier des productions décentralisées, à partir d'unités de taille modeste, associées ou non à des réseaux de distribution. Cette caractéristique, généralement présentée comme un obstacle majeur au développement des filières renouvelables (on ne bénéficie pas des effets d'échelle), peut être contrebalancée par des effets de série et par les possibilités de cogénérations diverses qu'entraîne la proximité des usagers : électricité ex-biomasse et chaleur, cogénération carburant chaleur, etc., avec l'amélioration du rendement énergétique global du système énergétique qu'on peut en attendre.

Par contre, le développement des renouvelables se heurte aux questions d'intermittence et de dilution spatiale de la ressource.

Enfin, les conséquences potentielles du réchauffement du climat sont de natures différentes selon qu'il s'agit d'énergies de stock (fossiles et fissiles) ou de flux (renouvelables). Les fluctuations du climat n'altèrent pas la ressource que constituent leurs différents stocks mais peuvent contraindre leur utilisation. C'est ainsi que les ressources en eau nécessaires au refroidissement des centrales thermiques de grande taille (fossiles ou nucléaires) peuvent venir à manquer en cas de réchauffement.

Par contre les mêmes fluctuations du climat peuvent altérer dans un sens ou dans l'autre la ressource renouvelable elle-même (hydraulicité, régime des vents, nature et productivité des biomasses agricoles et ligneuses, etc).

Caractéristiques principales des énergies finales obtenues par les diverses filières avec les technologies actuelles

	Nucléaire	Hydro	Éolien	Vagues marées Ethernique des mers	Capteurs solaires Solaire passif PAC Air	Photo voltaïque	Géo Thermie Pac sol	Bois Cultures déchets	Biogaz
Flux Stock	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Chaleur directe					•		•		
Électricité de base 8000 h/an	•						•	•	•
Électricité de pointe		•						•	•
Électricité fatale		•	•	•		•			
Carburant								•	•
Combustible								•	•
Cogénération							•	•	•

Le potentiel des filières renouvelables

Pour apprécier le potentiel raisonnablement mobilisable de chacune des filières renouvelables, il faut tout d'abord connaître les flux annuels de ces énergies et leur distribution temporelle dans les différentes régions du monde. Ces données sont assez bien connues et l'on dispose de cartes mondiales et régionales d'ensoleillement, de vent ou de biomasse assez complètes⁽¹⁾.

Il faut aussi connaître l'évolution des caractéristiques techniques et des performances économiques de chacune des filières de transformation de ces flux d'énergie jusqu'à l'usage final. Pour la plupart des filières citées dans la fiche 5, les recherches et les développements effectués au cours des 30 dernières années permettent d'avoir une bonne connaissance des performances actuelles et des coûts des différentes technologies, comme des dynamiques de rendement et coût de ces filières en fonction du progrès et des quantités distribuées. Il faut enfin apprécier, dans une région donnée, les besoins d'énergie des différents secteurs socio-économiques susceptibles d'y faire appel, à partir d'une analyse de la présence locale d'activités potentiellement consommatrices.

C'est sur cette triple base (physique, technico-économique et socio-économique) que B. Dessus, B. Devin et F. Pharabod⁽²⁾ avaient proposé en 1992 d'estimer le « potentiel mobilisable » des énergies renouvelables d'une filière dans les grandes régions du monde, à une époque donnée (PMER). Cet exercice avait été effectué sur un monde découpé en 22 régions pour 10 filières technologiques principales considérées à l'époque comme ayant atteint le stade de la démonstration technique et économique (au moins dans des conditions favorables), et comme capables de répondre à des besoins importants dans de nombreuses régions du monde : eau chaude solaire, électricité photovoltaïque hors réseau, électricité solaire sur réseau (centrales photovoltaïques ou thermodynamiques), hydroélectricité, électricité éolienne hors réseau et sur réseau, bois énergie, énergie des déchets urbains, énergie des déchets ruraux, cultures énergétiques.

Une quinzaine d'années plus tard, la plupart des considérations et hypothèses de l'époque restent valables, en ordre de grandeur. Cependant, certaines applications nouvelles sont apparues, comme par exemple le photovoltaïque sur les toitures des maisons et relié au réseau ou les pompes à chaleur, et se développent rapidement. D'autres, comme les centrales solaires thermodynamiques ou photovoltaïques, ne se sont pratiquement pas développées au cours des dix dernières années contrairement aux projections. Enfin de nouvelles filières, encore à l'état de R&D, telles que la mise au point de carburants de deuxième génération issus de la biomasse, pourraient figurer aujourd'hui parmi les filières à prendre en compte pour les décennies qui viennent.

Enfin, les considérations environnementales (en particulier le changement de climat) donnent aujourd'hui une prime aux énergies renouvelables, dans la mesure où elles ne suscitent pas d'émissions de gaz à effet de serre.

Le potentiel de chacune des filières mobilisable à différentes époques dépend dans ce type d'analyse de l'évolution des besoins d'énergie finale des diverses régions et par conséquent de la démographie et de l'état de développement de ces régions.

D'autres analyses de potentiels ont été produites, en particulier par José Goldemberg et al. dans le World Energy Assessment qu'ils ont publié en 2000 sous l'égide du PNUD et du Conseil mondial de l'énergie pour l'horizon 2050⁽³⁾. Les chiffres indiqués par ce rapport sont pour la plupart nettement plus optimistes que ceux trouvés par le PMER. Mais il faut noter que ces potentiels ont été élaborés à partir de conditions physiques et géographiques sans tenir compte de la présence ou non de besoins identifiés d'énergie.

C'est ainsi par exemple qu'à partir d'une estimation analogue à celle de PMER des potentiels techniques régionaux de vent, WEA déduit un potentiel réellement accessible à partir d'un seul critère d'occupation du territoire (4 % des territoires). C'est ce qui le conduit à un potentiel très important au Nord comme au Sud, de 18 000 TWh environ, bien supérieur à celui indiqué par l'étude PMER. Le fait de choisir un critère tenant compte de la consommation régionale et de la part d'énergie annuelle aléatoire admissible par le réseau conduit à des abattements de potentiel beaucoup plus importants que le choix d'un critère d'occupation d'espace au sol. L'estimation PMER semble donc plus réaliste dans l'état actuel des technologies et du maillage des réseaux électriques.

Malgré ces différences d'appréciation, il ressort des différentes études dont on dispose que les potentiels mobilisables des différentes filières renouvelables à 20 et à fortiori à 50 ans sont considérables, aussi bien dans les pays développés que dans les PED ou les pays émergents comme le montre le tableau résumé ci dessous.

(1) Sources : ISES pour le rayonnement solaire, CME pour les bassins hydrauliques, DOE pour les vitesses de vent, FAO pour les productions de bois et de biomasse.

(2) B. Dessus, B. Devin, F. Pharabod, « Le potentiel mondial des énergies renouvelables », La Houille Blanche, n° 1, 1992. Cette étude sera appelée PMER (Potentiel Mondial des Énergies Renouvelables) dans la suite.

(3) World Energy Assessment, UNDP New York, Sept 2000, (notée WEA).

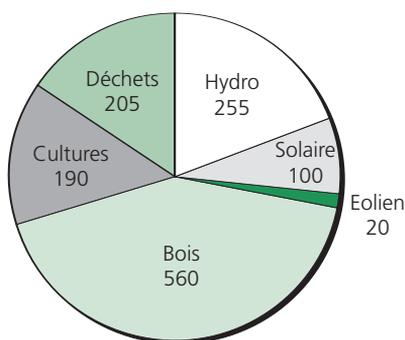
Ordre de grandeur des potentiels annuels renouvelables mondiaux en 2020 (Mtep)

Potentiels annuels totaux Énergies renouvelables (Mtep)	Hydro	Solaire	Éolien	Bois	Cultures	Déchets	Total
Total pays industrialisés	255	100	20	560	190	205	1 330
Total pays en développement	220	220	40	1 490	160	415	2 545
Total Monde	475	320	60	2 050	350	620	3 875

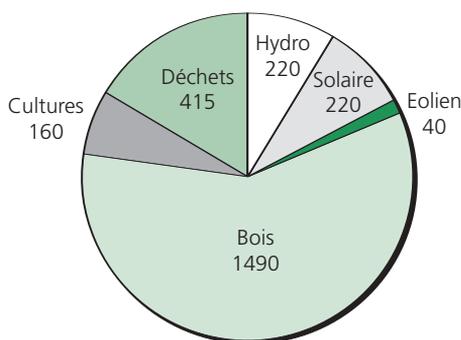
Source : PMER

En 2020 par exemple, selon le PMER, le potentiel raisonnablement mobilisable d'électricité renouvelable serait de l'ordre de 7 500 TWh (dont 6 000 pour l'hydraulique) contre 3 150 TWh aujourd'hui, dont la moitié dans les pays du Nord (Russie comprise). Les filières biomasse combustible ou carburant (bois de feu, cultures énergétiques, déchets organiques) pourraient représenter plus de 3 000 Mtep contre 1 250 Mtep aujourd'hui, dont environ 1 000 Mtep dans les pays du Nord et 2 000 dans les pays du Sud. Les filières productrices de chaleur directe à partir du soleil (eau chaude sanitaire et chauffage des locaux) pourraient représenter de l'ordre de 200 Mtep.

**Potentiel ENR 2020
pays industriels (Mtep)**



**Potentiel ENR 2020
pays en développement (Mtep)**



Si l'on tient compte des potentiels déjà mobilisés au Nord et au Sud actuellement, qui sont respectivement de l'ordre de 380 Mtep et de 1 100 Mtep⁽⁴⁾, il reste un potentiel mobilisable de l'ordre de 1 000 Mtep dans les pays du Nord et de 1 400 Mtep dans les pays du Sud à l'horizon 2020.

A travers ces chiffres, on voit en particulier que, contrairement aux idées souvent reçues, le potentiel d'énergies renouvelables encore mobilisable des pays du Nord est presque aussi important que celui des pays du Sud.

Le déploiement des Énergies Renouvelables n'est donc pas un problème d'existence de la ressource mobilisable, mais plutôt une question de « mobilisation » de cette ressource à partir de l'action du marché et/ou de politiques volontaristes.

(4) Essentiellement du bois de feu

A quel rythme peut-on raisonnablement mettre en œuvre ces potentiels ?

La prise de conscience du risque climatique rend bien évidemment très souhaitable la mise en œuvre rapide des importants potentiels d'énergies renouvelables indiqués dans la fiche 06. Mais l'existence de potentiels accessibles (c'est-à-dire physiquement disponibles à des coûts compétitifs) n'induit pas qu'ils seront ou pourront être réalisés. En particulier, il peut exister une très forte dissymétrie d'exploitation entre les pays riches, dont la demande énergétique solvable dépasse déjà de loin les potentiels indiqués, et les pays pauvres dont la demande énergétique reste faible par absence de développement. Raison de plus pour considérer comme prioritaire la récolte de ces potentiels dans les pays du Nord, plutôt que de compter sur les pays en développement pour récolter les leurs à court terme.

Comme pour les énergies fossiles, la pénétration effective des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique mondial ne peut se faire qu'à un rythme maximal dicté par deux paramètres principaux : la création de nouveaux équipements nécessaires à la satisfaction de besoins nouveaux ou supplémentaires ou le remplacement d'équipements existants devenus obsolètes. En bonne logique économique en effet, on ne **construit des équipements supplémentaires** productifs qu'en fonction d'une **demande croissante** (solvable, ou aidée) et l'on **renouvelle des équipements obsolètes**, un peu chaque année, quand ils ont été amortis, hormis d'improbables « casses » ou démantèlements volontaires d'installations loin d'être amorties pour y substituer des installations « renouvelables ».

Cette notion de remplacement des équipements anciens ou de création d'équipements nouveaux est assez intuitive lorsqu'il s'agit de centrales électriques, de grands équipements industriels etc. On peut étendre cette notion à tous les équipements qui servent à la transformation de l'énergie primaire en énergie finale : par exemple aux raffineries de pétrole que l'on rénove ou remplace régulièrement, parce que la technique a changé ou que les produits que l'on désire obtenir sont différents, ou à l'introduction de l'énergie solaire dans l'habitat, ou de biocarburants pour l'alimentation du parc automobile.

C'est à l'occasion de ces nouvelles constructions ou de ces remplacements que l'on peut faire croître la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique mondial.

Dans les scénarios prévisionnels les plus courants (comme celui de l'AIE par exemple⁽⁵⁾), l'augmentation de la demande à satisfaire se situe autour de 2 % par an. Dans les scénarios plus sobres en énergie, ce rythme tombe autour de 1 %. L'activité de renouvellement des équipements anciens, à un taux de l'ordre de 3 % par an, puisque les durées de vie des équipements aux énergies fossiles ou fissiles à remplacer s'étagent de 25 à 40 ans, offre donc un champ d'introduction de capacités plus important. Si on applique ces rythmes au scénario énergétique de référence de l'AIE pour les pays du Nord et du Sud on obtient les chiffres suivants (en énergie primaire).

Répartition Nord Sud des capacités de production primaires à mettre annuellement en œuvre dans le scénario AIE entre 2004 et 2030.

Moyenne 2004 - 2030	Renouvellement	Capacités nouvelles	Total
Pays du Sud	130 Mtep (3 %/an)	120 Mtep (2,6 %/an)	250 Mtep
Pays du Nord	200 Mtep(3%/an)	70 Mtep (0,6 %/an)	270 Mtep
Monde	330 Mtep	190 Mtep	520 Mtep

Le renouvellement des capacités est encore dominant dans cette période par rapport à l'implantation de capacités nouvelles, non seulement au Nord mais aussi dans les pays du Sud, malgré leur croissance énergétique très forte.

On peut aussi, grâce aux données de l'AIE, examiner le cas particulier de l'électricité dont la progression des besoins apparaît comme particulièrement importante dans les pays du Sud (avec un taux de croissance de 4,3 %/an contre 1,4 %/an au Nord) entre 2004 et 2030.

(5) Energy outlook 2006, Agence internationale de l'énergie.

Répartition Nord Sud des capacités de production d'électricité à mettre annuellement en œuvre dans le scénario AIE entre 2004 et 2030.

Moyenne 2004 - 2030	Renouvellement	Capacités nouvelles	Total
Pays du Sud	170 TWh (3 %/an)	250 TWh (4,3 % /an)	420 TWh
Pays du Nord	350 TWh (3 %/an)	160 TWh (1,4 %/an)	510 TWh
Monde	520 TWh	410 TWh	930 TWh

Là encore, malgré la très forte croissance des besoins d'électricité des pays du Sud, c'est le Nord qui connaît le plus d'installations neuves du fait du nécessaire renouvellement d'un stock d'installations déjà très élevé.

Les chiffres de ces deux tableaux, associés aux potentiels décrits plus haut, montrent à l'évidence qu'une politique volontariste de pénétration des énergies renouvelables dans les 20 ans qui viennent doit trouver ses points d'application au moins autant dans les pays du Nord que du Sud.

Si on examine enfin le cas de l'Europe, toujours à partir du scénario AIE, on obtient le tableau suivant :

Capacités de production primaires à mettre annuellement en œuvre en Europe dans le scénario AIE entre 2004 et 2030.

Moyenne 2004 - 2030	Renouvellement	Capacités nouvelles	Total
Europe toutes énergies	61 Mtep (3 %/an)	12 Mtep (1 %/an)	73 Mtep/an
Europe électricité	120 TWh (3 %/an)	55 TWh (1,4 %/an)	175 TWh/an

Le renouvellement des installations domine très nettement en Europe, même dans le cas de l'électricité dont la consommation augmente beaucoup plus vite que les autres formes d'énergie. En 2004, en Europe, les renouvelables comptaient pour 123 Mtep, soit 7 % du bilan primaire. L'objectif de la Commission européenne de 20 % de renouvelables en 2020 suppose de parvenir à environ 400 Mtep de renouvelables à cette époque, soit une progression moyenne de 18 Mtep par an, de l'ordre de 25 % de l'ensemble des installations à créer ou à renouveler. Ces chiffres montrent à l'évidence qu'une telle ambition suppose de renoncer au renouvellement à « l'identique » (au progrès technique près) de nombreuses installations fonctionnant aujourd'hui avec des combustibles fossiles ou nucléaires, même si une politique très volontariste de maîtrise de l'énergie venait modérer la nécessité d'implantation de capacités nouvelles.

En France, on peut faire un constat de même nature. De plus, en France, toute substitution par des renouvelables dans la production d'électricité, très majoritairement nucléaire, entraîne une diminution forte du bilan primaire, du fait des coefficients d'équivalence électriques : la substitution d'un MWh électrique nucléaire par un MWh renouvelable se traduit en effet dans le bilan d'énergie primaire par une économie de 0,17 tep (0,26 - 0,086) (voir fiche 1)⁽⁶⁾.

(6) L'exemple qui vient d'être cité, strictement exact, montre que le bilan en énergie primaire n'est pas représentatif d'une saine politique de gestion énergétique. Va-t-on, au vu du bilan, qualifier cette réduction de la demande primaire d'« économie d'énergie » et s'en réjouir alors qu'il n'en est rien ? Ou va-t-on, au contraire, reporter cette embellie fictive sur l'« intensité énergétique » (Mtep par unité de PIB) alors que rien n'a bougé par ailleurs ?

Les énergies renouvelables et les émissions de gaz à effet de serre (GES)

Les promoteurs des énergies renouvelables mettent en avant, la plupart du temps avec raison, l'absence ou la faiblesse des émissions de gaz à effet de serre de ces énergies. Leurs détracteurs, souvent promoteurs d'énergies concurrentes, en particulier l'énergie nucléaire, prétendent au contraire que certaines de ces énergies, l'éolienne ou le photovoltaïque par exemple, mais aussi la biomasse, émettent des quantités de gaz à effet de serre non négligeables et remettent ainsi en cause l'intérêt de ces sources d'énergie pour la lutte contre le réchauffement climatique. Les considérations qui sont à l'origine de cette polémique récurrente proviennent de plusieurs raisons :

- La mise en œuvre des énergies renouvelables nécessite des installations de production dont la construction inclut des dépenses énergétiques potentiellement émettrices de gaz à effet de serre. La fabrication de photopiles par exemple induit des dépenses d'électricité qui sont susceptibles, selon l'origine de la production d'électricité, d'avoir suscité des émissions de GES. Il en est de même pour la construction et l'installation des éoliennes ou des systèmes hydroélectriques. Ces dépenses d'énergie ne sont heureusement pas récurrentes et sont engagées une fois pour toutes. A la fin de vie de ces installations, d'autres dépenses d'énergie peuvent se révéler nécessaires au démantèlement des installations, avec des conséquences du même type pour les émissions de GES.
- Le fonctionnement même des installations énergétiques renouvelables peut conduire à des émissions de gaz à effet de serre : ainsi la combustion du bois entraîne l'émission de CO₂ et éventuellement de CH₄ et de N₂O, tous trois gaz à effet de serre. Pour le CO₂, le bilan dépend du fait que la biomasse utilisée est ou non renouvelée.
- Enfin, l'intérêt en termes d'économies d'émissions de GES de leur introduction dans une région déterminée dépend du bouquet énergétique existant.

Il n'est donc pas simple d'effectuer des bilans précis pour chacune des filières énergétiques puisque les résultats dépendent à la fois des technologies de transformation, des modes d'exploitation des ressources et de la nature et des quantités des énergies fossiles éventuellement mises en œuvre pour préparer les produits énergétiques finaux. S'ajoute à cette complexité le fait que plusieurs de ces filières renouvelables, par exemple les agro carburants conduisent à la production de coproduits (tourteaux pour l'alimentation du bétail, lignine pour combustion, etc) des produits énergétiques. Les règles d'affectation des émissions à chacun de ces produits sont évidemment déterminantes dans l'élaboration du bilan GES des produits énergétiques.

On peut néanmoins apporter des éléments d'appréciation des fourchettes d'émissions de GES de chacune des principales filières et les comparer avec les filières fossiles et nucléaires.

Les filières primaires renouvelables de production d'électricité et de chaleur

Il s'agit des filières qui produisent directement de l'énergie électrique à partir d'une énergie mécanique (éolien, hydraulique, houle) ou d'une énergie photonique (photovoltaïque), ou de l'énergie thermique par captation d'une source de chaleur, qu'il s'agisse du soleil (chauffe-eau solaires, centrales à concentration), ou de la chaleur de l'air, du sol ou de l'eau (géothermie, pompes à chaleur, énergie thermique des mers), éventuellement suivie d'une transformation en électricité par voie thermodynamique.

Toutes ces filières supposent la réalisation d'appareils de captation et de transformation dont la construction peut induire des dépenses d'énergie responsables d'émissions de GES. Il en est de même du démantèlement en fin de vie de ces installations. On évalue les émissions unitaires de GES de ces filières (en grammes d'équivalent CO₂ par kWh) en rapportant ces émissions à l'énergie produite au cours de l'existence de l'installation considérée.

Le tableau ci-dessous illustre les difficultés auxquelles on est confronté sur l'exemple du photovoltaïque relié au réseau, en fonction des zones climatiques d'implantation des systèmes photovoltaïques, des dispositifs employés (photovoltaïque en toiture ou en façade) et des sources d'énergie fossile utilisées pour produire l'électricité nécessaire à la fabrication des photopiles.

Temps de retour énergétique et émissions de CO₂ du photovoltaïque relié au réseau

	Énergie investie/kW	Temps de retour énergétique	Émissions de CO ₂ /kWh*
Électricité photovoltaïque multicristallin sur réseau	2500 kWh électriques		
En façade		2,7 - 4,7 ans	30 - 130 g
Sur les toits		1,6 - 3,3 ans	20 - 90 g

Source IEA⁽⁷⁾

* dans l'hypothèse de fabrication des photopiles avec de l'électricité d'origine fossile (gaz ou charbon)

On voit immédiatement que les fourchettes de résultats sont larges. Néanmoins les chiffres d'émission de CO₂ obtenus restent toujours très inférieurs à ceux de l'électricité d'origine fossile, (entre 400 g et plus de 800 g par kWh selon les technologies, sans même compter les émissions liées à l'installation initiale des centrales électriques). Bien entendu si la part d'électricité d'origine fossile utilisée dans la fabrication des photopiles est plus faible, comme par exemple en Europe, les émissions sont plus faibles. C'est ainsi qu'à Lyon par exemple, des photopiles fabriquées en Europe (où le kWh émet de l'ordre de 350 g de CO₂) et placées sur les toits, provoqueront des émissions de l'ordre de 30 g/kWh.

Le même type d'analyse pour l'éolien est résumé dans le tableau ci dessous pour une éolienne de 3 MW construite et implantée au Danemark.

Temps de retour énergétique et émissions de CO₂ de l'éolien au Danemark

	Énergie investie/kW	Temps de retour énergétique	Émissions de CO ₂ /kWh*
Électricité éolienne	kWh/kW (Elect et chaleur)		
Terrestre (2 600 h/an)	1 400 kWh	0,53 ans	4,6
Offshore (4 600 h/an)	2 600 kWh	0,57 ans	5,3

Source : Life cycle assesment of onshore and offshore sited wind power plants of Vestas V90 3 MW turbines.⁽⁸⁾

Les énergies renouvelables de combustion

Ce sont celles qui produisent de la chaleur par **combustion** (il s'agit de la biomasse et du biogaz), chaleur transformée éventuellement ensuite en énergie mécanique ou en énergie électrique par voie thermodynamique.

