

# Enjeux et situation des énergies renouvelables en Europe

- **Le contexte énergétique mondial aujourd'hui**
- **La situation particulière de la France**
- **L'efficacité énergétique**
- **Les énergies renouvelables en Europe**
- **Que sera le futur ?**

# Sommaire

<i>PREAMBULE</i> .....	8
<i>INTRODUCTION</i> .....	9
<b>1 Le contexte énergétique mondial aujourd'hui</b> .....	<b>11</b>
1.1 Les combustibles fossiles : quels usages, quelles réserves ? .....	13
1.1.1 Répartition géographique.....	13
1.1.2 Répartition par activité.....	14
1.2 Le charbon .....	14
1.2.1 Zones géographiques d'utilisation.....	15
1.2.2 L'irrésistible ascension du charbon ?.....	16
1.2.2.1 L'amélioration de la combustion du charbon .....	17
1.2.2.2 Capture / stockage du CO <sub>2</sub> .....	17
1.3 Le pétrole.....	18
1.3.1 Utilisation du pétrole par secteur d'activité.....	18
1.3.2 Les réserves .....	20
1.3.2.1 Classification des réserves .....	20
1.3.2.2 Le pic de Hubert.....	23
1.3.3 Prix du pétrole .....	25
1.4 Le gaz naturel .....	27
1.4.1 Les centrales thermiques de production d'électricité.....	27
1.5 Le nucléaire .....	28
1.6 Puissance installée et énergie produite .....	30
1.7 Réserves fossiles et épuisement des stocks .....	31
1.7.1 Évolution des réserves dans l'avenir .....	32
1.7.2 Dates prévisibles d'extinction des ressources « stock » .....	32
<b>2 La situation énergétique particulière de la France</b> .....	<b>34</b>
2.1 Énergie primaire, énergie finale, énergie utile .....	35
2.2 Consommation.....	36
2.3 Énergie électrique.....	38
2.3.1 Bilan de l'approvisionnement en énergie électrique.....	39
2.4 Indépendance énergétique .....	40
2.5 Émissions de gaz à effet de serre .....	41
2.6 L'efficacité énergétique .....	43
2.6.1 Quels effets possibles en France ? .....	43
2.6.2 Potentiels de réduction des consommations d'électricité .....	44
2.7 Indicateurs économiques .....	46
2.8 « Objectif 2010: les énergies renouvelables au secours de l'emploi... » .....	46
2.9 La loi de programme du 13 juillet 2005 .....	48
2.9.1 De nouvelles mesures pratiques .....	50
2.9.2 Énergie primaire renouvelable: tendance et objectif 2010.....	52
2.9.3 Électricité d'origine renouvelable: tendance et objectif 2010.....	54
<b>3 Les énergies renouvelables</b> .....	<b>55</b>
3.1 Le potentiel solaire mondial .....	55
3.2 La production d'ENR en Europe.....	57
3.3 La grande hydraulique .....	59
3.3.1 Les centrales hydroélectriques. ....	59
3.3.2 L'énergie hydraulique et ses perspectives de développement. ....	60
3.3.2.1 Le potentiel hydraulique exploitable .....	60
3.3.2.2 Le potentiel hydraulique actuellement exploité.....	60
3.3.3 Le coût de l'énergie hydraulique .....	61
3.3.4 La microhydraulique.....	61
3.4 La biomasse .....	63

3.4.1	Le bois énergie .....	64
3.4.1.1	Bois énergie et GES .....	67
3.4.1.2	Bois énergie et emplois.....	68
3.4.1.3	Prix des combustibles .....	69
3.4.2	Les biocarburants .....	70
3.4.2.1	Le bio-éthanol.....	70
3.4.2.2	Le diester .....	71
3.4.2.3	Enjeux environnementaux des biocarburants .....	72
3.4.3	Le biogaz .....	73
3.4.3.1	Enjeux environnementaux de la méthanisation .....	74
3.5	L'éolien.....	75
3.5.1	Les limites du réseau français .....	79
3.5.2	L'éolien offshore.....	79
3.6	La géothermie.....	80
3.7	Le solaire .....	83
3.7.1	La chaleur pour l'habitat.....	83
3.7.1.1	L'architecture solaire « passive » .....	83
3.7.1.2	Capteurs solaires thermiques.....	84
3.7.2	Le marché français.....	88
3.7.3	Le froid solaire .....	89
3.7.3.1	Le marché du froid solaire.....	89
3.7.3.2	Les techniques de froid solaire.....	90
3.7.4	Solaire photovoltaïque .....	96
3.7.4.1	Photovoltaïque en sites isolés.....	99
3.7.4.2	Photovoltaïque connecté au réseau .....	101
3.7.5	Solaire thermodynamique.....	105
3.8	Les piles à combustibles .....	107
3.9	En conclusion .....	109
<b>4</b>	<b>Que sera le futur ? .....</b>	<b>111</b>
4.1	Classification des contraintes .....	111
4.2	Scénarii prospectifs .....	113
4.2.1	Efficacité énergétique du développement.....	116
4.2.2	Rôle dominant des infrastructures.....	117
4.2.3	L'organisation .....	118
4.3	Rôle des énergies renouvelables .....	120
	<i>CONCLUSION</i> .....	<i>124</i>
	<i>RESUME</i> .....	<i>125</i>
	<i>BIBLIOGRAPHIE</i> .....	<i>128</i>

## Table des illustrations (Figures)

Figure 1 : Consommation mondiale d'énergie primaire par source de 1970 à 2005 en TWh/an .....	11
Figure 2 : Consommation mondiale d'énergie primaire par source de 1970 à 2005 en % .....	12
Figure 3 : Taux de croissance de la consommation d'énergie primaire par source en 1980-1990 et tendance 2005 (en %/an).....	12
Figure 4 : Production de combustibles en 1996 par région (millions de tep).....	13
Figure 5 : Flux énergétique mondial en 1985 exprimé en TWh.....	14
Figure 6 : Consommation de charbon par pays en Mt en 1997 .....	15
Figure 7 : Evolution et projection de la consommation de pétrole, en millions de tonnes par secteur d'activité.....	18
Figure 8 : Pétrole: explosion de la consommation entre 1980 et 2004 (Source Alter-Eco, Nov 2005).....	19
Figure 9 : Histoire des découvertes et de la production de pétrole.....	20
Figure 10 : Production passée et réserves ultimes de pétrole par pays.....	22
Figure 11 : Le pic de Hubbert (Source : ASSOCIATION POUR L'ETUDE DU PIC DU PETROLE ET DU GAZ, BULLETIN D'INFORMATION N° 54 – JUIN 2005).....	23
Figure 12 : Découvertes de puits passées et futures (Source : ASSOCIATION POUR L'ETUDE DU PIC DU PETROLE ET DU GAZ, BULLETIN D'INFORMATION N° 54 – JUIN 2005).....	24
Figure 13 : Production des pays ayant passé leur pic de Hubert.....	25
Figure 14 : Prix du baril en dollars courants sur les 10 dernières années (Source : ASSOCIATION POUR L'ETUDE DU PIC DU PETROLE ET DU GAZ, BULLETIN D'INFORMATION N° 54 – JUIN 2005).....	25
Figure 15 : Evolution sur 37 ans du prix moyen du pétrole brut (Brent mer du Nord) en dollars courants/baril et en € constant (2000) par MWh.....	26
Figure 16 : Age des réacteurs en service en France .....	28
Figure 17 : Parts relatives comparées de l'électricité d'origine nucléaire de 10 pays en 2005 (Source IEA) .....	29
Figure 18 : Ressources fossiles et fissiles (énergies stock) estimées potentielles et récupérables comparées à la consommation mondiale d'énergie primaire en 2000 (120 000 TWh / an = 10 Gtep / an).....	31
Figure 19 : Date prévisible d'extinction des énergies "stock" (sur la base des consommations et des techniques d'extraction actuelles).....	33
Figure 20 : Production d'énergie primaire en France par type d'énergie en Mtep (Source <sup>25</sup> ).....	34
Figure 21 : Production d'énergie finale en France exprimée en TWh .....	35
Figure 22 : Consommation d'énergie finale en France en 2001 par source et par activité.....	37
Figure 23 : Consommation d'énergie primaire en France en 2000 par type d'énergie (Mtep).....	38
Figure 24 : Bilan de l'approvisionnement électrique de la France.....	39
Figure 25 : Incidence des équivalences sur le bilan énergétique.....	41
Figure 26 : Consommation d'énergie finale par secteur et émissions de GES en France en 2001 .....	42
Figure 27 : Parité Dollar, taux d'inflation, taux de croissance, taux de chômage, augmentation de productivité, et taux d'intérêts en France pour la période 1960-2001. Source: Alternatives Economiques: les chiffres de l'économie, 4eme trim 2001.....	46
Figure 28 : Production d'origine renouvelable France 2004 (volume:16,3 Mtep, part: 5,9%, croissance: - 1,6%) et objectifs du livre blanc en 2010 (volume: 28 Mtep, part: 10%, croissance: 26%).....	53
Figure 29 : Bilan permanent des échanges d'énergie Terre -Espace exprimé en W/m <sup>2</sup> (éclairage moyen absorbé par la surface de la Terre : 169 W/m <sup>2</sup> ).....	55
Figure 30 : Décomposition du flux solaire annuel et énergies renouvelables récupérables comparé à la consommation mondiale d'énergie primaire (TWh /an).....	56
Figure 31 : Production d'origine renouvelable dans l'UE des 25 en 2004 et objectifs du livre blanc en 2010 (Sources: calculs Cythelia, données: Eurobev'ER 2001-2006).....	58
Figure 32 : Parts relatives comparées de l'électricité d'origine hydraulique en Europe en 1995 (Source IEA).....	61
Figure 33 : Capacité de la micro-hydraulique dans l'Europe des 15.....	63
Figure 34 : Production d'énergie primaire à partir de bois dans les pays de l'Union Européenne en Mtep (Source EurObserv'ER Dec 2005 / Solagro).....	68
Figure 35 : Production d'électricité à partir de bois énergie dans les pays de l'Union européenne (TWh) (Source: EurObserv'ER Nov 2006).....	69
Figure 36 : Bio carburants en Europe (kt /an).....	70

Figure 37 : Production de Bio Diesel en Europe (kt) (Source EurObserv'ER).....	71
Figure 38 : Production de Bio Gaz dans l'UE (ktep) (Source EurObserv'ER / Solagro).....	73
Figure 39 : Cumul des puissance éolienne installée en Europe par pays 1999-2004 (MW).....	77
Figure 40 : Production mondiale projetée de l'électricité d'origine éolienne (EWEA, 2000).....	78
Figure 41 : Electricité éolienne (40 000 MW installés en 2003 produisant 100 TWh / an) Source : IEA.....	78
Figure 42 : Capacité Géothermie basse énergie des principaux acteurs dans l'UE (en MWth) (Sources: Bluebook on Geothermal ressources 2002; EurObserv'ER 2003).....	80
Figure 43 : Capacité Géothermie très basse énergie (pompes à chaleur) dans l'UE (en MWth) Source: EurObserv'ER Dec 2005.....	82
Figure 44 : Capteur plan intégré en toiture.....	85
Figure 45 : Le plancher solaire direct (PSD).....	86
Figure 46: Moquette solaire pour le chauffage des piscines.....	87
Figure 47: Schéma d'un réfrigérateur solaire à adsorption.....	94
Figure 48 : « Dessicant Evaporative Cooling Machine».....	95
Figure 49 : Schéma d'installation de « Dessicant Evaporative Cooling » couplé à des capteur solaire.....	96
Figure 50 : Segmentation du marché solaire photovoltaïque en 2006.....	97
Figure 51 : Production mondiale annuelle et installations cumulées de systèmes photovoltaïques.....	98
Figure 52 : Evolution des différents segments du marché mondial des modules PV : installations 1996-2006 en MW/an (Source IEA-PVPS + Cythelia).....	98
Figure 53 : L'électricité solaire en sites isolés : applications domestiques en PED.....	99
Figure 53 : L'électricité solaire en sites isolés : applications professionnelles.....	100
Figure 54 : Installations PV cumulées dans les pays de l'Europe des 15 en sites isolés (Source Observ'ER, Avr 2007).....	101
Figure 53 : L'électricité solaire connectée au réseau : l'habitat individuel.....	102
Figure 58 : Centrale de Tudela en Navarre.....	103
Figure 55 : Installations PV cumulées dans les pays de l'Europe des 15 couplées au réseau (Source Observ'ER, Avr 2007).....	104
Figure 56 : Consommation annuelles d'énergie pour 2 familles de scénarios contrastées en 2050 : " les scénarios d'abondance et de maîtrise de l'énergie ". Gtep.....	114
Figure 57 : Evolution des parts de l'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, photovoltaïque et éolienne) pouvant satisfaire jusqu'à 60% de la consommation mondiale en 2050.....	123

## Table des illustrations (Tableaux)

Tableau 1 : Flux énergétique mondial en 1985 exprimé en TWh (Scientific American Sept 1990).....	14
Tableau 2 : Production estimée jusqu'en 2100 (Source : ASSOCIATION POUR L'ETUDE DU PIC DU PETROLE ET DU GAZ, BULLETIN D'INFORMATION N° 54 – JUIN 2005).....	24
Tableau 3: Emissions comparées, normées à 1 pour le gaz.....	27
Tableau 4 : Taux d'utilisation des différentes sources d'énergie.....	31
Tableau 5: Tableau de conversion des énergies dégagées par la combustion des principales sources fossiles.....	36
Tableau 6: Consommations de combustibles en France en 2000.....	36
Tableau 7 : Consommation d'énergie par secteur d'activité et rendement d'utilisation.....	37
Tableau 8 : Consommation totale d'énergie en France en 2000.....	39
Tableau 9 : Consommation d'énergie finale et émissions en France en 1995 , (1) comprend la climatisation, le chauffage et l'eau chaude sanitaire, (2) production d'acier, de plastique, de ciment, etc; (3) les chiffres des transports incluent la dépense énergétique et les émissions de CO <sub>2</sub> des raffineries .....	42
Tableau 10 : Une France équipée systématiquement des meilleures technologies de 1995 (y compris pour les parcs de logement) .....	43
Tableau 11 : Gains relatifs en Mtep et en pollution par le carbone d'une France équipée systématiquement des meilleures technologies de 1995.....	44
Tableau 12 : Potentiel d'économies d'électricité dans les secteurs résidentiels, tertiaire et industriel pour les périodes 2000-2010 et 2010-2020.....	45
Tableau 13 : Production d'énergie renouvelable en France en 2004 comparée à la consommation d'énergie primaire. Tendances 2010 et objectif du livre blanc (Mtep).....	52
Tableau 14 : Production d'électricité d'origine renouvelable de la France en 2004 comparée à la consommation d'électricité. Tendances 2010 et objectif du livre blanc (TWh) .....	54
Tableau 15 : Flux solaire annuel et répartition des sources d'énergies renouvelables .....	56
Tableau 16 : Bilan énergétique et effet de serre du chauffage au bois (Source ADEME: CLER Info N°37 p11).....	67
Tableau 17 : GES évités en g C /kWh ou en kg C /teb en fonction de la source énergétique substituée. .	67
Tableau 18 : Effet des chaufferies bois sur la production d'énergie et des GES évités en 2004.....	67
Tableau 19 : Prix des combustibles dans l'Europe des 16 (€/MWh) Source: EUBIONET fuel price in Europe 2002-03.....	69
Tableau 20 : Surfaces de capteurs solaires thermiques cumulés en 2006 dans les principaux pays de l'Union européenne (en m <sup>2</sup> pour 1000 hab) Source: EurObserv'ER Dec 2006.....	88
Tableau 21 : Coûts moyens des chauffe-eau solaires (CES) en France.....	89
Tableau 22 : Part de marché des PAC dans l'habitat neuf en 2002 (Source EHPA).....	91
Tableau 23 : Emissions de GES comparées pour différents types de PAC et le chauffage classique.....	92
Tableau 24 : Piles à combustibles : six technologies pour des usages multiples.....	107
Tableau 25 : Résultats observés en 2003 comparés aux objectifs européens Source: Renewable Energy Journal, N°14 Dec 2004	109
Tableau 26 : Production brute d'énergie d'origine renouvelable dans l'UE en Mtep. Tendances pour 2010 et Objectif du Livre Blanc.....	110
Tableau 27 : Consommation d'électricité d'origine renouvelable dans l'UE en TWh. Tendances pour 2010 et Objectif du Livre Blanc.....	110
Tableau 28 : Tableau comparatif des qualités pour l'utilisateur des différentes sources d'énergie .....	111
Tableau 29 : Pas d'alternative sans inconvénient (Source: Alter-Eco, Dec 2005).....	112
Tableau 30: Cumul des différentes contributions à l'approvisionnement énergétique mondial et des émissions de carbone de 1990 à 2050 des scénarii A2 IIASA et NOE CNRS.....	115
Tableau 31 : Impact des deux scénarii sur les risques étudiés.....	115
Tableau 32 : Projection des consommations mondiales d'énergie primaire et d'électricité (TWh) sur la base d'une croissance de consommation d'énergie de 1.5 % / an et d'électricité de 2 % /an.....	121
Tableau 33 : Projection de la production mondiale d'électricité d'origine hydraulique sur la base d'une croissance de l'ordre de 2,0 % / an (le potentiel exploitable est de 12 000 TWh /an).....	121
Tableau 34 : Projection de la production mondiale d'électricité photovoltaïque à l'horizon 2050.....	122
Tableau 35 : Projection de la production mondiale d'électricité éolienne à l'horizon 2050 et somme des énergies renouvelables en % de la production d'électricité.....	122



**Alain RICAUD**

Consultant-associé et gérant de CYTHELIA, Président de SCREEN SOLAR, Professeur Associé à l'Université de Savoie. ar@cythelia.fr

## *Biographie*

Né en 1947. Marié, 3 enfants, 3 petits enfants.

Ingénieur de l'Ecole Supérieure d'Electricité, Docteur es-Sciences et MBA – ICG Paris.

Début de carrière en tant qu'ingénieur process chez IBM-France La Gaude et chercheur au Laboratoire d'Electro-optique de Nice sur le silicium et ses propriétés électro-optiques.

En 1979, Alain Ricaud devient Directeur Général de la société France-Photon à Angoulême (30 personnes) l'un des premiers producteurs de cellules et modules photovoltaïques. Il contribue à la construction des premières centrales PV de démonstration en Corse (50 kW), Crête, Guyane française et Pakistan.

En 1985, il est R&D Director puis General Manager de Solarex corp. (400 personnes), à Washington, filiale du groupe Amoco et n°2 mondial de l'industrie photovoltaïque.

A partir de 1989, il est Directeur Général de Solems SA (48 personnes), à Palaiseau, joint venture des groupes TOTAL et MBB, où il développe des dispositifs électro-optiques en couches minces pour photopiles au silicium amorphe et applications aux écrans plats.

Entre 1995 et 1996, il est Directeur commercial de HCT Shaping Systems SA, à Lausanne, leader mondial des machines de sciage à fil pour l'industrie PV et des semi-conducteurs.

Depuis sa création en 1994, Alain Ricaud est Consultant-associé et gérant majoritaire de *CYTHELIA consultants*, sarl de 12 associés et 8 employés. *CYTHELIA* est un cabinet d'expertise et de conseil en nouvelles technologies de l'énergie, spécialisé dans le photovoltaïque (stratégie, technologie, marchés) et dans les constructions à très basse consommation (zero-energy-net). Missions de conseil auprès d'entreprises industrielles et de collectivités désireuses d'intégrer une activité dans le domaine photovoltaïque.

Alain Ricaud a enseigné, à l'EPFL Lausanne, au Master ENSAM Bastia, au Master La Rochelle, au Master européen de l'Ecole des Mines à Sophia-Antipolis, au Master Mat'ERE de Poitiers, au Master CEDER de Versailles, au CIFRES de Dakar, à l'ASDER, à l'Ecole Centrale de Lyon et à l'INES.

Il est actuellement Professeur Associé à l'Université de Savoie (Polytech' Savoie).

Expert auprès de l'ANR et de l'ANVAR, ainsi que des DG TREN et DGR, de l'UE.

Titulaire de 6 brevets d'invention

Auteur de 20 publications internationales et de deux ouvrages :

« Photopiles solaires » paru aux PPUR, Lausanne 1997

« Modules photovoltaïques en couches minces », Techniques de l'Ingénieur, Paris 2005.

Editeur de « La Lettre du Solaire », publication mensuelle depuis Oct 2000.

---

# Enjeux et situation des énergies renouvelables en Europe

## Préambule

« On doit échapper à l'alternative du dehors et du dedans ; il faut être aux frontières.  
La critique, c'est l'analyse des limites et la réflexion sur elles »

Michel Foucault <sup>1</sup>

Devant les mutations considérables que nous vivons aujourd'hui, je m'intéresse depuis une douzaine d'années aux aspects macro-économiques de l'énergie et depuis les tempêtes de 99, aux causes et aux conséquences des changements climatiques. Deux sujets majeurs qui, grâce à l'initiative du « Grenelle de l'Environnement », sont désormais passés au centre du débat démocratique en France.

Afin d'apprécier les enjeux et de bien mesurer le chemin qui reste à parcourir pour les énergies renouvelables, il est indispensable de les situer dans le contexte énergétique global d'aujourd'hui et de demain.

Deux parti pris ont présidé à l'élaboration de ces éléments de cours : j'ai tenté d'échapper à l'alternative qui n'offre d'autre choix qu'entre la satisfaction béate qu'on peut encore entendre chez certains acteurs du pétrole, le cynisme des fabricants de centrales nucléaires, et le catastrophisme épouvanté de certains écologistes. Ces postures ne me semblent pas pertinentes pour aborder le futur. Au moment où la France clôt un énième « débat public » sur l'énergie, le seuil décisif que nous allons franchir ouvre sur autant de périls que d'espairs. Souhaitant bien sûr que l'espoir l'emporte, on doit cependant s'interdire à la fois l'aveuglement et l'étourderie sur ce qui fait la réalité d'aujourd'hui.

Le deuxième parti pris est délibérément transdisciplinaire. Je ne suis après tout qu'un simple physicien qui n'a aucune légitimité académique pour s'aventurer dans des disciplines telles que l'énergétique, la biomasse, la planification ou la climatologie ... Je ne fais donc à travers ces éléments de cours, que vous transmettre les résultats des travaux de spécialistes, résultats indispensables pour alimenter la réflexion et qui m'ont semblé nécessaires pour planter le décor, donner une cohérence au cours principal que je vous ferai l'an prochain sur l'énergie solaire et vous procurer la hauteur de vue requise lorsque vous aurez à débattre de ces notions avec votre chef de service ou votre député.

---

<sup>1</sup> Dits et Ecrits, 1954-1988

---

## Introduction

La perspective de la conversion à grande échelle de l'énergie solaire peut sembler un rêve d'écologiste, incompatible avec les gigantesques besoins énergétiques d'une économie moderne. Cependant, jusqu'à une date récente, l'humanité tirait son énergie presque exclusivement de sources renouvelables, spécialement dans le domaine de l'agriculture. Le bois était utilisé pour le chauffage, la traction était animale, et le séchage solaire. Les autres formes d'énergie mécanique étaient dérivées de la force du vent et des chutes d'eau.

L'utilisation massive des énergies fossiles et fissiles, même si elle a envahi tout le champ de l'activité des hommes d'aujourd'hui, reste un épiphénomène à l'échelle de l'histoire humaine; elle apparaît à travers deux petits pics, l'un au cours du 19<sup>e</sup> siècle avec le charbon et la découverte des machines à vapeur, l'autre au 20<sup>e</sup> siècle avec le pétrole, le gaz et le nucléaire<sup>2</sup>.

**Pour servir les besoins des nations pauvres qui représentent les deux tiers de la population, le monde a besoin de se forger une nouvelle stratégie énergétique, qui pour respecter l'environnement global, devra inéluctablement reposer en grande partie sur les sources renouvelables.**

Jusqu'à la fin des années 80, les forces de changement venaient de réactions négatives aux deux chocs pétroliers de 73 et de 79. Depuis une quinzaine d'années, le changement est poussé par la nécessité positive de stabilisation du climat de la planète et depuis peu, il est tiré par les opportunités alléchantes d'investissements dans des systèmes de production d'énergie plus performants, plus propres et plus efficaces.

L'une des plus belles inventions de la fin du siècle est la conversion directe de l'énergie lumineuse en électricité. Par l'étendue de ses applications et la diversité des services rendus par de petites sources autonomes d'électricité, le module solaire photovoltaïque n'a pas fini de nous étonner. Il sera l'objet principal du cours sur le solaire.

Afin de mieux apprécier les enjeux et de bien mesurer le chemin qui reste à parcourir pour que l'énergie solaire, et en particulier sa conversion photovoltaïque en électricité devienne une véritable source d'énergie de substitution, il est intéressant de situer les énergies renouvelables dans le contexte énergétique global d'aujourd'hui.

Ce cours est divisé en six chapitres répondant aux questions suivantes:

- le contexte énergétique mondial aujourd'hui
- la situation particulière de la France
- notion d'efficacité énergétique
- le potentiel des énergies solaires
- la situation des énergies renouvelables
- que sera le futur ?