Dans ce cas, il faut prendre en compte, en plus des émissions des installations de combustion et de transformation de l'énergie thermique en force motrice fixe ou mobile, les paramètres suivants :

- Les dépenses énergétiques et les émissions associées à la récolte, au transport et à la mise sous la forme de produits énergétiques utilisables par les technologies considérées. Ces émissions, au contraire des précédentes, sont proportionnelles aux quantités de produits énergétiques mis en œuvre par la filière considérée.
- Les émissions liées à la combustion même des produits énergétiques mis en œuvre, CO₂ mais aussi CH₄ et N₂O pour certaines des filières envisagées. Le bilan CO₂ à prendre en compte dépend au premier chef du caractère renouvelable ou non de la biomasse qui est à l'origine du produit énergétique brûlé. Il peut être nul si le remplacement de la biomasse mise en œuvre est assuré à un rythme suffisant pour reconstituer une réserve de biocarbone équivalente. Il peut être positif si les prélèvements effectués (la déforestation par exemple) conduisent à une diminution du stock de biocarbone disponible. Il peut même devenir négatif si la biomasse est brûlée dans une chaudière équipée d'un dispositif de capture et de stockage du CO₂. Pour les autres GES, aucun processus naturel ne vient compenser les émissions qui dépendent alors uniquement de la composition chimique des combustibles et des technologies de combustion et d'épuration des fumées.

(7) Report IEA PVPS Task 10, may 2006. Hypothèses : photovoltaïque 30 ans de durée de vie, productible de 1000 à 1600 kWh par kW, électricité produite avec du gaz (400 g de CO₂/kWh) ou du charbon (800 g de CO₂/kWh).

(8) Hypothèses : Éoliennes 3 MW, durée de vie 20 ans, productible 2 600 kWh/kW/an pour l'onshore et 4 600 kWh/kW/an pour l'offshore.

Les gaz à effet de serre

La Convention climat prend en compte les gaz à effet de serre suivants : le gaz carbonique, CO₂, le méthane CH₄, le peroxyde d'azote N₂O, l'ozone O₃ et une série de gaz appelés halocarbures, qui n'existent pas à l'état naturel et qui sont produits par l'activité industrielle. Ces différents gaz ont des pouvoirs d'effet de serre différents et des durées de séjour dans l'atmosphère différents.

Durée de séjour approximative dans l'atmosphère des gaz à effet de serre

Gaz carbonique CO ₂	100 ans
Méthane CH ₄	12 ans
Péroxyde d'azote N ₂ O	120 ans
Halocarbures Cn Halp	Jusqu'à 50 000 ans

Afin de pouvoir faire des comparaisons, on calcule, pour chacun des gaz à effet de serre, un « pouvoir de réchauffement global » ou PRG, qui permet de savoir de combien on augmente l'effet de serre lorsque l'on émet un kg du gaz considéré.

Il se définit comme le « forçage radiatif » (c'est à dire la puissance radiative que le gaz à effet de serre renvoie vers le sol), cumulé sur une durée donnée d'une quantité de gaz donnée. Cette valeur se mesure relativement au CO₂ principal gaz à effet de serre. Le PRG d'un gaz est donc « combien de fois plus » (ou combien de fois moins) un gaz « fait d'effet de serre sur une période donnée » (c'est à dire combien d'énergie il renvoie vers le sol sur cette période) comparé à ce que ferait une même quantité de CO₂ émise au même moment. On parle alors de « PRG relatif ».

Le pouvoir relatif de réchauffement d'un gaz dépend donc de la période prise en compte comme le montre le tableau suivant pour les gaz à effet de serre principaux :

	PRG relatif/CO ₂ à 100 ans	PRG relatif/CO ₂ à 20 ans
CO ₂	1	1
CH ₄	23	63
N ₂ O	298	298

Si l'on émet 1 kg de méthane dans l'atmosphère aujourd'hui, on produira le même effet, sur 20 ans que si on émet aujourd'hui 63 kg de gaz carbonique, et sur 100 ans 23 kg de gaz carbonique. On pourrait résumer en disant qu'un kg de méthane fait 23 fois l'effet de serre cumulé sur un siècle d'un kg de gaz carbonique, ou encore que le méthane est un gaz 23 fois plus puissant que le gaz carbonique pour l'effet de serre sur cette période.

Les PRG employés actuellement par la communauté internationale pour chiffrer les actions proposées sont ceux à 100 ans.

Le tableau ci-dessous illustre ces points sur l'exemple du chauffage au bois. Il est réalisé pour différentes applications en France en faisant l'hypothèse que la forêt se renouvelle à un rythme au moins égal à celui de la consommation de bois de feu. Il donne les valeurs d'émission de CO₂ et de méthane de fonctionnement pour un kWh d'énergie utile dans chacun des cas⁽⁹⁾. On y donne aussi à titre de comparaison les émissions des technologies fossiles correspondantes.

Émissions de GES du chauffage domestique : habitat individuel

	Bois en rondins		Chaudière turbo		Fuel domestique		Gaz naturel	
	g/kWh utile	g/équiv CO ₂ *	g/kWh utile	g/équiv CO ₂	g/kWh utile	g/équiv CO ₂	g/kWh utile	g/équiv CO ₂
CO ₂	8	8	6,1	6,1	388	388	293	293
CH ₄	0,09	2	0,017	0,4	0	0	0,75	17
Total		10		6,5		388		310

* CO₂ équivalent à 100ans

(9) La contribution du N₂O n'est pas mentionnée dans ces tableaux en l'absence de chiffres fiables. On sait cependant que le N₂O provient principalement de l'oxydation de l'azote contenu dans le bois, qui varie dans un rapport important (>3) selon les espèces.

Émissions de GES du chauffage domestique : habitat collectif

	Bois déchiqueté		Charbon		Fuel domestique		Gaz naturel	
	g/kWh utile	g/équival CO ₂	g/kWh utile	g/équival CO ₂	g/kWh utile	g/équival CO ₂	g/kWh utile	g/équival CO ₂
CO₂	14	14	361	361	347	347	280	280
CH₄	ns	ns	2,2	46	0,015	0,3	0,71	15
Total		14		407		347,3		295

Source : le bois énergie en France (Les Cahiers du CLIP n° 3)⁽¹⁰⁾

Dans tous les cas les émissions des chaudières à bois, malgré leurs rendements inférieurs à celles des chaudières à énergies fossiles et les dépenses d'énergie engendrées par le transport du bois et sa préparation (déchiquetage) sont donc négligeables par rapport à celles de leurs concurrents fossiles.

Il n'en est pas toujours de même pour les agrocarburants. En effet, les dépenses énergétiques liées à la culture des plantes (engrais, irrigation, récolte, etc.) mais surtout au processus industriel de transformation de la biomasse en carburant utilisable par les automobiles sont loin d'être négligeables. Mais des difficultés méthodologiques de calcul apparaissent dans cette évaluation des dépenses énergétiques, car les processus industriels les plus courants sont à l'origine de coproduits des agrocarburants. La question de l'affectation des dépenses énergétiques à chacun des produits ainsi élaborés est évidemment centrale. Elle explique, au moins en partie, les nombreuses controverses actuelles sur le rendement énergétique de ces filières.

En ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, les résultats dépendent aussi très fortement de la nature des énergies mises en œuvre pour la transformation industrielle de la biomasse en carburant. En Europe ce sont principalement des énergies fossiles (charbon et fuel) qui sont utilisées alors qu'au Brésil par exemple, c'est principalement la bagasse de canne à sucre qui produit la chaleur nécessaire au processus de distillation. Ces divers points expliquent aisément la très grande disparité des chiffres publiés sur ces sujets. Les résultats de deux études récentes illustrent bien cette disparité : l'une, française, affecte les émissions de gaz à effet de serre au prorata des masses des différents coproduits, et l'autre, européenne, affecte l'intégralité des émissions à l'agro carburant en lui retranchant un crédit correspondant aux émissions qu'aurait générées la production par des voies classiques des mêmes quantités de coproduits.

Agro carburants de première génération : émissions de GES selon deux études aux méthodologies différentes

	Étude française	Étude européenne	Référence ⁽¹¹⁾
Ethanol ex blé	65 g CO ₂ /km	114 g CO ₂ /km	164 g CO ₂ /km
Ethanol ex betterave	64 g CO ₂ /km	111 g CO ₂ /km	164 g CO ₂ /km
Ethanol canne à sucre	nd	36 g CO ₂ /km	164 g CO ₂ /km
Carburant diesel colza	47 g CO ₂ /km	73 g CO ₂ /km	156 g CO ₂ /km
Carburant diesel tournesol	39 g CO ₂ /km	34 g CO ₂ /km	156 g CO ₂ /km
Huile végétale pure colza	35 g CO ₂ /km	nd	156 g CO ₂ /km
Huile végétale pure tournesol	26 g CO ₂ /km	nd	156 g CO ₂ /km

Source : Étude Ademe/Direm 2002 et étude JRC/EUCAR/CONCAVE 2006

On constate des disparités importantes, en particulier pour l'éthanol ex blé ou betterave, dont l'intérêt en termes d'économie d'émissions n'est que de l'ordre de 30 % selon l'étude européenne alors qu'il dépasse 60 % dans l'étude française. Il existe par contre un bon accord entre les résultats concernant le carburant ex tournesol qui permettrait, selon les deux études, des économies d'émission supérieures à 75 %.

Bien que techniquement prometteurs en raison de leur potentiel planétaire global, il y a encore trop peu d'études complètes sur les cycles de production des agrocarburants de seconde génération pour avancer des chiffres d'émissions de CO₂. Cependant, leur économie énergétique est a priori plus favorable que celle des agrocarburants de première génération parce qu'ils utilisent la totalité du carbone récolté « plante entière » et pas seulement la partie contenue dans la partie actuellement utilisée en première génération (graine, betterave, etc.). on peut espérer un gain d'émission d'un facteur deux à trois sur le simple ratio du carbone réellement mobilisé par rapport au carbone capturé dans la plante par photosynthèse.

(10) Hypothèses principales de rendement des chaudières. **Individuel** : insert, 50 %, turbo-bois, 65 %, chaudière fuel, 75 %, chaudière gaz, 80 %. **Collectif** : chaudière bois déchiqueté, 70 %, chaudières charbon et fuel, 80 %, chaudière gaz 85 %.

(11) Référence : les émissions de GES d'un véhicule de référence essence ou diesel de même puissance.

Les énergies renouvelables dans les exercices de prévision et de prospective

Les perspectives mondiales

On dispose à la fois d'images prospectives diversifiées et de prévisions à l'horizon 2030 ou 2050, de la contribution potentielle des énergies renouvelables au bilan énergétique mondial, élaborées par différents organismes : GIEC, IIASA, AIE⁽¹⁾, etc. Malgré leur diversité, elles montrent toutes l'importance qu'accordent les énergéticiens à la contribution de ces énergies à long terme. C'est le cas par exemple pour les prévisions de l'AIE comme le montre le tableau ci-dessous.

Contribution des différentes sources d'énergie primaire à l'approvisionnement mondial dans le scénario de référence de l'Agence Internationale de l'Énergie.

Monde Mtep	2004	2015	2015/2004	2030	2030/2004
Énergies fossiles	9010	11430	+ 27 %	13880	+ 54 %
Énergie nucléaire	710	810	+ 11 %	860	+ 21 %
Énergies renouvelables	1480	1830	+ 24 %	2355	+ 59 %
<i>dont Hydraulique</i>	240	320	+ 33 %	410	+ 71 %
<i>dont Biomasse</i>	1180	1375	+ 16,5 %	1645	+ 39 %
<i>dont autres renouvelables</i>	60	135	+ 225 %	300	+ 500 %
Total approvisionnement	11200	14070	+ 25,6 %	17095	+ 53 %

Source : Energy Outlook 2006

On y remarquera en particulier la multiplication par 5 de la contribution des « autres renouvelables », solaire, éolien, géothermie, mais aussi une forte augmentation du recours à la biomasse et à l'hydraulique. Malgré cette croissance, les énergies renouvelables progressent peu en part du bilan primaire mondial de 13,2 à 13,8 %.

Énergies renouvelables : répartition régionale d'approvisionnement primaire du scénario de référence de l'AIE

E primaire Mtep	2004	2015	2015/2004	2030	Δ 2030/2004	2030/2004
Pays en développement	1097	1287	+ 17 %	1581	484	+ 44 %
Économies en transition	44	52	+ 18 %	71	27	+ 61 %
Pays industrialisés	339	491	+ 45 %	703	364	+ 207 %
dont UE	114	178	+ 56 %	261	147	+ 229 %

Les chiffres de ce tableau montrent l'importance de la prévision de croissance des renouvelables dans les pays industrialisés et plus encore en Europe (plus de 200 % contre 44 % pour les pays en développement). Mais cette analyse doit être relativisée par deux considérations :

- En valeur absolue, avec 484 Mtep de croissance des renouvelables, l'effort demandé aux pays en développement est très nettement supérieur à celui demandé aux pays industrialisés, et celui demandé aux économies en transition, pourtant bien dotées en ressources renouvelables, est ridicule.
- Alors que la proportion d'énergies renouvelables n'atteint que 13 % en 2030 pour l'Union Européenne (contre 6,8 % en 2004), et reste totalement négligeable pour les économies en transition (5 % en 2030) elle est encore de 18,3 % en 2030 dans les pays en développement (contre 24,6 % en 2004).

Les perspectives françaises

Plusieurs études récentes permettent de montrer la diversité des approches concernant les perspectives à moyen et long terme de consommation et d'approvisionnement de la France. Parmi ces études, celle effectuée très récemment par Enerdata pour le Comité d'analyse stratégique « F4 POLES »⁽²⁾, et celle de l'association Negawatt⁽³⁾ éclairent les divergences, mais aussi les convergences entre des analyses a priori très antinomiques.

(1) GIEC : groupement international d'étude du climat, IIASA : International Institute for Applied Systems Analysis, AIE : Agence Internationale de l'Énergie.

(2) Perspectives énergétiques de la France 2020 2050, Centre d'analyse stratégique septembre 2007

(3) Scénario Negawatt 2006 (<http://www.negawatt.org/index.htm>)

Toutes deux se fixent l'objectif d'une division par 4 des émissions de GES en 2050. En termes d'approvisionnement, le scénario du CAS s'appuie largement sur le nucléaire alors que le scénario Négawatt s'appuie sur les renouvelables et de façon transitoire sur le gaz naturel.

On y a ajouté un scénario dit « tendanciel » censé représenter l'évolution énergétique en poursuivant les politiques actuelles.

France : approvisionnement d'énergie primaire dans divers scénarios

E primaire Mtep	Combustibles Solides	Pétrole	Gaz	Nucléaire	Électricité renouvelable	ENR	Total	Total ENR
Tendanciel 2020	20,5	96,1	59,6	108,9	8,3	16,9	310,3	25,2
F4 POLES 2020	12,2	67,2	35,1	105	8,8	23,6	251,9	32,4
Négawatt 2020	5,7	52	40	54,6	12,9	21,8	187	34,7
Tendanciel 2030	23,2	92,4	63,3	116,5	9,9	22,3	327,6	32,2
F4 POLES 2030	9,4	47,4	29,9	114,1	11,4	31,8	244	43,2
Négawatt 2030	3,2	37,2	37	23,2	18,9	29,8	149,3	48,7
Rappel 2006	12,4	91,8	40,3	112	5,6	13,1	275,3	18,7

France : consommation d'énergie finale dans divers scénarios

E primaire Mtep	Combustibles Solides	Pétrole	Gaz	Électricité	dont renouvelable	ENR	Total	Total ENR
Tendanciel 2020	5,5	73,7	42,4	46,3	7,5	13,3	181,2	20,8
F4 POLES 2020	0	49,8	23,5	40,4	7,9	18,6	132,3	26,5
Négawatt 2020	5,1	49	27,2	33,5	10,9	19,2	134	30,1
Tendanciel 2030	5,5	70,9	46,7	51,8	8,9	18,1	193	27
F4 POLES 2030	0	30,3	19,7	45,4	10,3	20,6	116	30,9
Négawatt 2030	2,6	35	19,7	33	16	26,2	116,5	42,2
Rappel 2006	6,9	72	35,4	37	5,1	10,9	161,7	16

On constate une étonnante convergence entre les images prospectives de la consommation finale d'énergie totale en 2020 et 2030 des deux scénarios F4 POLES et Négawatt. Elles sont pratiquement identiques et révèlent la même priorité d'économie d'énergie par rapport au scénario tendanciel (26 % d'économie en 2020, 40 % en 2030).

Les deux scénarios divergent par contre profondément sur deux points principaux : l'intensité du recours à l'électricité et la nature des sources primaires de production de cette électricité.

Dans F4 POLES, la part de la consommation finale d'électricité croît de 23 % en 2006 à 31 % en 2020 et 39 % en 2030. Dans le scénario Négawatt, cette part augmente beaucoup plus modestement de 23 % en 2006 à 25 % en 2020 et 28 % en 2030.

En ce qui concerne la nature des moyens de production, le contraste est encore plus saisissant. Le scénario F4 POLES continue à reposer très majoritairement sur le nucléaire pour la production d'électricité (400 TWh en 2020 et 440 en 2030), et marginalement sur les renouvelables (100 TWh en 2020 et 130 TWh en 2030). Au contraire le scénario Négawatt affiche à la fois une progression rapide du recours à l'électricité renouvelable (150 TWh en 2020, 220 TWh en 2030), une régression rapide du nucléaire qui passe de 420 TWh en 2006 à 210 TWh en 2020 et à 90 TWh en 2030. Le complément d'électricité nécessaire est assuré de façon transitoire par le gaz naturel (75 TWh en 2020 et 110 TWh en 2030) en attendant le déploiement complet des renouvelables.

Ces divergences importantes sur l'électricité expliquent très largement les très gros écarts qu'on observe sur les consommations d'énergie primaire : 187 Mtep en 2020 pour Négawatt contre 252 pour F4 POLES et 149 Mtep en 2030 pour Négawatt contre 244 pour F4 POLES.

Le système électrique très intensif et très centralisé que propose F4 POLES, à partir de très gros sites nucléaires, avec les pertes de chaleur considérables que cela entraîne, conduit à une dégradation constante de l'efficacité Énergie finale/Énergie primaire déjà médiocre (59 % en 2006, 52 % en 2020, 48 % en 2030).

Par contre le recours aux renouvelables et la décentralisation qui y est associée, en permettant un recours plus intensif aux cogénérations permet au scénario Négawatt d'afficher une amélioration très sensible de l'efficacité Énergie primaire/Énergie finale sur la période (72 % en 2020 et 78 % en 2030).

Les deux images proposées sont donc très contrastées. A partir de la même exigence de maîtrise de la demande d'énergie et de respect des consignes de réduction des émissions de GES en 2050, l'image que livre F4 POLES est celle d'un système énergétique continuant à évoluer rapidement vers le tout électrique, très majoritairement nucléaire, très centralisé, dont le rendement global se dégrade rapidement.

Négawatt livre au contraire l'image d'un système énergétique qui tente de modérer la progression du recours à l'électricité et de permettre la sortie du nucléaire grâce aux renouvelables et transitoirement au gaz naturel tout en respectant plus rapidement les consignes de décroissance des émissions de gaz à effet de serre⁽⁴⁾.

(4) En 2030 en effet F4 POLES affiche en effet un recours de 87 Mtep aux énergies fossiles, contre 77 à la même époque pour Négawatt.

Les engagements de l'Europe et de la France en termes d'énergies renouvelables à l'horizon 2020

La Commission Européenne s'est donné une panoplie d'objectifs ambitieux à moyen terme concernant l'énergie et la lutte contre le changement climatique : 20 % d'énergies renouvelables en 2020, 30 % d'économie d'émissions de gaz à effet de serre en 2020 dans le cadre d'un accord international ou au moins 20 % si aucun accord international n'est signé, 20 % d'économies d'énergies en 2020. Les deux premiers objectifs, après définition de la répartition de quotas par pays (encore en discussion), auront un caractère contraignant. Le troisième, concernant les économies d'énergie, n'a actuellement que le caractère d'une recommandation.

I - La question des références et des unités de compte

Afficher des objectifs en pourcentage suppose bien évidemment de définir à la fois la référence à laquelle s'appliquent ces pourcentages et le type d'unités de compte employé.

Dans le cas des émissions de gaz à effet de serre, la référence est claire. Il s'agit en effet de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre de l'Europe en 1990, évaluées en équivalent gaz carbonique à travers leur effet à 100 ans⁽⁵⁾. Le scénario de référence est moins clair pour les deux autres objectifs affichés par la Commission Européenne. La Commission a publié en juillet 2006 des scénarios de prospective à l'horizon 2030 à partir du modèle Primes dont un scénario tendanciel ou « baseline » pour l'Europe des 25 dont les principaux résultats apparaissent ci-dessous :

Projections de consommation d'énergie pour l'Europe des 25 de la Commission Européenne

Mtep	2000	2010	2020	2030
Baseline				
E finale	1095	1238	1339	1370
E primaire	1654	1812	1885	1895
EEFP*	66 %	68,3 %	71 %	73,4 %

* Efficacité énergie finale/énergie primaire (voir fiche 03)

En l'absence de précisions de la part de la Commission, il paraît raisonnable de considérer les valeurs de 2020 comme des valeurs de référence. On ne dispose pas de déclinaison pays par pays de ce scénario pour 2020.

Pour la France, on dispose de scénarios à l'horizon 2020. Parmi les plus récents le bilan prévisionnel POLES 2020 (voir fiche 09) affiche une consommation de 181 Mtep d'énergie finale et de 312 Mtep d'énergie primaire en 2020, et donc une mauvaise Efficacité E finale/E primaire (59 %).

La question des unités de compte énergétiques, également importante a été heureusement tranchée clairement en juillet 2007 par la Commission pour les énergies renouvelables : c'est en part d'énergie finale que devront être fixés les objectifs 2020 par pays.⁽⁶⁾

Pour les économies d'énergie, aucune précision n'est actuellement apportée par la Commission ce qui laisse supposer que c'est en énergie primaire que l'objectif est envisagé.

II - La traduction quantitative des différents objectifs

A - Émissions gaz à effet de serre : - 30 % (ou 20 %) en 2020

Dans un contexte de réduction de 8 % par rapport à 1990 pour l'Europe des 15 (engagement de Kyoto) la France s'était engagée à une stabilisation de ses émissions en 2010. Ses émissions actuelles, de l'ordre de 560 Mtonnes de CO₂ (dont environ 380 pour l'énergie), pèsent pour 13,6 % des émissions de l'Europe des 27.

Dans l'optique d'une réduction de 30 % pour l'ensemble de l'Europe, il semblerait raisonnable, vu son poids en Europe, que la France prenne une part significative de l'effort encore à produire, au delà des 8 % prévus en 2010, par exemple 20 %. L'objectif 2020 se situerait donc autour de 305 Mtonnes d'équivalent CO₂ en 2020 pour l'énergie.