---

<sup>2</sup> Toutes techniques qui pour transformer l'énergie thermique en énergie plus noble (mécanique ou électrique, utilisent le principe de la machine à vapeur)

---

Nous donnons dans le premier chapitre des informations globales sur la consommation mondiale d'énergie primaire depuis 30 ans et ce faisant nous nous familiarisons avec les notions de tep, tec, et TWh.

Nous nous attachons particulièrement à bien évaluer d'une part, les ordres de grandeur (c'est le propre de l'ingénieur) ce qui situe les enjeux industriels et commerciaux au présent, et d'autre part, à discerner les dérivées premières et secondes caractérisant l'évolution des phénomènes étudiés (c'est le propre de la prospective), ce qui situe les enjeux de la R&D pour le futur.

Nous montrons les limites de la production d'électricité d'origine nucléaire.

La situation française est analysée dans le détail tant du point de vue des sources de production que de la répartition catégorielle des consommations.

Puis, la notion d'efficacité énergétique, de maîtrise de l'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre est illustrée sur le cas français.

Nous calculons le flux énergétique solaire annuel ; nous le comparons à la totalité des ressources « stock » et nous évaluons le potentiel récupérable d'énergies renouvelables en regard de la consommation annuelle de la planète.

Nous passons en revue les différentes techniques de conversion des énergies renouvelables ; le potentiel de chacune de ces sources renouvelables est estimé et chaque fois qu'il est possible, les contraintes sont mentionnées et les coûts d'exploitation sont indiqués.

Nous nous attachons enfin à la prise en compte des contraintes sociales et environnementales inhérentes à chaque type de vecteur énergétique, afin d'être en mesure d'évaluer deux scénarii contrastés pour le futur (à l'horizon 2050), l'un scénario d'abondance et de laisser faire, l'autre scénario de maîtrise de l'énergie.

## 1 Le contexte énergétique mondial aujourd'hui

La Figure 1 indique la consommation mondiale d'énergie primaire par source de 1970 à 2005 dans le monde.

En l'an 2000, 10 323 Mtep<sup>3</sup> ont été produits et consommés avec la répartition suivante :  
 pétrole: 35,5 %, charbon: 25,3 %, gaz naturel: 21,9 %, biomasse: 12,7 %, grande hydraulique: 2,2 %, nucléaire<sup>4</sup>: 1,9 %, et ENR: 0,5 %<sup>5</sup>.

En 2005, compte tenu des taux de croissance respectifs des différentes sources, 11 263 Mtep ont été réellement consommées avec la répartition suivante (Figure 2):

pétrole: 35,1 %, charbon: 24,7 %, gaz naturel: 22,7 %, biomasse: 12,2 %, grande hydraulique: 2,1 %, nucléaire: 1,8 %, et ENR: 1,4 %.

La mauvaise nouvelle, c'est que le pétrole et le charbon détiennent encore la part du lion et continuent de voir leur part respective augmenter... Mais la part des énergies nouvelles renouvelables<sup>6</sup>, bien qu'encore toute petite, détient le plus fort taux de croissance...

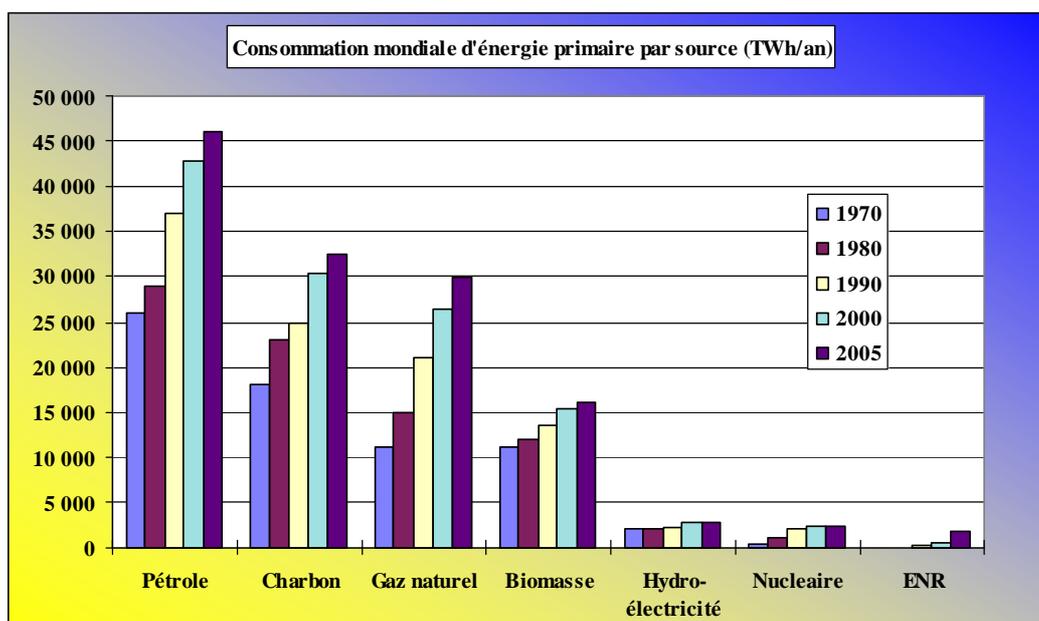


Figure 1 : Consommation mondiale d'énergie primaire par source de 1970 à 2005 en TWh/an<sup>7</sup>

<sup>3</sup> 1Mtep = 1,3 Mtec = 11,680 TWh = 11,680 10<sup>9</sup> kWh = 42 10<sup>9</sup> MJ (Mégajoules).

<sup>4</sup> Compté en énergie finale.

<sup>5</sup> La grande hydraulique et le nucléaire qui ne produisent que de l'électricité sont ici comptés en énergie finale.

<sup>6</sup> Nous considérons comme énergies nouvelles renouvelables (ENR), le bio-gaz, les bio-carburants (ethanol et diester), la géothermie, le géosolaire, le solaire thermique, le solaire photovoltaïque, l'éolien, et l'énergie des vagues.

<sup>7</sup> Plus rarement, on parle aussi de TW pour exprimer une énergie consommée en une année : 1TW = 1TWan /an = 8 760 10<sup>9</sup> kWh /an = 750 Mtep.

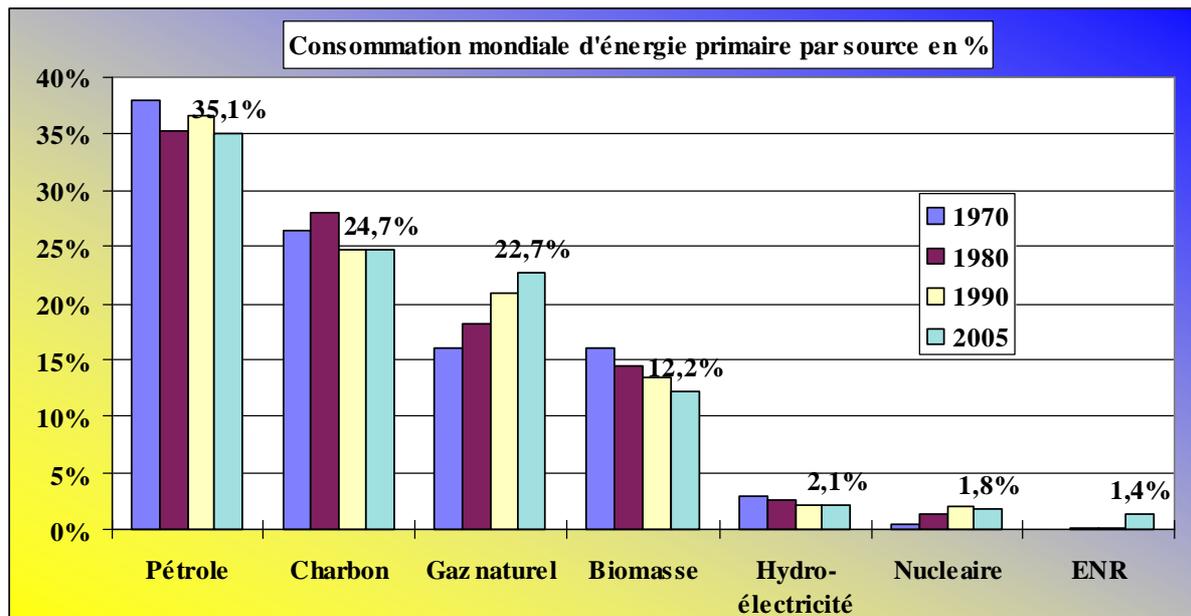


Figure 2 : Consommation mondiale d'énergie primaire par source de 1970 à 2005 en %<sup>8</sup>

En effet, la Figure 3 plus subtile que les précédentes indique le taux de croissance de la consommation d'énergie primaire par source en 1980-1990 et la tendance pour l'an 2005 (en % /an). C'est en quelque sorte la dérivée première (et son évolution sur 30 ans donne la dérivée seconde) de la part respective des sources d'énergie-stock: pétrole, gaz, charbon, nucléaire et des sources d'énergie renouvelables: grande hydraulique, Energies Nouvelles Renouvelables (ENR).

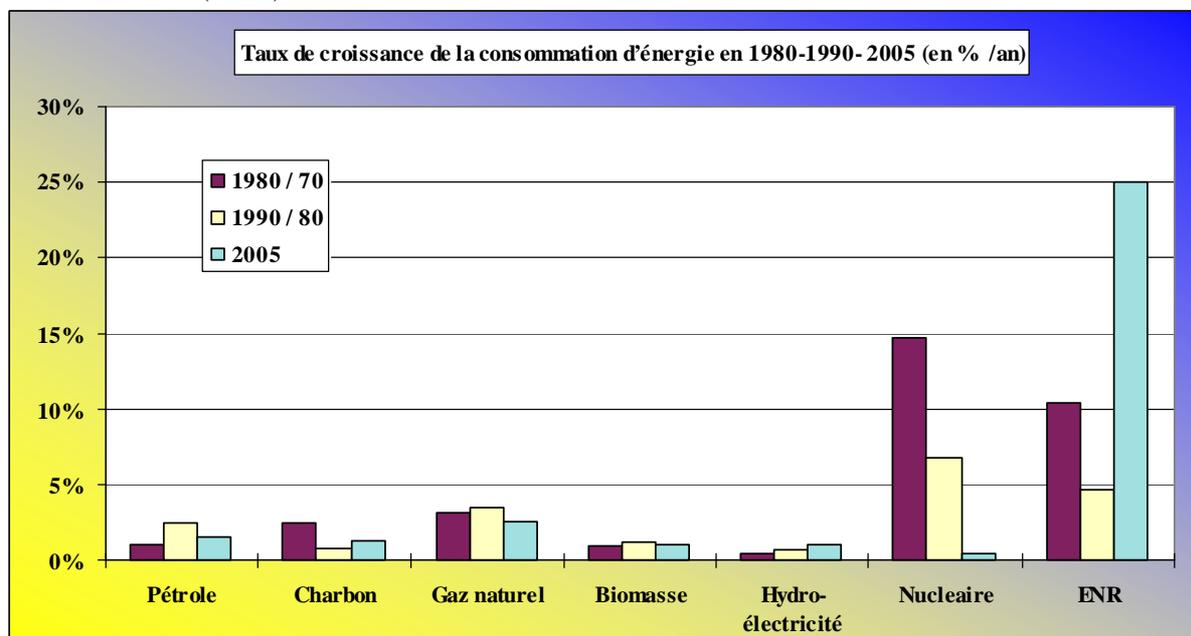


Figure 3 : Taux de croissance de la consommation d'énergie primaire par source en 1980-1990 et tendance 2005 (en %/an)

<sup>8</sup> Le nucléaire, à part égale avec la grande hydraulique, s'il était compté en énergie primaire et non pas en énergie finale, représenterait environ 5%.

La bonne nouvelle c'est que le taux de croissance du nucléaire est en déclin, le pétrole est à peu près stable, et les ENR prennent leur envol (surtout grâce à l'éolien qui bénéficie d'un taux de croissance de plus de 30% / an depuis 1999 !). Il faut toujours regarder le taux de croissance des secteurs d'activité émergents; on verra à la fin de ce cours l'impact considérable qu'aura probablement le solaire photovoltaïque au milieu du siècle, alors qu'il n'est encore aujourd'hui considéré que comme un gadget par les acteurs de l'énergie.

## 1.1 Les combustibles fossiles : quels usages, quelles réserves ? <sup>9</sup>

Le pétrole et le charbon sont connus depuis l'antiquité : on trouve de multiples témoignages de l'emploi du pétrole dans la civilisation mésopotamienne, plusieurs milliers d'années avant notre ère et des traces d'utilisation du charbon par les chinois il y a trois mille ans. Pétrole et charbon assurent encore, dans la majorité des pays du monde, la fourniture de l'essentiel des besoins énergétiques, il est donc important de bien cerner les contours des usages et des réserves pour ces deux sources d'énergie.

### 1.1.1 Répartition géographique

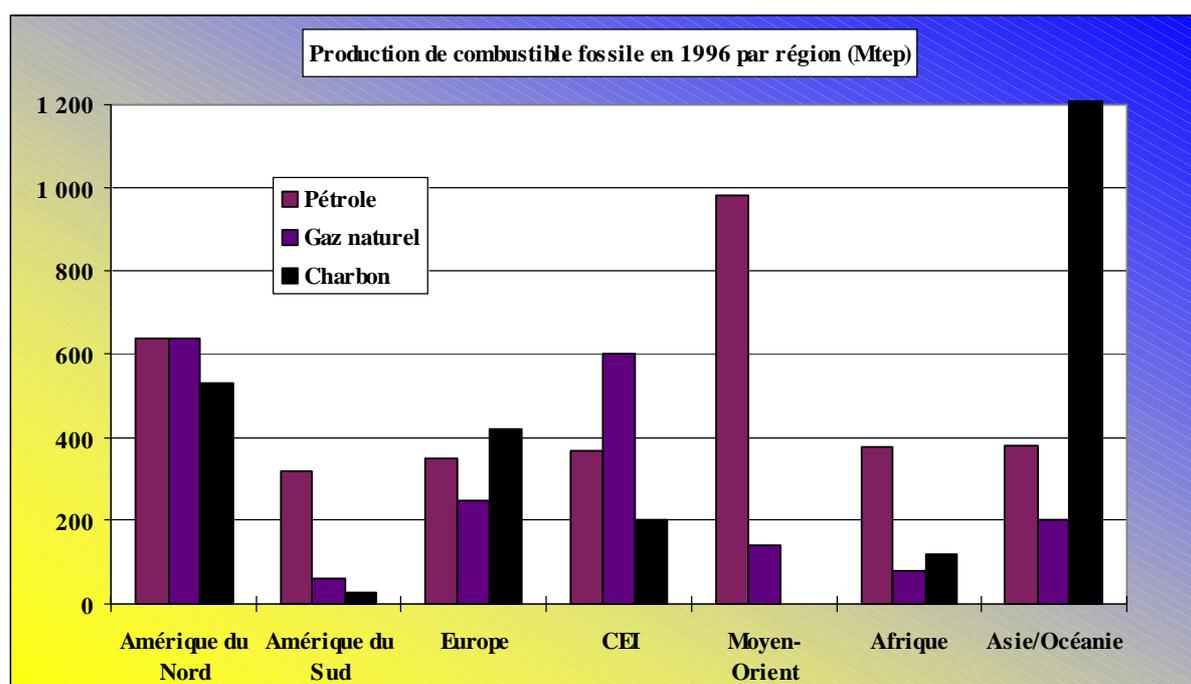


Figure 4 : Production de combustibles en 1996 par région (millions de tep)

<sup>9</sup> Ce chapitre emprunte de nombreuses données à Denis BABUSIAUX, de l'IFP, et Jean COIFFARD, Directeur du CEREN, à l'occasion des conférences-débats organisées par « X-Environnement » à l'École Polytechnique en Février 2000.

### 1.1.2 Répartition par activité

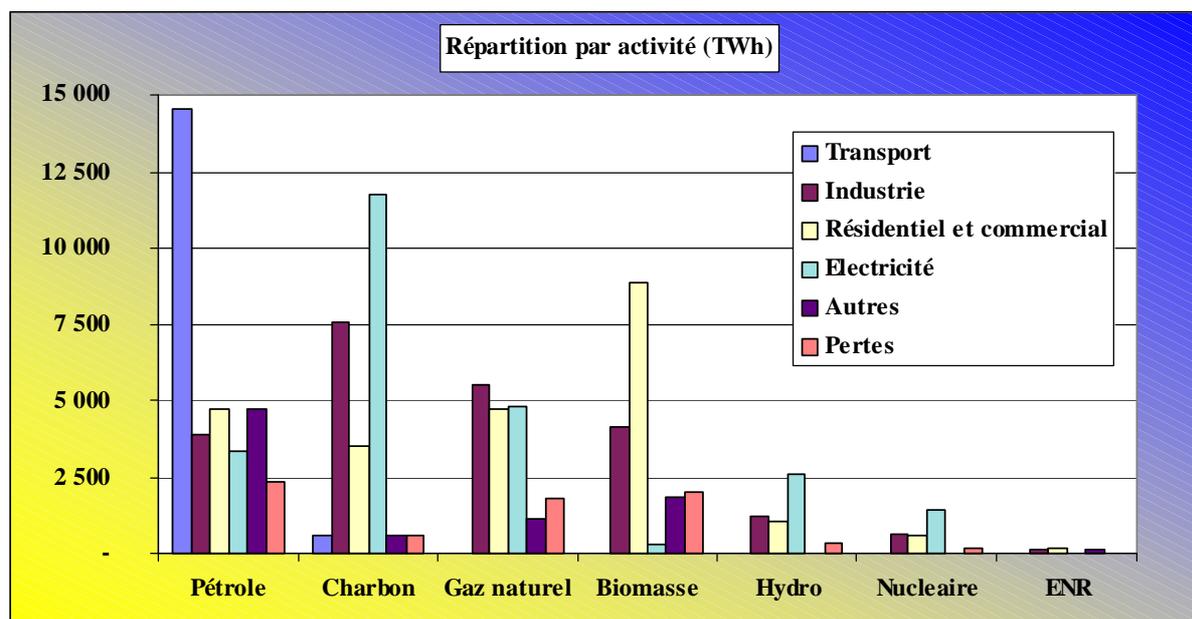


Figure 5 : Flux énergétique mondial en 1985 exprimé en TWh

Année	1985 Utilisation par secteur (TWh)					
Destination	Transport	Industrie	Résidentiel et commercial	Electricité	Autres	Pertes
Source	16,32%	24,97%	25,44%	26,14%	9,06%	7,81%
Pétrole	1,45E+04	3,92E+03	4,70E+03	3,36E+03	4,70E+03	2,35E+03
Charbon	5,85E+02	7,61E+03	3,53E+03	1,17E+04	5,88E+02	5,88E+02
Gaz naturel	0,00E+00	5,52E+03	4,70E+03	4,83E+03	1,18E+03	1,76E+03
Biomasse	0,00E+00	4,14E+03	8,86E+03	2,95E+02	1,84E+03	2,00E+03
Hydro-électricité	0,00E+00	1,21E+03	1,04E+03	2,60E+03	0	3,47E+02
Nucléaire	0,00E+00	6,59E+02	5,64E+02	1,41E+03	0	1,88E+02
ENR	0,00E+00	8,82E+01	1,76E+02	2,67E+01	9,09E+01	0,00E+00
<b>Total monde</b>	<b>1,51E+04</b>	<b>2,31E+04</b>	<b>2,36E+04</b>	<b>2,42E+04</b>	<b>8,40E+03</b>	<b>7,24E+03</b>
<b>Electricité</b>	0,00E+00	5,22E+03	4,48E+03	1,12E+04	0,00E+00	1,49E+03

Tableau 1 : Flux énergétique mondial en 1985 exprimé en TWh (Scientific American Sept 1990)

La Figure 5 montre comment les différents vecteurs d'énergie étaient utilisés en 1985 par secteur d'activité. Bien qu'ils nécessitent une évidente mise à jour, ils montrent de façon frappante le rôle incontournable du pétrole dans les transports, du charbon dans la production d'électricité et de la bio-masse (bois-énergie principalement) dans les activités domestiques.

## 1.2 Le charbon

Quand au XIXème siècle le charbon remplaça le bois, il sauva vraisemblablement forêts et cours d'eau d'une destruction inévitable car, au rythme auquel on le consommait, le bois n'était plus une source d'énergie renouvelable. Le charbon, lui, semblait l'être, car les ressources paraissaient inépuisables; la main d'oeuvre aussi d'ailleurs car l'exode rural, qui

allait durer plus d'un siècle, fournissait les bras nécessaires. Le charbon allait assurer la richesse d'autres régions, dans le Nord et dans l'Est, où il allait signifier travail et vie.

Grâce au charbon, tant décrié aujourd'hui, on put aussi fabriquer du gaz et éclairer les villes. Le charbon donna à la chimie son essor. Le charbon amena aussi le train, reliant villes et villages. Le charbon apporta enfin l'électricité, qui allait bouleverser la vie en sortant définitivement les villes et les logements de l'obscurité, en rendant le travail moins pénible grâce aux moteurs, en apportant le froid et donc la santé avec la possibilité de conserver vaccins et aliments, en permettant téléphone et radio.

Le charbon reste une énergie en développement, même si sa part relative décline. C'est l'une des bases de l'approvisionnement mondial, après le pétrole, mais avant le gaz naturel.

### 1.2.1 Zones géographiques d'utilisation

L'utilisation du charbon est fortement concentrée sur quelques pays: Chine et Etats-Unis consomment à eux seuls 55% du total mondial, et 75% de la consommation est effectué dans six pays seulement (2,8 Gt sur 3,7 Gt) <sup>10</sup>.

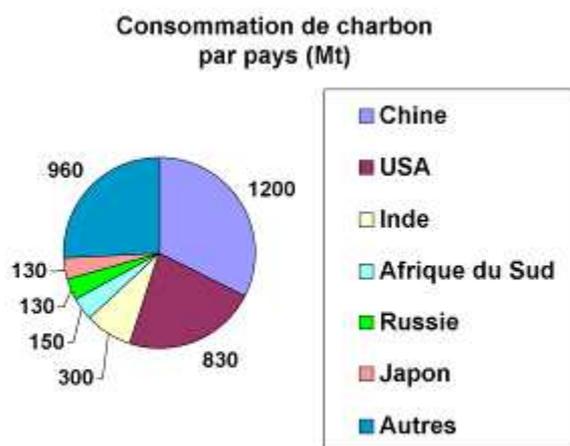


Figure 6 : Consommation de charbon par pays en Mt en 1997

Le charbon voyage peu. Son coût rendu à l'utilisateur est constitué pour 50 à 80% de coûts de transport.

Le commerce international reste limité, même s'il croît : 500 Mt, soit moins de 15% de la production.

Les grands pays charbonniers sont assez autarciques, sauf l'Australie, qui exporte la majeure partie de sa production et en sens inverse le Japon, qui importe toute sa consommation.

Partout, le développement du charbon est déterminé par le développement de la production d'électricité.

Dans les grands pays industriels, l'autre grand usage du charbon est la fabrication d'acier (filrière cokéfaction - haut-fourneau) qui a quelques dizaines de belles années devant elle en termes de supériorité technologique.

<sup>10</sup> 1tep = 1,3 tec = 2,3 teb = 11 680 kWh = 42 GJ, équivaut à la consommation énergétique annuelle d'un français pour ses activités domestiques.

Dans certains vieux pays charbonniers (Allemagne, Pays de l'Est), le charbon reste utilisé comme énergie de base dans les usages thermiques industriels et de chauffage.

Dans plusieurs pays émergents (Brésil, Chine, Inde), le développement des industries sidérurgique et cimentière (dans une moindre mesure) détermine une part notable des nouveaux besoins de charbon.

Le charbon présente des contraintes lourdes à l'utilisation, notamment environnementales (pollution locale et effet de serre). Il en résulte des coûts de mise en oeuvre pouvant être élevés, se traduisant par une décote de la thermie-charbon.

Malgré tous les avantages relatifs du gaz naturel, l'utilisation du charbon pour la production d'électricité, les utilisations industrielles lourdes et la fourniture de chaleur à des réseaux urbains aura une tendance naturelle à se poursuivre.

- Parce que les réserves sont abondantes (510 Gtep en 2000, plus de 216 ans à consommation constante, ou 93 ans en prolongeant la croissance, cf Figure 19) et diversifiées dans des pays sûrs. L'importance de ces réserves est telle que plusieurs pays qui n'en détiennent qu'une part infime (Colombie, Indonésie, Venezuela) sont des acteurs importants sur un marché international qui reste relativement étroit.
- La faiblesse du marché international par rapport aux réserves garantit une certaine stabilité des prix à moyen terme (quelques décennies). Les prix CIF Europe restent depuis bientôt 20 ans entre 35 et 50 USD/t.<sup>11</sup>
- Les Etats-Unis sont ce que l'on appelle un producteur poumon: plusieurs milliers de tonnes de capacités annuelles s'ajustent conjoncturellement à la demande, permettant de contenir les coûts,
- Les progrès techniques, notamment la part croissante des mines à ciel ouvert.
- Les besoins d'électricité sont sur une hausse tendancielle, et on ne va pas partout opter spontanément pour le gaz. Or, dans le court terme, l'alternative charbon-gaz pour l'électricité semble incontournable dans les pays sous-développés.