(5) On pourra remarquer à ce sujet qu'il y a une incohérence manifeste entre le choix des coefficients d'équivalence à 100 ans des différents gaz à effet de serre et la définition d'objectifs beaucoup plus proches, 13 ans par ex pour l'horizon européen. Un gaz comme le méthane par exemple voit en effet son efficacité multipliée par 3 à 20 ans et plus encore à 13 ans. La prise en compte de la dynamique de ces coefficients devrait logiquement jouer sur les priorités d'action (par ex gaz de décharges).

(6) C'était indispensable pour éviter les distorsions comptables. Un exemple : la fourniture de 15 TWh d'électricité géothermique (12,9 Mtep) ajoutée à la production actuelle d'énergies renouvelables en France serait suffisante pour assurer en 2020 l'objectif de 20 % de la Commission.

B - Économies d'énergie de 20 % en 2020

Cet objectif non contraignant apparaît dans le « Plan d'action pour l'efficacité énergétique » de la Commission européenne. Comme la consommation primaire d'énergie en France, avec 275 Mtep, pèse pour plus de 15 % dans le bilan de l'Europe des 27 (1 825 Mtep), il est particulièrement important que notre pays participe pleinement à l'effort commun d'économie d'énergie. L'application en France du ratio de 20 % d'économie d'énergie en 2020 par rapport au scénario tendanciel conduit à un objectif de consommation de 250 Mtep d'énergie primaire, en retrait de 10 % par rapport à celle de 2006. Cet objectif se traduirait par une consommation d'énergie finale de l'ordre de 145 Mtep en 2020.

II - Énergies renouvelables : 20 % en 2020.

La traduction de l'objectif de la Commission de 20 % d'énergies renouvelables finales pour la France en 2020 oscillerait donc entre **29 Mtep** ($0,2 * 145$) et **36 Mtep** ($181 * 0,2$) d'énergie finale renouvelable (yc compris l'électricité d'origine renouvelable) selon qu'il se cumule ou non avec le premier objectif de réduction de la consommation d'énergie primaire de 20 %. L'effort d'économie d'énergie a donc une grande importance pour la satisfaction de l'objectif 20 % renouvelable. En effet en 2006 le bilan français fait apparaître 16,3 Mtep d'énergie finale renouvelable. En 2020 il en faudrait donc 19,7 supplémentaires dans le scénario tendanciel ce qui est considérable contre 12,7 dans le cadre de l'effort d'économie d'énergie proposé par la Commission.

Le tableau ci-dessous permet de rendre compte de l'influence de ces stratégies sur les émissions de gaz à effet de serre, dans l'hypothèse où le bouquet d'énergies fossiles se maintient jusqu'en 2020.

Énergies renouvelables et émissions de gaz à effet de serre dans les différents scénarios

France	Total primaire	Renouvelables yc électricité	Fossiles	Nucléaire	CO ₂	CO ₂ 2020/1990
Scénario tendanciel	312	20,3	176,2	114	480	+ 262 %
A +20 % renouvelables	312	41*	156,5	111	451	+ 19 %
B - 20 % économies d'énergie	250	20,3	127,7	101**	334	- 12 %
Cumul A+B	250	33	116	101	301	- 21 %

* On a considéré dans ce tableau simplifié que les pertes entre énergie primaire et finale renouvelables étaient de l'ordre de 14 % (voir fiche 3)

** L'économie d'électricité indispensable à la réalisation de l'objectif 20 % se traduit par une légère diminution de l'appel au nucléaire (10 Mtep, 38,5 TWh).

On voit immédiatement qu'une stratégie fondée uniquement sur une très forte accélération du recours aux renouvelables (passage de 18,4 à 41 Mtep entre 2006 et 2020 ne suffit pas pour éviter une forte augmentation des émissions de CO₂ en 2020 (19 %).

La stratégie d'économies d'énergie se révèle beaucoup plus efficace, malgré la chute de 10 % du recours au nucléaire puisqu'à elle seule elle permettrait de réduire de 12 % les émissions de CO₂ en 2020.

Enfin, le cumul des deux stratégies permettrait de respecter au niveau français l'ensemble des objectifs fixés par la Commission européenne, avec un effort important, mais néanmoins raisonnable, d'accélération du recours aux renouvelables (+60 % d'ici 2020, soit 3,5 % par an).

La grande hydraulique

Rapide historique

L'énergie hydraulique est utilisée depuis des siècles pour produire de l'énergie mécanique. L'hydroélectricité commence à se développer dans les années 1880 (invention en France de la turbine en 1827) et les turbines électriques ont quasi complètement remplacé les usages mécaniques à la fin du XIX^e siècle en Europe. Le développement des réseaux et la recherche d'économies d'échelle aboutissent au développement de la grande hydraulique dès les années 30 au détriment des petites installations.

Aujourd'hui, le développement des grands barrages se fait essentiellement en Asie et Amérique du Sud et soulève de nombreuses questions d'environnement et de respect des populations.

La grande hydraulique en bref

Capacité installée : Monde : 748 GW

Production : 2900 TWh annuels, soit 16 % de l'électricité mondiale.

Investissement : 1 400 à 2000 €/kW.

Coût de production : 2 à 8 ct/kWh.

Durée de vie : supérieure à 50 ans sans gros investissement.

Marché annuel : 11 à 15 milliards d'euros.

Émissions de GES : 4 à 20 g CO₂/kWh, mais plus de 200 g pour certains barrages en zone tropicale

État de l'art

Hydraulique au fil de l'eau : pas de barrage et donc de retenue d'eau. La puissance fournie par la centrale, proportionnelle au débit instantané du fleuve, fluctue donc au cours de l'année en fonction du climat. Cette technologie est utilisée sur les grands fleuves.

Hydraulique de barrage : la présence d'une retenue d'eau permet de moduler la production en fonction de la demande. Cette technologie est la plus utilisée aujourd'hui mais aussi la plus destructrice puisque la création de retenues artificielles entraîne la mise en eau de vastes espaces naturels ou de zones habitées. Seul le quart des 45 000 grands barrages construits dans le monde servent à la production d'électricité. Les trois quarts restant sont souvent uniquement dédiés à l'irrigation ou à la gestion des crues.

Pompage turbinage : le pompage turbinage n'est pas une production d'énergie en soi mais une méthode de stockage largement utilisée en Europe. Une installation de pompage-turbinage nécessite deux retenues d'eau avec une dénivellation entre elles reliées par une conduite forcée. L'électricité est utilisée pour pomper l'eau de la retenue inférieure en période de surproduction (la nuit par exemple) et, quand la demande augmente, on turbine. Le rendement total est de 75 % environ.

Coûts

Investissement : l'investissement varie beaucoup d'une installation à l'autre, notamment du fait de la nature et de la configuration du site, le génie civil pouvant représenter plus de 50 % du coût. Selon l'AIE, le coût d'investissement serait compris dans une fourchette de 1400 à 2000 €/kW. Par contre les coûts d'entretien, de maintenance et de conduite des centrales sont généralement très réduits. En France par exemple, la plupart des centrales hydrauliques sont télécommandées et ne disposent pas de personnel permanent sur site.

Coût de production : l'hydraulique existante en Europe ou en Amérique du Nord a des coûts de production très bas aujourd'hui puisque les installations sont largement amorties après plusieurs décennies de production. La littérature existante fait état de coûts de production entre 2 et 8 ct€/kWh.

Capacité installée

Il y avait 748 GW de grande hydraulique installés à fin 2005 sur un total de 930 GW de capacité de production d'électricité d'origine renouvelable. La filière grande hydroélectricité domine largement donc encore aujourd'hui, même si elle connaît un taux de croissance beaucoup plus faible que les autres.

Production

La plupart des statistiques existantes agrègent petite et grande hydraulique sauf pour la zone Europe. L'ensemble de l'hydraulique avec 2900 TWh représente 2,2 % de la production mondiale d'énergie primaire et 16 % de l'approvisionnement en électricité.

Marché actuel

15 à 20 milliards de dollars d'investissements en 2005⁽¹⁾ (Chine, Brésil et Inde essentiellement), soit l'équivalent de la moitié de l'investissement dans les autres filières renouvelables.

Émissions de GES

Comme pour la petite hydraulique les émissions dépendent fortement du génie civil. Faibles pour les usines au fil de l'eau (4 à 6 g CO₂/kWh), elles peuvent atteindre 20 g/kWh pour les retenues importantes voire beaucoup plus, si la végétation présente sur le site au moment de la mise en eau du barrage subit une digestion anaérobie et dégage du méthane.

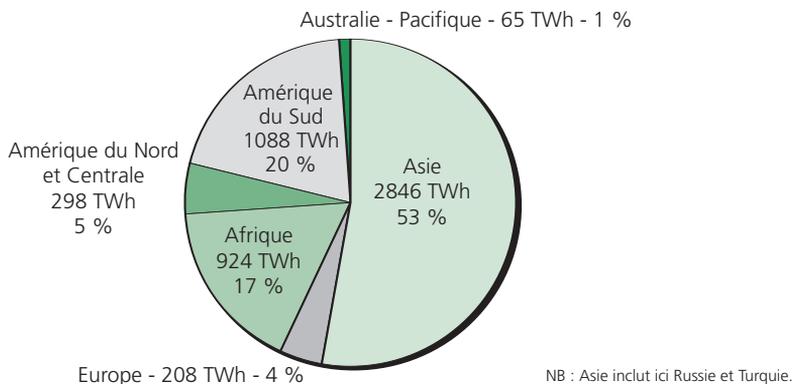
Perspectives :

Potentiels :

La littérature existante traite du potentiel sans différencier petite et grande hydroélectricité. Le potentiel technique de l'hydroélectricité est estimé à plus de 14 000 TWh, soit quasiment la demande électrique mondiale (17 450 en 2004). Le potentiel considéré aujourd'hui comme économiquement exploitable est d'environ 8 500 TWh, la moitié de la consommation mondiale d'électricité actuelle. La différence entre le potentiel économique et la production actuelle, qu'on appelle « potentiel exploitable » est supérieur à 5 000 TWh/an, soit près du tiers de la demande mondiale.

TWh	Production 2000	Potentiel technique	Potentiel économique	Potentiel exploitable
Monde	2 650	14 370	8 080	5 429

Potentiel exploitable



Source : European renewable energy export strategy, EREC 2002

Enjeux

Contrairement à d'autres filières, l'enjeu du développement de la grande hydraulique ne se situe pas tant dans une réduction des coûts ou l'amélioration des rendements que dans le respect des conditions sociales et écologiques des implantations. Pour les pays du Nord, le potentiel est déjà largement exploité et il n'y a plus beaucoup de sites utilisables. Les principaux développements à attendre sont donc plutôt de l'ordre de la maintenance ou de l'amélioration d'installations existantes. Pour les pays en développement, notamment d'Afrique, d'Asie et d'Amérique du Sud, le potentiel reste très important, mais les questions sociales (déplacement de populations, accès à l'eau...), le respect des normes internationales établies par la Commission Mondiale des Barrages et l'impact environnemental des grands barrages préoccupent beaucoup les organisations tant écologistes que de protection des droits de l'homme.

(1) Ren21

La petite hydraulique

Rapide historique

L'énergie hydraulique est utilisée depuis des siècles pour produire de l'énergie mécanique. L'hydroélectricité commence à se développer dans les années 1880 et les turbines électriques ont quasi complètement remplacé les usages mécaniques à la fin du XIX^e SIÈCLE en Europe. Le développement des réseaux et la recherche d'économies d'échelle aboutissent au développement de la grande hydraulique dès les années 30 au détriment des petites installations.

La crise de 73 entraîne un regain d'intérêt pour la petite hydraulique et l'apparition de nouveaux fabricants, mais, comme pour toutes les filières, le choc de 85 et les années de pétrole à bas prix freinent le développement. C'est la préoccupation climatique et l'adoption de cadres favorables qui relancent l'intérêt depuis le tournant du siècle.

État de l'art

La plupart des auteurs et organismes internationaux fixent la limite entre petite et grande hydraulique à une puissance de 10 MW. Il y a cependant des exceptions, la Chine, par exemple, la fixe à 25 MW. Dans ce cadre, on distingue : la mini-hydroélectricité, entre 100 kW et 1 MW, la micro-hydroélectricité, moins de 100 kW, la pico - hydroélectricité, moins de 5 kW.

On peut encore classer les installations en trois grands types :

- l'hydraulique de barrage, essentiellement en montagne ;
- l'hydraulique au fil de l'eau ou avec des élévations artificielles de quelques mètres seulement ;
- l'hydraulique de récupération : système intégrés dans un circuit d'irrigation ou d'eau potable ou usée. Dans ce cas la production électrique est une activité annexe.

Les turbines atteignent aujourd'hui des rendements de 60 à 90 % selon les technologies et surtout la taille, et les générateurs qui transforment l'énergie mécanique en électricité ont une efficacité proche de 100 %.

La petite hydraulique est une des filières les plus matures des « nouvelles » énergies renouvelables, mais aussi celle dont le potentiel a été le plus largement exploité en Europe et en Amérique du Nord. Les grands marchés actuels se situent principalement en Asie, même si les potentiels restent largement sous exploités en Afrique et sur le continent américain (en particulier en Amérique du Sud).

Coûts

Investissement : Il varie beaucoup d'une installation à l'autre, le génie civil pouvant représenter plus de 50 % du coût. Selon l'AIE, l'investissement s'élève à 1200-1300 €/kW en Europe de l'Ouest mais peut atteindre 5000 €/kW pour les petites installations complexes en matière de génie civil.

Coût de production : Il dépend, en sus de l'investissement, du régime hydrologique et météorologique d'une région donnée. Il est cependant important de noter que dans de nombreuses régions du monde, une installation hydroélectrique est une des options les moins onéreuses pour une électrification rurale suffisante pour développer des activités économiques. Selon l'AIE, une fourchette allant de 1,5 à près de 9,2 ct€/kWh doit être considérée. En Europe, les coûts observés varient de 6 à 8,5 ct€/kWh.

La petite hydroélectricité en bref

Moins de 10 MW

Rendement : 60 à 90 %

Productible : 3 500 à 6 000 kWh/kW/an.

Durée de vie : 50 ans sans gros investissement.

Investissement : 1 200 à 1 300 €/kW

Coût de production : 1,5 à 9 ct €/kWh

Capacité installée :

Monde : 66 GW en 2005 (selon Ren21),

Production : 240 TWh

France : 2GW, 6 à 7 TWh

Emplois : 0,25/GWh

Émissions GES : 4 - 16 g CO₂/kWh

Capacité installée

Les données sur les capacités installées sont très variables du fait des différentes définitions de la petite hydraulique. La seule série un peu complète disponible est reproduite ci-dessous mais il faut noter que Ren21⁽²⁾ donne des valeurs nettement plus élevées, avec une capacité mondiale totale de 66 GW en 2005 dont 38,5 en Chine. Les différences s'expliquent essentiellement par le seuil de puissance considéré, 10 MW pour l'AIE, 25 pour la Chine par exemple. Pour l'Europe des 25, on était à 11,6 GW fin 2005.⁽³⁾

Capacités installées de petite hydroélectricité par région du monde en 2003.

2003	Capacité installée (MW)	%
Asie	32 641	68,00 %
Europe	10 723	22,34 %
Afrique	228	0,48 %
Amérique centrale et du Nord	2 929	6,10 %
Amérique du Sud	1 280	2,67 %
Australie-Pacifique	198	0,41 %
Total	47 999	100,00 %

Source : The International Journal on Hydropower and Dams, 2004 ; US DOE, 2004

Le taux de croissance annuel moyen de la petite hydraulique observé entre 2000 et 2004 est de 8 %. Le ralentissement des pays développés est largement compensé par les programmes asiatiques, notamment Chine et Inde.

Production

La plupart des statistiques existantes agrègent petite et grande hydraulique à l'exception de la zone Europe. Nous avons donc recalculé cette production sur la base des données disponibles pour obtenir un ordre de grandeur.

Production mondiale de petite hydraulique en 2005

2005	Production (TWh)
Europe	43,1*
Total monde	240**

*EurObserv'Er - **Calcul basé sur le productible AIE appliqué aux données 2005

Marché actuel : 4,2 milliards d'euros investis en 2005, soit 11 % de l'investissement total dans les énergies renouvelables (hors grande hydraulique)⁽⁴⁾. L'AIE⁽⁵⁾ a répertorié 175 entreprises employant 25 000 personnes dans le monde. L'industrie européenne emploie 10 000 personnes⁽⁶⁾ à elle seule.

Emplois : en France 2 400 emplois⁽⁷⁾ soit environ un emploi par MW et 0,25 par GWh

Émissions de GES : elles dépendent principalement de l'importance des travaux de génie civil et varient de 4 à 20 g CO₂/kWh.

(2) Ren 21 est un réseau international mis en place à l'issue de la conférence mondiale sur les énergies renouvelables de Bonn en 2004. Il publie notamment des rapports annuels très complets : statistiques, investissements, programmes de soutien etc. www.ren21.net

(3) Baromètre EurObserv'ER Petite hydraulique. Août 2006. Observ'Er applique la règle des 10 MW.

(4) Donnée Ren21

(5) « Renewables for power generation. Status and Prospects », AIE 2003.

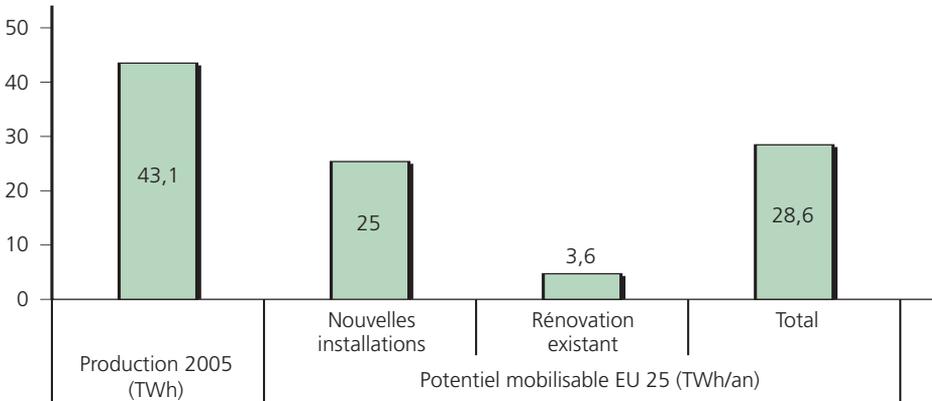
(6) Donnée ESHA

(7) Stratégie et études, Ademe et vous, avril 2007

Perspectives

Potentiels : La littérature existante traite du potentiel mondial sans différencier petite et grande hydroélectricité. Nous donnons ici la production actuelle et le potentiel exploitable européen encore mobilisable de la petite hydraulique, le reste est présenté dans la fiche dédiée à la grande hydraulique.

Production et potentiel mobilisable EU 25



Source : State of the Art of SHP in EU 25, ESHA 2004

En Europe par exemple, le potentiel exploitable hydraulique total est d'environ 200 TWh. La petite hydraulique représente donc un peu plus de 14 % du total. L'AIE⁽⁸⁾ projette un taux de croissance annuel de la petite hydraulique compris entre 3 et 5 % d'ici 2020, largement tiré par la Chine et l'Amérique du Sud.

Enjeux

Contrairement à d'autres filières, les enjeux de la petite hydroélectricité ne se situent ni dans une réduction importante des coûts ni dans l'amélioration des rendements puisque cette filière est techniquement mature. Des évolutions favorables sont bien entendu possibles et nécessaires mais elles ne joueront qu'à la marge.

Les enjeux sont principalement de deux ordres :

- Le financement des investissements par la mise en place (ou le maintien pour l'Europe) de systèmes comme les tarifs d'achat facilitant le développement de l'investissement privé ou via les mécanismes du Protocole de Kyoto, notamment dans les pays asiatiques où l'essentiel du développement de la petite hydraulique se fait aujourd'hui sur fonds publics.
- La question environnementale : la petite hydroélectricité doit prouver sa compatibilité avec la protection des milieux aquatiques et cours d'eau. Son développement est aujourd'hui largement freiné par l'opposition des associations de pêcheurs ou naturalistes et des réglementations très strictes.

En Europe de l'Ouest et Amérique du Nord, il existe un potentiel important dans la rénovation d'installations existantes. Le remplacement des turbines installées il y a plusieurs décennies permettrait de développer une puissance de 1 000 MW supplémentaires et une production de l'ordre de 4 TWh à moindre coût sur les sites existants pour la seule Europe des 15.⁽⁹⁾

(8) « Renewables for power generation. Status and Prospects », AIE 2003.

(9) « BlueAge » ESHA, 2000

Le solaire photovoltaïque

Rapide historique

La capacité de conversion directe de la lumière en électricité grâce à des matériaux semi-conducteurs, l'effet photovoltaïque, a été découverte par Becquerel dès 1839, mais il a fallu attendre le développement de l'électronique dans les années 50 pour permettre la création de cellules photovoltaïques. Le brevet de la première cellule à base de silicium a été déposé par les laboratoires Bell en 1955.

Les premières applications apparaissent dès les années 60 avec l'équipement de satellites spatiaux. Puis à partir de 1970, les premières utilisations terrestres concernent l'électrification des sites isolés et le développement de micro-applications comme les montres et calculatrices solaires.

Après une première phase de croissance assez importante dans les années 80, c'est à partir du milieu des années 90 que l'on assiste à l'explosion du marché, tiré par le développement des applications photovoltaïques connectées au réseau, les « toits solaires », dans les pays pionniers comme le Japon et l'Allemagne.

État de l'Art

On distingue deux usages principaux aujourd'hui :

- L'électrification pour des applications ou sites isolés (électrification rurale ou de sites isolés, balises lumineuses, clôtures, chargeurs, parcmètres, pompes...) de quelques watts à 1 kW.
- Les applications, de quelques kW au MW, connectées au réseau électrique basse tension : centrales solaires au sol, toits solaires ou installations intégrées aux bâtiments (façades, verrières, pare-soleil, tuiles photovoltaïques...)

Les deux principales technologies sont le silicium cristallin et les couches minces avec chacune leur spécificité :

- Cellules à silicium poly ou monocristallin : 85 % du marché. Les rendements élevés en font la technologie dominante tant qu'il s'agit d'obtenir le maximum de capacité sur des surfaces limitées.
- Couches minces : Au lieu de fabriquer des cellules que l'on connecte ensuite entre elles, on projette le semi-conducteur sur un support. Cette technologie permet par exemple des applications complètement intégrées à des matériaux de construction. Le rendement au m² est plus faible, mais l'évolution des coûts de production devrait permettre de compenser ce faible rendement par la capacité d'utiliser de grandes surfaces. Il est toutefois important de noter que le basculement du marché vers les couches minces, souvent annoncé, n'a jamais encore été vérifié.

Coûts⁽¹⁰⁾

Connecté au réseau : Le coût moyen des systèmes complets est de 6 000 €/kWc avec une fourchette de 4 000 à 7 000 €/kWc. La part des panneaux solaires y atteint 60 % du coût complet.

Sites isolés : Le coût moyen des systèmes complets, batteries incluses, est de 8 500 €/kWc et la partie solaire ne représente que 35 % (3 000 €/kWc) du coût complet.

La courbe d'apprentissage historique du photovoltaïque montre que les coûts ont été divisés par deux à chaque décuplement de la production. L'objectif de l'industrie photovoltaïque est d'atteindre un coût de 2 000 €/kWc en 2020 au plus tard pour les systèmes connectés au réseau.

Les coûts de production sont très variables : de 0,19 à 1 €/kWh.

Le solaire photovoltaïque en bref

Capacité installée 2005 : 5 GWc

Production 2005 : 5 TWh

Rendement : 5 à 15 % selon les technologies

Durée de vie : 20 ans

Productible : 1 000 kWh/kWc/an en moyenne.

Investissement : moyenne 6 000 €/kWc si connecté au réseau, 8 500 €/kWc en site isolé.

Coût de production : 0,19 à 1 €/kWh

Temps de retour énergétique : 1,6 à 4 ans

Émissions de GES : 20 – 130 gCO₂/kWh

Emplois : 35/GWh

(10) Fourchette WEA 2000/European photovoltaic Industry Association (EPIA) 2006

Capacité installée et production d'électricité⁽¹¹⁾

La capacité installée mondiale a atteint 5 000 MWc fin 2005 alors qu'elle n'était que de 200 MW en 2000. La production mondiale était estimée à 5 TWh en 2005.

Marché

Le solaire photovoltaïque connaît un taux de croissance annuel important depuis plus de 20 ans : 15 % dans les années 90, 35 % depuis. En 2005, le marché mondial représentait 1 727 MWc⁽¹²⁾. Le marché international s'est largement transformé ces 10 dernières années. En 1990, les systèmes destinés aux applications très spécifiques (telecom, balisage) ou pour les produits type calculatrices représentaient 70 %, l'alimentation électrique en site isolé 23 % et le photovoltaïque connecté au réseau seulement 11 %. En 2005, les systèmes de toits solaires connectés représentent 80 % du marché.

L'industrie photovoltaïque est largement dominée par une dizaine de fabricants. La répartition mondiale de la production est assez liée au dynamisme des marchés⁽¹³⁾ : Japon 48,2 %, UE 26,2 % (essentiellement Espagne et Allemagne), Chine (Inc. Taïwan) 11,6 %, USA 8,9 %. Les principaux acteurs commencent cependant à installer leurs usines dans les pays au marché prometteur.

Le photovoltaïque représente 26 %⁽¹⁴⁾ des investissements totaux dans les énergies renouvelables en 2005 avec un marché de plus de 9 milliards d'euros. Les industriels ont de plus investi 6 milliards dans le développement de leurs capacités de production. Il faut enfin préciser que le marché a été freiné en 2005 par une pénurie de matière première et donc une tension entre l'offre et la demande. Dans ces conditions, les prix des équipements pour les ménages n'ont plus baissé.

Émissions de GES

Les émissions de GES dépendent à la fois des zones climatiques d'emploi du photovoltaïque, des technologies photovoltaïques et du bouquet d'énergies employé pour fournir l'électricité nécessaire à la fabrication des photopiles⁽¹⁵⁾ (de l'ordre de 2 500 kWh par kW). Elles peuvent donc varier dans une large fourchette, de 20 à plus de 100 gCO₂/kWh. Pour des photopiles fabriquées avec le bouquet électrique européen, et utilisées en Europe, les émissions se situent de 25 à 40 g/kWh, selon les régions et les applications.

Emplois

Selon l'Ademe⁽¹⁶⁾, l'installation de 1 million de m² de photopiles (100 MW, 100 GWh/an), devrait générer 3 500 emplois, soit 35 emplois par GWh, ce qui est considérable, mais ne saurait être extrapolé à des productions beaucoup plus importantes.

Perspectives

Potentiels

Le potentiel physique des rayonnements solaires reçus par la terre représente plusieurs milliers de fois la consommation mondiale d'énergie. Cependant, comme pour la production de chaleur solaire, le potentiel réellement utilisable doit tenir compte non seulement des capacités techniques de captage et conversion mais aussi des besoins des populations et industries dans les différentes régions du monde.

L'étude réalisée en 1992 par B. Dessus, B. Devin et F. Pharabod « Potentiel mondial des énergies renouvelables » (PMER)⁽¹⁷⁾, et tenant compte des trois paramètres physique, technico-économique et socio-économique arrivait

(11) "Solar Generation" EPIA – Greenpeace International, 2006.

(12) « Baromètre photovoltaïque » Eur'Observer, 2006.

(13) Ibid.

(14) « Renewables Global Status Report » Ren 21, 2006.

(15) Voir fiche 08.

(16) Stratégie et études, Ademe et vous, avril 2007.

(17) CF Les Cahiers de Global Chance numéro n° 15 pour une présentation détaillée et « Le potentiel mondial des énergies renouvelables » La Houille blanche 1991.

à une évaluation d'un potentiel mobilisable en électricité solaire de 200 TWh en 2000 pour l'électrification en sites isolés, essentiellement dans les pays du Sud. Pour 2020, cette même étude proposait un potentiel de 540 TWh sur la base d'une population et de besoins accrus. Par contre, aucune évaluation des perspectives de développement des toits photovoltaïques sur réseau n'était envisagée dans cette étude.

Les industriels⁽¹⁸⁾ estiment de leur côté le potentiel mobilisable, en tenant compte de la situation industrielle et en appliquant des politiques d'encouragement à 276 TWh à l'horizon 2020. A l'horizon 2050, les divergences entre auteurs s'accroissent mais l'ordre de grandeur reste dans une fourchette de 3 à 5 000 TWh.

Enjeux

L'amélioration des rendements est bien sûr un enjeu important qui permettrait d'accroître la rentabilité et d'améliorer la production par unité de surface. La baisse des coûts des panneaux s'est ralentie et les prévisions des années 90 ne se sont pas encore vérifiées. Cette situation s'explique en partie par une double limitation :

- L'industrie photovoltaïque dépend aujourd'hui de la production de silicium destinée à l'industrie électronique et les situations de tension ou pénurie ne sont pas rares. Par ailleurs, ce silicium de très haute qualité et coûteux pourrait avantageusement être remplacé par du silicium ad hoc spécifiquement fabriqué pour les applications photovoltaïques. Des usines de fabrication de silicium destinées au seul marché photovoltaïque sont en cours de développement et la situation devrait s'améliorer dès 2008.
- L'explosion de certains marchés n'avait pas été suffisamment anticipée, mais les producteurs ont massivement investi en 2005 et les tensions devraient se résorber.

Reste la question de la réduction des coûts des parties non photovoltaïques des systèmes, en particulier pour les sites isolés, qui conditionnera très largement le développement de la filière.

Autre enjeu important, l'amélioration des performances environnementales de l'industrie elle-même. Même si le procès fait au « photovoltaïque qui consomme plus qu'il ne produit » est aujourd'hui démenti par l'analyse des temps de retours énergétiques (1,4 à 4 ans), il reste que cette industrie consomme eau, électricité, produits chimiques et certains métaux lourds comme le cadmium. La production de silicium « qualité solaire » permettra d'améliorer encore le bilan mais l'industrie cherche aussi à développer les filières de recyclage et à limiter l'usage de cadmium.

Enfin, et comme pour la plupart des filières, le cadre politique et économique fixé par les Gouvernements reste le facteur majeur conditionnant le rythme de développement.

(18) « Solar Generation » EPIA – Greenpeace International, 2006

Le solaire thermodynamique ou solaire thermique à concentration

Rapide historique

C'est en 1878 que Mouchot présente à l'exposition universelle un réflecteur de 5 mètres de diamètre associé à une machine à vapeur qui actionne une presse d'imprimerie. En 1907, un brevet est accordé au Dr Maier d'Aalen and M. Remshalden de Stuttgart pour un système parabolique de fabrication de vapeur. En 1912, Frank Shuman construit un système parabolique suivant le soleil de 45 kW près du Caire.

A la fin des années 70 des projets pilotes se développent aux États-Unis, en Russie, au Japon et en Europe.

Au milieu des années 80, la compagnie Américano - Israélienne Luz International a commencé à construire des centrales (technique cylindro-parabolique) en série dans le désert californien. Les 9 centrales privées totalisaient en 1991 une puissance installée de 354 MW.

Le solaire thermodynamique en bref

Capacité installée 2004 : 380 MW

Rendement : 13 à 15 %

Productible : 1 900 kWh/kW/an en moyenne.

Coûts observés : 11,5 ct€/kWh

Coût cible : 5 à 6 ct€/kWh

Durée de vie : 25 à 30 ans

Temps de retour énergétique : 5 mois

Émissions de GES : 6 à 15 gCO₂/kWh

État de l'Art

Le solaire thermodynamique consiste à concentrer le rayonnement solaire pour obtenir des hautes températures et produire ainsi de l'énergie mécanique et/ou de l'électricité par l'intermédiaire d'une machine thermique (turbine à gaz ou à vapeur).

On distingue trois technologies principales aujourd'hui :

- **Cylindro-parabolique :** Des miroirs cylindro-paraboliques alignés concentrent la chaleur. Le circuit du fluide caloporteur passe au centre de chaque miroir et traverse l'ensemble du champ de capteurs. C'est la technologie la plus répandue aujourd'hui (354 MW en Californie).
- **Centrales à tour :** Des centaines, voire milliers, de miroirs (héliostats) réfléchissent et concentrent le rayonnement solaire sur une cible centrale, située au sommet d'une tour. Exemples de réalisations : centrale Thémis en France, Solar One en Californie. Il existe aujourd'hui des projets commerciaux pour quelques dizaines de MW, notamment en Espagne et en Afrique du Sud.
- **Paraboles :** Une parabole concentre le rayonnement sur un foyer (même concept que les fours solaires). Cette technologie est adaptée aux petites puissances, de quelques dizaines de kW. Quelques projets sont en cours de développement, toujours essentiellement en Californie et en Espagne.

Coûts⁽¹⁹⁾

Les coûts d'investissements vont de 3 000 €/kW pour les systèmes cylindro-paraboliques à plus de 10 000 pour les paraboles. Cependant, ces technologies n'en sont qu'au tout début de leur courbe d'apprentissage et les perspectives de réduction des coûts importantes. Aujourd'hui, les centrales solaires californiennes produisent de l'électricité à près de 11,5 ct€/kWh. Celles en cours de construction ambitionnent de descendre à 6,5 ct€/kWh et la perspective de long terme, selon les industriels, est de 5 ct€/kWh.

Perspectives

Près de 300 MW de projets sont en cours de réalisation à travers le monde. La principale application en développement est la centrale solaire associée à un cycle combiné gaz (Integrated Solar Combined Cycle).

L'Espagne et la Californie envisagent des centrales de 500 MW mais leur réalisation dépendra des recherches en cours sur des projets de bien plus faible capacité.

Le scénario de développement proposé par les professionnels, le programme Solar Paces de l'AIE et Greenpeace international⁽²⁰⁾, estime que le solaire thermodynamique pourrait atteindre une capacité installée de près de 37 GW en 2025 (soit 95,8 TWh) et même 600 GW en 2040.

(19) Fourchette AIE 2003/European Solar Thermal Industry Association (ESTIA) 2005

(20) « Concentrated solar thermal NOW ! ESTIA, AIE, Greenpeace International, septembre 2005

L'éolien

Rapide historique

L'énergie du vent est utilisée depuis des siècles pour moulin des céréales ou pomper de l'eau. Son utilisation a d'ailleurs marqué de nombreux paysages ruraux en Europe.

La première éolienne de production d'électricité (12 kW, courant continu) a été mise en service en 1888 aux États-Unis. Elle comportait 144 pales et un rotor de 17 m de diamètre. La première turbine à courant alternatif date des années 30.

Jusqu'au milieu du ^{xx}e siècle, l'éolien est utilisé essentiellement en sites isolés. C'est dans les années 70 qu'il connaît un nouvel essor.

A la fin du ^{xx}e siècle, le développement très rapide d'éoliennes de plus en plus puissantes et performantes est essentiellement le fait des industries européennes (Danemark puis Allemagne, Espagne...). La capacité installée mondiale passe de 4 800 MW en 1995 à 74 000 en 2006 avec des taux de croissance annuelle oscillant entre 30 et 45 %.

État de l'Art

L'évolution de la technologie éolienne a été essentiellement marquée par un accroissement de la taille unitaire des machines qui est passée d'une moyenne de 20 kW en 1985 à 500 kW en 1995 et autour de 1,5 MW aujourd'hui. Les plus grosses machines, développées pour l'off-shore, atteignent 5 MW.

Il existe bien entendu toujours un marché du petit éolien pour des sites isolés, des installations individuelles ou des petits réseaux, mais il est marginal.

Par ailleurs, alors que dans les années 80, seules les pales et systèmes de contrôle étaient spécifiques à la filière, l'industrie éolienne a maintenant développé une large gamme de composants dédiés uniquement à ses machines.

La technologie dominante est celle des éoliennes bipales ou tri pales à axe horizontal. Des marchés de niche existent pour les éoliennes carénées ou « urbaines », mais ils sont eux aussi encore marginaux.

Le « rendement » s'est lui aussi amélioré ; il est passé d'environ 400 kWh/m² de surface balayée dans les années 80 à 900 en 2000.

Les éoliennes produisent 2 000 à 3 500 heures par an pour les meilleurs sites, notamment off-shore, en fonction du régime des vents. Si la production est relativement prévisible, son caractère intermittent nécessite une gestion adaptée. L'expérience accumulée dans les régions fortement équipées permet toutefois de considérer qu'en dessous d'un taux de pénétration de 20 % sur un réseau, aucune mesure d'adaptation n'est nécessaire.

Coûts⁽²¹⁾

Investissement : le coût d'investissement de l'éolien est en moyenne de 1 000 €/kW aujourd'hui soit 10 fois moins qu'il y a 30 ans. Pour l'éolien terrestre (environ 900 €/MW), la machine représente près des trois-quarts des investissements, le reste est imputable au génie civil et aux raccordements électriques. L'éolien off-shore nécessite des investissements plus lourds (1 200 à 1 500 €/MW) dont près de 20 % pour les seules fondations.

Coût de production : Il est compris dans une fourchette de 4 à 8 ct€/kWh. Il est bien entendu extrêmement sensible au régime des vents : quand la vitesse du vent est multipliée par 2, la production l'est par 8. L'accessibilité pour les opérations de maintenance est aussi un facteur important qui joue notamment pour les fermes off-shore.

Une baisse des coûts de près de 35 % a été observée dans la décennie 90, essentiellement par effet de série, augmentation de la taille unitaire et du rendement.

L'éolien en bref

Machines de quelques centaines de watts à 5 MW.

Productible

1 kW installé produit de 2 000 à 3 500 kWh/an selon les conditions de vent du site.

Durée de vie : 20 à 25 ans environ.

Capacité installée mondiale : 74 GW en 2006

Investissement : 900 à 1 500 €/kW

Coût de production : de 4 à 8 ct€/kWh

Marché : 18 milliards € de chiffre d'affaire en 2006.

Emplois : 1/GWh (150 000 salariés en 2006)

Émissions de Ges : 5 – 30 gCO₂/kWh

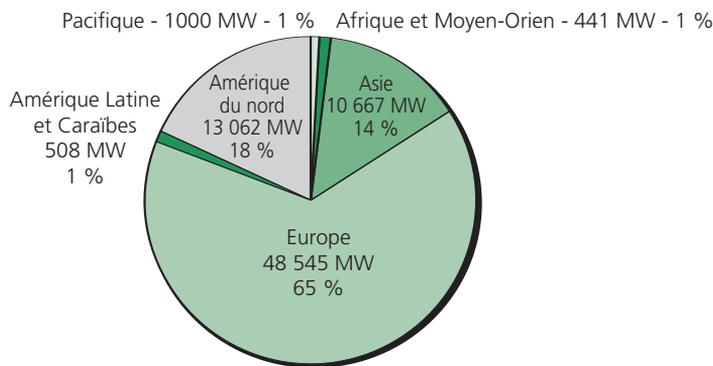
(21) Données AIE et GWEC

Capacité installée⁽²²⁾

La capacité installée mondiale atteint 74 223 MW fin 2006 (+ 15 GW en un an) et se répartit entre 50 pays avec un taux de croissance moyen de 28 % entre 2000 et 2006.

L'Europe de l'Ouest concentre encore 65 % des installations avec 48 545 MW dont 680 en off-shore (c'était 75 % en 2002). L'Union Européenne a ainsi atteint dès 2005 l'objectif qu'elle s'était fixé pour 2010.

Capacité installée par régions du monde fin 2006



Ces dernières années, les marchés nord américains et asiatiques ont connu des taux de croissance très élevés, supérieurs à ceux observés en Europe, notamment 53 % pour l'Asie tirée par l'Inde et plus récemment la Chine (+ 70 % en 2006).

Production

Avec une production mondiale de l'ordre de 150 TWh, l'éolien ne représente encore que 1 % de l'approvisionnement mondial en électricité avec de grandes disparités : taux de pénétration de 20 % au Danemark, 8 % en Espagne (mais près de 60 % en Navarre). En Europe, la production d'environ 100 TWh représente 3,3 % de la consommation d'électricité.

Marché⁽²³⁾

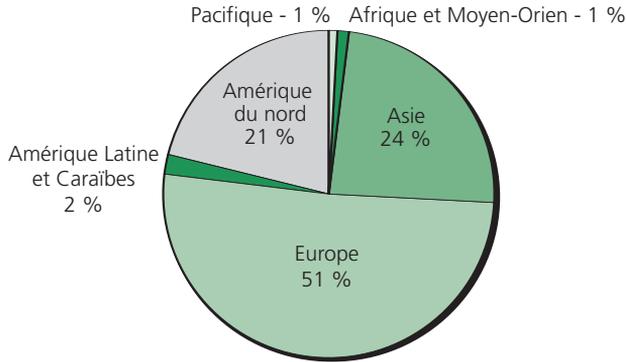
Cinq principales entreprises se partagent 75 % d'un marché mondial estimé à environ 18 milliards d'euros en 2006. Vestas (Danemark) reste le leader avec 32,5 % du marché suivi de l'espagnol Gamesa (17,2 %) et de l'Allemand Enercon (15,7 %). Le ralentissement de leurs marchés nationaux n'a pas atteint les industriels danois et allemands qui ont maintenu les emplois (20 000 et 63 000 respectivement) nationaux mais développé leurs exportations qui atteignent 50 % du chiffre d'affaire.

L'Amérique du Nord et Asie rattrapent petit à petit l'écart avec l'Europe.

(22) GWEC

(23) Données GWEC 2006 et « Renewables Global status report 2006 » Ren 21, 2006

Répartition géographique du marché mondial 2006



Emplois.

La filière éolienne est actuellement créatrice d'environ 2 emplois par MW installé et de 1 emploi par GWh produit. Cette situation devrait se maintenir dans la décennie qui vient.

Émissions de GES

Ces émissions dépendent à la fois des technologies (offshore ou terrestre), des conditions climatiques et du bouquet énergétique du lieu de fabrication des éoliennes. Elles peuvent rester nettement inférieures à 10 gCO₂/kWh dans les conditions les plus favorables et atteindre 30 gCO₂/kWh dans des conditions plus médiocres (voir fiche 8).

Potentiels

Il existe différentes évaluations du potentiel éolien mondial. Une des plus complètes et récentes a été réalisée en 2003 par le Conseil consultatif allemand sur le changement global (WBGU) et indique un potentiel technique mobilisable de 39 000 TWh. Cependant, les industriels ont établi de leur côté des scénarios de développement de l'éolien qui atteignent des valeurs allant de 1 500 à 7 900 TWh en 2050 selon les politiques adoptées. La valeur basse correspondant au scénario de référence de l'AIE (2004), la valeur médiane de 4 000 TWh au respect des objectifs formulés aujourd'hui par les pays, et la valeur supérieure de 7 900 au maximum de leurs capacités si des politiques extrêmement volontaristes étaient mises en œuvre.

Perspectives

Selon le Global Wind Energy Council, la fourchette des coûts de production devrait encore baisser pour atteindre 3 à 6 ct€/kWh en 2020. L'éolien étant techniquement mature, le facteur essentiel de son développement futur reste les politiques mises en œuvre par les différents pays. Au dessus de taux de pénétration de 20 %, la question de la capacité d'absorption des réseaux de ces productions intermittentes se pose également. Le renchérissement des prix des combustibles fossiles ainsi que l'intégration des coûts du CO₂ sont bien entendus des éléments favorables au développement de la filière.

(24) « Perspectives mondiales de l'énergie éolienne 2006 » GWEC, Greenpeace International, septembre 2006

(25) Ibid

L'énergie des vagues

Rapide historique

Lorsque le vent souffle sur l'océan, il crée des vagues. Si le phénomène dure assez longtemps il se forme une succession de vagues régulières : la houle. En l'absence d'obstacles, cette houle peut se propager sur des milliers de km. L'énergie qu'elle transporte est à la fois potentielle et cinétique du fait de la différence de hauteur et de vitesse des particules d'eau qu'elle déplace. On chiffre généralement sa puissance en kW par mètre de crête. Elle peut varier de zéro par mètre d'« huile » à plus de 2 500 kW/m lors des tempêtes. Sur la façade atlantique française (Golfe de Gascogne) la valeur moyenne annuelle est de l'ordre de 45 kW/m ce qui représente une énergie annuelle proche de la consommation française d'électricité (580 TWh en 2006). Il s'agit là bien sûr d'ordres de grandeur montrant que l'exploitation de quelques pourcents de la ressource naturelle constituerait un appoint appréciable d'énergie électrique. Selon le World Energy Council la ressource mondiale serait de 1 400 TWh.

Beaucoup de procédés ont été proposés pour capter, concentrer et transformer cette énergie naturelle en énergie utile. On les désigne aujourd'hui sous le nom général de « houlomotrices ». Les premières réalisations expérimentales datent du XIX^e siècle mais c'est surtout la première crise pétrolière de 1973 qui a déclenché un gros effort de R&D dans les pays industrialisés, notamment au Japon (Kaimei 2 MW, Y. Masuda 1978) et au Royaume Uni (« Canards » de Salter, 1974 et « Radeaux » de Sir Cockerell), effort qui s'est organisé et amplifié depuis.

État de l'art

Depuis une trentaine d'années, des houlomotrices dites de première génération ont été testées dans plusieurs pays : Japon, Inde, Portugal, Royaume-Uni, Norvège. Elles sont pour la plupart conçues selon le principe des chambres à colonne d'eau oscillante construites à la côte. Outre l'impact majeur qu'elles induisent sur le littoral, elles ne peuvent exploiter que l'énergie qui y parvient effectivement après une perte par dissipation sur les hauts fonds. Deux centrales de ce type, partiellement financées par la Commission Européenne, sont actuellement en production aux Açores (Pico, 0,4 MW) et en Écosse (Islay, 0,5 MW) depuis 2001. Un projet en Polynésie française est en cours de développement avec le soutien de l'ADEME.

Les systèmes de seconde génération sont des installations offshore implantées au large. L'exemple le plus représentatif à ce jour est le « Pelamis » de Ocean Power Delivery Ltd qui fonctionne selon le principe des radeaux articulés de Sir Cockrell. Une ferme de 4 modules cylindriques articulés de 750 kW chacun est en cours de réalisation. Un projet français de seconde génération, le SEAREV, fonctionnant selon le principe de la masse oscillante enfermée dans un flotteur proposé par l'École Centrale de Nantes et le CNRS, a le soutien de l'ADEME.