### 1.2.2 **L'irrésistible ascension du charbon ?**

Dans un scénario « Business as Usual », l'épuisement progressif des réserves de pétrole et de gaz conduit à une augmentation considérable de l'usage du charbon. Dès aujourd'hui le charbon est utilisé à près de 90% pour fournir 40% de l'électricité mondiale. Il est à l'origine de 40% des émissions de CO<sub>2</sub>, alors qu'il ne fournit que 27% de notre consommation primaire d'énergie. En d'autres termes, le charbon est le combustible fossile le plus polluant. Dans l'avenir, non seulement il fournirait une quantité croissante d'électricité (augmentation envisagée de 70% de la consommation électrique dans le monde en 2030 par rapport à 2007), mais on envisage de l'utiliser massivement pour produire des carburants de synthèse. Les besoins en centrales thermiques d'ici 2030 sont estimés à 800 GWe aux US, 800 GWe en Chine, et 600 GWe en Europe (l'équivalent de 2200 réacteurs nucléaires). Si un tel programme est réalisé avec des centrales à charbon démunies de système de capture-stockage du CO<sub>2</sub>, la catastrophe climatique est assurée.

---

<sup>11</sup> Rappelons que 1 tec = 0.66 tep = 7,7 MWh ; avec 1\$ = 0,85€, cette énergie revient à 0.006 €/kWh

### 1.2.2.1    L'amélioration de la combustion du charbon

Face à cette situation, le développement de centrales à charbon de rendement énergétique amélioré et doté de dispositifs de purification des gaz de combustion s'imposait.

La première réponse a été le développement des centrales à charbon pulvérisé avec injection de calcaire ou de chaux pour fixer le soufre, ce qui est d'ailleurs défavorable sur le plan des émissions de gaz carbonique. Leur rendement commercial qui plafonnait à 39 %, atteindrait jusqu'à 47 % dans les centrales " super critiques " en cours de développement. Ces centrales sont dotées d'un traitement élaboré des gaz de fumée: désulfuration et réduction catalytique des oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), qui augmente beaucoup leur coût et leur complexité.

Une autre voie est l'utilisation de chaudières à lit fluidisé, qui permettent d'abaisser la température de combustion ce qui limite la production de NO<sub>x</sub>. Deux centrales de ce type ont été construites en France.

Les centrales les plus complexes qui sont au stade de la démonstration commerciale, utilisent la gazéification préalable du charbon à l'air ou l'oxygène et à l'eau. Le gaz de synthèse issu du gazéifieur après être traité chimiquement pour retirer le soufre, alimente un cycle combiné. Cette centrale IGCC, malgré une autoconsommation de 5% (oxygène, gazéifieur), peut atteindre un rendement supérieur à 50% .

Il est probable que ces centrales à charbon à haute performance trouveront leur place d'abord aux Etats-Unis qui disposent à la fois de gisements de charbon à bon marché et de la capacité financière pour en supporter le surcoût initial d'investissement<sup>12</sup>. Par contre, c'est plus incertain en ce qui concerne les pays ayant de grands besoins de développement pour qui le charbon est une énergie domestique. Le charbon permet de produire 75% de l'électricité en Chine et 73 % en Inde. Ces deux pays auront-ils la volonté et les moyens pour retenir des innovations technologiques qui n'apportent que 20 % de réduction au niveau des émissions de carbone ?

### 1.2.2.2    Capture / stockage du CO<sub>2</sub>

La mise en oeuvre systématique du procédé de capture-stockage du CO<sub>2</sub> émis par les centrales électriques est envisagée par certains pays. Actuellement la validité de ce procédé a été démontrée pour des quantités stockées de l'ordre du million de tonnes par an. Il s'agit d'extrapoler ces résultats à des quantités dix mille fois plus grandes ! Le surcoût associé à cette technique amènerait le coût d'investissement des centrales à charbon à un niveau supérieur à celui des centrales nucléaires, leur ôtant ainsi tout intérêt économique. En tout cas il ne faudrait pas que la perspective de mettre en oeuvre, à terme, le procédé de capture-stockage justifie la construction de centrales à charbon ne le mettant pas en oeuvre dès le départ.

La Commission Energie de l'Académie des Sciences a récemment publié un rapport «Energie 2007-2050, les choix et les pièges». La conclusion des académiciens est sans appel <sup>13</sup>: « un

---

<sup>12</sup> Bien que plus performante, c'est entre autres cette utilisation moderne et extensive du charbon qui rend les américains si réticents à signer le protocole de Kyoto.

<sup>13</sup> Courageux, sans langue de bois, évitant le prêchi-prêcha si populaire parmi les adeptes du «faites ce que je dis mais pas ce que je fais», ce rapport mérite d'être un apport essentiel aux débats du « Grenelle de l'Environnement ».

éventuel échec du développement du nucléaire, par idéologie ou faute d'acceptation sociale, nous précipiterait à terme (raréfaction du pétrole et du gaz) dans l'usage quasi exclusif du charbon dans des centrales thermiques, avec pour conséquence un fort accroissement du changement climatique. Si les États laissent construire de grandes centrales thermiques au charbon, sans capture et stockage des émissions, et capables de fonctionner pendant 40 ou 60 ans, notre avenir est irrémédiablement compromis ».

### 1.3 Le pétrole

Le pétrole, et le gaz naturel qui lui est intimement lié à la sortie du puits, se sont développés avec le développement des transports: l'automobile d'abord, l'avion ensuite. Ils apportent aux consommateurs de nos pays développés, encore plus que le charbon, prospérité économique et liberté de déplacement.

En revanche c'est de la période "pétrole, gaz, charbon" qu'est née la contestation écologique mettant en cause l'épuisement des ressources et les conséquences de leur combustion, à travers l'effet de serre particulièrement. Pour la première fois dans l'histoire des énergies, sont évoquées les générations futures : est-il bien raisonnable de les priver de ces ressources dont nous aurons, nous la génération actuelle, bien profité, d'autant plus que non contents de priver les descendants de ressources rares, il ne leur en sera laissé que leurs produits de combustion (CO<sub>2</sub>) aux conséquences climatiques graves.

#### 1.3.1 Utilisation du pétrole par secteur d'activité

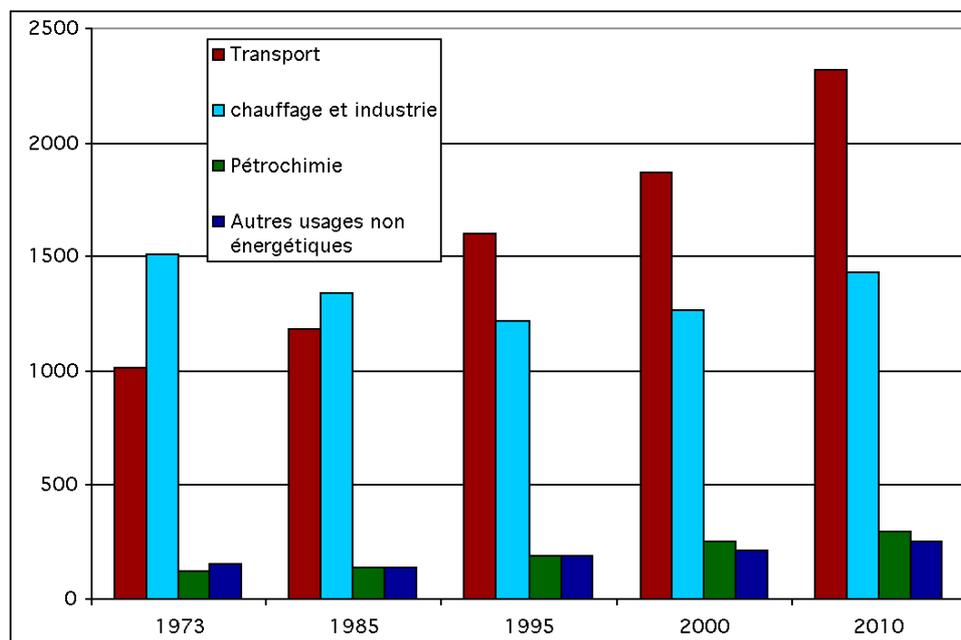


Figure 7 : Evolution et projection de la consommation de pétrole, en millions de tonnes par secteur d'activité

La Figure 8 indique la consommation finale de pétrole dans le monde par secteur d'activité entre 1980 et 2004 et en France, entre 1970 et 2003 (Source : Alter-Eco, Nov 2005). On remarque l'explosion de la part du secteur des transports.

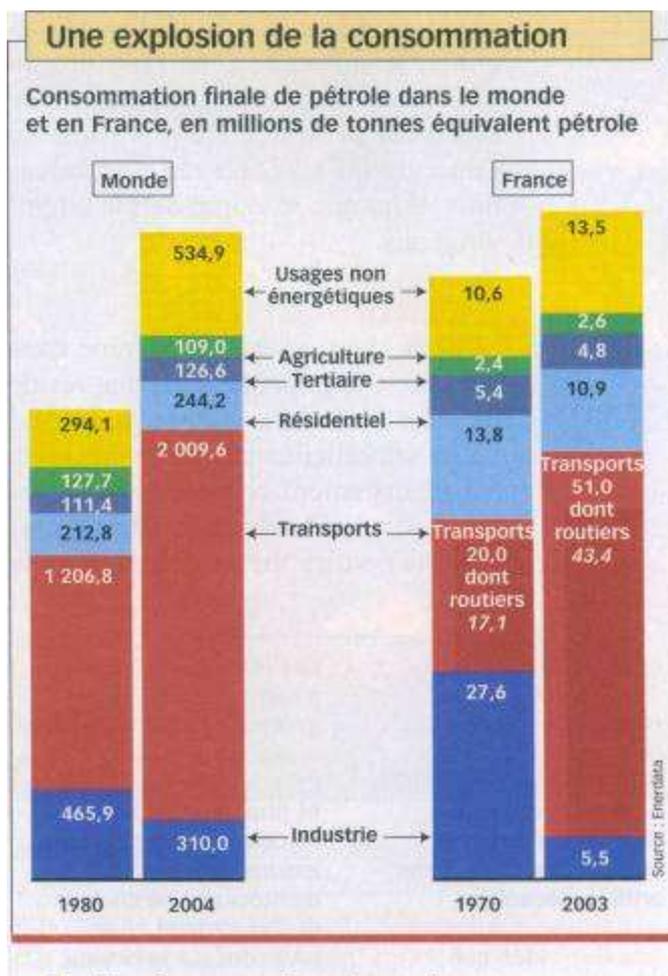


Figure 8 : Pétrole: explosion de la consommation entre 1980 et 2004 (Source Alter-Eco, Nov 2005)

Le pétrole, enfin, aura été la source d'actes de guerre, y compris de la part des pays les plus développés et les plus démocratiques, pour s'assurer le contrôle de leurs approvisionnements. En 1990, la guerre de golfe en a témoigné.

Parmi les points communs à la plupart des études prospectives, on peut citer le fait que la croissance de la demande d'énergie en général, et de pétrole en particulier, viendra principalement des pays en développement du sud-est asiatique et que la part du secteur des transports dans la consommation de produits pétroliers est sur une tendance de croissance au détriment des usages moins "nobles".

Il importe de noter que la part du pétrole utilisée pour la pétrochimie est faible, et que l'essentiel du pétrole sert de carburant dans les moteurs ou de combustible dans les chaufferies.

## 1.3.2 Les réserves

### 1.3.2.1 Classification des réserves

Historiquement, la principale question - hors problèmes de changements climatiques - a toujours été de savoir de combien d'années de production nous étions assurés, c'est à dire de ce que nous avons "en réserve". A 1 ou 2% près, l'estimation du volume de liquides pétroliers <sup>14</sup> déjà extrait de 1859 à 2004 est de 1 000 milliards de barils <sup>15</sup>. L'estimation des réserves, elle est beaucoup plus incertaine.

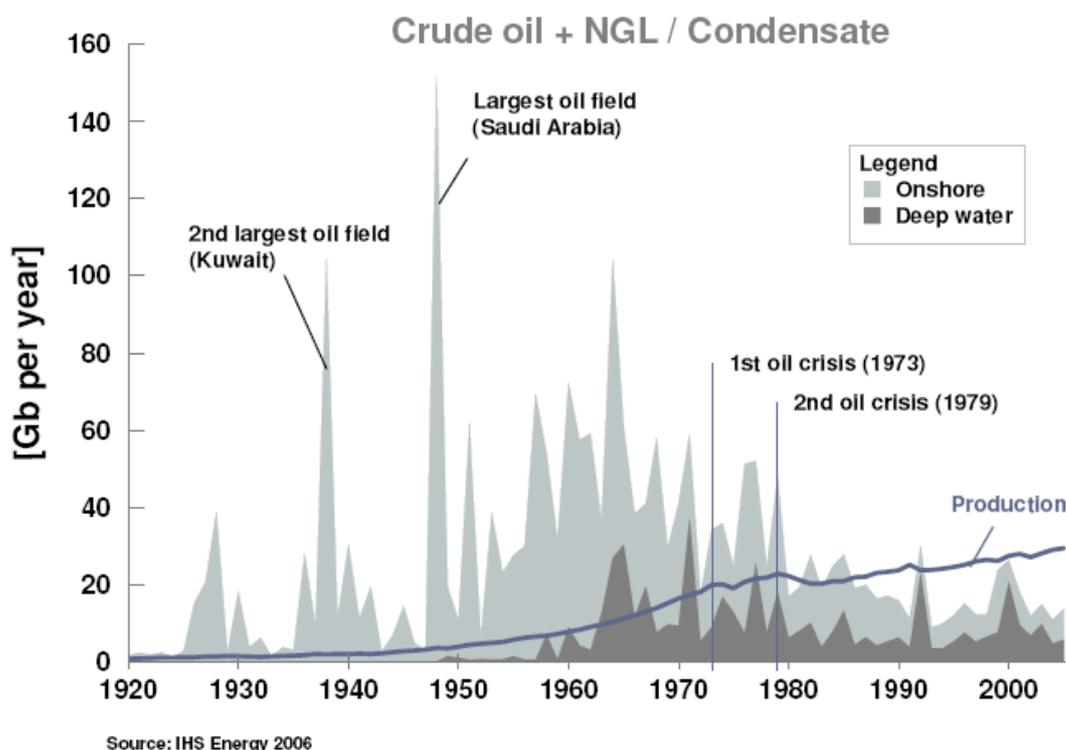


Figure 9 : Histoire des découvertes et de la production de pétrole.

Une question de vocabulaire tout d'abord :

- Les **ressources** d'un bassin ou d'une zone géographique, encore appelées "**volumes en place**" sont les quantités totales d'hydrocarbures présentes dans les champs découverts et

<sup>14</sup> Nous entendons par liquides pétroliers le pétrole conventionnel (y compris le gaz naturel liquide), les sables asphaltiques de l'Alberta au Canada, les huiles extra lourdes de l'Orénoque au Venezuela, l'offshore profond et le pôle.

<sup>15</sup> Sachant que la combustion d'une tonne de pétrole émet 940 kg eq C de gaz à effets de serre (GES) dans l'atmosphère, et que un baril contient 138 kg de pétrole, le cumul des émissions de gaz à effets de serre de nature anthropique lié au pétrole est de 130 milliards de tonnes eq C. Si ce pétrole avait été extrait de façon constante sur cette période de 145 ans, la planète qui peut absorber 3 milliards de tonnes eq C par an, aurait peut-être pu encaisser ces émissions sans perturbation majeure. Le fait inquiétant, c'est que la consommation annuelle de pétrole étant passée à 80 millions de barils par jour et qu'elle ne cesse d'augmenter, c'est 3,8 milliards de tonnes eq C que nous rejetons maintenant chaque année dans l'atmosphère, juste pour la combustion du pétrole.

à découvrir dans la région considérée sans aucune considération technique ou économique. Elles incluent les quantités de pétrole non conventionnel. Seule une fraction des ressources est récupérable.

- Les **réserves** sont les quantités que l'on espère extraire des gisements et exploiter de manière rentable dans un avenir proche. Le passage de ressource à réserve est caractérisé par le **taux de récupération**.

La notion de réserve est complexe. Elle est liée à la connaissance géologique que l'on a des bassins pétroliers, aux performances de la technologie du moment qui peuvent évoluer grâce aux progrès techniques et entraîner par exemple une amélioration significative du coefficient de récupération et à des facteurs économiques et fiscaux, tels le montant des investissements réalisés pour développer le champ, les différents coûts d'exploitation mais aussi le prix du pétrole et les impôts et taxes qui évoluent en permanence.

De plus, les réserves ont une dimension politique. Ce sont souvent, en effet, des évaluations fournies par les gouvernements et donc des données qui évoluent selon l'environnement.

Les réserves d'un gisement pétrolier ne sont connues avec exactitude que lorsque la production est définitivement arrêtée. Auparavant les experts peuvent fournir des fourchettes d'estimation à partir des études géologiques, géophysiques et d'ingénierie du réservoir. Mais les organismes qui publient des valeurs de réserves ne diffusent en général qu'un seul chiffre et les définitions restent multiples malgré les efforts de différents comités qui se sont réunis pour clarifier la question.

Les réserves se subdivisent en plusieurs catégories chacune donnant lieu à un coefficient de probabilité différent dans l'évaluation des réserves totales:

- Les **réserves prouvées** : ce sont les quantités d'hydrocarbures récupérables à partir des ressources prouvées aux conditions économiques et techniques du moment. Les études géologiques estiment leur présence avec une probabilité d'existence supérieure à 85-95 % (chiffre qui varie selon les organismes).

Les réserves prouvées se divisent en deux sous-catégories :

- les **réserves prouvées développées** : les réserves sont récupérées à partir de gisements pour lesquels le développement a été décidé, est en cours ou est terminé,
- les **réserves prouvées non développées** lorsque le développement n'a pas encore été décidé.
- Les **réserves probables** : ce sont les quantités d'hydrocarbures susceptibles d'être produites à partir des réservoirs prouvés ou probables aux conditions économiques et techniques d'un futur proche. La probabilité d'existence de ces réserves est estimée à 50%. Les réserves probables comprennent les quantités d'hydrocarbures récupérables par de nouvelles méthodes connues mais non opérationnelles.
- Les **réserves possibles** : ce sont les quantités d'hydrocarbures récupérables à partir des réservoirs prouvés, probables et possibles aux conditions économiques et techniques dans un futur non déterminé. Leur présence est estimée par une probabilité entre 5 et 10%.
- Les **réserves espérées** sont définies en pondérant les différentes catégories des réserves par des probabilités ; les probabilités que l'on trouvera le plus couramment sont :

réserves espérées = réserves prouvées + 2/3 ou (1/2) réserves probables + 1/3 ou (1/4) réserves possibles

- Les **réserves initiales** sont la somme de la production cumulée et des réserves prouvées, probables et possibles. Les réserves restantes sont une abréviation de la notion réserves restant à produire.

Les réserves prouvées de pétrole sont aujourd'hui généralement estimées à 1.000 milliards de barils, soit 138 milliards de tonnes (138 Gtep), ou 1 611 000 TWh<sup>16</sup>. Au rythme actuel de production (3 315 Mtep /an), la durée de vie de ces réserves serait ainsi de 42 ans (ratio réserve/production). Mais en prolongeant le rythme de croissance, ces réserves ne nous conduiraient que jusqu'en 2034... Les deux tiers des réserves sont situées au Moyen-Orient. Certains experts norvégiens<sup>17</sup> estiment que 25% des réserves non encore découvertes de pétrole et de gaz dans le monde se situent dans l'Arctique et que... par un retournement imprévu de situation depuis que les glaces de l'océan arctique fondent par les effets du réchauffement climatique, on va bientôt pouvoir y faire des forages.

Les réserves ultimes récupérables sont estimées en moyenne à 2.000 milliards de barils (2.200 pour l'USGS, United States Geological Survey). On les trouve principalement en Arabie Saoudite, en Irak, en Iran, Abu Dhabi, Koweït, Venezuela, Nigeria et Lybie. Les pays qui ont le plus consommé leurs réserves sont les USA, la Russie et l'Angleterre.

On pourra faire un rapprochement entre ces faits et les guerres récentes...

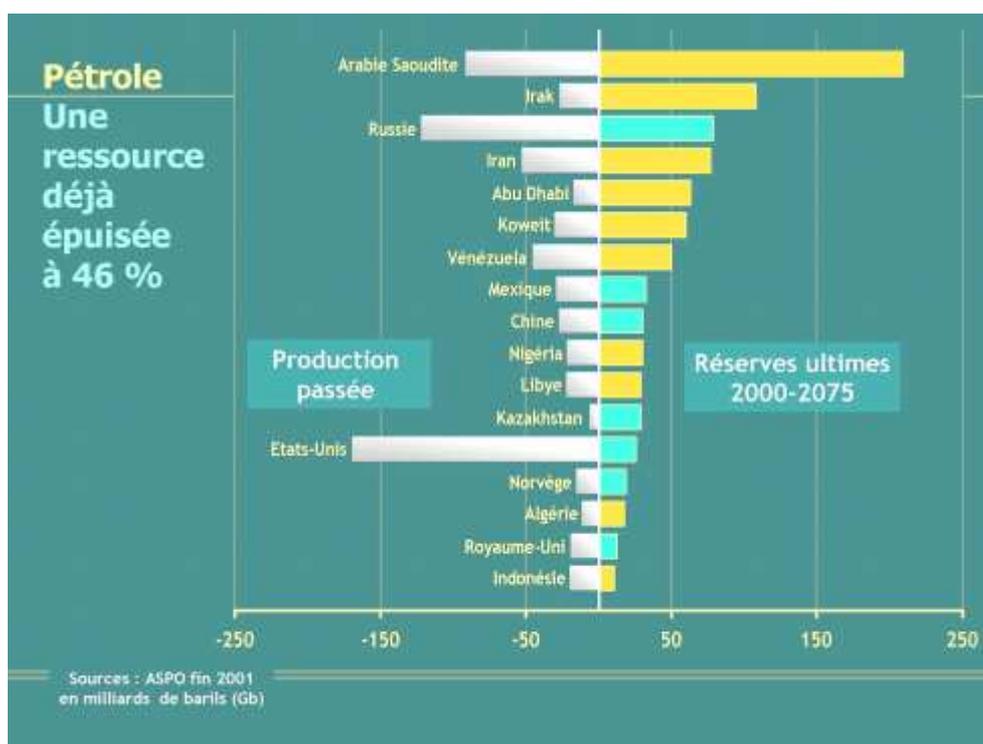


Figure 10 : Production passée et réserves ultimes de pétrole par pays

<sup>16</sup> 1 baril de pétrole = 138 kg = 1 611 kWh .

<sup>17</sup> Willy Ostreng du Centre de Etudes Avancées d'Oslo

### 1.3.2.2 Le pic de Hubert

En 1956, King Hubbert, géologue à la société Shell publia un article peu remarqué<sup>18</sup> : il y affirmait que la production pétrolière des USA allait croître jusqu'à 1970, puis décliner inexorablement ensuite, ce qui s'est vérifié. Le pic de Hubbert se définit comme le maximum-maximorum de la production de pétrole : il est obtenu lorsqu'environ la moitié de la réserve est extraite. Il est probable que le pic mondial soit déjà passé en 2007.

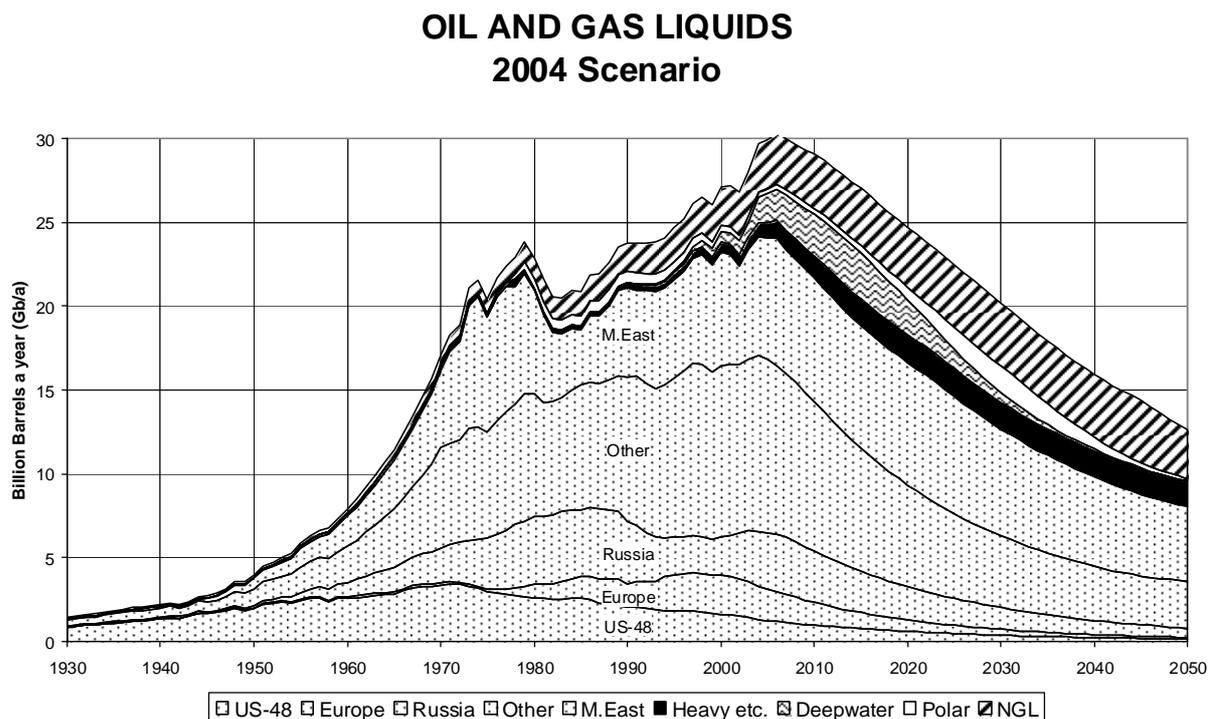


Figure 11 : Le pic de Hubbert (Source : ASSOCIATION POUR L'ETUDE DU PIC DU PETROLE ET DU GAZ, BULLETIN D'INFORMATION N° 54 – JUIN 2005)

L'ASPO<sup>19</sup> est un réseau de scientifiques affiliés à des institutions et universités européennes, ayant pour but la détermination de la date et de l'impact du pic de Hubert et du déclin de la production mondiale de pétrole et de gaz, dû aux ressources limitées. Les pays suivants sont représentés: Allemagne, Autriche, Danemark, Espagne, Finlande, France, Irlande, Italie, Norvège, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suède et Suisse.