Coûts

Les travaux de R&D passés ont permis de diminuer fortement les coûts de l'énergie d'origine houlomotrice, comme le montre la figure suivante issue du rapport WAVENET de l'Union Européenne. Le coût d'investissement serait à terme de l'ordre de 3 000 €/kW, selon la technologie et les conditions locales. La durée de fonctionnement à puissance nominale peut dépasser les 4 000 h/an. Les coûts de production à terme varieront entre 5 à 10 ct€/kWh.

L'énergie des vagues en bref

Ressource :

Puissance unitaire moyenne 30 à 60 kW par mètre linéaire de houle sur les côtes atlantiques européennes.

Potentiel : 1 400 TWh au niveau mondial (World Energy Council).

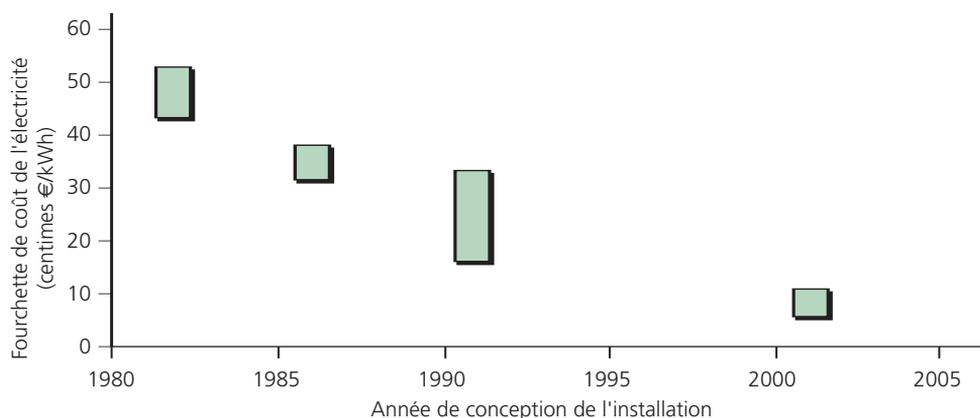
Filière encore à l'état de R&D.

Quelques prototypes en fonctionnement ou en projet dans la gamme 0,4 à 3 MW

Perspectives :

Coût d'investissement cible : 3 000 €/kW

Coût de production cible : 5 à 10 ct€/kWh



Évolution du coût de production par les systèmes houlomoteurs offshore (taux d'intérêt : 8 %).

Perspectives

D'autres types de houlomotrices sont en cours de développement. Plusieurs modules peuvent être regroupés pour constituer des parcs ou « fermes » houlomotrices off-shore. On préfère néanmoins limiter leur distance à la côte pour des questions de coût de la liaison électrique par câble sous-marin et des ancrages, ce qui situe la profondeur d'eau typique à 40 m pour ces houlomotrices. Leur maintenance est possible après remorquage des modules en zone abritée. Leurs impacts visuels et environnementaux et les conflits d'usage de l'espace maritime sont en cours d'évaluation sur les installations déjà opérationnelles.

Les hydroliennes et les marées motrices

Rapide historique

L'énergie hydrolienne exploite l'énergie cinétique des masses d'eau. L'eau est mise en mouvement par les courants océaniques (tel que le Gulf Stream) ainsi que par les marées. Le long des côtes européennes, seuls les courants de marée induisent des vitesses d'eau suffisantes pour envisager une exploitation économique de cette forme d'énergie. L'énergie de ces courants fait l'objet depuis des siècles d'une exploitation énergétique sous forme de moulins à marée comportant un barrage et une roue à eau. C'est sur le même principe qu'a été construit le barrage de la Rance pour la production d'électricité grâce à des turbines réversibles.

C'est beaucoup plus récemment que sont apparues les premières hydroliennes, machines semblables à des éoliennes qui tourneraient dans l'eau. A la différence des usines marémotrices, il n'y a pas de barrage construit en travers du courant pour provoquer une retenue d'eau.

La ressource théorique, évaluée à 50 TWh/an environ, dont 10 TWh/an sur les côtes françaises, est modeste. La ressource effectivement exploitable n'est bien entendu qu'une fraction de cette ressource théorique.

Les marées suivent un cycle astronomique et peuvent être prédites longtemps à l'avance. Toutefois, la vitesse du courant varie fortement selon les heures, les phases de la lune et les saisons, si bien que le taux de fonctionnement équivalent des machines à puissance nominale est d'environ 3 000 à 4 000 h/an.

Les courants sont particulièrement puissants là où la configuration de la côte provoque un renforcement local de vitesse du courant. Les sites favorables sont donc toujours localisés à proximité d'un rivage dans des profondeurs d'eau limitées. Dans un chenal de courant, il est envisageable d'installer plusieurs hydroliennes et d'exporter à terre le courant produit par des câbles électriques sous-marins.

Les hydroliennes comportent un rotor qui peut tourner autour d'un axe horizontal ou vertical. De nombreux concepts sont actuellement en cours de développement et de test en mer. Il existe un grand nombre de variantes technologiques : hydroliennes flottantes ou posées sur le fond, rotor orientable ou non, caréné ou non, etc.. L'expérience acquise ne permet pas encore de prédire quels concepts s'avéreront les plus prometteurs. On peut toutefois noter que la dimension des machines restera forcément limitée à cause des faibles profondeurs d'eau (rotors de 10 à 20 m de diamètre). La puissance unitaire sera donc de quelques centaines de kW à 1 ou 2 MW. Une exploitation à grande échelle supposera donc l'implantation d'un grand nombre d'hydroliennes dont il sera nécessaire d'assurer la maintenance de façon économique et en toute sécurité.

L'exploitation des courants marins offre des analogies avec l'exploitation du vent. La puissance disponible pour les deux fluides en mouvement s'exprime par la formule $P = 1/2rAV$ où r est la masse spécifique du fluide, V sa vitesse et A la section du flux intercepté (par l'hydrolienne ou l'éolienne). La ressource exprimée en kW/m² de surface balayée par les pales est donc très sensible à la vitesse du fluide. Il faut par ailleurs noter que la masse spécifique r de l'eau est 1 000 fois supérieure à celle de l'air. Le tableau ci-dessous permet de comparer les performances des éoliennes et des hydroliennes.

Ressource	Courant marin		Vent
Vitesse en m/s	1,5	2	13
Puissance en kW/m ²	1,7	3,9	1,4

Un courant marin dont la vitesse atteint 2 m/s offre une ressource près de deux fois plus intense que celle d'un vent « type » de 13 m/s. Ceci explique l'intérêt de certains promoteurs pour le développement des hydroliennes dans des sites où les courants de marée peuvent atteindre des vitesses supérieures à 4 m/s et par conséquent fournir plusieurs dizaines de kW/m².

L'énergie des marées en bref

Ressource : 50 TWh au niveau mondial dont 10 en France.

Deux filières :

- Marémotrices et moulins à marée (technologie mature, très peu de sites équipables)
- Hydroliennes (encore à l'état de R&D). Quelques prototypes en fonctionnement ou en projet dans la gamme 0,1 à 2 MW.

Perspectives :

Coût d'investissement cible : 3 000 €/kW

Coût de production cible : 5 à 10 ct€/kWh

État de l'art

Le pays le plus avancé dans ce domaine est le Royaume-Uni. Ce pays dispose de la principale ressource en Europe et affiche une volonté politique forte d'être leader sur ce sujet. Le projet le plus emblématique à ce jour est le projet SeaGen. Ce prototype d'hydrolienne est installé sur un mât planté dans le sol. Un bras transversal symétrique par rapport au mât porte un rotor bipale de 20 m de diamètre à chaque extrémité. Le mât émerge au-dessus de l'eau et le bras peut être relevé pour intervenir sur les rotors pour les opérations de maintenance. Le prototype de 1 MW est implanté dans le fjord de Strangford Lough en Irlande du Nord.

En France, on peut citer les projets Marénergie (Rotor à axe horizontal fixe posé au fond), Harvest (Rotor à axe vertical posé au fond), Hydrogen (Roue à aubes flottante).

D'autres projets ont déjà été testés en mer en Italie (Enermar), Norvège (Hammerfest Strom), USA (Hudson River). De nombreux autres sont à des stades divers de développement.

Coûts

Le manque de maturité de la technologie ne permet pas de déterminer ce que seront les coûts réels de l'énergie hydrolienne dans quelques années. Toutefois, par analogie avec les retours d'expérience de l'éolien off-shore, on peut penser que le coût des investissements sera de l'ordre de 2 500 €/kW à 3 500 €/kW selon la profondeur d'eau, le type de sol, la distance à la côte, la taille du parc.

Perspectives.

Le prix de revient de l'énergie dépendra notamment des solutions apportées aux problèmes de maintenance. Étant donné le grand nombre d'unités nécessaires en cas de production massive, il sera probablement indispensable de mettre au point de petits navires adaptés, très manœuvrant, capables d'intervenir sur les machines en présence du courant, car la durée cumulée des périodes de renverse durant lesquelles le courant est nul est insuffisante pour satisfaire les besoins de maintenance d'un grand parc.

La ressource est abondante et représentée à titre d'exemple dans le seul Raz Blanchard entre le Cap de la Hague et Aurigny une puissance de 2000 MW. L'exploitation requerrait plusieurs milliers de machines, si bien que la cohabitation de cette activité avec les autres usages de la mer doit faire l'objet d'une concertation poussée.

Plusieurs régions du Monde peuvent profiter de l'énergie hydrolienne qui peut constituer un appoint appréciable localement, en Europe, au Canada, aux Philippines, en Nouvelle-Zélande, etc.

L'énergie thermique des mers

Rapide historique

C'est en 1926 que Georges Claude, un des fondateurs de la compagnie l'Air Liquide, présente à l'Académie des Sciences le procédé qu'il a inventé avec Paul Boucherot pour produire de l'énergie à partir de l'eau de mer chauffée par le soleil à la surface de l'océan et de l'eau froide qui remplit les grands bassins profonds sous-jacents. Dans la zone intertropicale la température de l'eau peut atteindre 28 °C en surface et descendre à 4 °C à 1 000 mètres de profondeur.

Pour répondre à ses détracteurs qui prétendent que le fonctionnement de son procédé consommera plus d'énergie qu'il n'en produira Claude réalise une série d'expériences dont une, décisive, à Cuba en 1930, qui lui permet de démontrer que le bilan énergétique global de son procédé est positif. Il faudra attendre la première crise pétrolière de 1973 et la reprise des travaux de développement des énergies renouvelables pour que les Américains et les Japonais réitèrent cette démonstration et optimisent les performances du procédé en utilisant des technologies modernes.

État de l'art

Le principe de l'Énergie Thermique des Mers - ETM - est identique à celui des turbomachines à vapeur utilisant le cycle de Rankine. La différence essentielle entre une centrale ETM et une centrale thermique classique est le domaine des températures des sources chaudes et froides (qui détermine le rendement théorique maximum de la conversion de chaleur en travail) et le choix du fluide de travail.

On distingue deux technologies types qui dépendent du choix du fluide de travail. On parle de l'ETM « cycle ouvert » ou « cycle fermé » selon que le fluide de travail est l'eau de mer elle-même ou un autre fluide, comme l'ammoniac.

Le faible gradient de températures disponible entre sources chaude et froide du procédé ETM conduit à des rendements globaux de l'ordre de 3 à 4 % bien inférieurs à ceux des centrales thermiques classiques. Ceci se traduit par des débits importants en eaux froide et chaude : de l'ordre de plusieurs m³/s par MW électrique net, et à des conduites d'alimentation de grands diamètres dont la technologie limite encore la construction d'usines ETM à des puissances maximales de l'ordre de 100 MW.⁽²⁶⁾ Ajoutons à cette limite technologique celle des turbines à vapeur ETM « cycle ouvert » fonctionnant à des pressions de quelques kPa qui limite à quelques MW la puissance maximale d'un module de turboalternateur.

Les travaux français sur cette forme d'énergie renouvelable ont cessé depuis l'abandon en 1987 du projet de construction d'une centrale prototype de 5 MW en Polynésie Française. En l'absence d'une veille technique ou d'accord de coopération avec les pays qui sont restés actifs, il est difficile d'apprécier les progrès réalisés récemment à l'étranger sur ces technologies ETM.

Les États-Unis ont plusieurs projets pour Hawaï et pour leurs bases militaires d'outre-mer, dont une de 8 MW pour Diégo Garcia dans l'Océan Indien.

La dernière réalisation connue est la centrale ETM « Sagar Shakti » de 1 MW construite en coopération indo-japonaise. Elle est adaptée aux besoins de petites communautés littorales en électricité et en eau douce⁽²⁷⁾. Elle a été présentée en 2001 avant d'être remorquée pour essais sur la côte près de Tuticorin au sud-est du continent.

L'énergie thermique des mers en bref

Exploitation de la différence de température de l'eau entre la surface et les couches profondes des océans tropicaux (de l'ordre de 20°).

Rendement : 3 à 4 %

Filière encore à l'état de R&D :

Prototypes réalisés ou en projet de 1 à 10 MW.

Coût d'investissement cible : 4 500 à 6 000 €/kW

(26) Voir article de L. Vega « Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) I », IOA Newsletter Vol 12 N° 2/Summer 2001. (Les documents IOA sont accessibles depuis le site des Argonautes).

(27) « The Indian 1 MW Floating OTEC Plant; an overview. » IOA Newsletter Vol 11 N° 2/Summer 2000 ».

Coûts

La ressource ETM est du type thermique basse température et par principe son exploitation industrielle requiert des investissements importants, non pas du fait de sa complexité mais parce qu'elle requiert des infrastructures de grandes dimensions. En l'absence de réalisations prototypes de tailles significatives et de durées d'opérations suffisamment longues les estimations des coûts de l'électricité ETM restent évidemment très incertaines.

Des données publiques américaines relativement récentes⁽²⁸⁾ donnent des valeurs de : 4 500 à 6 000 /kW pour une centrale électrique ETM de 50 MW.

Malgré ces coûts élevés, plusieurs facteurs donnent aux promoteurs de l'ETM des arguments favorables au financement nécessaire à son développement :

- La ressource ETM est certainement l'énergie marine dont le potentiel exploitable est le plus important, elle est stable, très largement distribuée dans une vaste région de l'océan tropical où se trouvent beaucoup des pays pauvres les plus vulnérables aux effets induits par l'usage des combustibles fossiles,
- L'utilisation des effluents d'eau froide sortant de l'usine électrique pour la production d'eau douce, d'air conditionné, etc, devrait accroître notablement la rentabilité des usines ETM dites « multi-produits » situées près du littoral.

Perspectives.

Les promoteurs américains et japonais imaginent le développement de l'ETM en trois étapes de difficultés croissantes.

L'objectif de la première étape est l'industrialisation de petites usines ETM « multi-produits » répondant aux besoins immédiats de pays du « Sud » ayant un accès direct à la ressource. Elle serait réalisée dans le cadre de l'aide au développement durable en partenariat et avec l'appui technique et financier de la communauté internationale des pays industrialisés. La centrale ETM « Sagar Shatki » déjà citée est le premier exemple d'une réalisation de cette étape. Plusieurs territoires des régions ultra périphériques de l'Union Européenne sont candidats à ce type de réalisation.

Dans la seconde étape, l'expérience acquise pendant l'exploitation des usines de première génération servira à l'extrapolation des technologies vers des unités de capacités de production répondant à la demande de pays industrialisés, d'abord pour alimenter des villes et des régions côtières⁽²⁹⁾, puis, pendant la troisième étape, pour la production et le transport de combustibles synthétiques à destination du monde entier.⁽³⁰⁾

(28) Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) III « IOA NewsLetter Vol 12 N°3 : Autumn 2001 ».

(29) A titre d'exemple citons la ville d'Honolulu et la côte est de Taïwan qui ont des projets de ce type « seconde phase ».

(30) « The Hydrogen Economy of 2050 : OTEC Driven ? » by Joe Van Ryzin, Ph.D., P.E., Patrick Grandelli, P.E., David Lipp. Richard Argall. Makai Ocean Engineering, Inc. Article résumant une étude financée par l'U.S. Office of Naval Research Small Business Innovative Research requisition number 05PRO3256-01, et l'État d'Hawaï.

L'électricité géothermique haute température

Rapide historique

Les premières traces d'utilisation de la géothermie par l'homme remontent à près de 20 000 ans. Depuis un siècle, les exploitations industrielles se sont développées pour la production d'électricité. Dès le quatorzième siècle apparaissent quelques usages « industriels » comme le lavage de la laine et des peaux. A la même époque, en Italie, dans la région de Volterra en Toscane, les lagoni, petits bassins d'eau chaude saumâtre d'où s'échappe la vapeur à plus de 100 °C, sont exploités pour l'extraction du soufre, du vitriol et de l'alun.

En 1818, le Français François Larderel entreprend dans la région de Volterra la première véritable exploitation industrielle – donnant naissance à un village qui portera son nom. Il invente la technique du « lagoni couvert », permettant de capter la vapeur à une température suffisante pour alimenter des machines destinées à pomper les eaux boriques. L'Islande, à la même époque, consacre son premier usage industriel de la géothermie à l'extraction du sel. C'est encore en Italie, à Larderello, que la géothermie produit de l'électricité pour la première fois au monde, en 1904.

La production mondiale d'électricité géothermique ne devient significative qu'à partir des années 1970, poussée par les crises pétrolières. La puissance électrique installée dans le monde est ainsi passée de 400 MW en 1960 à 8 000 MW à la fin du siècle.

État de l'art

La production d'électricité n'est pratiquement possible qu'avec des sources de température supérieure à 100 °C. Les rendements sont globalement assez faibles, de l'ordre de 5 à 10 %, mais la géothermie a l'avantage de produire de l'électricité de base de manière parfaitement régulière.

Plusieurs techniques existent : pour les sources de vapeur haute température, l'électricité peut être produite directement par injection de la vapeur dans une turbine ou indirectement par échange de chaleur avec une eau moins corrosive. Pour les sources moins chaudes (moins de 175 °C), de nombreuses techniques jouent sur la condensation puis la détente du fluide géothermal. La technique dite du « cycle binaire » utilisée pour des installations de petite capacité utilise la chaleur du fluide géothermal pour vaporiser un fluide au point d'ébullition beaucoup plus bas que l'eau. Enfin, la technologie des « enhanced geothermal systems » (EGS), telle qu'elle est expérimentée à Soultz-sous-Forêts en France, consiste à exploiter la chaleur de réservoirs de faible perméabilité en stimulant des fractures dans celui-ci pour permettre la circulation de fluide géothermal. Cette technique, si elle se développait, permettrait d'accroître très largement le gisement utilisable.

Toutes les techniques électriques peuvent bien sûr être couplées à une valorisation de la chaleur par cogénération et permettre ainsi d'améliorer très sensiblement le rendement de l'installation.

Coûts de la production électrique

Investissement : L'investissement est très variable en fonction des gisements et des techniques : 1 200 à 3 900 €/kW installé selon les données du Ministère de l'énergie américain (US DOE), 1 000 à 10 000 euros selon la Commission Européenne. La technologie des EGS espère des coûts à terme de 2 à 3 000 €/kW

Coûts de production : Ils sont eux aussi très variables en fonction de la qualité des gisements et de la situation géographique : 40 à 120 /MWh (et même entre 12 à 40 /MWh aux États-Unis).

L'électricité géothermique HT en bref

Capacité installée : 8,9 GW

Production annuelle : 55 TWh

2 000 à 5 000 /kW installé

4 à 12 ct€/kWh

Durée de vie : 30 à 50 ans

Rendement : 5 à 10 %, > 90 % si cogénération

Marché : 1,6 g

Emplois : 1/GWh

Émissions de GES : 15- 60gCO₂/kWh

Capacité installée⁽³¹⁾

La capacité mondiale installée atteignait 8,9 GW fin 2005. Sept pays (États-Unis, Philippines, Mexique, Italie, Japon, Indonésie, Nouvelle Zélande) regroupent aujourd'hui 90 % de cette capacité.

Production

La production mondiale d'électricité par géothermie a atteint 55 TWh en 2005.

Il est intéressant de noter qu'elle représente déjà 10 % de la consommation pour trois pays en développement : Philippines, Salvador, Nicaragua.

Marché actuel

Le marché de l'électricité géothermique était estimé à environ 1,6 milliards d'euros en 2005⁽³²⁾, soit 5 % du marché total des énergies renouvelables. Le taux de croissance annuel moyen observé depuis les années 80 est de 5 %.

Le marché des centrales électriques est aujourd'hui concentré en Asie et en Amérique latine. Cinq compagnies se le partagent au niveau international.

Emplois

Les données pour 1999 faisaient état de 40 à 45 000 salariés soit 0,2 emploi par MW et 1 emploi par GWh.

Émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre se situent dans une fourchette de 15 à 60 g CO₂/kWh selon la productivité des puits, la température de l'eau géothermale et l'usage ou non de la chaleur cogénérée.

Potentiels

Selon la US Geothermal association, le potentiel équipable pour la production d'électricité atteindrait 85 GW à l'horizon 2030 dont 45 pour le seul continent américain, 25 pour l'Asie du Sud Est et 10 pour l'Afrique de l'Est.

Le World Energy Assesment 2000, quant à lui, estime quant à lui les ressources économiquement exploitables (chaleur et électricité) à 12 Gtep, ce qui est considérable.

(32) « Renewables, Global Status Report », REN 21, 2006.

(33) In « Renewables for power generation », AIE 2003.

Le tableau de comparaison des filières électriques renouvelables

Nous avons rassemblé ici, sous forme d'un tableau comparatif, les principales données concernant les différentes technologies de production d'électricité renouvelable. L'ensemble des cases n'est pas renseigné. Les chiffres produits ne sont que des ordres de grandeur qui doivent être pris avec précaution, en particulier en ce qui concerne les émissions de GES et les potentiels à long terme.

Nous n'y avons d'autre part pas mentionné les filières encore à l'état de R&D

Électricité renouvelable : ordres de grandeurs des productibles, des coûts, des marchés,

Filière	Investissement €/kW	Productible/an kWh	Coût ct€/kWh
Photovoltaïque			
Sur réseau	4000-7000	1000-1200	20-40
Isolé	7 000-12 000	1000-1200	40-100
Solaire thermodynamique	3000-10000	1000-1200	6,5-11,5
Éolien			
Terrestre	1 000	2000-2500	4-8
Off-shore	1200-1500	2500-3000	4-8
Grande hydraulique	1400-2000	3000-8000	2-8
Petite hydraulique			
Europe	1200-4000	3000-8000	6-8,5
Monde	1200-4000	3000-8000	1-9,5
Géothermie			
Europe	1 000-10 000	8 000	5-9
États-Unis	1200-3900	8 000	1,2-3,9
Électricité charbon (pm)	1200-1400	8 000	4,2-5,6
Électricité nucléaire (pm)	1300-1600	7 500	4-6

Note : A titre de comparaison, on a donné des indications pour la production d'électricité en base (7500-8000 heures) à partir de charbon et de nucléaire.

Ce tableau montre la diversité des situations rencontrées, avec des productibles annuels qui varient d'un facteur 7 à 8 entre les technologies solaires (photovoltaïque et thermodynamique) et géothermiques ou hydraulique au fil de l'eau, et des coûts d'investissement qui varient également dans des rapports 10 entre technologies. Au sein même de chacune des filières, les écarts de coûts peuvent être importants : les conditions d'adaptation au terrain en sont largement responsables (taille des installations, présence d'un réseau ou non, génie civil).

Il en résulte des coûts de production qui se situent aussi dans une large fourchette, de moins de 2 centimes d'euro/kWh dans les situations les plus favorables pour la microhydraulique, la grande hydraulique et la géothermie, à plus de 50 centimes d'euro/kWh pour les situations les moins favorables (photovoltaïque en site isolé).

des émissions de GES, etc. des diverses filières.

Marché/an G€	Émissions de GES (g équiv CO ₂ /kWh)	Ordre de grandeur Potentiel (TWh)	Temps de retour énergétique ans	Emplois/GWh
9	20-130	300-500 en 2 020	1,4-4	35
7				
2				
?	6-15	40 en 2025, 650 en 2 040	0,5	?
14	5-30	1500-8000 en 2 050		1
13	5-20		0,5	
1	6-30		0,6	
15	4-200 ⁽³⁴⁾	8 500 ⁽³⁵⁾ en 2 050		
4	4-6	500-700		0,25
1,5	15-60	500 en 2 030		
	800-1 000			
	10-100 ⁽³⁶⁾			0,15

Il ne s'agit ici que des coûts de production d'électricité. Pour être complète et significative, la comparaison doit donc être pondérée par des considérations concernant le transport et la distribution de l'électricité aux usagers. C'est la raison pour laquelle certaines des technologies évoquées, comme le photovoltaïque par exemple, malgré leur coût de production encore élevé, peuvent trouver des niches d'application parfaitement justifiées du point de vue économique, quand les conditions de transport de l'électricité ou de combustibles de remplacement deviennent prohibitifs.

De même on constate des différences importantes d'émissions de gaz à effet de serre entre filières et au sein même d'une filière, en fonction des conditions de production des technologies renouvelables (en particulier le bouquet électrique), mais aussi en fonction des conditions d'installation et du climat. Malgré ces divergences importantes, les diverses filières renouvelables présentent des bilans toujours bien meilleurs que l'électricité fossile (un facteur 10 à 100) et souvent meilleurs que l'électricité nucléaire.

(34) 200 pour des barrages en région tropicale sans déforestation préalable

(35) dont 2 500 déjà exploités

(36) 100 selon Öko-Institut

Le solaire passif

Rapide historique

Les propriétés de sélectivité du verre à la base de l'effet de serre ont été exploitées dès le ^{xvi}e siècle par les Hollandais, les Danois, puis par les Anglais dans les serres chaudes, offrant aux plantes rapportées des tropiques les conditions climatiques appropriées.

Les premières maisons solaires passives, valorisant essentiellement les apports solaires par les vitrages, apparaissent aux USA dans les années 1930. Au cours des années 1960-70, des dispositifs particuliers sont développés au laboratoire CNRS d'Odeillo (Pyrénées-Orientales), sous forme de capteurs à air intégrés en façade, puis de mur doublé d'un vitrage, avec lame d'air ventilée (brevet Trombe-Michel).

L'architecture solaire passive connaît un essor particulièrement intense à l'échelle internationale à partir du premier choc pétrolier, tant en recherche expérimentale, que par le nombre de réalisations.

La prise en compte des apports solaires dans la réglementation thermique est introduite progressivement en France de 1982 à 1985. La réglementation actuelle favorise la conception dite bioclimatique, associant la récupération des apports solaires en saison de chauffage, une orientation privilégiant le sud, de bonnes protections solaires et la prise en compte de l'inertie thermique pour la production du confort d'été.

État de l'art

Trois configurations principales dominent l'architecture solaire passive, depuis les travaux des années 1975-1980 :

- Le système à gains directs par les vitrages ;
- Le système à mur Trombe ;
- Le système couplant les deux précédents : serre accolée à une maçonnerie

Dans tous les cas, il s'agit de tirer parti du rayonnement solaire par une architecture adaptée, permettant de limiter les besoins d'éclairage et de chauffage, tout en contribuant à la production du confort d'été. Les règles de conception conduisant à une architecture bioclimatique sont simples :

- Grandes surfaces vitrées au sud et petites ouvertures au nord,
- Absence d'ombrage sur les surfaces vitrées et occultations automatiques pour éviter les surchauffes d'été,
- Isolation extérieure pour bénéficier de l'inertie thermique des murs et planchers et assurer le stockage thermique pour la nuit (chaleur en hiver, fraîcheur en été).

Il convient également de faciliter les opérations de contrôle des dispositifs de protection des vitrages et de gestion de la ventilation naturelle, notamment en été.

Coûts

Les règles volumétriques de compacité tendent plutôt à réduire les surfaces d'enveloppe à volume donné, donc les coûts associés. L'association suisse Minergie chiffre à 40 % le maximum de gains potentiels sur le poste chauffage dus à la forme du bâtiment. Les gains potentiels cumulés de l'utilisation passive de l'énergie solaire relevant de mesures architectoniques sont estimés à 35 %, pour des surcoûts minimes à nuls. Le label Minergie fixe la limite des consommations de chauffage, d'eau chaude sanitaire et de ventilation à 42 kWh/m²/an. La surface construite dépasse 3 millions de m². La construction de logements bien plus performants, sur l'exemple du label allemand Passive Haus, à 15 kWh/m² pour le chauffage, entraînerait des surinvestissements de l'ordre de 10 à 18 % par rapport au neuf actuel⁽¹⁾.

Le solaire passif en bref

C'est l'utilisation dans le domaine architectural de la chaleur gratuite du soleil.

Productible : 1 m² de double vitrage peut apporter plusieurs kWh de chaleur par jour, 1 000 à 1 200 kWh par an.

Durée de vie : plusieurs dizaines d'années sans entretien.

Capacité actuelle installée : 8 à 15 % des besoins de chauffage dans les pays européens.

Marché : les apports solaires en France pour le parc actuel de logements sont estimés à 40 TWh (3,5 Mtep) d'énergie finale.

Coûts : pour un logement neuf, économies de 30 à 35 % des besoins de chauffage pour un surcoût minime ou nul.

(1) Les surcoûts se situent dans une fourchette plus basse de 4 à 15 % en Allemagne, en raison de la maîtrise plus ancienne du label.

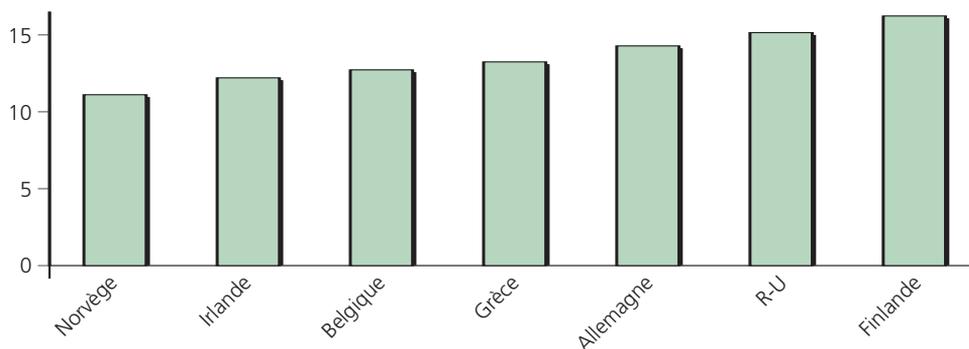
La récupération directe passive de l'énergie solaire associée à une bonne isolation extérieure du bâti constitue la méthode la plus efficace et la moins coûteuse pour réaliser des logements à basse consommation d'énergie, avec des installations techniques traditionnelles.

Il est possible d'atteindre une réduction de 30 à 40 % des dépenses énergétiques de chauffage par rapport à la construction neuve répondant à la réglementation thermique de 2005, avec un surinvestissement qui peut varier de 0 % à 15 %.

Capacité installée

L'énergie solaire est présente dans le parc existant, sous la forme des apports passifs transmis aux espaces chauffés par l'ensemble des parois vitrées. En comparant les besoins de chauffage estimés pour le parc à une référence sans apports solaires, pour la construction standard, il est possible de mesurer la contribution des apports solaires passifs dans le stock (le parc existant). Le projet « SOLGAIN » de la Communauté européenne, s'appuyant sur les contributions de sept pays européens (Allemagne, Belgique, Finlande, Norvège, Grèce, Irlande, Royaume Uni) s'est donné cet objectif : intégrer, dans les statistiques nationales et européennes, la contribution des apports solaires à la demande d'énergie de chauffage des logements, en quantifiant les économies d'énergie et les réductions de CO₂ actuelles.

Solgain : contribution des gains solaires passifs (%)



Source : NTNU, Norwegian University of Science and Technology

Le Centre Scientifique et Technique de la Construction évalue à 11,5 % la contribution moyenne des apports solaires passifs dans la demande d'énergie de chauffage en Belgique. En complément, le remplacement de toutes les fenêtres existantes, réparti sur une période de 30 ans, par un vitrage à isolation renforcé (U de 1,1 W/m²K) permettrait de réduire la consommation énergétique pour le chauffage de 15 %. Des contributions du même ordre ont été estimées pour les différents pays engagés dans le projet européen SOLGAIN⁽²⁾. Elles s'échelonnent de 10 à 14 % (exemple, 13 % en Allemagne, d'après les estimations du Fraunhofer Institute).

Marché

Les gains solaires par les vitrages peuvent réduire les besoins de chauffage de 15 % en moyenne dans la construction neuve en France, sans effort particulier, et de 50 % avec véranda en façade sud, couplée à la gestion de l'air neuf. Une première estimation indique que les apports solaires passifs, pour l'ensemble du parc, s'élèveraient à plus de 40 TWh en 2000. Il faut cependant aborder ces solutions avec prudence, en raison des exigences croissantes de confort d'été qui alimentent le marché de la climatisation électrique, en très forte progression.

(2) SOLGAIN - The contribution of passive solar energy utilization to cover the space heating demand of the European residential building stock. 3rd ISES Europe Solar Congress, Eurosun 2000, Copenhagen, Denmark, June 19-22, 2000.

Perspectives

Potentiels

Les niveaux d'isolation thermique exigés pour l'obtention des labels européens les plus exigeants (Passive Haus en Allemagne, Minergie Plus en Suisse) réduisent la contribution des systèmes passifs de type Mur Trombe. Cependant, la conception bioclimatique, favorisant la répartition des vitrages au sud par rapport aux autres façades et recourant à l'inertie thermique est encouragée dans les étapes récentes et à venir de la réglementation thermique. Cette conception a également un rôle important à jouer dans la production du confort d'été sans recourir à la climatisation mécanique.

Applications en développement

Une étape importante est franchie en Europe, sur la base du label « Habitat passif » élaboré en Allemagne : le niveau d'isolation de l'enveloppe doit permettre d'équilibrer les déperditions thermiques au travers de l'enveloppe par les apports gratuits (solaire et internes). Cela conduit à des demandes de chauffage de l'ordre de 15 kWh/m²/an, en énergie utile. En complément, les autres postes de consommations énergétiques (eau chaude sanitaire, éclairage, ventilation, équipements électro ménagers) sont limités à 27 kWh/m²/an, en énergie finale. Des consommations totales inférieures à 50 kWh/m²/an en énergie primaire permettent d'envisager la construction de logements à énergie positive, par équipements des toitures en solaire thermique pour la production d'eau chaude sanitaire, et en panneaux photovoltaïques pour la production électrique, l'installation étant couplée au réseau.

Enjeux

La réalisation de bâtiments « basse énergie » en construction neuve comme en rénovation, promue par l'association Effinergie en France, ne génère pas de véritable révolution dans les solutions à mettre en œuvre. Il s'agit de combiner les meilleures techniques et technologies disponibles sur le marché. La conception du bâtiment doit être appréhendée de façon globale :

1. Réduction du besoin de chauffage et de climatisation par la limitation des déperditions au niveau de l'enveloppe du bâtiment ;
2. Gestion de la qualité de l'air intérieur par la mise en œuvre d'une ventilation mécanique très performante permettant un renouvellement maîtrisé de l'air ;
3. Utilisation d'équipements de chauffage et de régulation très performants (pompes à chaleur, chaudières à condensation à gaz, dispositifs de récupération de chaleur) ;
4. Introduction des énergies renouvelables.

Les pompes à chaleur (PAC)

Rapide historique

Le principe de la pompe à chaleur est ancien. C'est en effet un dispositif thermodynamique permettant de transférer la chaleur du milieu le plus froid (et donc le refroidir encore) vers le milieu le plus chaud (et donc de le chauffer), alors que, spontanément, la chaleur se diffuse du plus chaud vers le plus froid jusqu'à l'égalité des températures.

Le réfrigérateur est le système de pompe à chaleur le plus connu et le plus ancien. Le climatiseur est un autre système de pompe à chaleur courant. Les deux servent à produire du « froid » plus que de la chaleur : la chaleur qu'ils génèrent est perdue.

Mais le terme de « pompe à chaleur » (PAC) s'est surtout diffusé pour désigner les applications de chauffage (domestique, tertiaire, industriel). Les PAC sur air ont connu un grand succès de 1975 à 1985, à l'époque du pétrole cher. Il y eut cependant de nombreuses déceptions, à cause de problèmes de conception et d'installation. Les pompes à chaleur géothermiques (sur eau ou sur sol) se sont aussi développées dans les années 80. La Suède et la Suisse apparaissent en Europe comme les pays les plus dynamiques pour le développement des pompes à chaleur géothermiques.

Le marché des PAC connaît une très forte croissance (53 000 unités vendues en 2006 hors air/air, soit un doublement du marché).

Outre le marché individuel, les PAC de forte puissance (jusqu'à quelques MW) se développent pour le tertiaire et le collectif.

État de l'art

La pompe à chaleur transforme la chaleur de l'environnement de basse température en chaleur de chauffage à température plus élevée. La partie ainsi « pompée » à l'environnement (air, eau, sol) constitue une énergie renouvelable.

L'efficacité d'une pompe à chaleur s'exprime par son coefficient de performance, rapport de la puissance thermique fournie par la PAC à la puissance fournie à la PAC (en général de l'électricité). Cette valeur se révèle d'autant plus élevée que l'écart de température entre la source de chaleur soutirée à l'environnement et la température de départ du chauffage est faible. Pour obtenir cette condition, deux mesures sont requises, une faible demande d'énergie de chauffage et de grandes surfaces d'émission de chaleur (par exemple, un chauffage par le sol à basse température).

La chaleur prise à l'environnement peut provenir de différentes sources :

- Les rejets thermiques, la meilleure source de chaleur, mais rarement disponible ;
- L'air ambiant, largement disponible partout, mais présentant un mauvais coefficient de performance à basse température extérieure ;
- Les eaux souterraines et de surface, très bonne source de chaleur, souvent disponible en particulier dans les contextes sédimentaires ;
- La sonde géothermique à eau, qui permet de bénéficier d'une température élevée en hiver (aux environs de 13 °C) ;
- Le sol, qui reçoit en continu des flux énergétiques à sa surface, accumule cette énergie et se transforme alors en réservoir de calories renouvelables. Pour profiter de cette chaleur, il suffit d'enterrer des capteurs à moins d'un mètre sous la terre, la surface nécessaire pour les capteurs étant équivalente à une ou deux fois la surface à chauffer.

Ces trois derniers types de PAC sont appelés « pompes à chaleur géothermiques ».

Les pompes à chaleur géothermiques peuvent être utilisées durant l'été en combinaison avec un chauffage par le sol pour le rafraîchissement passif des locaux (free cooling).

Les PAC en bref

Machines de quelques kW à quelques MW.

Productible : 2,5 à 4,5 kWh de chaleur pour 1 kWh d'électricité (1,5 à 3,5 kWh d'énergie renouvelable « pompée ») selon les technologies.

Durée de vie : 15 à 25 ans.

Capacité installée en France : 120 000 PAC, hors PAC air/air qui fournissent 8 TWh de chaleur par an

Marché européen : 140 000 PAC par an.

Marché français : 53 000 en 2006 hors PAC air-air

Emplois : 1/GWh

Émissions de GES : 130 g pour le bouquet électrique européen

Coûts

Les installations géothermiques sont technologiquement au point, mais leur coût demeure très variable selon les situations. Selon l'ADEME, pour une maison individuelle, un chauffage par PAC géothermique coûte de 70 à 100 euros/m² de surface à chauffer avec captage horizontal et de 140 à 180 euros/m² pour un captage vertical. Pour le tertiaire et le collectif, l'effet de taille permet de rentabiliser les investissements avec des temps de retour parfois inférieurs à 5 ans.

Capacité installée

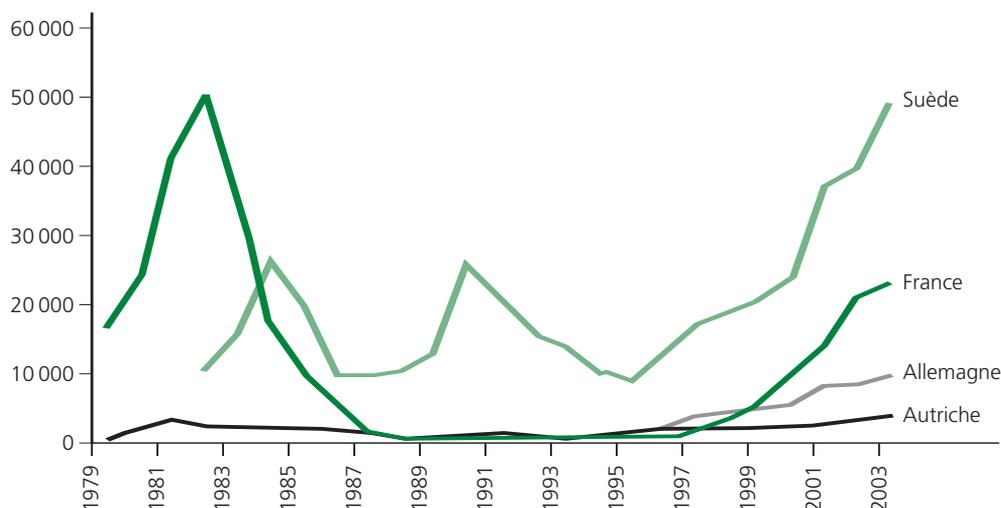
En France, environ 120 000 unités hors systèmes air/air sont actuellement en service (8 TWh par an). La géothermie concernerait entre 5 et 10 % du parc de logements neufs.

Marché

A l'échelle européenne, le marché annuel s'est accru de 20 000 unités en 1995 à 140 000 en 2004. Le taux de croissance annuel atteint ainsi 20 % en moyenne.

La Suède disposerait des PAC dans près de 95 % de ses constructions neuves. Cette part représente près de 29 000 unités en capteurs verticaux par an. En Suisse, ce sont près de 50 % des maisons individuelles neuves qui sont construites avec un équipement PAC (dont 40 % sont des PAC sur capteurs verticaux et 60 % des PAC sur air de type air/eau). En France, l'ensemble des PAC représenterait 53 000 unités vendues en 2006, hors PAC air/air.

Europe : marché des PAC (chauffage hors split)



Sources : AFPAC, C. Ducruet/EHPA, European Heat Pump Network (via la note HN-96/01/002), étude BATIM

Emplois

Selon l'Ademe⁽³⁾ la construction et la mise en place des PAC est créatrice d'environ un emploi pour 40 pompes à chaleur. En faisant l'hypothèse que la puissance moyenne de ces PAC à usage domestique est de l'ordre de 10 kW on obtient le chiffre de 2,5 emplois par MW et d'environ 1 emploi par GWh (pour un fonctionnement de l'ordre de 2 500 h par an).

(3) Ademe, Stratégie et études, avril 2007.

Émissions de GES

Elles sont de l'ordre du tiers de celles de l'électricité utilisée. Avec le mix électrique européen, les émissions seront de l'ordre de 120 g CO₂/kWh. Avec le bouquet électrique français, mais en tenant compte du fait que le chauffage domestique s'effectue en hiver où les centrales aux énergies fossiles sont sollicitées, les émissions seront de l'ordre de 30 g/kWh.

Perspectives

Potentiels

Le chauffage électrique par effet Joule, qui équipe encore largement le logement neuf en France, hors parc social où le chauffage gaz reste prédominant, devrait s'effacer au profit de la pompe à chaleur, qui réduit d'un facteur proche de 3 la consommation d'énergie finale, pour un même niveau de besoins de chauffage. Si cette transformation était généralisée en 2050 au stock de logements, la consommation du chauffage électrique serait réduite à un peu plus de 20 TWh, pour environ 40 TWh prélevés à l'environnement.

Applications en développement

Dans les maisons individuelles, les chaudières gaz ou fioul peuvent être remplacées par des équipements de type PAC haute température, tout en maintenant une distribution classique par chauffage central : les COP actuellement de 2,1 pourraient atteindre 4,8 en 2030.⁽⁴⁾

Enjeux

La question des fluides frigorigènes reste un problème : le R22 dangereux pour la couche d'ozone est progressivement remplacé par des fluides de substitution, tels les HFC (R407C, R410A et R417A), inoffensifs vis-à-vis de la couche d'ozone, mais qui sont encore de puissants gaz à effet de serre.

(4) M.H. Laurent, D. Osso, P. Mandrou, H. Bouia, Scénarios de rénovation du parc résidentiel à 2030 en France dans un contexte « MDE », EDF R&D, IBPSA France – 2 & 3 novembre 2006.

La production de chaleur géothermique

Rapide historique⁽⁵⁾

Les premières traces d'utilisation de la géothermie pour la fourniture de chaleur par l'homme remontent à près de 20 000 ans. La pratique des bains thermaux s'est multipliée et depuis un siècle, les exploitations industrielles se sont développées pour le chauffage urbain.

Dès 1330, les archives font mention d'un réseau distribuant l'eau géothermale à quelques maisons, sur la commune de Chaudes-Aigues (Cantal, France). Elle servait même, déjà, à quelques usages « industriels » comme le lavage de la laine et des peaux.

En France, on réalise entre 1833 et 1841, dans le quartier de Grenelle à Paris, le premier forage pour capter, à 548 m, l'eau douce à 30 °C des sables albiens. Au vingtième siècle, le mouvement s'amplifie.

Le premier réseau moderne de chauffage urbain alimenté grâce à la géothermie est installé, quant à lui, à Reykjavik (Islande) en 1930. Dès lors, des réseaux de chaleur utilisant la géothermie vont voir le jour en France, Italie, Hongrie, Roumanie, URSS, Turquie, Géorgie, Chine, États-Unis. Le développement de l'exploitation de la nappe du Dogger dans le bassin parisien dans les années 70 et 80 présente la plus forte concentration d'installations de chauffages urbains géothermiques au monde.

État de l'art

La fourniture de chaleur géothermique regroupe deux principaux champs d'application :

- L'utilisation de la vapeur des sources haute température directement pour des applications industrielles et l'électricité,
- L'alimentation directe d'un réseau de chaleur par une source chaude de moyenne ou basse température

Les eaux chaudes géothermales, généralement à forte salinité extraites du sous sol par un puits géothermique sont réinjectées dans le même horizon géologique, après passage dans un échangeur de chaleur.