<sup>18</sup> King Hubbert, « Nuclear energy and the fossil fuels », American Petroleum Institute of Drilling and Production Practices, Proceedings Spring Meeting, San Antonio, Texas, 1956, pp 7-25.

<sup>19</sup> Les missions de l'ASPO: 1. Evaluer les réserves mondiales de pétrole et de gaz et leurs définitions; 2. Etudier leur épuisement, en tenant compte des facteurs économiques, technologiques, politiques et de la demande; 3. Sensibiliser aux graves conséquences pour l'Humanité.

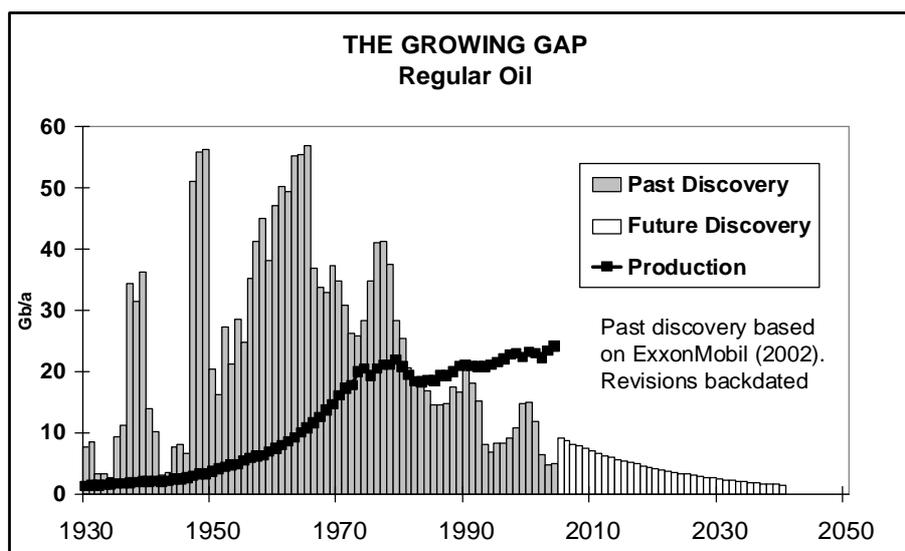


Figure 12 : Découvertes de puits passées et futures (Source : ASSOCIATION POUR L'ETUDE DU PIC DU PETROLE ET DU GAZ, BULLETIN D'INFORMATION N° 54 – JUIN 2005)

PRODUCTION ESTIMEE JUSQU'EN 2100 (fin 2004)										
Quantités (Gb)			Débit journalier - Pétrole conventionnel (Mb/j)				Total	Année du Pic		
Pétrole conventionnel			2005	2010	2020	2050	(Gb)			
<b>Passé</b>	<b>Futur</b>		<b>Total</b>							
Champs connus	Nouveaux		US-48	3,4	2,7	1,7	0,4	200	1972	
945	760	145	1850	Europe	5,2	3,6	1,8	0,3	75	2000
	905			Russie	9,1	8	5,4	1,5	220	1987
<b>Tous les liquides</b>				M-O et Golfe	20	20	20	12	680	1974
1040	1360	2400	<b>Monde</b>	Autres	28	25	17	8	675	2004
<b>Scénario de base de 2004</b>			<b>Débit journalier - Autres (Mb/j)</b>							
Le Moyen-Orient produisant à capacité (reporting anormal corrigé).			Lourd, etc.	2,4	4	5	4	160	2021	
Le pétrole conventionnel exclut le pétrole de charbon, de schiste, de bitume, lourd, en eaux profondes, polaire et liquides de gaz naturel.			Eaux prof.	4,8	7	6	0	70	2014	
			Polaire	0,9	1	2	0	52	2030	
			Liquides GN	8,0	9	10	8	275	2027	
			arrondis	0		2		-7		
Révision du 26/01/2005			<b>TOTAL</b>	<b>82</b>	<b>80</b>	<b>70</b>	<b>35</b>	<b>2400</b>	<b>2007</b>	

Tableau 2 : Production estimée jusqu'en 2100 (Source : ASSOCIATION POUR L'ETUDE DU PIC DU PETROLE ET DU GAZ, BULLETIN D'INFORMATION N° 54 – JUIN 2005)

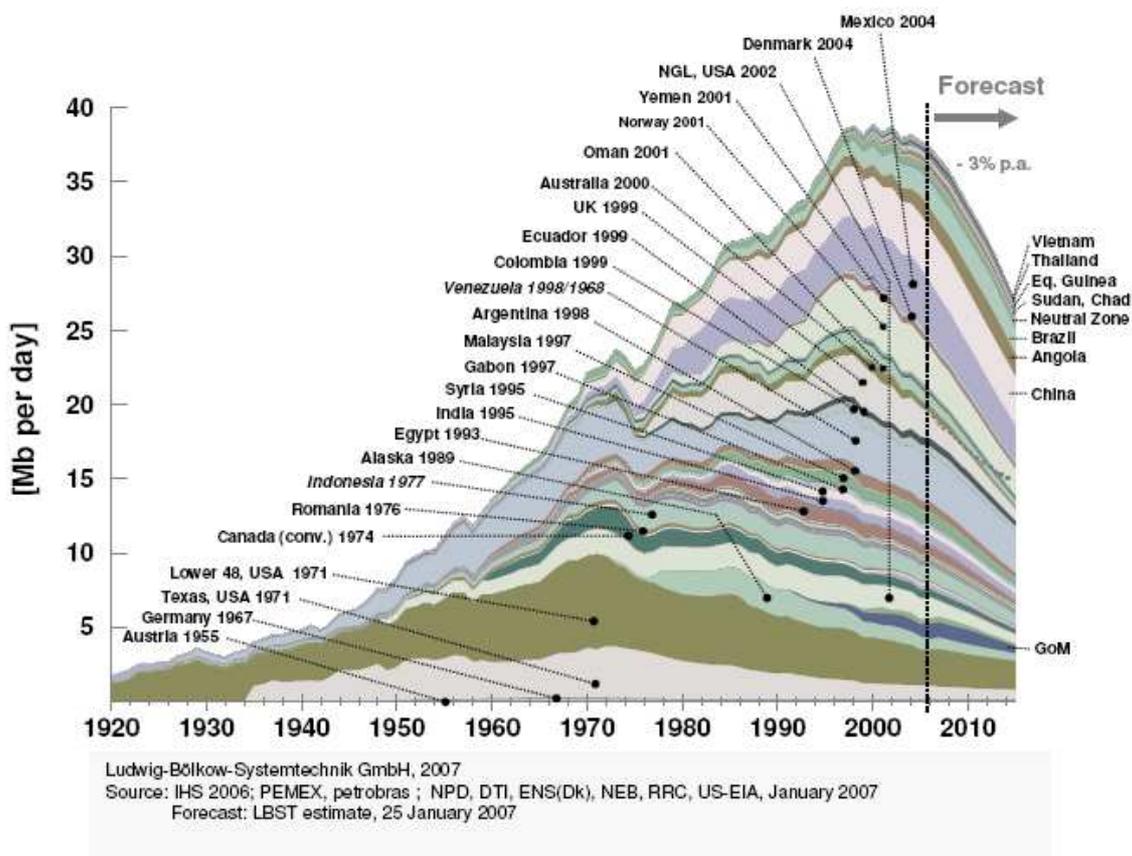


Figure 13 : Production des pays ayant passé leur pic de Hubert

### 1.3.3 Prix du pétrole

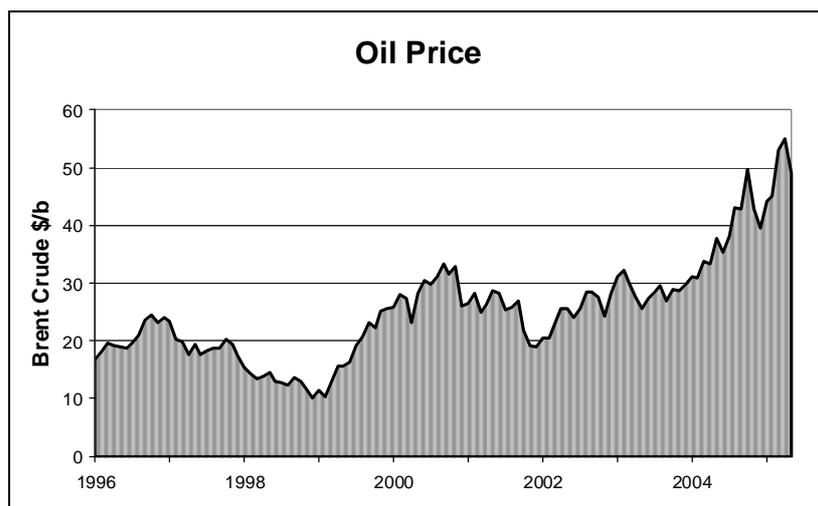


Figure 14 : Prix du baril en dollars courants sur les 10 dernières années (Source : ASSOCIATION POUR L'ETUDE DU PIC DU PETROLE ET DU GAZ, BULLETIN D'INFORMATION N° 54 – JUIN 2005)

Le prix du pétrole est le résultat combiné des comportements de cartel, de la demande (et donc du taux de croissance de l'économie mondiale), des progrès technique d'extraction et de l'épuisement des ressources<sup>20</sup>. La Figure 15 montre l'évolution sur 37 ans du prix moyen du pétrole brut (Brent mer du Nord).

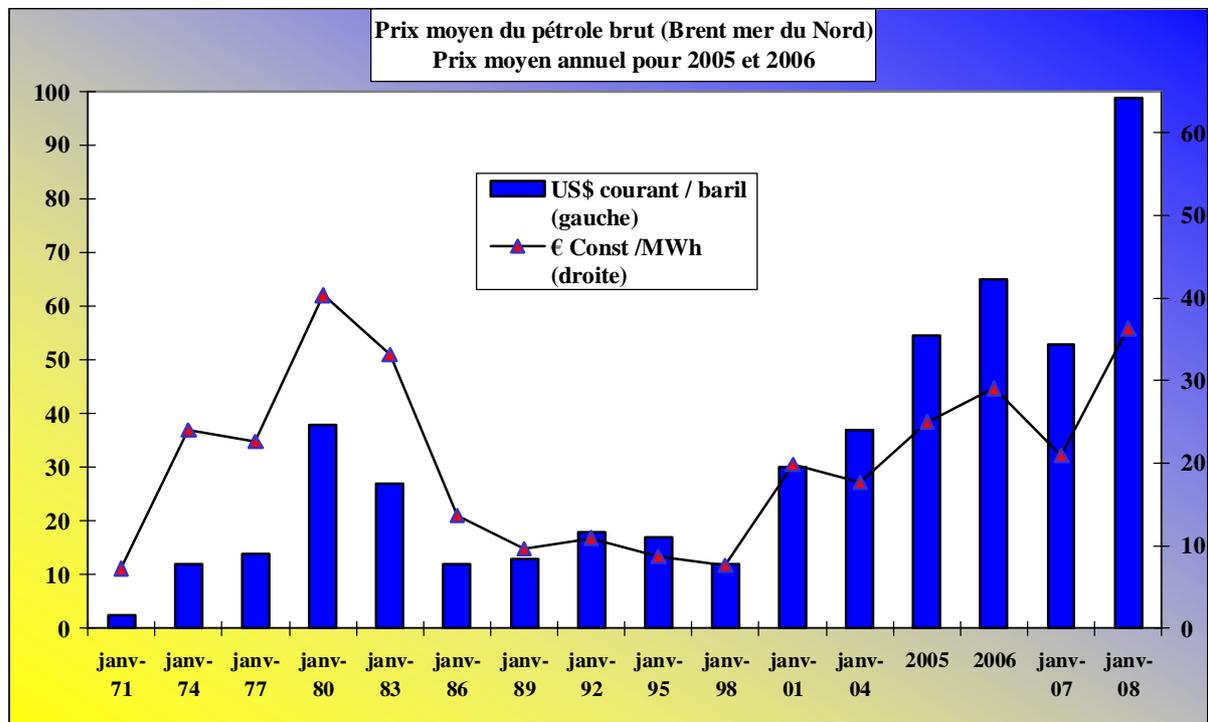


Figure 15 : Evolution sur 37 ans du prix moyen du pétrole brut (Brent mer du Nord) en dollars courants/baril et en € constant (2000) par MWh

La croissance du prix du pétrole ayant été la source principale de l'inflation lors des deux chocs pétroliers (1973 et 1980), et une source non négligeable de variation de la parité du dollar avec les monnaies européennes, il est indispensable de ramener le prix du baril de dollars courants à des francs constants pour juger de son évolution en unités corrigées.

La Figure 15 montre que depuis 2001, nous sommes entrés dans une période de renchérissement qui n'atteint certes pas les sommets de la période consécutive au deuxième choc pétrolier, mais qui, compte tenu de son caractère structurel et définitif (offre inférieure à la demande) sera à partir de 60\$/ baril, un élément déterminant dans deux directions :

- la relance forte des énergies alternatives.
- le début de l'exploration/production des schistes et sables bitumineux (Alberta, Canada)

<sup>20</sup> A 35 \$/le baril avec 1\$=1€, cette énergie revient à 0.024 €/kWh avant raffinage

## 1.4 Le gaz naturel

Le gaz naturel aurait été consommé à raison de 2 558 Mtep par an en 2005 ; les réserves sont estimées à 140 Gtep, soit 64 ans au rythme actuel et 37 ans si l'on prolonge le taux de croissance actuel.

La substitution du charbon ou du pétrole par le gaz naturel offre de grands avantages en matière de pollution. Le gaz naturel ne contient ni soufre, ni azote, ni métaux lourds.

Polluant par type d'énergie	Gaz naturel	Pétrole	Charbon
Gaz carbonique	1	1,3	1,7
Oxydes d'azote	1	1,7	2,5

Tableau 3: Emissions comparées, normées à 1 pour le gaz

Sa composition offre le plus grand nombre d'atomes d'hydrogène par atome de carbone. Sa combustion produit relativement moins de gaz carbonique et seulement des NOx résultant de la combinaison de l'azote et de l'oxygène de l'air dans la flamme, comme le montre le Tableau 3. Le remplacement du charbon par le gaz sera donc accompagné par une réduction de 40 % de l'émission de gaz carbonique<sup>21</sup> et le remplacement du pétrole par une réduction de 25%.

L'utilisation du gaz permet en outre le recours à une solution technique particulièrement performante: la turbine à cycle combiné associant une turbine à gaz et une turbine à vapeur. Ces centrales atteindront prochainement des rendements industriels de 60 % et leurs coûts de construction sont très inférieurs à ceux des centrales thermiques conventionnelles.

### 1.4.1 Les centrales thermiques de production d'électricité

Une centrale thermique de 600 MWel fonctionnant en moyenne 3 000 h par an produit 1,8 TWh. Pour assurer cette production, il aura fallu brûler environ 400 000 tonnes de fioul ou 600 000 tonnes de charbon. La même énergie, utilisée pour le chauffage électrique, correspond à la combustion dans des chaudières performantes (90%) de 170 000 tep.

Or 39 % de l'électricité est produite dans le monde à partir de charbon et 9% à partir de pétrole. Dans de nombreux pays, la production de l'électricité s'appuie en majorité sur le charbon: 75% en Chine, 53 % aux Etats-Unis, 75% au Danemark, 55% en Allemagne, etc... Dans d'autres pays, c'est le pétrole qui est dominant, par exemple en Italie avec 49%.

Dans ces pays, l'intérêt du passage au gaz naturel est évident à court terme. L'obstacle principal pour la modernisation des parcs de production électrique est simplement la durée de vie de ces parcs.

L'Europe de l'Ouest dispose d'une surcapacité de production et de nombreuses centrales récentes; toutes choses égales par ailleurs il faudrait vraisemblablement plusieurs décennies pour constater un changement.

La situation aux Etats-Unis est plus favorable : ils auraient 52 GW de centrales nucléaires et 73 GW de centrales conventionnelles arrivant en fin de vie théorique entre 2000 et 2020. Mais leur vie pratique pourrait être plus longue.

<sup>21</sup> La combustion complète de Gaz naturel émet 56 g de C par kWh produit au lieu de 70g /kWh pour le pétrole et 90 g / kWh pour le charbon.

## 1.5 Le nucléaire

La centrale à fission nucléaire est à l'heure actuelle le moyen de production centralisé d'électricité, avec la grande hydraulique, qui ne rejette pas de gaz à effet de serre. Elle dépend aussi d'une ressource fossile (l'uranium naturel dont l'horizon d'utilisation est d'une centaine d'années). En 1999, la puissance totale installée dans le monde était de 355 GW (dont 53 GW en France), produisant environ 2 180 TWh d'électricité (327 TWh en France) avec un taux d'utilisation de 70%. En 2005, la puissance totale installée dans le monde était de 368 GW (dont 63 GW en France), produisant environ 2 768 TWh d'électricité (452 TWh en France) avec un taux d'utilisation de 85%. Mais depuis l'accident de Tchernobyl (Avril 1986), le développement du nucléaire est pratiquement stoppé partout à l'exception du Japon, de la Corée et de la Russie. Sauf revirement majeur dans l'opinion, une telle situation devrait se poursuivre pour plusieurs décennies. Aussi, sur la base des prévisions actuelles, la puissance électronucléaire mondiale ne devrait pas dépasser 379 GW en 2015, soit une augmentation modeste de 6,6 %.

Les raisons données pour cette désaffection sont de plusieurs natures :

- le manque de compétitivité dans certains contextes de l'électricité nucléaire,
- la crainte des accidents après celui de Three Miles Islands et de Tchernobyl.
- l'incertitude sur la gestion des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue liée à la réticence du public vis à vis des stockages souterrains de déchets nucléaires.
- les obstacles à l'exportation : les centrales nucléaires ne peuvent être construites que dans les pays ayant à la fois la culture technologique et la stabilité politique. De plus les pouvoirs politiques des pays exportateurs, signataires du Traité de Non Prolifération Nucléaire, estiment que ces pays ne doivent avoir aucune tentation de développer des armes nucléaires.

En évolution tendancielle, il y aura peu de nouvelles substitutions d'énergie vers l'énergie nucléaire dans le monde au cours des vingt prochaines années. En ce qui concerne la France, au prix d'une extension de durée des centrales à 40 ou 45 ans, le parc actuel d'une cinquantaine de « tranches » restera probablement inchangé jusqu'à 2020, ce qui donne aux politiques le temps de faire les meilleurs choix pour l'avenir du nucléaire.

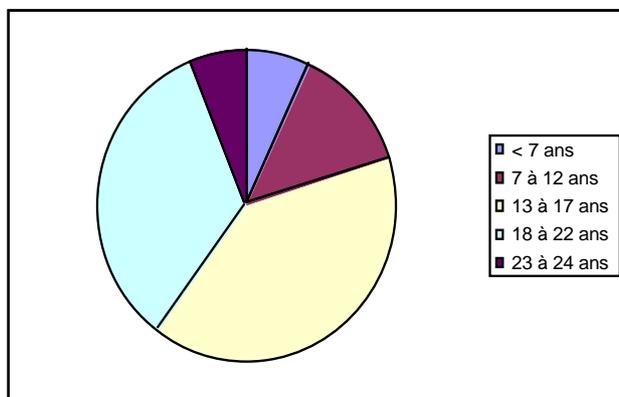


Figure 16 : Age des réacteurs en service en France

Même à long terme, avec 25 à 80 Gtep cumulées d'ici 2050, l'énergie nucléaire apparaît comme relativement marginale dans le bilan énergétique à l'échelon mondial. Cependant son développement dans les scénarios qui y font le plus appel (un facteur 6 d'augmentation par rapport à 1990) ne va pas sans un renforcement important du cumul des déchets et des risques de prolifération.

En terme de lutte contre l'effet de serre, la contribution du nucléaire à la diminution des émissions dans le même scénario est de l'ordre de 12 à 13% (en faisant l'hypothèse favorable que le nucléaire se substitue uniquement à du charbon) ce qui n'est pas négligeable mais montre bien que ce n'est pas une solution à la mesure du problème de réchauffement du climat.

La Figure 17 donne la part relative comparée de l'électricité d'origine nucléaire de 10 pays membres de l'Agence Internationale de l'Energie en 2005. On note l'exception française où la part de 79% est plus de 5 fois supérieure à la moyenne mondiale.

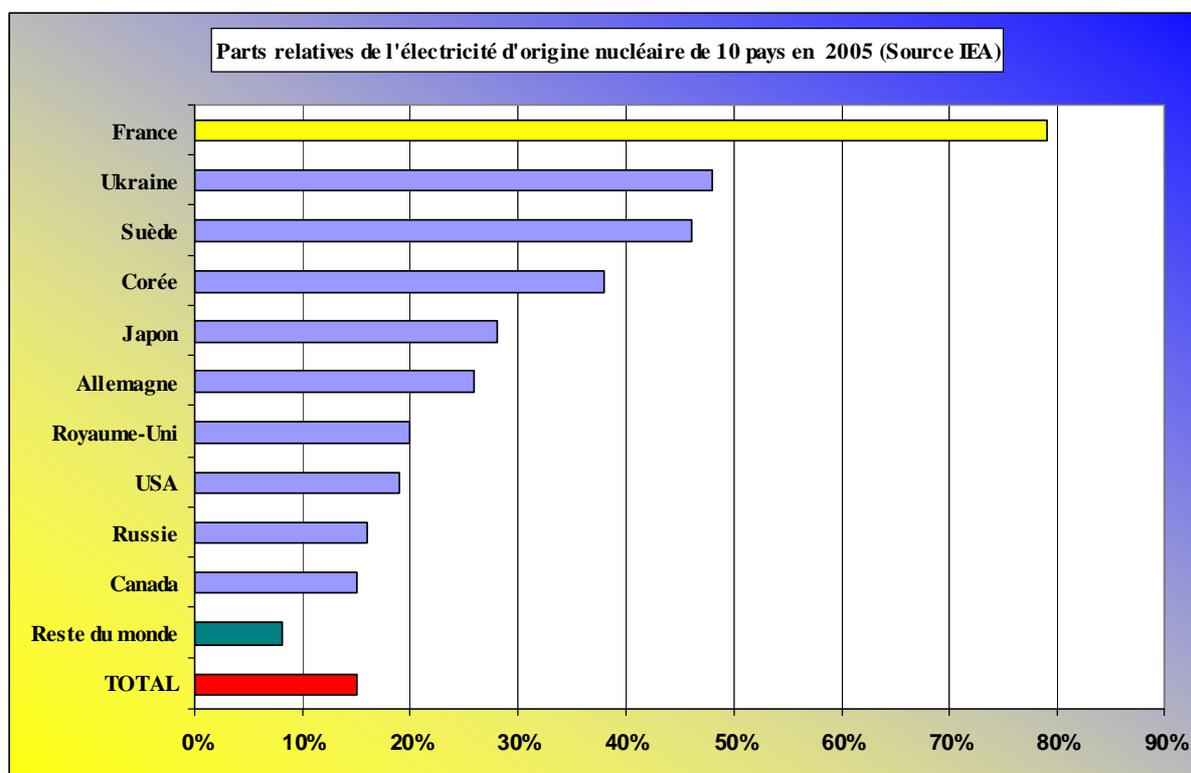


Figure 17 : Parts relatives comparées de l'électricité d'origine nucléaire de 10 pays en 2005 (Source IEA)

Une centrale nucléaire de 1 300 MWel produit en moyenne environ 8 TWh d'électricité par an, soit un taux de disponibilité de 70 %. Notons au passage qu'avec un rendement électrique de 40 %, elle produit en même temps 12 TWh de chaleur non utilisée.