A noter que les pompes à chaleur utilisées pour l'habitat, qui utilisent les réserves de chaleur à faible température du sous-sol à faible profondeur (de moins d'un mètre à une centaine de mètres) connaissent un développement très important, notamment en Europe (voir fiche 22).

Coûts de la production de chaleur

En France, pendant les crises pétrolières des années 70, la chaleur de réseau géothermique, a priori rentable dans un contexte de prix pétroliers élevés, a séduit nombre de municipalités du bassin parisien. Mais la rentabilité de ces opérations à moyen et long terme a pâti des difficultés de maintenance des puits géothermiques (en particulier des problèmes de corrosion et de colmatage⁽⁶⁾), dans un contexte de retournement des prix pétroliers au milieu des années 80. Dans le contexte actuel de prix élevés des énergies fossiles et compte tenu des progrès importants réalisés sur la fiabilité de la technologie des puits à moyen et long terme, la chaleur géothermique de réseau redevient compétitive, d'autant qu'elle n'est source que d'émissions minimes de gaz à effet de serre.

Le coût de la chaleur dépend énormément du rendement du puits, très différent d'un puits à l'autre. Le rendement se calcule à partir de la température d'extraction de l'eau et de son débit et aussi de la température de retour des systèmes d'utilisation. Le rapport Prévot (Conseil Général de mines, mars 2006) évalue le coût d'investissement à 1 150 par kW (hors réseau de chaleur) (pour un doublet de 1 700 m, avec une eau à 70 °C et un débit de 200 m³/h). Ce même rapport évalue le coût par MWh produit à 48, avec l'hypothèse défavorable d'une durée d'utilisation de 4 000 heures/an.

La production de chaleur géothermique en bref

Capacité installée au monde : 28 GW
Production mondiale annuelle : 70 TWh
Production en France : 1,5 TWh

Coût d'investissement : 1 150 euros/kW
Coût du kWh : 4 à 6 ct €/kWh

Durée de vie : 30 à 50 ans

Émissions de GES : < 15 g CO₂/kWh

(5) Référence principale : BRGM

(6) Problèmes qui sont résolus depuis la fin des années quatre-vingt par des développements technologiques

(7) World Geothermal Council, 2005.

Capacité installée ⁽⁷⁾

La capacité installée mondiale atteint 28 GW_{th}, principalement sous forme de réseaux de chaleur. Sur les 70 pays équipés, quatre pays (États-Unis, Chine, Suède, Islande) se partagent près de 50 % de la capacité.

Production

Monde : 70 TWh de chaleur annuels. En France les réseaux de chaleur géothermique fournissent 0,13 Mtep de chaleur (1,5 TWh).

Marché actuel

Le marché mondial de la chaleur géothermique, estimé à environ 0,5 milliards d'euros, est en forte croissance (9 % en 2005).

Le solaire thermique basse température (BT)

Rapide historique

L'histoire des capteurs thermiques à basse température (<120%) remonte à H B de Saussure qui met en évidence l'effet de serre obtenu par un vitrage au-dessus d'un absorbeur dans un caisson isolé. Il faut cependant attendre 1910 pour voir apparaître les premiers chauffe-eau solaires en Californie

Comme beaucoup de filières d'énergies renouvelables, le solaire thermique a connu une phase de croissance importante entre 1973 et 1985 en réaction au choc pétrolier. Mais ce développement rapide, avec des technologies ou des installateurs déficients, a entraîné de nombreuses contre performances. Depuis la fin des années 90, quelques pays ont relancé des programmes de soutien au développement du solaire thermique : l'Autriche, l'Allemagne, la Chine et plus récemment l'Espagne ou Israël.

État de l'Art

Il s'agit principalement de la production de chaleur basse température pour l'eau chaude sanitaire ou les piscines et le chauffage des locaux (planchers solaires).

Les différentes technologies de solaire thermique basse température peuvent être considérées comme technologiquement et industriellement mûres et proches de la rentabilité. Les capteurs à eau ou fluide caloporteur représentent 99 % du marché.

Coûts⁽⁸⁾

Les coûts des installations de solaire thermique BT sont très variables puisqu'il s'agit essentiellement de marchés nationaux. Les baisses de coûts par accroissement des marchés ont été importantes dans les dernières décennies. Quelques effets de marché ont cependant entraîné une hausse des prix dans certains pays européens depuis quelques années. En Europe la fourchette de coûts pour les installations domestiques se situe de 700 € pour les systèmes grecs à thermosiphons (2-4 m², ballon 150 litres) à 4500 € pour les systèmes allemands (4-6 m², 300 litres).

Le coût de production moyen est estimé à 13 centimes d'euros par kWh de chaleur utile produite avec une très large variation, de 3 à 20 centimes d'euro selon les conditions. Le temps de retour sur investissement varie de 4 à 14 ans.

Capacité installée⁽⁹⁾

La capacité mondiale installée est de 164 millions de m² de panneaux, soit 115 GW_{th} selon la règle d'équivalence de l'AIE (0,7 kW/m²). La Chine concentre plus de 60 % de cette capacité, l'Europe des 25 près de 13 % suivie de la Turquie et du Japon avec 6 % chacun environ.

La production de chaleur annuelle mondiale est de l'ordre de 70 TWh.

Le solaire thermique BT en bref

Capacité installée 2005 : 115 GW_{th}, 164 m m²

Production mondiale 2005 : 70 TWh

Rendement : 40 à 55 %

Productible : 300-700 kWh/m²/an selon les régions et les technologies.

Couverture de 50 à 65 % des besoins d'eau chaude sanitaire en Europe, 80 à 100 % en climat subtropical.

Durée de vie : 15 à 20 ans

Coût : 3 à 20 ct€/kWh utile

Marché : 4, 8 G€, 13GW

Emploi : 6/GWh

Temps de retour énergétique : 2 à 5ans

Émissions de GES : 15-30 g CO₂/kWh en Europe

(8) Barriers to technology diffusion : the case of solar thermal technologies, Cédric Philibert, AIE octobre 2006

(9) Ibid

Marché⁽¹⁰⁾

Le taux de croissance du solaire thermique BT oscille autour de 20 % par an avec des taux pouvant monter à 25 % dans les marchés les plus dynamiques. Ce marché est très dépendant des politiques des différents pays. Par exemple, le marché français a atteint une croissance de 100 % en 2005 suite à l'adoption des nouvelles mesures fiscales et autres encouragements à la filière.

En 2005, 13 GW_{th} ont été installés pour un investissement d'environ 4,8 milliards d'euros, soit 11 % des investissements totaux dans les énergies renouvelables. La Chine représente plus de 77 % de ce marché, l'Europe des 25 environ 10 %, la Turquie 6 % et l'Inde 2 %.

Émissions de gaz à effet de serre

Les temps de retour énergétique calculés par Armine⁽¹¹⁾ varient de 2,5 à 5 ans en Europe selon les régions et l'utilisation (individuelle ou collective). Les émissions de GES correspondantes se situent dans la fourchette de 15 à 30 g de CO₂/kWh.

Emplois

L'industrie du solaire thermique emploie 180 000 personnes dans le monde, dont 20 000 en Europe⁽¹²⁾. En France l'installation prévue de 3,6 millions de m² en 2010 (2,5 GW) devrait permettre la création de 10 000 emplois⁽¹³⁾ soit environ 4 emplois par MW et 6 emplois par GWh de chaleur utile.

Perspective

Potentiels

Le potentiel physique des rayonnements solaires reçus par la terre représente plusieurs milliers de fois la consommation mondiale d'énergie. Cependant, le potentiel réellement utilisable doit tenir compte non seulement des capacités techniques de captage de cette chaleur mais aussi des besoins en eau chaude et chauffage des populations et industries dans les différentes régions du monde. L'étude réalisée en 1992 par B. Dessus, B. Devin et F. Pharabod « Potentiel mondial des énergies renouvelables » (PMER)⁽¹⁴⁾ et tenant compte des trois paramètres physique, technico-économique et socio-économique, arrivait à une évaluation d'un potentiel mobilisable en chaleur solaire thermique pour l'eau chaude sanitaire de 106 Mtep (1 230 TWh) en 2000 dont 95 pour les pays du Sud. Pour 2020, cette même étude proposait 142 Mtep.

Le World Energy Assesment 2 000 de José Goldemberg arrive au même ordre de grandeur en estimant le potentiel utilisable à 10 exajoules, soit 2 800 TWh (240 Mtep).

Applications en développement

Le chauffage des locaux à l'aide de planchers solaires basse température est en expansion dans les pays européens les plus actifs comme l'Allemagne et l'Autriche et dans une moindre mesure en France, même s'il ne représente encore qu'un maximum de 20 % des marchés. La climatisation avec des techniques solaires est encore très peu répandue, mais elle pourrait utilement compléter les applications.

Enjeux

Bien qu'en perpétuelle amélioration technique et économique, cette filière est largement mature. Proche de la rentabilité même si des baisses de coût sont encore attendues, le principal enjeu aujourd'hui pour le solaire thermique est la mise en place de politiques de soutien appropriées.

(10) « Global renewable energies status » Ren 21, 2006

(11) ACV systèmes photovoltaïques et thermiques, 20/12/99, Armines

(12) Selon ISES (International Solar Energy Society) et ESTIF (European Solar Thermal industry federation).

(13) Stratégie et études, Ademe et vous, avril 2007

(14) CF Les cahiers de Global Chance numéro 15 pour une présentation détaillée.

La biomasse combustible

Rapide historique

La combustion du bois ou autres combustibles traditionnels pour chauffer, cuire les aliments et éclairer est une des pratiques les plus anciennes de l'humanité.

Le charbon à la fin du XIX^e siècle, puis le gaz naturel et l'électricité depuis les années 50 ont remplacé le bois dans les pays industrialisés et les milieux urbains.

Depuis une vingtaine d'années, les usages « modernes » de la biomasse connaissent un nouveau développement au Nord comme au Sud. Cependant, la biomasse traditionnelle reste aujourd'hui l'usage dominant et représente 9 % de la consommation mondiale d'énergie.

État de l'art

Les usages « combustible » de la biomasse sont très divers.

On distingue, notamment :

- Les centrales électriques ou cogénération chaleur électricité de 1 à 20 MW alimentées avec différents types de biomasse : résidus agricoles, bois et déchets de bois, part combustibles des déchets ménagers (incinérateurs). Il existe aussi des centrales « bi-combustibles » pour lesquelles la biomasse représente une part seulement de l'alimentation. C'est le cas notamment des centrales « bagasse- charbon » dans les régions de production de canne à sucre.
- Les chaudières individuelles ou alimentant des réseaux de chaleur qui sont en plein développement dans les pays industrialisés, notamment en Europe. Leur efficacité est en nette amélioration depuis une dizaine d'années. Elles sont notamment alimentées par les déchets de l'industrie du bois ou les résidus forestiers sous forme de plaquettes, granulés ou bûchettes. En Europe se sont également développés des inserts utilisant les coduits des cheminées existantes qui permettent d'obtenir de meilleurs rendements que les cheminées traditionnelles et de distribuer la chaleur dans plusieurs pièces. Ils sont le plus souvent utilisés dans des systèmes bi énergie (par ex le chauffage électrique).
- Les foyers de cuisson⁽¹⁵⁾ alimentés par du bois, du charbon de bois, de la tourbe ou des excréments animaux séchés. C'est l'usage largement dominant avec 9 % du bilan énergétique mondial.

Production électrique

La capacité installée est de 44 GW dont 24 dans les pays en développement, 8 en Europe et 7 aux États-Unis. La fourchette des coûts de production est de 4 à 7 ct€/kWh. Les centrales bi-combustible présentent des coûts d'investissement inférieurs puisqu'il s'agit souvent de modifications mineures des chaudières.

Chaudières

Le manque de données mondiales sur la chaleur en général, et la chaleur ex-biomasse en particulier est assez criant. Les ordres de grandeur donnés sont à prendre avec prudence car hors la zone Europe, il est délicat de déterminer comment les différentes installations sont comptabilisées et le chauffage domestique n'est que rarement comptabilisé alors même que c'est l'usage principal.

La capacité de production de chaleur installée est estimée à environ 220 GW_{th} fin 2005 avec des coûts de productions de 1 à 5 ct€/kWh_{th}.

La biomasse combustible en bref

Monde :

Électricité :

Capacité installée : 44 GW

Coût : 4,4 à 7 ct€/kWh

Chaleur

Chaudières : capacité installée : 220 GW_{th}

Foyers : 570 millions de foyers dépendant des usages traditionnels

220 millions de familles équipées de foyers « améliorés »

Europe

Électricité : 8 GW (44TWh)

Production totale de chaleur : 65 Mtep

Chaudières et inserts : environ 30 Mtep

Coût : 1 à 5 ct€/kWh

Emplois : 3/GWh

Émissions de GES : 6 à 14 gCO₂/kWh_{th}

(15) « Global renewable energy status », Ren 21 2005 et 2006

Foyers

C'est la source d'énergie de 570 millions de familles dans le monde.

Les programmes de diffusion de « foyers améliorés » (amélioration du rendement de combustion) pour les ménages ruraux ou péri-urbains des pays en développement connaissent un certain succès puisque 220 millions de ces foyers sont aujourd'hui en fonctionnement, dont 180 millions en Chine, 34 millions en Inde et 5 millions en Afrique.

Le cas de l'Europe ⁽¹⁶⁾

Les différents usages de la biomasse « solide » (hors biogaz et biocarburants) représentent près de 65 Mtep d'énergie primaire en Europe. L'incinération représente 5,3 Mtep en production électrique ou cogénération. Le bois représente 46 % du total, les liqueurs noires des papetiers nordiques 22 % environ et les différentes valorisations des déchets de bois 20 %.

Électricité : 44 TWh dont 33 TWh en cogénération.

Les 9 principales entreprises du secteur ont un chiffre d'affaire annuel de plus de 750 millions d'euros.

Emplois

L'Ademe⁽¹⁷⁾ estime à 45 000 les emplois associés à la filière bois énergie en France à l'horizon 2010, pour une production de l'ordre de 13,5 Mtep, soit environ 3 emplois par GWh_{th}.

Émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de GES dépendent à la fois de la nature du bois utilisé et des technologies de combustion (voir fiche 8). Avec les technologies actuelles, dans l'habitat individuel ces émissions se situent entre 6 et 10 gCO₂/kWh_{th} et dans l'habitat collectif, avec du bois déchiqueté, autour de 14 gCO₂/kWh_{th}.

Potentiels

Le World Energy Assesment 2000 passe en revue la littérature existante et en tire une évaluation du potentiel total de la biomasse (y compris biogaz et biocarburants de 100 à 300 EJ soit 2 400 à 3 200 Mtep).

L'étude réalisée en 1992 par B. Dessus, B. Devin et F. Pharabod « Potentiel mondial des énergies renouvelables » (PMER)⁽¹⁸⁾ et tenant compte des trois paramètres physique, technico-économique et socio-économique évaluait le potentiel mobilisable Bois énergie à 1 650 Mtep en 2000 dont 1 145 pour les pays du Sud et 70 Mtep de cultures énergétiques. Pour 2020, cette même étude proposait 2 050 Mtep de potentiel bois et 350 de cultures énergétiques.

(16) « Le baromètre biomasse solide », EurObserv'ER 2006

(17) Stratégie et études, Ademe et vous, avril 2007

(18) CF Les Cahiers de Global Chance numéro 15 pour une présentation détaillée.

Les agrocarburants actuels

Rapide historique

Le marché des agrocarburants de première génération est aujourd'hui en plein essor : après plus de 20 ans de développement industriel, la production mondiale de biocarburants affiche des taux de croissance particulièrement importants. Cette activité est aujourd'hui tirée par la volonté des états de réduire la dépendance au pétrole, leur souhait de promouvoir des énergies à faible contenu en carbone et, dans certaines régions la nécessité de trouver de nouveaux débouchés aux secteurs agricoles.

État de l'Art

Il existe aujourd'hui deux grands types d'agrocarburants : l'éthanol qui est utilisé dans des moteurs de type « essence » et les esters méthyliques d'huiles végétales (EMHV) destinés à un usage dans les moteurs de type « diesel ».

L'éthanol est aujourd'hui produit à partir de plantes sucrières (canne à sucre, betterave) et de plantes amy-lacées (blé, maïs). Ces différentes filières passent toutes par une étape de fermentation, qui transforme les sucres en éthanol, et une étape plus ou moins poussée de distillation qui sépare l'alcool de l'eau.

Il peut être utilisé pur, en mélange ou bien encore sous sa forme d'éther (ETBE), produit par réaction avec de l'isobutène issu des raffineries ou de la pétrochimie. Son usage pur ou à de très fortes concentrations (par exemple 85 % ou E85) nécessite une adaptation spécifique du véhicule. Ce dernier usage se développe aujourd'hui de manière importante via le véhicule « flexfuel », capable de fonctionner avec un mélange essence/éthanol en toutes proportions.

Pour un usage banalisé, il est plus généralement utilisé à des teneurs comprises entre 5 et 10 % qui n'exigent aucune adaptation du moteur.

Les esters méthyliques d'huiles végétales (EMHV) sont produits à partir d'huiles végétales issues par exemple de colza, de tournesol, de soja ou de palme. Dans le cas où l'huile provient du broyage de graines (colza, soja, tournesol), un résidu solide (le tourteau) est produit (1 à 1,5 tonne de tourteau/tonne d'huile), réservé à l'alimentation animale. Mal adaptées à l'alimentation directe des moteurs diesel modernes des véhicules particuliers, les huiles végétales (cependant parfois utilisées directement dans les moteurs diesels, des tracteurs en particulier) sont transformées par une réaction de transestérification avec un alcool, aujourd'hui le méthanol, pour produire des esters méthyliques d'huiles végétales et de la glycérine (0,1 t de glycérine/t d'EMHV). L'EMHV peut être utilisé pur ou en mélange. L'utilisation pure nécessite des adaptations du véhicule. Aujourd'hui, l'EMHV est principalement utilisé en mélange à des teneurs variant de quelques % jusqu'à 30 % en flottes captives.

Les rendements à l'hectare des diverses filières actuelles sont 1 Tep/ha pour l'EMHV issu de colza ou de tournesol, 1 à 2 Tep/ha pour l'éthanol ex-blé ou maïs et, enfin, 3 à 4 Tep/ha pour l'éthanol ex-betterave et ex-canne à sucre.

Coûts

Les coûts des biocarburants se rapprochent de ceux de l'essence et du gazole avec l'augmentation du cours du baril. En particulier, les coûts particulièrement bas de l'éthanol au Brésil sont même dès aujourd'hui compétitifs avec les carburants pétroliers.

Tableau 1. Coûts de production de différents carburants

EtOH Europe	EtOH Brésil	EtOH USA	EMHV Europe	Essence 60 \$/b*	Gazole 60 \$/b*
0,4-0,6 €/l	0,2 \$/l	0,3 \$/l	0,35-0,65 €/l	0,32 €/l	0,36 €/l
19-29 €/GJ	10 \$/GJ	14 \$/GJ	10,5-20 €/GJ	9 €/GJ	10 €/GJ

Source : AIE/IFP ; *prix des carburants pour la France hors taxe décembre 2006 ; 1 = 1,30 \$

Les agrocarburants actuels en bref

Production 2005 :

Ethanol : 40 Mtonnes (26 Mtep)

Agrodiésel : 5 Mtonnes (4,5 Mtep)

Rendements :

Ethanol : 1 à 2 tep/hect pour les céréales

3 à 4 tep/hect pour les plantes sucrières

Biodiesel : 1 tep/hect

Coûts :

Ethanol : 0,3 - 1 €/kep* (essence 0,28)

Agrodiésel : 0,3 - 0,60 €/kep (gazole 0,26)

Emplois : 6/GWh

Émissions de GES :

Ethanol : 65-115 gCO₂/km

Agrodiésel : 26- 73 gCO₂/km

*Kep : kiloéquivalent pétrole

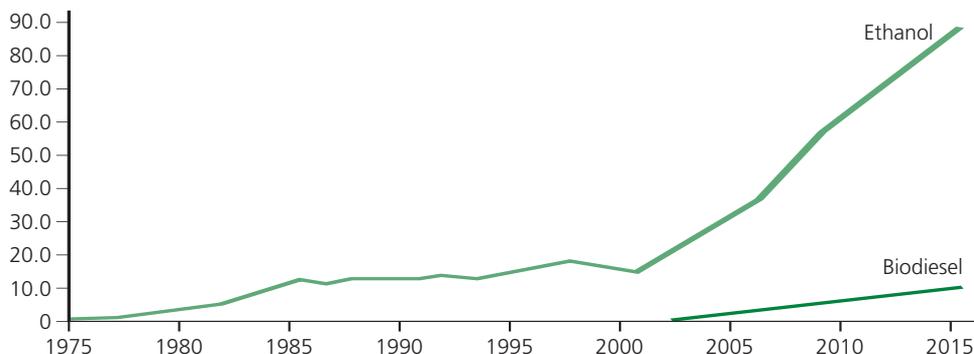
Ce coût de production est très dépendant du prix de la matière première qui représente entre 50 % et 90 % du coût final. Ainsi, les évolutions des cours du blé, du maïs, des huiles végétales ou même des graines de colza qui peuvent subir de fortes variations, notamment en fonction du niveau des récoltes, ont une influence importante sur la compétitivité relative des agrocarburants par rapport aux produits pétroliers. Ceci d'autant plus que leur marché peut représenter une part importante de la valorisation de ces matières premières, alors même qu'ils ne représentent souvent que quelques % de la consommation d'énergie du secteur des transports (exception faite du Brésil) : 20 % de la production de maïs aux États-Unis sont aujourd'hui « brûlés » en éthanol ; 50 % de la production européenne de colza sont aujourd'hui transformés en agrodiesel.

Dans la grande majorité des cas, un soutien adapté de la part des pouvoirs publics reste indispensable aujourd'hui pour soutenir le marché (pour 2006, ce soutien a été estimé entre 5 et 7 milliards de dollars aux États-Unis)⁽¹⁹⁾. Ceci est d'autant plus vrai qu'aujourd'hui, du fait d'une demande importante, les cours (c'est-à-dire les prix) de l'éthanol aux États-Unis et au Brésil, ou de l'EMHV en Europe sont particulièrement élevés : aux États-Unis, le prix de l'éthanol a atteint 3 \$/gal en novembre 2006 (0,60 \$/l, soit près de 730 \$/t, le double des coûts de production annoncés) ; au Brésil, le prix de l'éthanol est d'environ 0,40 \$/l (près du double du coût de production annoncé) ; en Europe, l'EMHV atteint 700 €/t du fait de la flambée des cours de l'huile de colza (cotée à près de 800 \$/t à Rotterdam⁽²⁰⁾ en novembre 2006) et l'éthanol carburant 0,60 €/l (750 /t ou un peu plus de 11 00,00 €/tep).

Production

La production des agrocarburants dans le monde, qui a atteint un total de 22 Mtep en 2005, augmente actuellement de manière importante. Elle reste essentiellement portée par trois grandes régions : les États-Unis, le Brésil et l'Europe, même si de nombreux autres pays s'intéressent à ces carburants d'origine végétale. Sur les cinq dernières années, la croissance mondiale de la production d'agrocarburants a été de l'ordre de 15 %/an. La hausse s'est même accélérée très récemment : entre 2004 et 2005, la production d'agrodiesel a crû de plus de 60 %.