Le coût de cette électricité est estimé en France par EDF à 0,03 € /kWh (incluant la totalité des coûts, y compris le traitement des combustibles usés et le conditionnement des déchets). Avec une cinquantaine de réacteurs en service, la France a investi en cumul plus de 360 milliards d'EURO dans sa filière nucléaire.

La production d'électricité d'origine nucléaire nécessite une surveillance policière de toute la filière tant les déchets sont hautement toxiques et qui dépend d'une ressource fossile, l'uranium naturel, dont l'horizon d'utilisation est d'une centaine d'années.

Alors que plusieurs pays Européens (Italie, Allemagne, Belgique) se sont engagés sur la voie de sortie du nucléaire, le gouvernement français devait se prononcer à l'automne 2003 sur la mise en œuvre d'un nouveau réacteur nucléaire l'EPR. **Le risque de relance du programme électro-nucléaire français n'était donc pas nul.** Pourtant, un sondage commandé par l'Observatoire de l'Energie donnait les résultats suivants<sup>22</sup> : 44 % des personnes interrogées trouvaient plus d'inconvénients que d'avantages au choix du nucléaire. Pour l'avenir, 51% souhaitaient un effort en faveur des ENR, 15 % en faveur des énergies nouvelles telles que l'hydrogène, les piles à combustible, la co-génération, ... contre seulement 10 % qui souhaitaient un effort en faveur du nucléaire.

Cinq ans plus tard, après un débat truqué, alors que le programme électro-nucléaire français a dans les faits été relancé avec la construction de l'EPR à Flamanville, un sondage commandé par l'Observatoire de l'Energie<sup>23</sup> montre que 47% des personnes interrogées trouvent plutôt des avantages au nucléaire contre 44% des personnes qui lui trouvent plutôt des inconvénients. En 2006, les personnes interrogées étaient favorables à l'électricité d'origine renouvelable. En effet, 56% d'entre elles étaient prêtes à payer leur électricité plus chère si elles étaient sûres qu'elle était produite à partir de sources renouvelables.

## 1.6 Puissance installée et énergie produite

Pour mesurer l'importance d'un dispositif de production d'énergie il faut au moins deux paramètres : la puissance installée et le taux d'utilisation.

Ne donner que la puissance nominale conduit en effet à des effets pervers si l'on ne l'assortit pas du nombre d'heures moyen de fonctionnement dans l'année, qui peut être très variable suivant les installations, allant de 1000 heures équivalent pleine puissance pour le photovoltaïque à 8760 (nombre d'heures dans l'année) d'une installation hydraulique au fil de l'eau.

En outre la production d'électricité se sépare traditionnellement en trois types :

- L'électricité de base, celle consommée par des équipements qui fonctionnent de manière à peu près constante
- L'électricité de pointe (climatisation d'été)
- La semi-base (chauffage à accumulation)

---

<sup>22</sup> Sondage réalisé en Janvier 2002 par le CREDOC auprès d'un échantillon représentatif de 2000 personnes. Détails sur [www.industrie.gouv.fr/energie/ins-barometre.htm](http://www.industrie.gouv.fr/energie/ins-barometre.htm)

<sup>23</sup> Sondage réalisé en janvier 2007 par le Credoc sur un échantillon de 2009 personnes

Les données moyennes d'observation en Europe sont les suivantes :

Moyen de production	Heures de fonctionnement « équivalent pleine puissance » en 2001 en Europe
Hydroélectrique au fil de l'eau	5000-7000 (68%)
Nucléaire	6 800 (78%)
Charbon	4 800 (55%)
Gaz	3 300 (38%)
Hydroélectrique de barrage	1 000- 2 000 (17%)
Eolien	1 500 - 2 100 (21%)
Solaire thermique et photovoltaïque	800 -1 400 (14%)

Tableau 4 : Taux d'utilisation des différentes sources d'énergie

## 1.7 Réserves fossiles et épuisement des stocks

Dans la Figure 18, sur une échelle logarithmique, nous résumons la situation des ressources fossiles et fissiles estimées (énergies stock), potentielles et récupérables comparées à la consommation mondiale d'énergie primaire (120 000 TWh / an soit environ 10 Gtep / an)

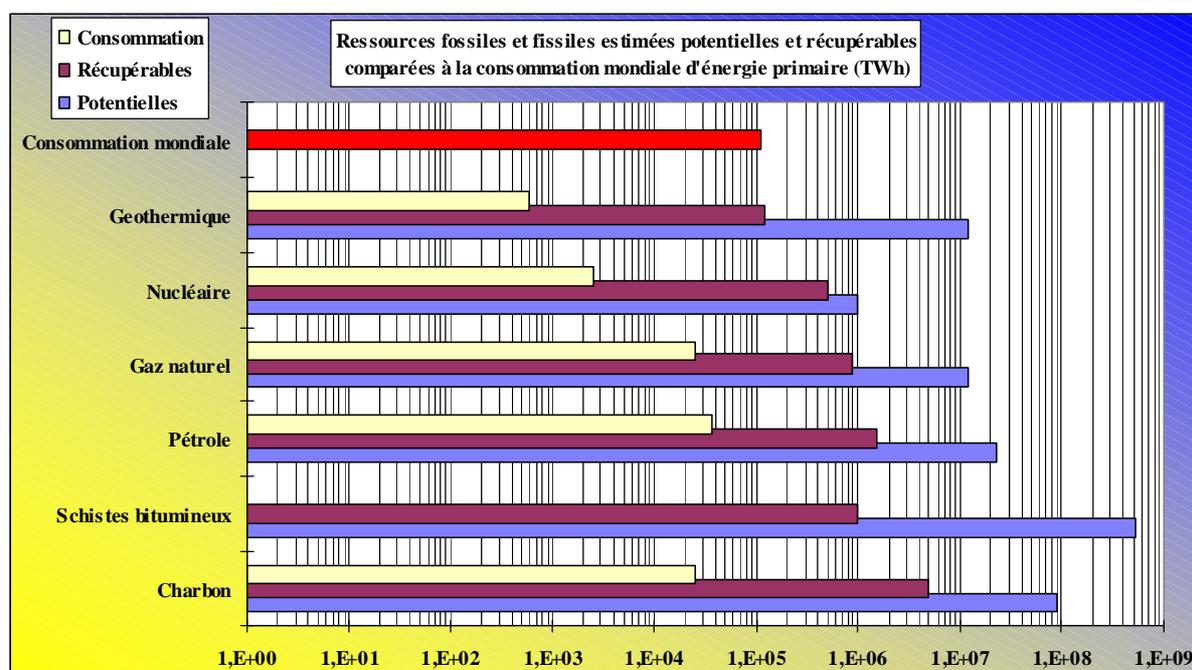


Figure 18 : Ressources fossiles et fissiles (énergies stock) estimées potentielles et récupérables comparées à la consommation mondiale d'énergie primaire en 2000 (120 000 TWh / an = 10 Gtep / an)

### 1.7.1 **Évolution des réserves dans l'avenir**

La question des réserves restant à découvrir est encore assez controversée. Les "pessimistes" estiment que la production de pétrole conventionnel ne peut plus que décroître dès le début des années 2010 (le pic de Hubbert), les "optimistes" constatent que le volume des réserves n'a cessé d'augmenter, et même le nombre d'années de production, c'est à dire le ratio réserves / production. Au niveau mondial le ratio R/P a presque toujours oscillé entre une vingtaine et une quarantaine d'années.

L'évolution des techniques permettra de trouver des gisements plus difficiles à découvrir et conduira à des améliorations sensibles des taux de récupération. D'importants efforts de recherche et développement ont en effet été réalisés, stimulés dans les années 1970, puis au début des années 1980 et depuis 2003 par la crainte d'une croissance inéluctable des prix. Ils ont permis un développement du pétrole "non-OPEP". La frontière entre pétrole "conventionnel" et "non conventionnel" est régulièrement repoussée. Le problème de la tranche d'eau en offshore profond est résolu au moyen de techniques en constante amélioration. La différence entre les coûts de production de pétrole en mer et à terre diminue chaque année. Les huiles extra-lourdes de l'Orénoque au Venezuela étaient jusqu'aux années 90 considérées comme exploitables seulement pour un prix élevé (30 \$ ou plus) du baril de brut. Elles le sont maintenant à partir d'un prix du brut de l'ordre de 15 \$/baril.

Pour l'avenir, les évolutions techniques sont particulièrement difficiles à prévoir. Par contre, il semble se former un consensus sur l'existence d'un continuum de ressources (gisements plus difficiles d'accès, pièges plus complexes, couches sous sel, offshore profond et très profond, huiles extra-lourdes de la ceinture de l'Orenoque au Venezuela, sables asphaltiques de l'Alberta, schistes bitumineux, ...) qui pourraient à un instant donné être classées par coût croissant <sup>24</sup>.

Il y a nécessité de faire appel à des techniques plus complexes au fur et à mesure de l'épuisement des gisements à faibles coûts. Nombreuses ainsi sont les recherches sur le développement des procédés Fischer-Tropsch permettant la production de carburants liquides à partir du gaz naturel. Il peut être aussi fait appel à la liquéfaction du charbon. La fabrication de combustibles liquides à partir de gaz naturel ou de charbon ne pourront pas se faire sans augmentation des émissions de CO<sub>2</sub>. Ce qui limitera l'utilisation des hydrocarbures dans les décennies à venir, c'est probablement moins la raréfaction des ressources (l'homme n'a jamais fait preuve par le passé d'un sens aigü de la gestion des ressources disponibles ni d'un intérêt marqué pour les générations qui lui succèdent...) mais plutôt l'obligation du respect des engagements de Kyoto par les gouvernements... ou les taxes ... ou le prix du marché !

### 1.7.2 **Dates prévisibles d'extinction des ressources « stock »**

Sur la base de ce qui vient d'être vu, et en tenant compte des perspectives de croissance du scénario tendanciel de l'AIE, on peut déduire la date prévisible de l'extinction des ressources stock : 2 070 pour le gaz, 2035 pour le pétrole, 2 080 pour le nucléaire, 2 200 pour le charbon.

---

<sup>24</sup> Les réserves du Venezuela et de l'Alberta pourraient atteindre selon certaines estimations 80 Gtep soit près de 60% des réserves actuelles prouvées.

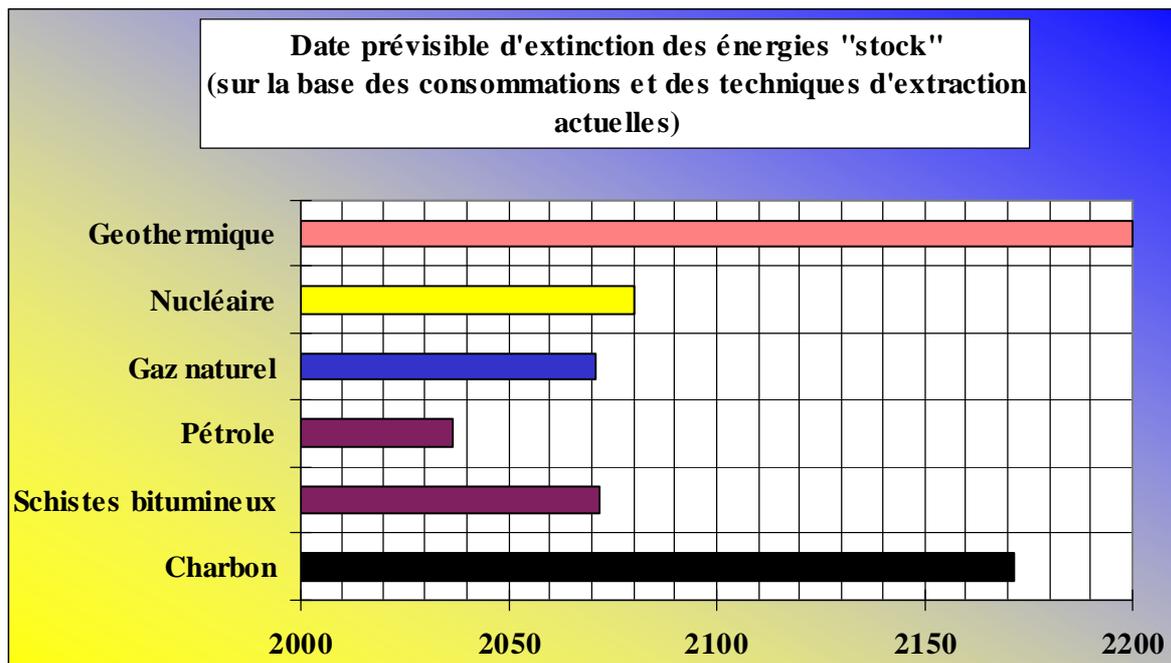


Figure 19 : Date prévisible d'extinction des énergies "stock" (sur la base des consommations et des techniques d'extraction actuelles)

Sachant qu'il faudra une bonne quinzaine d'années de R&D pour développer des sources alternatives à forte densité énergétique qui puissent économiquement remplacer le pétrole et ses dérivés (GPL, Gaz naturel) dans les transports, on peut en déduire deux recommandations fortes :

- il faut garder ce qu'il nous reste de pétrole et de ses dérivés pour les utilisations « nobles » telles que le transport et la fabrication de matières plastiques, et cesser de le gaspiller dans le chauffage.
- il est urgent de se mettre au travail (d'où les nombreux programmes sur les énergies renouvelables, les piles à combustible, la co-génération et les systèmes hybrides)

## 2 La situation énergétique particulière de la France

L'énergie en France représentait en 2000 : 3% du PIB, 26% des investissements industriels, 6% des investissements totaux, 5% des dépenses de R&D et 230 000 emplois directs et indirects.<sup>25</sup> En 2006 : 2,5% du PIB, 19% des investissements industriels, 5% des investissements totaux, 2% des dépenses de R&D des secteurs industriels et commerciaux.

Au cours de la période 1960-73, la croissance de la demande d'énergie est étroitement liée à la croissance économique. Le pétrole alors en plein essor a permis de faire face au développement industriel en remplacement du charbon.

Entre 1973 et 85, la hausse des prix du pétrole a conduit à faire des choix sur les sources d'énergie et le système productif, ainsi qu'à maîtriser la consommation. La mise en place du programme nucléaire votée par le gouvernement Messmer en 1974 a permis un accroissement substantiel de la production nationale d'énergie électrique alors même que les productions de pétrole et de gaz poursuivaient leur déclin. Mais nous allons voir qu'on ne fait pas marcher nos autos avec de l'électricité nucléaire... Parallèlement les efforts d'efficacité énergétique ont permis d'économiser jusqu'à 30 Mtep par an par rapport à la situation de 73. Cependant, depuis le « contre-choc » pétrolier de 1986, les efforts de maîtrise de l'énergie se sont passablement ralentis. Ils n'ont commencé à reprendre que depuis 2001. Production

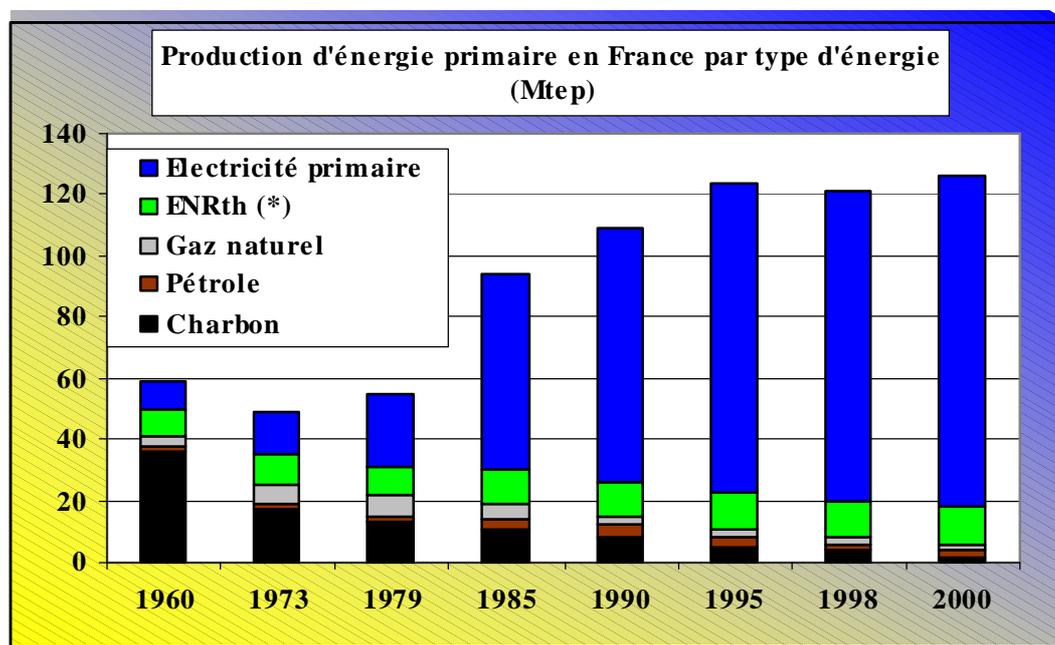


Figure 20 : Production d'énergie primaire en France par type d'énergie en Mtep (Source <sup>25</sup>)

La remontée récente du prix du baril (> 70 \$), ravive les idées du début des années 80, et pour les acteurs de cette époque, c'est comme un retour vers le passé, à la différence près que le renchérissement des énergies fossiles semble vraiment cette fois inéluctable et définitif.

<sup>25</sup> Chiffres clés, Repères, L'Energie en France, Ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie, ed.2001.

En 2006, la répartition de la **production française** (138,1 Mtep) est la suivante: électricité : 122,8 ; ENR th : 12,8 ; Gaz naturel : 1 ; Pétrole : 1,3 ; Charbon : 0,2 .

## 2.1 Energie primaire, énergie finale, énergie utile

**L'énergie primaire produite en France** (en Mtep sur la Figure 20) est l'énergie brute totale qui a été réellement utilisée (en fait, consommée) pour **produire de l'énergie localement sur le territoire**, et ceci quelle qu'en soit la source.

Mais qu'en est-il de l'énergie finalement consommée à partir de l'énergie primaire produite en France ? **L'énergie finale** est l'énergie utilisable issue de cette production. Telle qu'elle vous est présentée en TWh (Figure 21), on ne la trouve pas dans les statistiques du ministère de l'Economie.

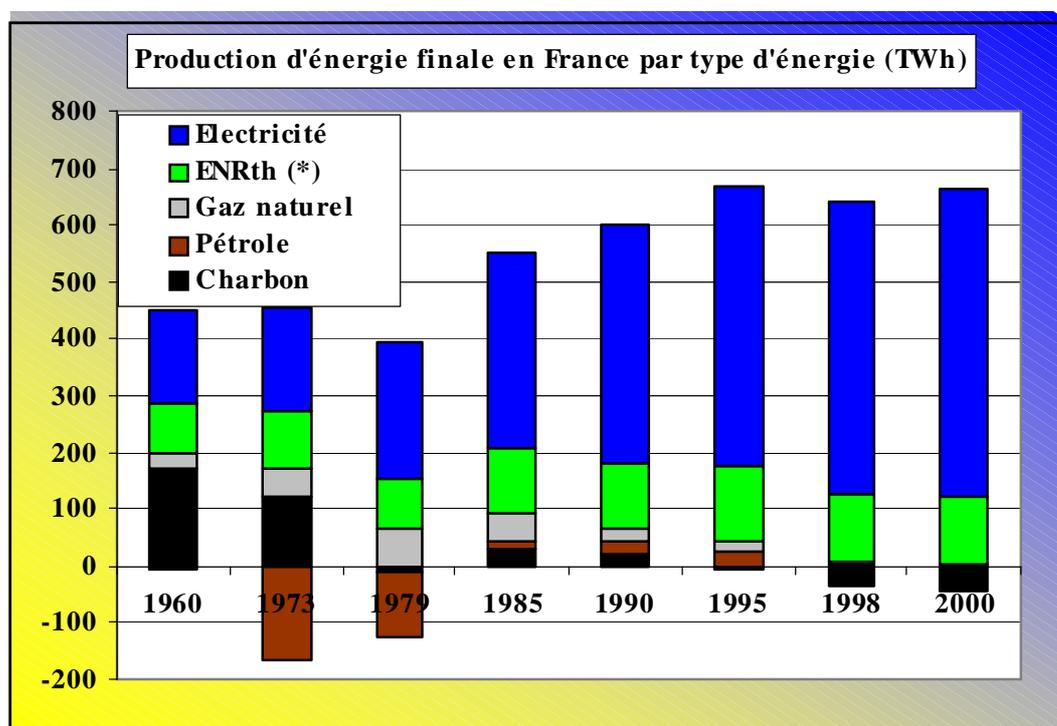


Figure 21 : Production d'énergie finale en France exprimée en TWh

Quel est donc le rapport entre la Figure 20 et la Figure 21 ?

Comment donc avons-nous fait pour calculer le bilan énergétique entre énergie primaire et énergie finale ? Est-il possible d'ajouter des tep à des tec, des m<sup>3</sup> de gaz, des kWh électriques en provenance de barrages, d'éoliennes ou de centrales thermiques ? Quelles sont les règles de conversion ? C'est qu'il y a plusieurs manières de comparer les diverses énergies.

On peut comparer les "énergies primaires". L'énergie primaire est celle qui sert...à obtenir de l'énergie finale. Il s'agit donc des pétroles bruts, ou encore du combustible nucléaire qui sert à faire de la chaleur dans une centrale électrique, que l'on convertira ensuite en électricité.

On peut aussi comparer ce que l'on appelle les énergies finales.

L'énergie finale est l'énergie qui "sert à quelque chose" chez l'utilisateur final. C'est le litre de pétrole que l'on met dans la voiture, ou encore l'électricité qui actionne le lave-linge. Pour

passer de l'énergie primaire à l'énergie finale, il faut faire intervenir le rendement de l'installation de production (typiquement une centrale électrique dans le cas de l'électricité) et éventuellement les pertes liées au transport.

La consommation d'énergie finale est généralement connue à partir des poids de carburant s'il s'agit de combustibles fossiles, et des kWh électriques s'il s'agit d'électricité.

**Enfin, l'énergie utile** est celle qui est juste nécessaire pour accomplir une tâche donnée. Par exemple, une **ampoule à incandescence** qui consomme 100 Wh d'énergie finale, n'utilisera que 5 Wh pour l'éclairage et 95 Wh dégradés en chaleur. Il aura fallu 250 Wh d'énergie primaire dont 150 dégradés en chaleur à la source si celle-ci est d'origine thermodynamique, et le **rendement global de la chaîne n'est que de 2% !**

Les équivalences entre ces unités admises par tous les pays sont :

- Si l'on mesure le nombre de TWh thermiques produits par la combustion d'une Mtep, 1 TWh = 0,086 Mtep ou bien 1 Mtep = 11,68 TWh = 42 048 000 GJ
- Si on calcule la quantité de fioul nécessaire pour produire 1 TWh électrique, compte tenu du rendement de centrales thermiques de l'ordre de 40 %, on aura l'équivalence :  
1 TWh électrique = 0,214 Mtep, ou bien 1 Mtep = 4,66 TWh électrique

Nature de combustible	Énergie dégagée par la combustion d'une tonne, en GJ	En MWh	1 tonne de ce combustible vaut, en tonnes équivalent pétrole...
Houille	26	7,20	0,619
Lignite	17	4,71	0,405
Pétrole brut, gazole	42	11,63	1,000
GPL	46	12,73	1,095
Essence	44	11,07	0,952

Tableau 5: Tableau de conversion des énergies dégagées par la combustion des principales sources fossiles

## 2.2 Consommation

Il est alors possible de dresser un panorama d'ensemble de la consommation de combustibles fossiles en France avec une seule unité, et cela donne le tableau qui suit :

Nature d'énergie	Consommation finale en France en Mtep (2000)
Combustibles solides (houille, lignite, etc)	7,31
Produits pétroliers	76,90
Gaz	32,27
Energies renouvelables thermiques (essentiellement bois)	11,26
<b>TOTAL</b>	<b>127,74</b>

Tableau 6: Consommations de combustibles en France en 2000

**En France, nous consommons en 2001, 253 Mtep<sup>26</sup>, soit 4.21 tep / hab.an d'énergie primaire, soit 48 800 kWh/an.hab. (ou bien encore : 5.67 kW permanents par tête). C'est comme si nous avions à notre disposition individuelle et permanente la puissance de huit chevaux costauds<sup>27</sup>...et ceci est peu comparé aux USA où ils en avaient plus de douze ! La consommation d'énergie finale s'élevait à 159 Mtep (63%), soit 94 Mtep de pertes à la production et au transport. On estimait la consommation d'énergie utile à seulement 109 Mtep (rendement global énergétique de 43%), soit une perte totale de 144 Mtep, essentiellement sous forme de chaleur perdue.**

Secteur d'utilisation	Mtep utile	Mtep final	Energie utile / Energie finale	Mtep primaire	Energie utile / Energie primaire
Résidentiel et tertiaire	58	67	87%	130	45%
Agriculture	9	13	70%	21	44%
Industrie	25	28	91%	51	50%
Transport	16	51	31%	51	31%
<b>Ensemble</b>	<b>109</b>	<b>159</b>	<b>68%</b>	<b>253</b>	<b>43%</b>

Tableau 7 : Consommation d'énergie par secteur d'activité et rendement d'utilisation

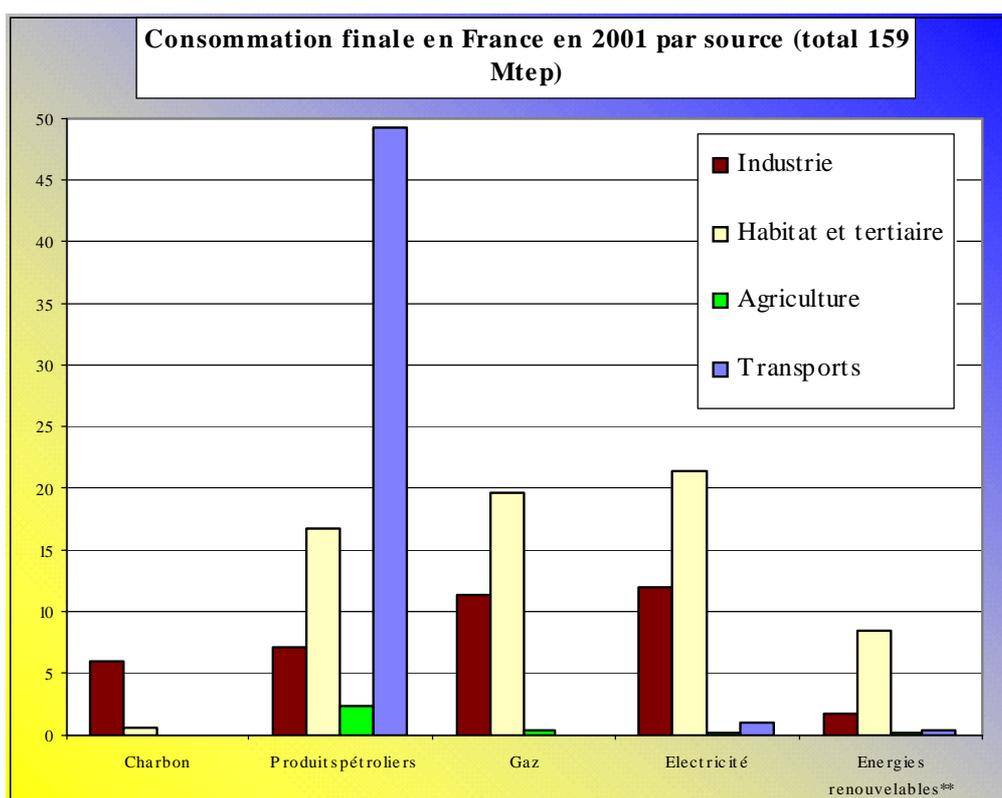


Figure 22 : Consommation d'énergie finale en France en 2001 par source et par activité

<sup>26</sup> non compris les usages non-énergétiques

<sup>27</sup> 1 CV= 736 W

Nous dépendions du pétrole et du gaz pour 68% de notre approvisionnement si l'on compte en énergie finale. La consommation intérieure d'électricité en 2000 était de 400 TWh dont un bon quart pour l'industrie. Les exportations nettes étaient de 60 TWh.

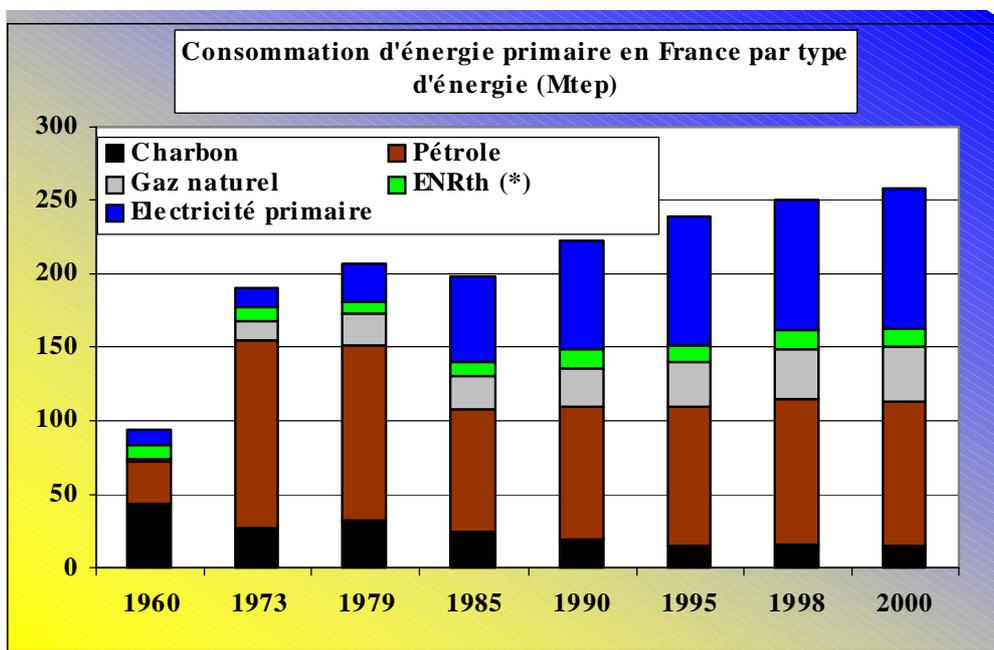


Figure 23 : Consommation d'énergie primaire en France en 2000 par type d'énergie (Mtep)

Nous consommons en 2006, 275 Mtep, soit 4,5 tep/hab.an d'énergie primaire, soit 52 200 kWh/an.hab (5,96 kW en permanence), une augmentation de 7% en 5 ans, soit 1.3% par an. Nous dépendions du pétrole et du gaz pour 66% de notre approvisionnement. La consommation intérieure d'électricité était de 480,6 TWh. Les exportations nettes étaient de 69 TWh.

Pour 2006, la consommation d'énergie primaire (275,3 Mtep) se répartit comme suit: charbon : 12,4 ; gaz naturel : 40,3 ; électricité primaire : 117,6 ; pétrole : 91,8 ; ENR th : 13,1 .

## 2.3 Energie électrique

Et l'électricité ?

L'électricité transporte de l'énergie, et cette énergie peut se mesurer en joules ou en kWh. 1 kWh = 3.600.000 joules et 1 MWh électrique = 3,6 milliards de joules = 3,6 GJ = **0,086 tep**. **C'est cette convention qui est utilisée sur le plan international.**

Comme la consommation d'énergie électrique en France était de 400 TWh en 2000, si nous suivons cette règle cela nous donne alors un chiffre de  $400.000.000 \times 0,086 = 34$  millions de tep pour l'électricité.

La répartition de la consommation totale d'énergie en France en 2000 se présentait alors comme suit :

Nature d'énergie	Consommation finale en France en Mtep (2000)	Part dans le total
Combustibles solides (houille, lignite, etc)	7,31	4,5%
Produits pétroliers	76,90	47,5%
Gaz	32,27	19,9%
Energies renouvelables thermiques (essentiellement bois)	11,26	6,9%
Electricité	34,29	21,2%
<b>TOTAL</b>	<b>162,03</b>	<b>100%</b>

Tableau 8 : Consommation totale d'énergie en France en 2000

### 2.3.1 Bilan de l'approvisionnement en énergie électrique

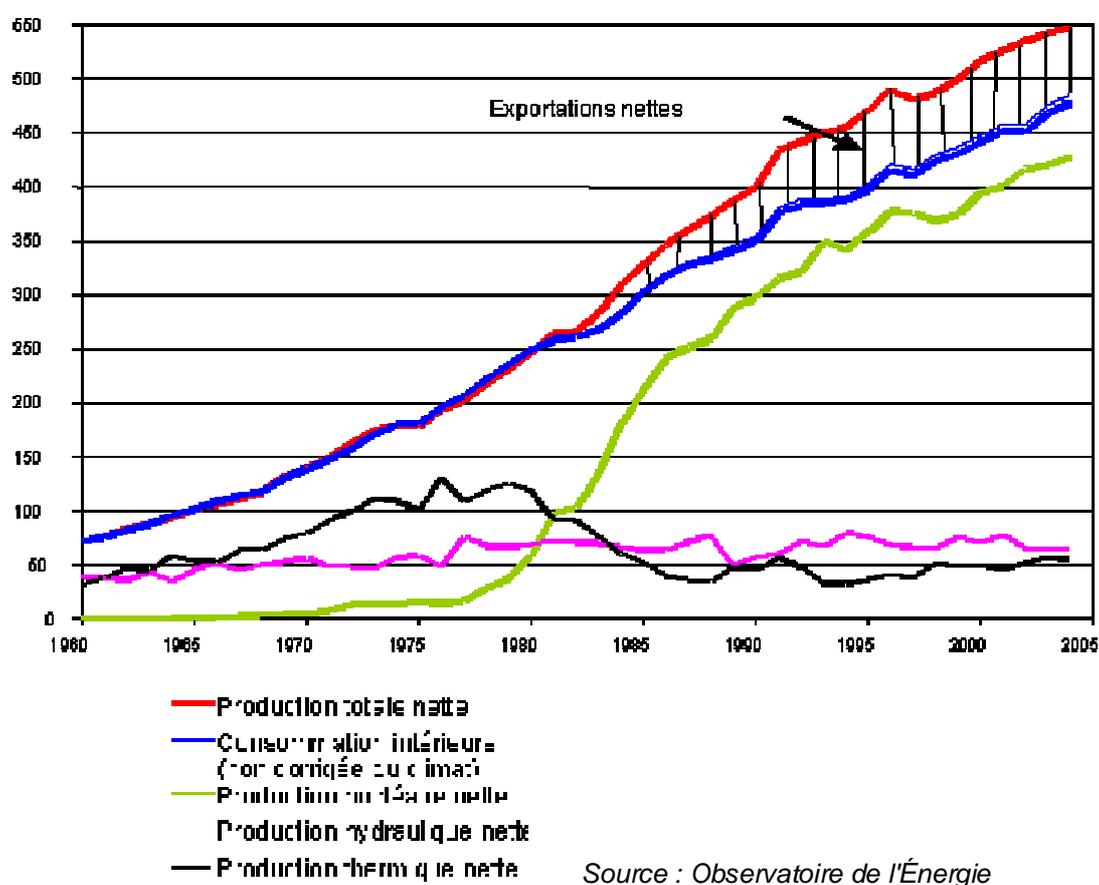


Figure 24 : Bilan de l'approvisionnement électrique de la France

La France est le deuxième producteur d'électricité de l'Union européenne (après l'Allemagne) avec 572 TWh en 2004. Cette production est assurée à 78,4 % par le nucléaire soit 448 TWh en 2004, ce qui place cette filière française au deuxième rang mondial après les États-Unis. La part de l'électricité issue des combustibles fossiles est l'une des plus faibles d'Europe (9,2 % de la production, soit 52,5 TWh).

L'hydroélectricité française occupe en 2004 le premier rang au sein de l'Union européenne (devant la Suède) avec 65 TWh (dont 5 TWh de pompage turbinage) produits en 2004 (soit 11,4 % de la production totale). Elle est aussi la première filière renouvelable française (93,5 % de la production renouvelable). Dans une moindre mesure, l'électricité renouvelable est produite par la filière biomasse (pour 5,6 % soit 3,9 TWh en 2004), la filière éolienne (pour 0,9 % soit 0,606 TWh), la filière géothermique (pour 0,04 % soit 0,029 TWh) et la filière photovoltaïque (pour 0,04 % soit 0,027 TWh). La production hydraulique, est irrégulière sur la période mais globalement en baisse (-2,2 % par an en moyenne). La croissance du pompage turbinage (+ 8,0 % par an en moyenne sur la période) ne suffit pas à la maintenir. Elle perd 16,1 TWh en 2004 par rapport à 1994 et semble s'être stabilisée autour de 65 TWh depuis 2002. Les autres filières renouvelables affichent une dynamique positive. La mise en service en 2004 de la centrale de Bouillante II (Guadeloupe) commence à porter ses fruits et permet à la filière géothermique de produire 6 GWh supplémentaires. L'éolien continue sa croissance avec + 43 % en 2004 par rapport à 2003 et + 62 % de taux de croissance annuel moyen entre 1994 et 2004. La biomasse n'a cessé de croître sur la période (+ 8 % par an en moyenne) et a gagné 2 TWh de production. Enfin, le faible niveau de départ du solaire confère à cette filière une croissance soutenue sur la période (+ 28 % par an en moyenne). Au total, du fait de l'importance de l'hydraulique dans le bilan français, la production d'origine renouvelable perd 13,4 TWh entre 1994 et 2004. Combinée à la sollicitation accrue des filières conventionnelles, sa part dans la production totale a perdu 5,2 points entre 1994 et 2004. Elle se maintient depuis 2003 aux alentours de 12 %.

## 2.4 Indépendance énergétique

**Jusqu'en 2001, la France était le seul pays au monde à comptabiliser les pertes des centrales électriques**, de sorte que lorsqu'on comparait nos statistiques avec celles des autres pays, les comparaisons n'étaient possibles que pour les consommations d'électricité (énergie finale), pas pour les productions (énergie primaire).

Cette équivalence statistique, avait pour résultat d'augmenter la part de l'électricité dans la consommation d'énergie primaire de la France (38% alors qu'elle n'est en réalité que de 22%) et d'augmenter la part du nucléaire (30% au lieu de 15%), ce qui permettait de dire à nos ministres successif de l'industrie que la France était un pays énergétiquement indépendant à 50%. Depuis que la France a changé le "coefficient de conversion", pour s'aligner sur les autres pays... et si l'on tient compte du fait que l'uranium est importé, **la fameuse indépendance énergétique n'est plus que de 10 %** (grande hydraulique et bois énergie).

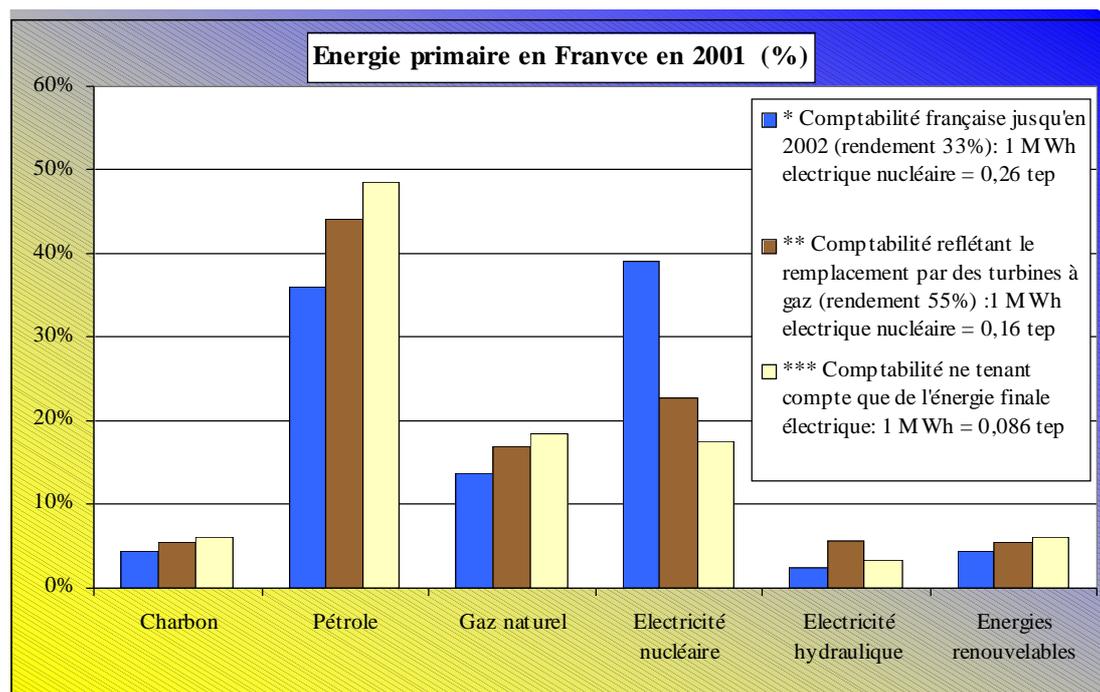


Figure 25 : Incidence des équivalences sur le bilan énergétique

## 2.5 Emissions de gaz à effet de serre<sup>28</sup>

Examinons maintenant les différents postes qui contribuent à la consommation et aux émissions de CO<sub>2</sub>. Le Tableau 9 résume la situation en 1995. On y trouve le bilan global, la consommation par habitant et les émissions par habitant des différents secteurs d'activité.

En matière d'émissions, les secteurs habitat, tertiaire, alimentation (y compris froid et cuisson) et industrie représentaient respectivement: 17 %, 11 %, 10 %, et 20%. Par contre les transports contribuent à eux seuls pour 42 % des émissions de CO<sub>2</sub>.

Sur les 3,29 tep consommées par habitant 1,3 sont consommés sous forme d'électricité (5.800 kWh/hab.an).

La Figure 26 résume la situation en 2001. En 2001, le secteur " habitat et tertiaire " consomme environ 52 Mtep pour le chauffage des locaux et l'eau chaude sanitaire, 3 Mtep pour la cuisson des aliments et 12 Mtep (soit 140 TWh) pour les usages spécifiques de l'électricité (éclairage, électroménager, bureautique, audiovisuel...).

Le secteur " industrie " consomme 26 Mtep de combustibles (charbon, produits pétroliers, gaz), essentiellement pour la production de chaleur à différents niveaux de température, et 12 Mtep d'électricité (soit 140 TWh).

<sup>28</sup> Nous consacrerons dans la suite un chapitre entier au réchauffement de l'atmosphère et aux changements climatiques.

Répartition 1995	Mtep	% du total	kep/habitant	kg C / habitant	% du total
<b>Habitat</b>	<b>50</b>	<b>26%</b>	<b>845</b>	<b>305</b>	<b>17%</b>
dont confort thermique (1)	44	22%	740	305	17%
dont électroménager	1	1%	35	-	-
dont produits bruns	5	3%	70	-	-
<b>Tertiaire</b>	<b>30</b>	<b>15%</b>	<b>505</b>	<b>195</b>	<b>11%</b>
dont confort thermique	25	13%	415	185	10%
dont usages spécifiques	5	2%	90	10	1%
<b>Alimentation</b>	<b>22</b>	<b>11%</b>	<b>360</b>	<b>190</b>	<b>10%</b>
<b>Industrie</b>	<b>47</b>	<b>24%</b>	<b>775</b>	<b>355</b>	<b>20%</b>
dont production intermédiaire (2)	38	19%	625	265	15%
dont biens d'équipt & conso	9	5%	150	90	5%
<b>Transports (3)</b>	<b>49</b>	<b>25%</b>	<b>805</b>	<b>755</b>	<b>42%</b>
dont personnes	30	15%	490	460	26%
dont marchandises	19	10%	315	295	16%
<b>TOTAL</b>	<b>198</b>	<b>100%</b>	<b>3 290</b>	<b>1 800</b>	<b>100%</b>

Tableau 9 : Consommation d'énergie finale et émissions en France en 1995 <sup>29</sup>, (1) comprend la climatisation, le chauffage et l'eau chaude sanitaire, (2) production d'acier, de plastique, de ciment, etc; (3) les chiffres des transports incluent la dépense énergétique et les émissions de CO<sub>2</sub> des raffineries <sup>30</sup>

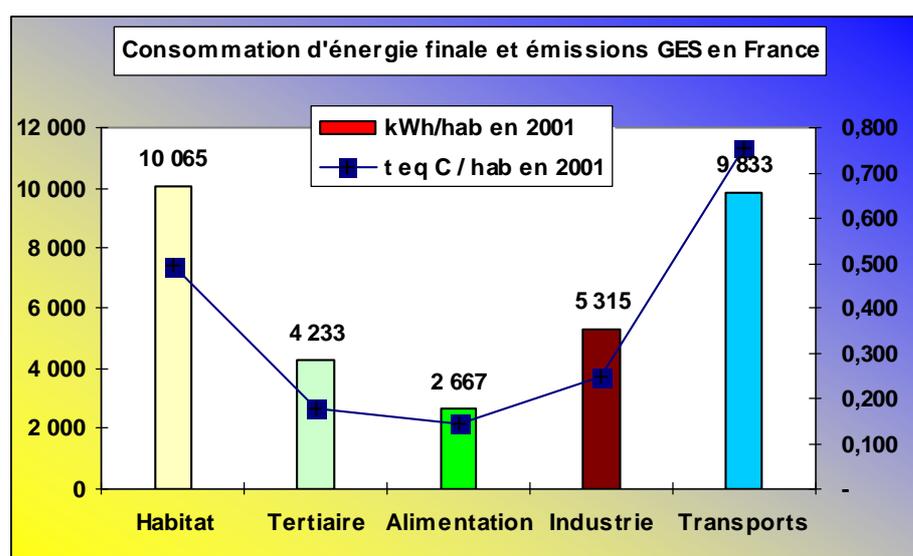


Figure 26 : Consommation d'énergie finale par secteur et émissions de GES en France en 2001

Au niveau des usages, deux grands postes dominent: la consommation d'énergie pour le chauffage des locaux (environ 32%) et les carburants dans les transports (environ 31%).

La décomposition de la consommation finale d'énergie par usages met en évidence des besoins très différents en quantité et en qualité d'énergie.

Avec 52 Mtep, la chaleur à basse température pour le chauffage et l'eau chaude s'avère le premier besoin énergétique, en quantité, de notre société.

<sup>29</sup> Mtep = millions de tonnes équivalent pétrole, kep = kilo équivalent pétrole

<sup>30</sup> Source : Benjamin Dessus CNRS / ECODEV

Avec 105 TWh (9 Mtep), l'électricité pour le chauffage représente plus de 25% de la consommation finale d'électricité ; sachant que la production d'énergie thermique entraîne 2/3 de pertes sous forme de chaleur, ce procédé de chauffage qui a été abusivement favorisé en France, est interdit dans plusieurs pays.

## 2.6 L'efficacité énergétique

C'est la marge principale de manœuvre dont nous disposons, et cela pour deux raisons :

- d'abord parce qu'en termes quantitatifs, c'est elle dont on peut attendre les effets les plus importants (plus de 200 Gtep peuvent être économisés sur la période 2000-2050, soit une moyenne de 4 Gtep par an) et aussi les plus homogènes dans toutes les régions du monde développé et en développement.
- ensuite parce qu'en termes de risques, c'est la seule série de mesures qui permette de repousser dans le temps l'ensemble des risques globaux sans en privilégier un par rapport aux autres.

### 2.6.1 Quels effets possibles en France ?

Pour avoir une idée des possibilités de réduction des émissions en France, on peut dresser le même tableau (Tableau 10) en faisant l'hypothèse de parcs neufs (y compris dans l'habitat) disposant des meilleures technologies disponibles en 1995 sur le marché. Dans une telle hypothèse la consommation finale d'électricité par habitant tomberait à 0,8 tep/an, soit 3.600 kWh. au lieu de 5 800, soit une réduction de 38% (environ 18 tranches nucléaires).

France	kep/habitant moyenne 1995	kep/habitant meilleure techno	Commentaires	kg C/habitant meilleure techno
Habitat	845	360	-	170
dont confort thermique (1)	740	300	ensemble du parc aux normes des bâtiments. neufs	170
dont électroménager	35	25	meilleurs équipements 1995	-
dont produits bruns	70	35	optimisat° des systèmes de veille	-
Tertiaire	505	250	-	100
dont confort thermique	415	200	mêmes normes que l'habitat	100
dont usages spécifiques	90	50	optimisation veilles	-
Alimentation	360	250	50% de gains sur froid et cuisson	130
Industrie	775	580	-	270
dont production intermédiaire	625	450	eco-prodécés & recyclage	190
dont biens d'équipt & conso	150	130	-	80
Transports (4)	805	450	-	400
dont personnes	490	250	voitures 4 l/100 & 13.000 km/an	230
dont marchandises	315	200	réduct° puissance camions, TR...	180
<b>TOTAL</b>	<b>3 290</b>	<b>1 890</b>	-	<b>1 070</b>

Tableau 10 : Une France équipée systématiquement des meilleures technologies de 1995 (y compris pour les parcs de logement)<sup>31</sup>.

<sup>31</sup> Source : Les défis du long terme, Commission énergie 2010-2020, Commissariat général du Plan

Ce tableau, bien qu'évidemment très grossier, montre cependant les enjeux et les difficultés de réduction des émissions. En effet si la réduction des émissions proposée pour l'industrie a de bonnes chances de se produire assez naturellement avec la dématérialisation de l'activité industrielle, l'effort à faire dans l'habitat est considérable puisqu'il revient à mettre l'ensemble du parc de logements aux normes des habitations neuves.

Une grande inconnue reste cependant la contribution des transports. La réduction envisagée suppose en effet à la fois une adoption rapide des meilleures technologies actuelles pour les transports routiers (marchandises et passagers) mais aussi un début de transfert de la route vers le rail, c'est à dire une inversion de la tendance actuelle.