Figure 1. Évolution de la production de biocarburants dans le monde, en Mt.



Source : F.O. Licht, Christoph Berg, présentation au World Biofuels 2006, Séville mai 2006.

Cette production reste néanmoins très modeste par rapport à la production de carburants pétroliers (de l'ordre de 1 % en 2005).

C'est l'usage de l'éthanol, essentiellement produit et consommé aux États-Unis et au Brésil, qui est largement majoritaire. La consommation d'EMHV, qui reste encore une spécificité européenne, est environ 10 fois inférieure : en 2006, la production d'éthanol devrait atteindre 40 Mt, l'usage carburant comptant pour près de 80 % de la production totale d'éthanol, soit près de 32 Mt (21 Mtep). Celle d'agrodiesel devrait être supérieure à 5 Mt (4,5 Mtep).

(19) Biofuels at what cost? Government support for ethanol and biodiesel in the United States, D. Koplow, October 2006

(20) Par comparaison, un pétrole à 70 \$/bl équivaut à environ 500 \$/t.

Emplois

L'Ademe⁽²¹⁾ prévoit la création de 20 000 emplois pour l'objectif gouvernemental de 5,75 % d'agrocarburants en 2010 (environ 3 Mtep) soit environ 6 emplois par GWh.

Émissions de GES

L'intérêt environnemental et énergétique de la production d'agrocarburants de première génération suscite des polémiques, tant sur leur contribution à la réduction des émissions de gaz carbonique et de ponction des énergies fossiles ou sur les consommations d'eau, d'engrais et de pesticides associés que sur les problèmes de concurrence avec les cultures dédiées à l'alimentation.

Pour les émissions de GES, les fourchettes de résultats des différentes études sont larges, pour deux raisons principales (voir fiche 8) : les règles d'affectation des émissions aux différents coproduits des carburants et la nature des énergies mises à contribution pour transformer la biomasse en carburant.

Pour l'éthanol les émissions se situent dans la fourchette 65-115 gCO₂/km (par rapport à 164 g pour un véhicule de même puissance à essence), pour l'agrodiesel dans la fourchette 26-73 gCO₂/km (par rapport à 156 g pour un véhicule diesel de même puissance).

L'emploi d'agrocarburants de première génération ne présente donc qu'un intérêt très relatif en termes d'économies d'émissions de GES, dans un certain nombre de cas, en particulier en Europe.

Potentiels :

Le tableau suivant donne une idée des limites que rencontreraient en termes de concurrence d'usage des terres des programmes ambitieux de substitution des carburants pétroliers par des carburants issus de biomasse à vocation alimentaire (céréales, plantes sucrières) en Europe et aux États-Unis dans des scénarios à l'horizon 2020.

Carburants et usage des terres aux États-Unis et en Europe à l'horizon 2020

	États-Unis Éthanol	États-Unis Agrodiesel	Europe Éthanol	Europe Agrodiesel
Consommation totale	596	239	164	206
Substitution %	10 %	10 %	10 %	10 %
Substitution en volume million de litres	84,1	27,1	23,2	23,3
Rendement à l'hectare (litres)	4 700	700	5 900	1 600
Besoins en terre cultivables adaptées à cette production (Mha)	18	40	4	15
% des terres adaptées à cette production	14 %	30 %	8 %	30 %

Source biofuels

Pour produire les carburants de substitution nécessaires au déplacement de 10 % de carburant pétrolier avec de l'éthanol, il faudrait donc consacrer 8 % des terres adaptées à cette culture en Europe et 14 % aux États-Unis en 2020. Il en faudrait 30 % pour les deux régions dans le cas de l'agrodiesel. A remarquer que la production correspondante, d'environ 60 Mtep, est du même ordre que l'augmentation de consommation de carburant attendue entre 2010 et 2020 pour l'ensemble des deux régions (55 Mtep).

Perspectives

La mise au point d'agrocarburants de deuxième génération, à base de lignocellulose, évitant les concurrences d'usage des terres avec les cultures à vocation alimentaire, offre des perspectives de développement plus vastes dans de nombreuses régions (voir fiche 27).

(21) Stratégie et études, Ademe et vous, avril 2007

Les agrocarburants de deuxième génération

Rapide historique

L'idée d'utiliser le « gaz à l'eau » issu de la gazéification de la lignocellulose du bois est ancienne : c'est le gazogène de la seconde guerre mondiale. La transformation de ce gaz en carburant (essence ; méthanol, ethanol, diesel) a fait l'objet de recherches dans les années 80. Ces recherches se sont intensifiées au tournant des années 2000 avec l'envolée des coûts du pétrole et les craintes d'une concurrence des agrocarburants de première génération avec les usages alimentaires de la biomasse.

État de l'art

On estime que 5 %⁽²²⁾ au moins de la production totale de biomasse mondiale pourraient être mobilisables pour la production d'énergie soit un total de 13,5 milliards (Mds) de tonnes de matières premières disponibles, près de 6 Mds de tep d'énergie primaire. Seul 1/5 de ce potentiel est actuellement exploité, dont la majeure partie sous forme de bois énergie (80 %) et une part minime pour le transport (1 % en 2005).

Les agrocarburants de 2^e génération en bref

Deux filières principales :

- BTL (Biomass to liquid) : essence ou diesel
- Ethanol

Potentiel en 2050:

> 3 Gtep de carburant contre 0,3 Gtep pour la première génération

Coûts :

Coût actuel : 1 euro/kep*

Coût objectif 2015

Ethanol : 0,40 euro/kep

BTL : 0,70 euro/kep

Émissions de GES (objectif) : 25 à 50 gCO₂/km

* kep : kilo équivalent pétrole

Quantités de biomasse énergétique dans le Monde

	Quantités de biomasse
Produits forestiers	2,36 Gt
Produits agricoles non alimentaires	5,33 Gt
Résidus de culture	3,5 Gt
Résidus d'industrie du bois	2,1 Gt
Autres résidus (graisses animales...)	0,19 Gt
Total	13,5 Gt

Source IFP

Grâce à la mise en culture des terres à potentialités agricoles, l'exploitation des résidus ainsi que l'augmentation attendue des rendements dans les pays en voie de développement, ce potentiel pourrait croître pour atteindre environ 18 Mds de tonnes de biomasse en 2050⁽²³⁾ (soit, environ 9 Gtep en énergie primaire). Dans ses dernières estimations, l'AIE n'envisage qu'un taux de substitution de 4 et 7 % de carburants pétroliers par des carburants d'origine végétale à l'horizon 2030, si on en reste aux agrocarburants de 1^{re} génération. La mise en place des filières de seconde génération permettrait d'augmenter très fortement cette part.

La matière lignocellulosique (bois, paille) est principalement constituée des trois polymères de la paroi cellulaire végétale : la cellulose, les hémicelluloses et la lignine. Ceux-ci sont présents en proportions variables selon la plante considérée (cf. tableau 1).

Tableau 1. Composition de la biomasse lignocellulosique

Biomasse	Lignine (%)	Cellulose (%)	Hémicellulose (%)
Bois tendre	27-30	35-42	20-30
Bois dur	20-25	40-50	20-25
Paille de blé	15-20	30-43	20-27

D'autres éléments minoritaires (inorganiques, silice, etc.) complètent cette composition dans des proportions de 5 à 15 %.

(22) Source : World Energy Council

(23) José Goldenberg : World Energy Assessment

Ces trois polymères sont étroitement associés entre eux dans les différentes couches de la paroi végétales formant ainsi une matrice rigide difficile à déstructurer.

Deux filières de biocarburants de 2^e génération sont essentiellement envisagées aujourd'hui : une voie visant la **production de carburant gazole et de kérosène (la filière BtL)** ; une voie visant la production d'éthanol.

La filière BtL « Biomass to Liquid »

C'est une voie dite « thermochimique » qui comporte trois grandes étapes : le conditionnement de la biomasse, la gazéification et le traitement du gaz de synthèse, et la synthèse du carburant.

Certaines de ces opérations ont déjà été éprouvées dans un contexte industriel dans des projets utilisant comme matière première du gaz naturel (GtL) ou du charbon (CtL). Cette dernière filière a en particulier été utilisée pour contourner les difficultés d'approvisionnement en pétrole pendant la seconde guerre mondiale en Allemagne ou durant l'embargo du régime de l'apartheid en Afrique du Sud.

Le conditionnement a pour objectif de transformer la ressource végétale en un matériau homogène et injectable dans un gazéifieur par deux voies principales, la pyrolyse et la torréfaction. La gazéification, opération thermique en présence d'un réactif gazeux (vapeur d'eau, oxygène), produit un gaz dit de synthèse contenant principalement de l'hydrogène et du monoxyde de carbone, plus des impuretés carbonées ou inorganiques et d'autres gaz. C'est le mélange qui est aujourd'hui utilisé industriellement en combustion dans les centrales électriques au charbon (ou IGCC : Integrated Gaseification Combined Cycle) et qui le fût autrefois également pour la traction automobile, le fameux gazogène. Pour produire du carburant liquide, les contraintes sur la composition du gaz de synthèse sont plus exigeantes que pour la combustion directe : la gazéification de la biomasse se fait donc à très haute température (1 200 °C à 1 300 °C) et est suivie de différentes étapes de purification du gaz de synthèse. Au cours de ces opérations, il faut apporter de la chaleur en brûlant une partie de la biomasse d'où le faible rendement en masse du procédé (< 20 %).

Aucune technologie spécifique de gazéification de la biomasse n'est aujourd'hui arrivée au stade industriel. Les solutions proposées sont en fait issues des technologies utilisées pour le gaz naturel, le charbon ou le pétrole.

La réaction de synthèse Fischer-Tropsch permet ensuite de produire de l'essence, du gazole et du kérosène à partir du gaz de synthèse.

La production d'éthanol

Les différentes étapes conduisant à la production d'éthanol à partir de matériaux lignocellulosiques sont proches de celles pratiquées sur le maïs ou le blé. : préparation de la matière première, conversion de la cellulose en glucose (sucre), fermentation des sucres en éthanol, distillation et purification finale de l'éthanol. Seules les deux premières étapes sont spécifiques à cette filière dite de 2^e génération.

Pour préparer la matière première il existe deux solutions : l'**explosion à la vapeur ou la cuisson en présence d'acide dilué**, pour déstructurer la matière lignocellulosique et permettre l'accès aux parties « sucrées » de la biomasse qui sont les seules à pouvoir être transformées en éthanol.

La conversion de la cellulose en glucose consiste à casser les molécules de cellulose en glucose à l'aide d'enzymes (hydrolyse enzymatique). Le glucose produit peut ensuite être converti par fermentation en éthanol.⁽²⁴⁾

Dans ces procédés, la lignine reste un déchet fatal qu'on a tout intérêt à valoriser. On peut l'utiliser pour alimenter une unité de cogénération à même de fournir la chaleur nécessaire à la distillation et de l'électricité à exporter. Typiquement pour une unité de 200 000 t/an d'éthanol, de l'ordre de quelques dizaines de MW électriques pourraient être produits.

(24) Une autre piste pour l'amélioration de la compétitivité de cette filière est l'utilisation des hémicelluloses pour produire de l'éthanol. Aujourd'hui seule la cellulose qui représente au maximum 50 % de la matière lignocellulosique peut générer du glucose : les hémicelluloses contiennent des pentoses, sucres non convertibles en éthanol par les organismes classiquement utilisés en fermentation ce qui limite bien évidemment la rentabilité de la filière.

Coûts

Un des objectifs majeurs des travaux actuels est la réduction des coûts de production, aujourd'hui de l'ordre de 1 €/l équivalent pétrole pour les deux filières, à 0,40 €/l équivalent pétrole pour l'éthanol et 0,70 €/l pour la filière BtL à l'horizon 2010-2015 et à plus long terme, 0,50 €/l équivalent pétrole⁽²⁵⁾. Ces coûts n'apparaissent pas fondamentalement différents de ceux atteints aujourd'hui par les filières de 1^{re} génération. L'apport de ces nouvelles filières de biocarburants se situe donc surtout au niveau des volumes de produits qui pourraient être générés sans créer de concurrence avec des besoins alimentaires ;

Émissions de gaz à effet de serre

Bien que techniquement prometteurs en raison de leur potentiel planétaire global, il y a encore trop peu d'études complètes sur les cycles de production des agrocarburants de deuxième génération pour avancer des chiffres de réduction des émissions de CO₂. Cependant, leur économie énergétique est a priori plus favorable que celle des agrocarburants de première génération parce qu'ils utilisent la totalité du carbone récolté « plante entière » et pas seulement la partie contenue dans la partie actuellement utilisée en première génération (graine, betterave, etc.). On peut espérer un gain d'émission d'un facteur deux à trois sur le simple ratio du carbone réellement mobilisé par rapport au carbone capturé dans la plante par photosynthèse.

(25) Pour comparaison, les cours actuels de l'essence et du gazole se situent à 0,32 €/l et 0,37 €/l respectivement avec un baril de pétrole à 60 \$.

Le Biogaz

Rapide historique

La formation du biogaz est un phénomène naturel de fermentation bactérienne anaérobie des produits organiques qui se produit dans les marais, les amas de fumier et dans l'intestin des animaux et des humains.

Des moteurs électriques alimentés en biogaz apparaissent en Europe dès 1870. Durant la deuxième guerre mondiale, des véhicules de l'armée allemande fonctionnaient aux biogaz récupérés des fumiers de fermes (moteur à gaz).

Au cours des cinquante dernières années, de remarquables progrès technologiques dans le développement de systèmes de digestion anaérobie, ont permis l'augmentation de la productivité en méthane (CH₄) à partir de rejets organiques.

En Asie (Inde et Chine) des centaines de milliers de digesteurs familiaux rustiques permettent aux familles de cuisiner sur des réchauds au biogaz. Aujourd'hui, de simples fermes laitières aux usines de traitement des eaux de grandes villes, en passant par des installations dédiées de biogaz carburant sur résidus d'abattoirs (en Suède, à Lille), des milliers de projets réalisés à travers le monde démontrent que la collecte des biogaz pour des fins énergétiques est viable tout en ayant un impact favorable sur l'environnement. En Europe, des villages entiers sont alimentés en électricité et en chaleur grâce à des systèmes de biogaz centralisés.

État de l'art

Le biogaz issu de la fermentation anaérobie de matière organique peut se substituer directement dans tous les usages actuels du gaz naturel : électricité, chaleur haute et basse température, cogénération, carburant... et même être – moyennant traitement - injecté dans les réseaux de gaz comme l'électricité renouvelable dans les réseaux électriques. Cela se fait d'ailleurs en Suède, en Suisse, en Allemagne.

On distingue aujourd'hui trois principaux types d'installation :

- Les unités de méthanisation

Les digesteurs utilisés des pays industrialisés sont des fermenteurs en béton ou en acier, qui s'apparentent à des installations industrielles. Même lorsqu'il s'agit d'unités de petite taille "à la ferme", ces digesteurs sont équipés d'organes de régulation et de sécurité, de pompes, d'un système de contrôle et de commande, dont l'entretien nécessite une main-d'œuvre spécialisée. Ces unités de méthanisation couvrent une large gamme d'applications et de taille : boues urbaines, déchets municipaux, effluents industriels, déjections d'élevage, cultures énergétiques. Les tonnages traités varient de 1 000 à 100 000 tonnes de substrat par an.

- Les digesteurs familiaux

En Europe, dans les années 40, et en Chine, Inde, Asie du Sud Est aujourd'hui, ont été développés des digesteurs dits "familiaux", en grande partie auto construits et n'utilisant pas d'appareillage. Il s'agit de cuves maçonnées, ou de ballons en matière synthétique, ne nécessitant pas pour leur exploitation et leur entretien une main d'œuvre qualifiée. Ces digesteurs ont des tailles très variables, de 1 m³ pour les usages domestiques à 2 000 m³ pour les installations commerciales mais la taille moyenne aujourd'hui est de 6 – 8 m³ et reste stable.

- Le biogaz de décharge

Le stockage de déchets ménagers en décharge provoque « naturellement » la formation de biogaz. La récupération de ce méthane réduit les nuisances et les risques. Bien que majoritairement brûlé en torchère aujourd'hui (pour transformer le méthane en CO₂ moins nocif pour l'effet de serre), la valorisation de ce biogaz sous forme d'électricité ou par injection dans les réseaux commence à se développer et les études de potentiel démontrent qu'il pourrait satisfaire de 10 à 20 % des consommations de gaz naturel dans certains pays. Environ 80 % du biogaz « industriel » est issu des décharges.

Le biogaz en bref

Monde :

Electricité : 20 TWh en 2004

Chaleur : 3 GWh

Biogaz domestique : 21 millions de foyers équipés de digesteurs.

Emissions évitées : 40 à 120 kgCO₂/kg de biogaz non émis.

Europe :

Electricité : 14,6 TWh

Chaleur : 4,8 TWh

Production

Comme pour la biomasse solide, les données statistiques sur le biogaz ne sont que rarement disponibles. Nous présentons ici les données AIE pour les statistiques mondiales, Ren 21 pour les unités familiales en pays en développement et un aperçu de la situation la mieux connue, celle de l'Europe au travers du Baromètre Biogaz d'Observ'Er. Selon l'AIE, en 2004, 20,7 TWh d'électricité étaient produits dans le monde à partir de biogaz dans des centrales de petite taille (<10 MW) et 11,7 TJ soit 3 GWh environ de chaleur.

Digesteurs domestiques

21 millions de foyers sont équipés de digesteurs domestiques, principalement en Asie. 17 millions en Chine avec une progression très rapide, 3,8 millions en Inde et plusieurs dizaines de milliers au Népal.

Émissions de gaz à effet de serre

Les gains d'émission de GES qu'entraîne la combustion du biogaz peuvent être considérables, en particulier si des émissions fatales de méthane sont ainsi évitées dans l'atmosphère, comme c'est le cas pour les gaz de décharge. En effet, dans ce cas, aux gains procurés par la combustion du méthane renouvelable en lieu et place d'un combustible fossile, il faut ajouter celui de l'économie d'émission de méthane dans l'atmosphère, gaz dont le PRG (voir fiche 8) est 23 fois supérieur à celui du CO₂ sur 100 ans et 63 fois supérieur sur 20 ans. Les émissions évitées se situent alors autour de 40 kg équiv CO₂/kg de biogaz, (sur 100 ans), si le biogaz est fatal. Le gain est encore plus élevé à court terme (sur 20 ans) et peut atteindre 120 kg par kg de biogaz.

Le cas de l'Europe⁽²⁶⁾

Production d'énergie primaire : 5 Mtep dont 64 % pour le gaz de décharge, 18,8 % pour les stations d'épuration et 17,2 % pour les autres sources dont le biogaz agricole ou industriel. La progression du biogaz agricole est très rapide, notamment emmenée par des pays comme l'Autriche, l'Allemagne ou le Danemark.

Le potentiel européen à moyen terme est estimé à 20 Mtep.

La production de chaleur représentait en 2005 424 ktep dont 68 % d'unités de chaleur seule et le reste en cogénération.

La production d'électricité atteignait 14,6 TWh en 2005 avec environ 50 % de cogénération.

Perspectives :

Le World Energy Assesment 2000 passe en revue la littérature existante et en tire une évaluation du potentiel total de la biomasse sans précision sur le biogaz de 100 à 300 EJ soit 2 400 à 3 200 Mtep.

Les ressources en matières organiques valorisables par méthanisation sont bien entendu extrêmement importantes et bien réparties sur la planète. Les déchets organiques ménagers ou industriels sont en plus généralement produits près des lieux d'utilisation de l'électricité et de la chaleur.

Le principal enjeu est donc bien la capacité à diffuser les différentes technologies disponibles. Les tensions qui commencent à apparaître sur le gaz naturel jouent en faveur du biogaz et certains pays lancent même de grands programmes de production de biogaz carburant pour les véhicules (comme la Suède). Même si il n'y a aujourd'hui que quelques dizaines de milliers de véhicules au biogaz dans le monde (alors que tout le sud-ouest de la France roulait au « gaz de Lacq » dans les années 50), il n'y a aucun problème technologique pour adapter les moteurs au biogaz.

(26) « Le baromètre biogaz », EurObserv'ER 2005

Les 22 derniers numéros :

N° 4 - juin 1994

Contributions au débat sur l'énergie
Agriculture, forêts et développement durable

N° 5 - avril 1995

Si l'on parlait climat ?
Le débat national énergie & environnement
Les conditions d'une transition vers un développement durable

N° 6 - février 1996

Numéro spécial en hommage à Martine Barrère

N° 7 - juillet 1996

Effet de serre : les experts ont-ils changé d'avis ?
Rapports résumés du Groupe
Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
Commentaires et analyses

N° 8 - juillet 1997

Développement durable et solidarité

N° 9 - novembre 1997

De Rio à Kyoto - La négociation Climat

N° 10 - mars 1998

Le climat, risque majeur et enjeu politique - De la conférence de Kyoto à celle de Buenos Aires.
Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 11 - avril 1999

Le nucléaire en débat - N'avons-nous pas le temps
d'élaborer des solutions acceptables

N° 12 - novembre 1999

Environnement et mondialisation

N° 13 - novembre 2000

Faire l'économie du nucléaire ?
Un rapport récent relance le débat

N° 14 - mars 2001

Changements climatiques
Les politiques dans la tourmente
Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 15 - février 2002

Les énergies renouvelables face au défi du développement durable

N° 16 - novembre 2002

Maîtrise de l'énergie et développement durable

N° 17 - septembre 2003

Débat énergie
Une autre politique est possible

N° hors série - janvier 2003

Petit mémento énergétique
Éléments pour un débat sur l'énergie en France

N° 18 - janvier 2004

Le réacteur EPR : un projet inutile et dangereux

N° 19 - juin 2004

Climat, Énergie : éviter la surchauffe

N° 20 - février 2005

Les utopies technologiques : Alibi politique, infantilisation du citoyen ou lendemains qui chantent

N° hors série - septembre 2005

Petit mémento des déchets nucléaires
Éléments pour un débat sur les déchets nucléaires en France

N° 21 - mai 2006

Développement, Énergie, Environnement :
changer de paradigme.

N° 22 - novembre 2006

Débatte publiquement du nucléaire ? Un premier bilan des deux débats EPR et déchets organisés par la Commission nationale du débat public

N° 23 - avril 2007

Énergies renouvelables, développement et environnement : discours, réalités et perspectives (en coédition avec Liaison Énergie-Francophonie)

Abonnement

Les cahiers de Global Chance 2 numéros par an

Nom : Organisme :

Adresse :

Code postal : Commune :

Abonnement individuel 25 euros

Abonnement d'institutions et organismes 80 euros

Ci-joint un chèque à l'ordre de l'Association Global Chance

A facturer

Total : euros Date : Signature :

Association Global Chance, 17 ter rue du Val - 92190 Meudon



Publication de l'association Global Chance
41, rue Rouget de Lisle - 92150 Suresnes
globalchance@wanadoo.fr

Global Chance est une association de scientifiques, qui s'est donnée pour objectif de tirer parti de la prise de conscience des menaces qui pèsent sur l'environnement global pour promouvoir les chances d'un développement mondial équilibré.

Ce petit mémento est consultable sur le site www.agora21.org, rubrique Bibliothèque, Éditions sur Agora 21