Mais la plus forte inconnue réside dans le contrôle de la croissance des trafics<sup>32</sup>, aussi bien de passagers que de marchandises. C'est là que les politiques d'urbanisme, d'emploi, d'organisation industrielle prennent une importance majeure.

La densité automobile en France hélas continue de croître. Nous sommes passé de 520 à 560 véhicules pour 1000 hab entre 1990 et 2000, soit une hausse de 7,7%. Au total 34 millions de véhicules engorgent les réseaux routiers, polluent l'atmosphère et génèrent du bruit, l'une des pollutions les plus pénibles dans les villes. Si l'Inde (actuellement à 8 véhicules / 1000 hab) et la Chine (11/000) qui comptent aujourd'hui 11 millions de véhicules, atteignent les standards européens, il faudrait compter plus d'un milliard de véhicules supplémentaires.

Malgré toutes ces incertitudes le Tableau 10 montre à quoi pourrait ressembler la consommation d'énergie et les émissions de CO<sub>2</sub> d'un individu disposant des mêmes services qu'en 1995 et n'émettant qu'environ 1 tonne de carbone par an s'il disposait des meilleures technologies aujourd'hui disponibles.

Rapportée à la France la consommation finale serait de l'ordre de 115 Mtep dont 225 TWh d'électricité (à grande majorité hors fossile comme en 1995) avec la structure suivante :

France	Mtep meilleure techno	Gain/1995	MT carbone meilleure techno	Gain/1995
<b>Habitat</b>	22	56%	10,2	43%
<b>Tertiaire</b>	15	50%	6,2	46%
<b>Alimentation</b>	15	32%	7,8	33%
<b>Industrie</b>	35	26%	16,4	24%
<b>Transports</b>	27	45%	24	48%
<b>Total</b>	<b>114</b>	<b>42%</b>	<b>64,6</b>	<b>40%</b>

Tableau 11 : Gains relatifs en Mtep et en pollution par le carbone d'une France équipée systématiquement des meilleures technologies de 1995

## 2.6.2 Potentiels de réduction des consommations d'électricité

Si nous décidions une politique volontariste de sobriété et d'efficacité énergétiques, le Tableau 12 donne le potentiel d'économies d'électricité qui pourraient être réalisées dans les secteurs résidentiels (31,7 TWh), tertiaire (15,6 TWh) et industriel (8,5 TWh) pour la période 2000-2010, soit un total de 56 TWh pour une consommation de 400 TWh (- 14%).

<sup>32</sup> On a en effet remarqué que à la diminution de consommation des voitures récentes est systématiquement associé une augmentation de la distance parcourue par an, comme si c'était le budget essence qui restait fixe dans les ménages.

### Potentiels d'économie d'électricité (2010 et 2020) dans le secteur résidentiel (TWh/an)

Usages	Source d'économie	2000-2010	2010-2020
Froid	Remplacement par des appareils de classe A	7,4	0,8
Eclairage	5 ampoules performantes par logement	4,9	0,8
Veilles	Suppression des veilles	5,5	1,5
Chaudières	Circulateurs	1,2	0,4
Eau chaude sanitaire	Amélioration chauffe eau électriques	2,6	0
Chauffage électrique	Isolation complémentaire*	8	0,4
Autres	Divers	0,5	0
	<b>Total électricité habitat privé</b>	<b>30,1</b>	<b>3,5</b>
	Electricité parties communes**	1,7	0,6
	<b>Total secteur résidentiel</b>	<b>31,7</b>	<b>4,1</b>

\* Remise à niveau pour 0,6 million de logements (gain 4000 kWh) et amélioration pour 7 millions de logements (gain 20%).

\*\* Ascenseurs, éclairage, parkings, ventilation mécanique.

### Potentiels d'économie d'électricité (2010 et 2020) dans le secteur tertiaire (TWh/an)

Usages	Source d'économie	2000-2010	2010-2020
Bureautique	Usage de gestionnaire de veille	1,6	0,3
Eclairage public	Optimisation de la gestion	1,4	0
Feux de circulation	Remplacement des ampoules par des led	0,1	0,1
Eclairage locaux	Ensemble des mesures	8,5	0,2
Ascenseurs	Ensemble des mesures	1	0,3
Ventilateurs	Variation de vitesse	3	2
	<b>Total secteur tertiaire</b>	<b>15,6</b>	<b>2,9</b>

### Potentiels d'économie d'électricité (2010 et 2020) dans le secteur industriel (TWh/an)

Usages	Source d'économie	2000-2010	2010-2020
Moteurs	Vitesse variable et moteurs à haut rendement	4,3	1,5
Compression d'air	Optimisation de la production	1,5	0,5
Electrolyse	Amélioration des techniques	0,8	0
Froid industriel	Optimisation matériels, réseaux, usages	1,4	0
Eclairage	Eclairage économe	0,5	0
	<b>Total secteur industriel</b>	<b>8,5</b>	<b>2</b>

Tableau 12 : Potentiel d'économies d'électricité dans les secteurs résidentiels, tertiaire et industriel pour les périodes 2000-2010 et 2010-2020.

Une fois les efforts principaux réalisés, à l'horizon 2010-2020, les économies d'électricité qui pourraient être réalisées seraient dans les secteurs résidentiels (4,1 TWh), tertiaire (2,9 TWh) et industriel (2 TWh) soit un total de 9 TWh pour une consommation de 350 TWh (- 3%).

## 2.7 Indicateurs économiques

Concernant l'évolution des paramètres économiques de la France, nous donnons ci-dessous toute une batterie d'indicateurs qui peuvent être utiles dans la suite.

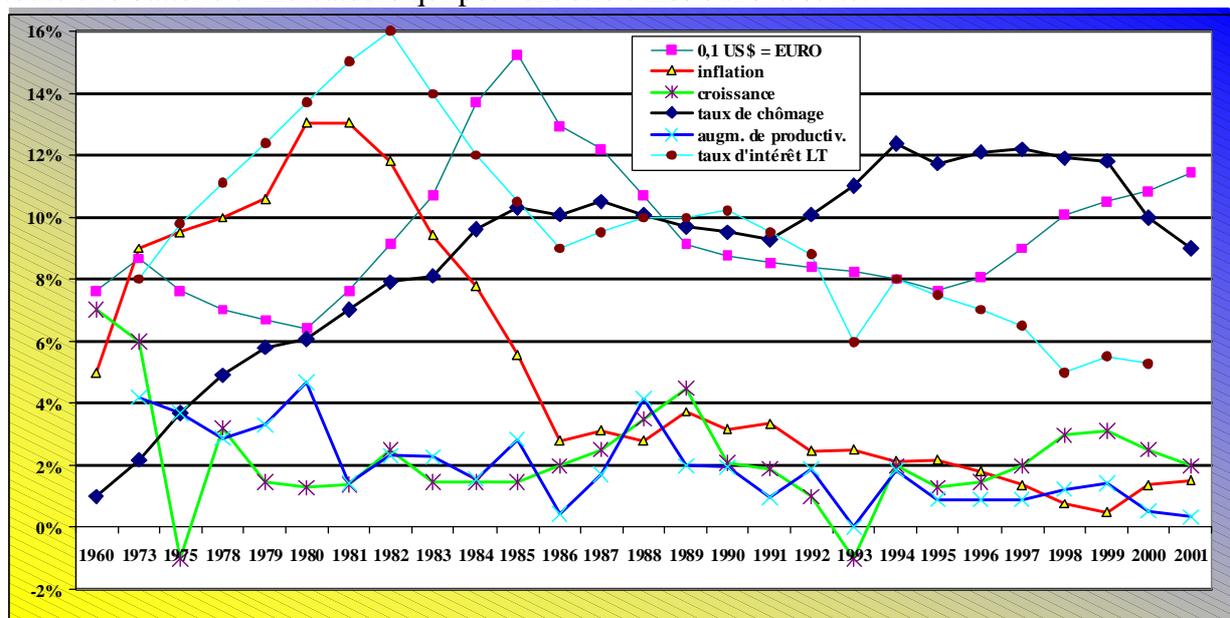


Figure 27 : Parité Dollar, taux d'inflation, taux de croissance, taux de chômage, augmentation de productivité, et taux d'intérêts en France pour la période 1960-2001. Source: Alternatives Economiques: les chiffres de l'économie, 4eme trim 2001

On notera en particulier que la croissance économique est molle (1,5 à 2,5 % /an) depuis le premier choc pétrolier en 1973, que le chômage de masse est apparu à la même époque, et que l'inflation a été maîtrisée à la suite du contre-choc pétrolier de 1986.

## 2.8 « Objectif 2010: les énergies renouvelables au secours de l'emploi... »<sup>33</sup>

Le livre blanc de la commission européenne demande le doublement d'ici 2010 de 6% à 12% de la part des Energies Renouvelables dans la production d'énergie primaire en Europe. La tâche est d'autant plus difficile que la grande hydraulique<sup>34</sup> déjà saturée, en représente aujourd'hui près du tiers.

En outre, la part de 12% de l'ensemble des Sources d'Energies Renouvelables dans la production intérieure brute d'énergie en 2010 a été traduite en une part spécifique de 23% pour l'électricité produite à partir de SER (14% en 2000). Ceci signifie que hors grande hydraulique, les autres SER électriques doivent subir une multiplication par 5 ou 10, soit une augmentation moyenne de 20 à 30 % par an pendant 8 ans ! C'est techniquement possible mais très exigeant pour les entreprises.

<sup>33</sup> les propositions qui suivent ont été présentées par l'auteur au printemps 2004 dans le cadre du débat national sur l'énergie et sont parues dans le journal Les Echos le 24 Décembre.

<sup>34</sup> les grands barrages dont la capacité ne peut pas être significativement augmentée notamment en France

Quels sont les objectifs spécifiques pour la France ?

En 2002, la part d'électricité en France produite à partir de renouvelables était d'environ 12 %. Elle doit passer à 21% en 2010. **Un véritable casse-tête pour EDF...**

Dans le bilan français de production d'électricité de 2001 (550 TWh)<sup>35</sup>, le nucléaire arrive largement en tête (77 %), suivi par l'hydraulique (14 %) et le thermique classique (9 %).

Les autres sources de production d'électricité renouvelables sont encore microscopiques : l'éolien par exemple avec 406 MW installés en 2004 produisait 0,6 TWh, soit 0,11 %. Si l'on souhaite que l'énergie éolienne vienne fournir les 6 % manquants (à consommation constante), il faudrait d'ici 2010 installer un parc de 10 000 machines (17 000 MW).

C'est techniquement possible, puisque l'Allemagne a installé 16 600 MW en moins de 10 ans (principalement dans l'Est), mais c'est socialement discutable...

Le secteur « habitat et tertiaire » est de loin le plus gros consommateur d'électricité (61%). Sa consommation se partage entre 140 TWh pour les usages spécifiques<sup>36</sup> et 104 TWh (19 % du total) pour les usages thermiques (chauffage, eau chaude, cuisson) qui sont eux aisément substituables.

Or cette substitution peut être faite dans la plupart des cas par des sources de production de chaleur locales à basse température. Par exemple dans le chauffage domestique, il n'y a nul besoin de casser des atomes pour faire de la chaleur à 28°C<sup>37</sup>.

**Lors du débat sur l'énergie organisé en 2004, nous avons proposé pour atteindre l'objectif européen, non pas d'augmenter le numérateur, mais de diminuer le dénominateur, autrement dit, de réduire la consommation d'électricité d'origine fissile et fossile en France de 70 TWh en la substituant par un vaste programme de sobriété énergétique et d'énergies renouvelables.**

Ce programme aurait également pour but de soutenir chacune des filières en proportion de leurs mérites respectifs et de leurs capacités présentes.

Le premier volet serait bien sûr celui des « Negawatts »<sup>38</sup> : 8 % de mieux en sobriété et efficacité énergétiques permettraient d'économiser 33 TWh sur les 397 TWh que nous consommons intérieurement.

Le deuxième volet porterait sur le « bois-énergie » essentiellement destiné au chauffage pour l'habitat individuel et qui représente déjà 109 TWh ; il pourrait sans difficulté majeure augmenter de 20% (22 TWh).

Le troisième volet porterait sur les bio carburants : l'incorporation de biocarburants (bioéthanol, Huile végétale pure et diester à hauteur de 5 % d'ici au 31 décembre 2010).

Un volet « éolien » de 3 000 MW (2 000 machines pour produire 7,5 TWh).

Un volet solaire thermique de 800 000 habitations recouvertes de 16 m<sup>2</sup> de capteurs (5,6 TWh)

---

<sup>35</sup> 1 TWh= 10<sup>9</sup> kWh ; il y a 11,6 kWh dans un litre d'essence

<sup>36</sup> Utilisation noble de l'électricité: produits blancs (électroménager), produits bruns (Hi-Fi, video, informatique) et machines tournantes.

<sup>37</sup> Rappelons que le chauffage électrique utilise la source d'énergie la plus noble qui soit pour produire en final des calories dégradées (basse température) dont le rendement final d'utilisation n'est hélas que de 28% lorsqu'elle est produite par une source thermique car le nucléaire n'est autre qu'une grosse machine à vapeur.

<sup>38</sup> Les « Negawatts » sont ceux que l'on ne consomme pas tout en maintenant le même service final par la sobriété et l'efficacité énergétique. Il ne s'agit donc pas d'une mesure malthusienne, mais d'une mesure de bons sens.

Et un volet solaire photovoltaïque de 500 000 toits PV de 20 m<sup>2</sup> (produisant 1,1 TWh).

Ce programme qui semble à première vue terriblement ambitieux pour la France, n'est pas irréaliste, ni tellement novateur puisque sa partie thermique est en cours de réalisation en Autriche, sa partie éolienne en Allemagne et sa partie photovoltaïque au Japon depuis une dizaine d'années.

***En quatre ans, il créerait 8 000 emplois dans la maîtrise de l'énergie, 11 000 dans le bois-énergie, 1 000 dans les bio-carburants, 16 000 dans l'éolien, 35 000 dans le solaire thermique et 15 000 dans le solaire photovoltaïque, soit au total 86 000 emplois***<sup>39</sup>.

Rapporté à la consommation nette d'électricité en France (400 TWh/an), le surcoût de ces mesures représenterait quelques % sur la facture des ménages. C'est une politique industrielle qui n'est pas très coûteuse, qui s'étale dans le temps sur une longue période, et qui pourrait être très populaire à l'heure où la récession menace à nouveau nos emplois...

Enfin, pour répondre à l'objection des productivistes qui ne manqueront pas de demander ce que l'on va faire de cette énergie nucléaire produite et non consommée, nous suggérons (s'ils parviennent à surmonter les problèmes liés au renforcement des lignes THT), de doubler nos exportations (se montant déjà à 74 TWh en 2002) vers l'Allemagne et l'Italie qui en ont tant besoin pour pouvoir satisfaire leurs engagements vis à vis des accords de Kyoto. Ce serait notre contribution « européenne » aux efforts considérables que doivent faire ces deux pays pour atteindre leurs propres objectifs.

La monoculture énergétique à la française a stérilisé la recherche et le développement de multiples sources d'énergies alternatives depuis 30 ans.

Nous entrons dans un monde nouveau où l'énergie se produira plus souvent sur le lieu de sa consommation avec une grande diversité d'approches. La révolution informatique de bureau nous a montré le chemin; à nous les décideurs de répondre présents dans cette fabuleuse révolution pour redonner confiance et espoir aux générations futures ...

## 2.9 La loi de programme du 13 juillet 2005

Après un long processus de concertation engagé en janvier 2003 le Gouvernement a produit un livre blanc sur les énergies qui a suscité plus de 60 contributions structurées de syndicats, partis politiques, organisations professionnelles, associations etc... Un débat sans vote a été conduit à l'Assemblée Nationale et au Sénat en mai 2004, avant que soit enfin présenté le projet de loi de programme sur les orientations de la politique énergétique.

La loi fixe quatre grands objectifs de politique énergétique française et les moyens à mettre en œuvre pour y parvenir :

- Contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement<sup>40</sup>
- Assurer un prix compétitif de l'énergie
- Préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre
- Garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

---

<sup>39</sup> Adapté de Gérard Savatier, ASDER, Energie et Emploi Développement Local, corrigé des données les plus récentes de CLIPSOL

<sup>40</sup> compte tenu du taux actuel de 10% , on mesure les efforts à faire !

Il s'agit d'objectifs de long terme, qui fixent un cap à l'action de politique énergétique pour les 30 ans à venir, même si la conjoncture de prix élevés de l'énergie que nous connaissons aujourd'hui leur donne une actualité toute particulière.

Pour les atteindre, quatre axes majeurs ont été définis :

- Maîtriser la demande d'énergie ;
- Diversifier le bouquet énergétique ;
- Développer la recherche et l'innovation dans le secteur de l'énergie ;
- Assurer des moyens de transport et de stockage adaptés aux besoins.

Pour cadrer les actions à conduire pour l'application de cette loi, la France se donne des objectifs chiffrés et définit un certain nombre de programmes mobilisateurs pour les économies d'énergie et le développement des énergies renouvelables:

- Le soutien à un objectif international d'une division par 2 des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici 2050, ce qui nécessite une division par 4 ou 5 des émissions pour les pays développés ;
- La réduction en moyenne de 2 % par an d'ici à 2015 de l'intensité énergétique finale (rapport entre la consommation d'énergie et la croissance économique) et de 2,5 % d'ici à 2030 ;
- La production de 10 % des besoins énergétiques français à partir de sources d'énergie renouvelables à l'horizon 2010 ;
  - une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % de la consommation en 2010 contre 14 % actuellement, soit + 50 % ;
  - le développement des énergies renouvelables thermiques pour permettre d'ici 2010 une hausse de 50% de la production de chaleur d'origine renouvelable ;
  - l'incorporation de biocarburants et autres carburants renouvelables à hauteur de 2 % d'ici au 31 décembre 2005 et de 5,75 % d'ici au 31 décembre 2010.
- La mise en œuvre de trois plans mobilisateurs pour les économies d'énergie et le développement des énergies renouvelables :
  - Le plan "L'énergie pour le développement " pour étendre l'accès aux services énergétiques des populations des pays en développement ;
  - Le plan "Face sud " dans le bâtiment doit permettre l'installation de 200 000 chauffe-eau solaires et de 50 000 toits solaires par an en 2010 ;
  - Le plan "Terre Énergie " pour atteindre une économie d'importations d'au moins 10 millions de tonnes équivalent pétrole en 2010 grâce à l'apport de la biomasse pour la production de chaleur et de biocarburants.

La loi de programme sur les orientations de la politique énergétique prévoit également le maintien de l'option nucléaire en France. Le nucléaire contribue de façon décisive à atteindre trois des objectifs de la politique énergétique définis dans la loi : garantir l'indépendance énergétique nationale et la sécurité d'approvisionnement, lutter contre l'effet de serre et enfin assurer des prix de l'électricité compétitifs et réguliers. Il importe donc, afin de garder toutes les options ouvertes pour le remplacement des centrales nucléaires actuelles, question qui se posera aux environs de 2015 de prévoir la construction d'un réacteur EPR d'ici 2012. En terme de prévention des accidents et de protection de l'environnement contre les déchets, l'EPR représente l'aboutissement de l'expérience acquise sur les parcs électronucléaires européens. Garder l'option nucléaire ouverte en France suppose également de maintenir au meilleur niveau les compétences du constructeur nucléaire français (AREVA) et de l'exploitant et architecte ensemblier EDF. La construction d'un réacteur EPR permet d'entretenir ces compétences.

Enfin, une place particulière est réservée aux actions de recherche et développement sur les nouvelles technologies de l'énergie. Une stratégie nationale de recherche sera publiée par le

Gouvernement et révisée tous les 5 ans. Le Gouvernement rendra compte tous les ans au parlement de la mise en œuvre de son volet relatif aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie. Pour la mise en œuvre de ses stratégies de recherche et d'innovation, la France s'est dotée de deux agences complémentaires, l'Agence nationale de la recherche (ANR) et l'Agence de l'innovation industrielle (AII). La première consacrera dès cette année 350 millions d'euros à la recherche, dont une part substantielle sur l'énergie, la seconde consacrera cette année aussi 1 milliard d'euros au développement d'une politique ambitieuse de grands programmes industriels. Dans ce contexte de réformes portant sur l'organisation de la recherche en France, l'article 95 de la loi modernise le statut de l'IFP, qui devient un établissement public national à caractère industriel et commercial.

### **2.9.1 De nouvelles mesures pratiques**

La loi de programme sur les orientations de la politique énergétique contient enfin de nombreuses mesures pratiques pour amorcer la réalisation des objectifs fixés. Outre la transposition des dispositions législatives de directives (Directive 2002/91/CE du 16 décembre 2002 sur la performance énergétique des bâtiments notamment), elle met en place des outils nouveaux :

- Un dispositif de certificats d'économies d'énergie (" certificats blancs ") qui va mobiliser les acteurs du secteur énergétique vers les économies d'énergie. En sus des instruments existants (réglementation, fiscalité etc.), ce système est fondé sur la mise en place d'un marché. La demande de certificats provient des obligations d'économies d'énergie imposées aux vendeurs d'énergie. L'offre de certificats provient des entreprises ou collectivités publiques qui engageront des actions, au delà de leur activité habituelle, visant à économiser l'énergie. Le marché permettra de s'assurer que tous les acteurs potentiels sont mobilisés, pour identifier tous les gisements d'économies d'énergie les moins coûteux.
- La réaffirmation du rôle des collectivités locales qui voient leur capacité à intervenir dans le domaine de la maîtrise de l'énergie étendue. En cohérence avec l'action de l'État, les collectivités territoriales, en première ligne pour la relance d'une politique active de maîtrise de l'énergie, du fait de leur connaissance des territoires et de leur proximité avec les habitants, constituent les relais parmi les plus appréciés des citoyens. Elles sont donc un vecteur privilégié pour sensibiliser, informer sur les enjeux de la maîtrise de l'énergie et inciter à des nouveaux comportements. Elles devront également montrer l'exemple en réduisant leurs propres consommations énergétiques.
- L'importance donnée à l'information des consommateurs. La loi prévoit de renforcer l'information des consommateurs. De plus, les entreprises vendant de l'énergie ou des services énergétiques devront introduire dans leurs messages publicitaires la promotion des économies d'énergie. La sensibilisation du public et l'éducation des Français sont encouragées par la mise en œuvre de campagnes d'information pérennes et l'inclusion des problématiques énergétiques dans les programmes scolaires. Enfin, la loi prévoit l'affichage du coût complet (achat et consommation d'énergie), en euros, pour les biens mis en vente.
- Pour les énergies renouvelables, un système de garantie d'origine est créé. Pour le développement de l'hydroélectricité, première source d'électricité renouvelable en France, outre des mesures de simplification administrative, la loi favorise l'implantation d'équipements hydroélectriques destinés à turbiner le débit minimal d'eau que tout exploitant doit laisser à l'aval de ses ouvrages de retenue en faisant bénéficier l'électricité ainsi produite de l'obligation d'achat. La loi permet également de consacrer l'usage de l'eau pour le développement de la production d'énergie renouvelable, et d'inclure dans la politique de la gestion de l'eau la prise en compte des enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement électrique. Pour l'éolien, une régulation favorable à son développement maîtrisé est mise en place. Des zones de développement de l'éolien seront définies sur proposition des collectivités concernées en tenant compte des caractéristiques locales (réseaux électriques, protection des sites et paysages). Enfin, la chaleur renouvelable n'est pas oubliée et devra faire l'objet d'une programmation pluriannuelle des investissements.

- Des mesures propres à garantir la qualité de la fourniture électrique, améliorer la sécurité des réseaux électrique et gazier, et conforter la sécurité d'approvisionnement. En particulier, tirant les leçons des difficultés d'approvisionnement en électricité rencontrées lors de la canicule de l'été 2003, la loi prévoit que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité doit vérifier que la sécurité d'approvisionnement demeure garantie à moyen terme et alerte le ministre chargé de l'énergie des risques de déséquilibre. La Commission de régulation a vu ses pouvoirs de surveillance élargis.
- La loi crée un Conseil supérieur de l'énergie qui pourra traiter tout aussi bien des questions relatives au gaz ou à l'électricité que des enjeux de maîtrise de l'énergie et de développement des énergies renouvelables. Il sera en particulier consulté sur les textes relatifs aux certificats d'économies d'énergie.

La loi prévoit enfin que toutes les dispositions relatives au droit de l'énergie seront regroupées dans un code de l'énergie, ce qui facilitera considérablement leur application, et leur appropriation par l'ensemble de nos concitoyens.

## 2.9.2 Energie primaire renouvelable: tendance et objectif 2010

Compte tenu des données de l'Observatoire de l'Energie du ministère de l'industrie, nous avons repris dans le Tableau 13 et dessiné dans la Figure 28 la production d'origine renouvelable en France en 2004 comparée à la consommation d'énergie primaire, et nous avons trouvé 5,9%, ratio en baisse par rapport à 2001. Suivant la pente actuelle, et si le taux de croissance de la consommation d'énergie primaire se maintient à 3 %, la tendance pour 2010 serait une légère augmentation du ratio à 6,4 %.

Compte tenu de la loi d'orientation résumée ci-dessus, pour atteindre les objectifs du livre blanc (10%), il faudrait que notre consommation d'énergie primaire ne dépasse pas 280 Mtep (soit un taux de croissance réduit à 0,2% /an) et que le montant total des ENR soit de 28 Mtep, (soit un taux de croissance de 26% /an) dont 20 Mtep juste pour la bio-masse.

C'est un challenge considérable dont l'ampleur n'a pas vraiment été mesurée par le législateur...Il nécessite en particulier de réorienter notre politique énergétique en fonction des usages de l'énergie, en particulier traiter différemment la chaleur basse température, faire la plus grande place à la sobriété et à l'efficacité énergétique, et donner une véritable impulsion aux énergies renouvelables.

Production brute d'énergie d'origine renouvelable de la France en Mtep							
Source ENR	Mtep 2001	Mtep 2004	%	Tendance 2010	%	Objectif 2010	%
<b>Eolien</b>	0,013	0,052	0,3%	0,250	1,2%	0,728	2,6%
<i>% croiss annuel</i>		59,2%		30,0%		55,0%	
<b>Grande hydro</b>	5,719	4,496	27,6%	3,982	18,7%	4,966	17,7%
<i>% croiss</i>		-7,6%		-2,0%		1,7%	
<b>MCH (&lt;10MW)</b>	1,027	1,061	6,5%	1,126	5,3%	1,199	4,3%
<i>% croiss</i>		1,1%		1,0%		2,0%	
<b>Photovoltaïque</b>	0,001	0,002	0,0%	0,011	0,1%	0,009	0,0%
<i>% croiss</i>		27,3%		30%		24%	
<b>Biomasse</b>	<b>9,99</b>	<b>10,01</b>	<b>61,5%</b>	<b>15,03</b>	<b>70,6%</b>	<b>20,000</b>	<b>71,4%</b>
<i>% croiss</i>		0,0%		7,0%		12%	
Bois énergie	9,140	9,180	56,4%	12,302	57,8%	14,000	50,0%
		0,1%		5,0%		7%	
Bio carburants	0,658	0,620	3,8%	2,365	11,1%	4,000	14,3%
		-1,9%		25,0%		36%	
Bio gaz	0,196	0,207	1,3%	0,367	1,7%	2,000	7,1%
		1,8%		10,0%		46%	
<b>Géothermie</b>	0,544	0,607	3,7%	0,813	3,8%	0,900	3,2%
<i>% croiss</i>		3,7%		5,0%		7%	
<b>Solaire thermique</b>	0,036	0,047	0,3%	0,064	0,3%	0,192	0,7%
<i>% croiss</i>		9,6%		5,0%			
<b>Total ENR</b>	<b>17,3</b>	<b>16,3</b>	<b>100%</b>	<b>21,3</b>	<b>100%</b>	<b>28,0</b>	<b>100%</b>
<i>croiss annuelle (%)</i>		-1,6%		4,6%		26,4%	
<b>Total conso primaire</b>	<b>253</b>	<b>277</b>		<b>330</b>		<b>280</b>	
<i>% croiss</i>		3,0%		3,0%		0,2%	
<b>% sources ENR</b>	<b>6,9%</b>	<b>5,9%</b>		<b>6,4%</b>		<b>10,0%</b>	

Source: calculs Cythelia, données: Observatoire de l'Energie 2001-2005

Tableau 13 : Production d'énergie renouvelable en France en 2004 comparée à la consommation d'énergie primaire. Tendance 2010 et objectif du livre blanc (Mtep).

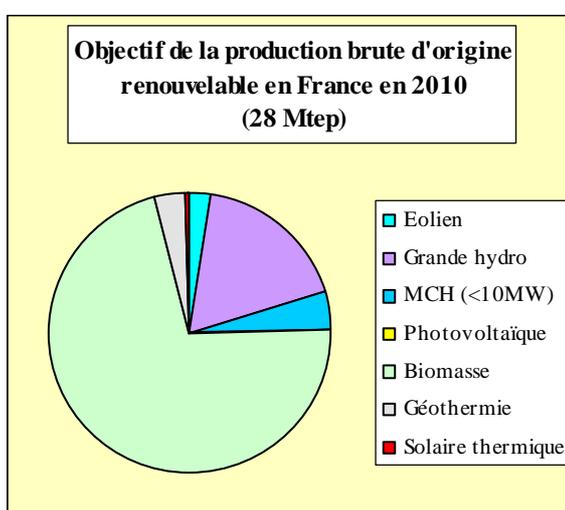
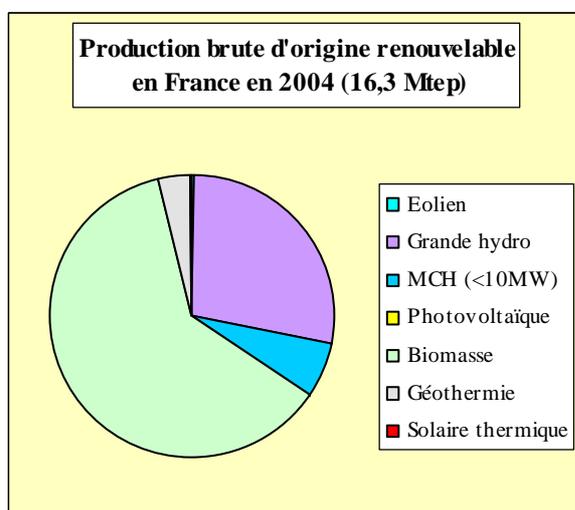
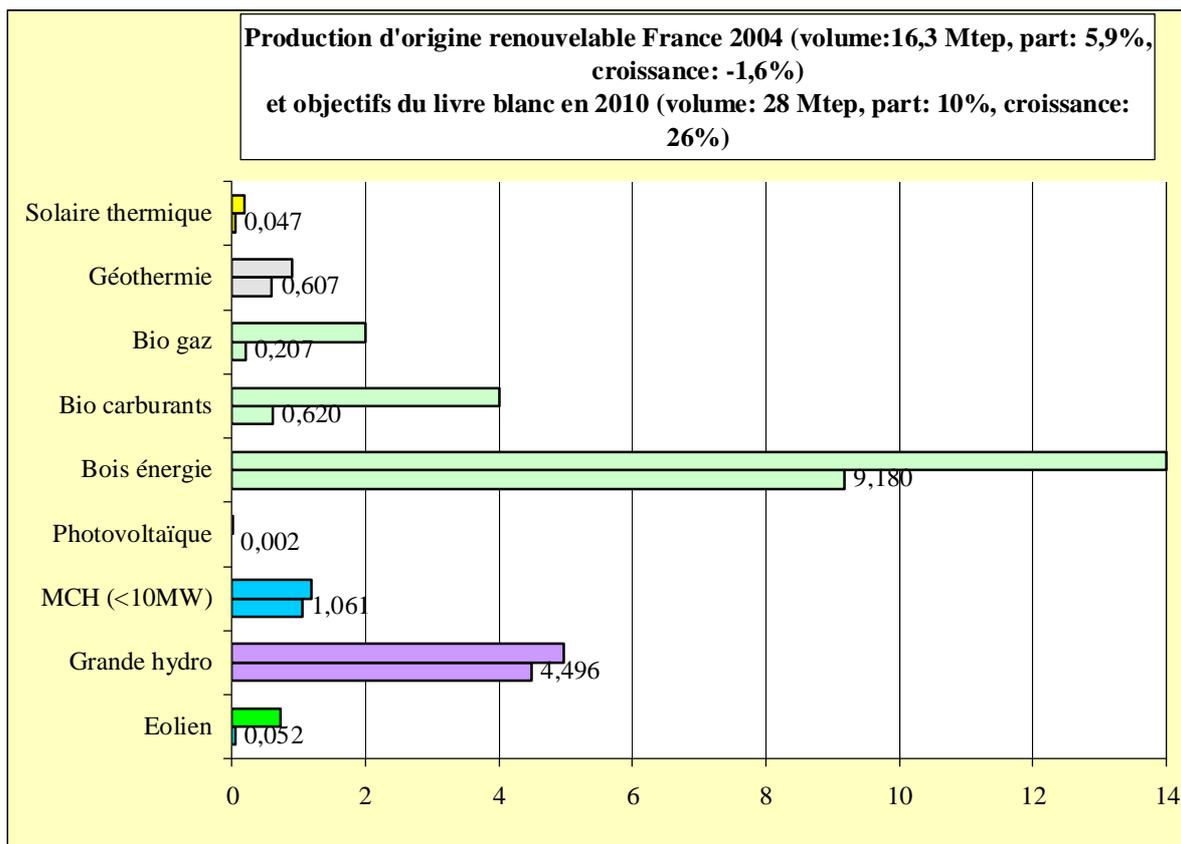


Figure 28 : Production d'origine renouvelable France 2004 (volume:16,3 Mtep, part: 5,9%, croissance: -1,6%) et objectifs du livre blanc en 2010 (volume: 28 Mtep, part: 10%, croissance: 26%)

### 2.9.3 Electricité d'origine renouvelable: tendance et objectif 2010

Avec les données du ministère de l'industrie, nous avons repris dans le Tableau 14 la production d'électricité d'origine renouvelable en France en 2004 comparée à la consommation d'électricité, et nous avons trouvé 12,4%, notamment grâce à la grande hydraulique (74%).

Suivant la tendance actuelle, et si le taux de croissance de la consommation d'électricité se maintient à 1,3%, le ratio pour 2010 serait en très légère augmentation à 12,8%.

Compte tenu de la loi d'orientation, pour atteindre les objectifs du livre blanc (21%), il faudrait que notre consommation d'électricité ne dépasse pas 436 TWh (soit un taux de croissance négatif de - 2% /an) et que le montant total des ENR soit de 92 TWh, (soit un taux de croissance de 4,3 % /an) dont 58 TWh pour la grande hydraulique... ce qui paraît douteux compte tenu du fait que cette dernière décroît régulièrement de 2%/ an depuis plusieurs années. Quant à l'éolien, l'objectif de 8,5 TWh en 2010 ne sera probablement pas atteint compte tenu des nombreuses barrières administratives et environnementales rencontrées depuis une dizaine d'années.

Production d'électricité d'origine renouvelable de la France en TWh						
Source ENR	TWh	TWh	%	Tendance	%	Objectif
	11,68	2001	2004	2010		2010
<b>Eolien</b>	0,148	0,606	0,9%	2,925	4,0%	8,500
% croiss		59,2%		30,0%		55,0%
<b>Grande hydro</b>	66,800	52,510	73,9%	46,516	64,1%	58,000
% croiss		-7,6%		-2,0%		1,7%
<b>MCH (&lt;10MW)</b>	12,000	12,390	17,4%	13,152	18,1%	14,000
% croiss		1,1%		1,0%		2,0%
<b>Photovoltaïque</b>	0,013	0,027	0,0%	0,130	0,2%	0,100
% croiss		27,3%		30,0%		24,3%
<b>Biomasse</b>	4,390	5,540	7,8%	9,814	13,5%	10,000
% croiss		8,0%		10,0%		10,3%
% convers elect	4%	4%		4%		
<b>Géothermie</b>	0,020	0,029	0,0%	0,051	0,1%	1,000
% croiss		13,0%		10,0%		80,0%
% convers elect	12%	12%				
<b>Total ENR électrique</b>	83,4	71,1		72,6		91,6
croiss annuelle (%)		-5,1%		0,3%		4,3%
<b>Total prod. électricité</b>	550,0	571,8		618		625
% croiss		1,3%		1,3%		1,5%
<b>Total conso électricité</b>	397	489		567		436
% croiss		7,1%		2,5%		-1,9%
<b>% sources ENR</b>	15,2%	12,4%		12,8%		21,0%

Tableau 14 : Production d'électricité d'origine renouvelable de la France en 2004 comparée à la consommation d'électricité. Tendance 2010 et objectif du livre blanc (TWh)

### 3 Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables représentent la seconde marge de manoeuvre dont nous disposons

#### 3.1 Le potentiel solaire mondial

Le Soleil, bien que distant de 150 millions de kilomètres de notre planète, est assurément notre plus grande source d'énergie. Les réactions nucléaires qui ont lieu dans le soleil entretiennent et renouvellent en permanence cette source d'énergie.

De cette fabuleuse source de rayonnement, la Terre intercepte 174 000 TW, soit 342 W /m<sup>2</sup> hors atmosphère, dont 25% environ se trouve immédiatement réfléchi dans l'espace par l'atmosphère sous forme de rayonnement visible (85 W/m<sup>2</sup>), 20 % est absorbé dans l'atmosphère (68 W/m<sup>2</sup>), 6% est réfléchi par la surface de la terre (20 W /m<sup>2</sup>, essentiellement par les océans), les 50 % restant parviennent à atteindre la surface de la terre et sont donc susceptibles d'être convertis en énergie solaire (169 W /m<sup>2</sup> équivalent à 86 000 TW, flux solaire au niveau de la mer, soit 65 000 Gtep, environ 6 500 fois la consommation mondiale actuelle d'énergie primaire).

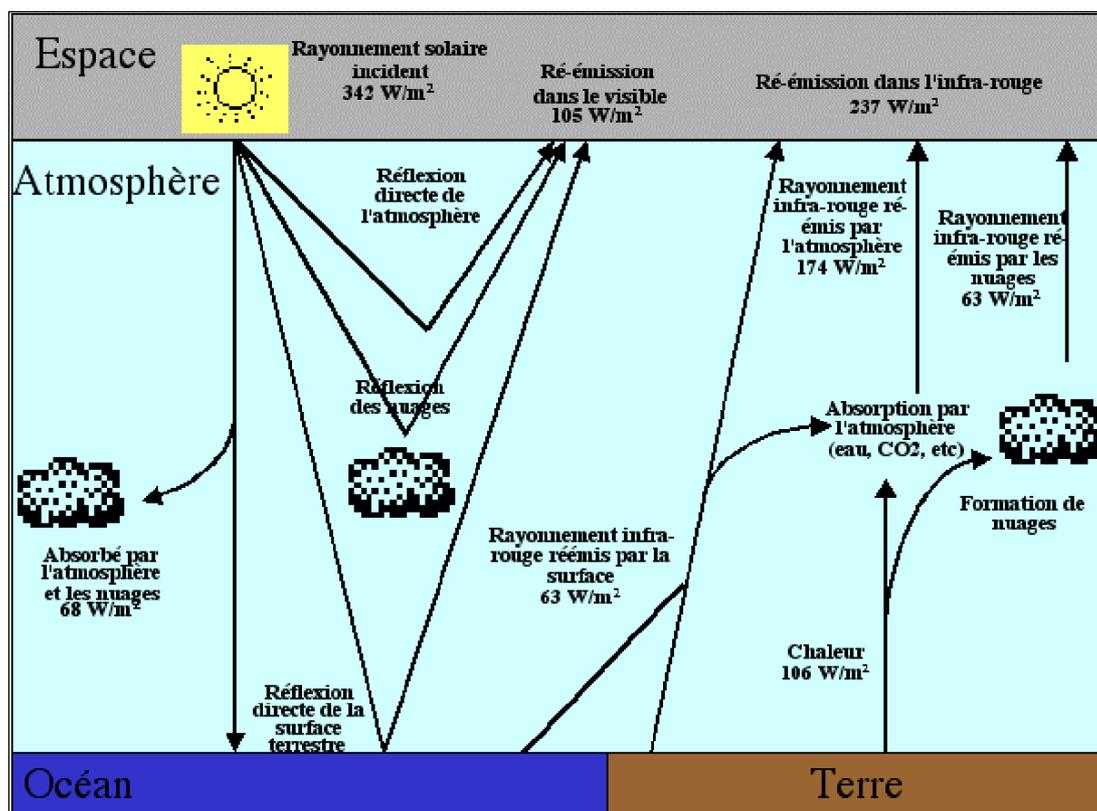


Figure 29 : Bilan permanent des échanges d'énergie Terre -Espace exprimé en W/m<sup>2</sup> (éclairage moyen absorbé par la surface de la Terre : 169 W/m<sup>2</sup>)

Le rayonnement infrarouge émis par la terre du fait de sa température (15°C en moyenne), est en grande partie absorbé par l'atmosphère (effet de serre naturel) et renvoyé vers la surface et dans l'espace. Les 25 % restants sont la source de l'évaporation (10%), de l'énergie cinétique des vents (0.10 %), de la photosynthèse (0.06%) et de la géothermie renouvelable (0.01%) (Figure 29). Le Tableau 15 décrit comment l'énergie solaire disponible au niveau de la mer pourrait se traduire en termes d'énergie thermique, mécanique ou électrique utilisable.

Bilan annuel des échanges	TWh/an	TW <sup>41</sup>	%	Taux de récupération	Récupérable (TWh /an)
Flux solaire hors atmosphère	1 524 351 592	174 013	100,0000%		
<b>Flux solaire niveau de la mer</b>	<b>754 364 331</b>	<b>86 115</b>	<b>49,4876%</b>	<b>0,016%</b>	<b>124 652 100,00%</b>
Réflexion vers l'espace	1 064 455 000	121 513,1	69,8300%		
Rayonnement absorbé	2 402 910 000	274 304,8	157,6349%		
Rayonnement IR ré-émis	2 402 910 000	274 304,8	157,6349%		
Evaporation / convection	350 000 000	39 954,3	22,9606%		
<b>Vent</b>	<b>3 300 000</b>	<b>376,7</b>	<b>0,2165%</b>	<b>1,000 %</b>	<b>33 000 26,47%</b>
<b>Photosynthèse</b>	<b>1 056 110</b>	<b>120,6</b>	<b>0,0693%</b>	<b>6,774 %</b>	<b>71 540 57,39%</b>
<b>Géothermie</b>	<b>260 000</b>	<b>29,7</b>	<b>0,0171%</b>	<b>0,885 %</b>	<b>2 300 1,85%</b>
<b>Hydro-électricité</b>	<b>36 000</b>	<b>4,1</b>	<b>0,0024%</b>	<b>40,889 %</b>	<b>14 720 11,81%</b>
<b>Potentiel TH toits solaires</b>	<b>25 740</b>	<b>2,9</b>	<b>0,0017%</b>	<b>10,000 %</b>	<b>2 574 2,06%</b>
<b>Potentiel PV toits solaires</b>	<b>5 148</b>	<b>0,6</b>	<b>0,0003%</b>	<b>10,004 %</b>	<b>515 0,41%</b>
<b>Marées</b>	<b>26 280</b>	<b>3,0</b>	<b>0,0017%</b>	<b>0,010 %</b>	<b>3 0,00%</b>
<b>Consommation mondiale</b>	<b>111 964</b>	<b>13</b>	<b>0,0073%</b>		<b>111 964 89,82%</b>

Tableau 15 : Flux solaire annuel et répartition des sources d'énergies renouvelables

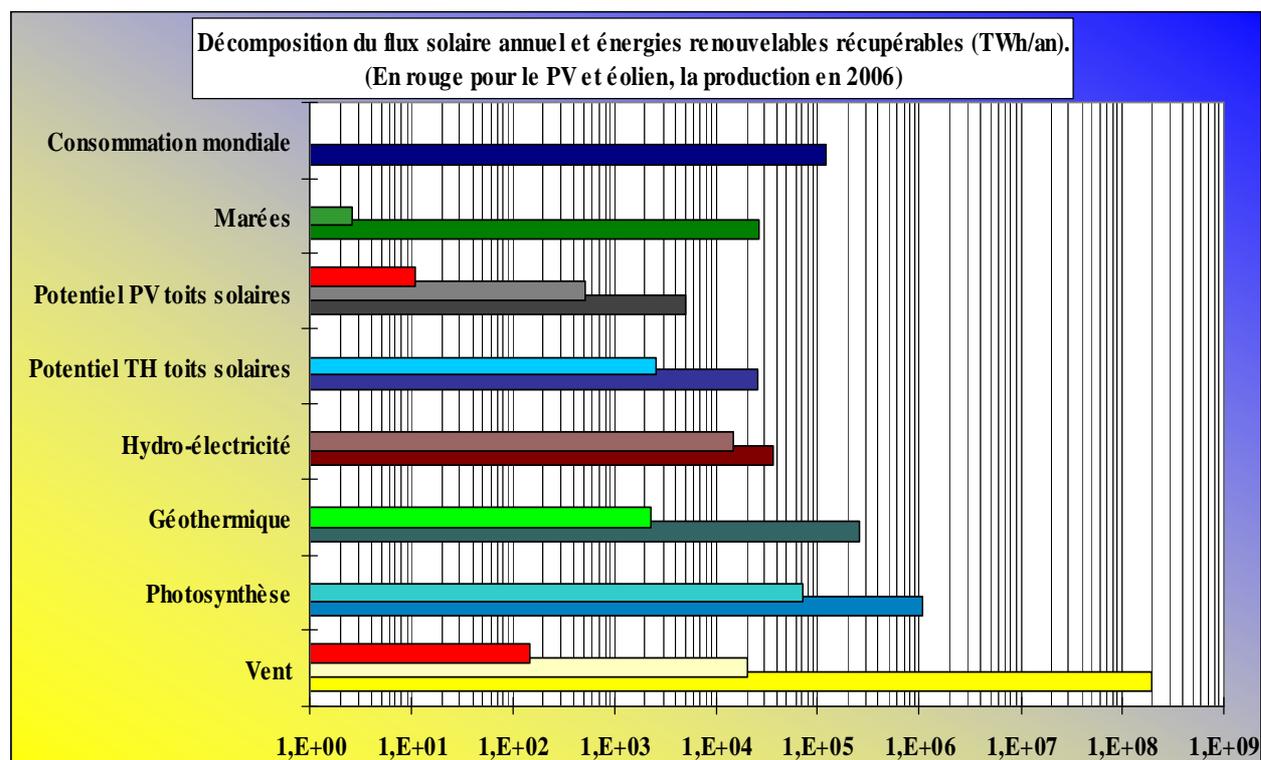


Figure 30 : Décomposition du flux solaire annuel et énergies renouvelables récupérables comparé à la consommation mondiale d'énergie primaire (TWh /an)

<sup>41</sup> Il s'agit ici d'une unité d'énergie (1TW= 1TWan /an= 8 760 10<sup>9</sup> kWh /an = 750 Mtep.) utilisée par commodité pour manipuler de très grands nombres

Nous allons voir dans la suite que, après la maîtrise de l'énergie, **le développement des énergies renouvelables représente la seconde marge de manoeuvre importante vis à vis des problèmes d'épuisement des sources fossiles, de réchauffement d'atmosphère, et des risques nucléaires.**

Quand on examine de près les scénarii prospectifs on constate que les principales contributions attendues sont la **biomasse, l'hydraulique et l'éolien.**

Sur le long terme - environ 50 ans - le potentiel extractible des différentes sources d'énergies renouvelables pourrait **en pratique** couvrir la consommation mondiale actuelle de 10 Gtep (116 000 TWh).

- la photosynthèse au premier chef avec 6 Gtep (70 000 TWh),
- puis le vent avec 1,7 Gtep (20 000 TWh),
- la grande hydraulique 1,2 Gtep (14 000 TWh), le potentiel théorique mondial est d'environ 36 000 TWh et le potentiel exploitable de 14 000 TWh
- le solaire installé sur les toits des bâtiments industriels, commerciaux, tertiaires et domestique 0.25 G tep (2 900 TWh dont 2 300 de thermique et 600 de photovoltaïque),
- et la géothermie des couches profondes 0.2 Gtep (2 300 TWh).

Pour illustrer les propos ci-dessus et le chemin qu'il reste à parcourir, nous avons représenté sur la Figure 30 la production mondiale (en TWh) pour 2006 du PV et de l'éolien. L'éolien a permis de produire 146 TWh et le PV 11 TWh, ce qui représente respectivement 0,004% et 0,02% du potentiel récupérable de chaque source d'énergie (cf tableau 11). La marge de progression reste donc extrêmement importante !

### 3.2 La production d'ENR en Europe

Actuellement la production brute d'origine renouvelable dans l'Europe des 25 représente environ 105 Mtep sur 1 870 Mtep (soit 5,6 %). Pour n'avoir pas su conjuguer économies d'énergies, efficacité et sobriété avec l'implantation des ENR, l'Europe a en effet dérapé au niveau de la croissance de sa consommation énergétique globale (4,5 % par an).

L'objectif du livre blanc de 12 % en 2010 ne sera donc probablement pas atteint.

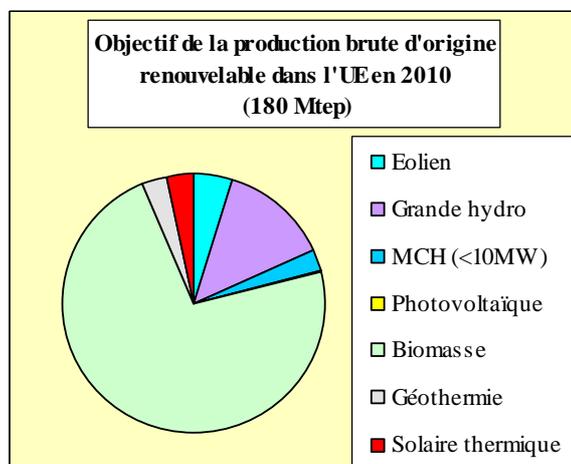
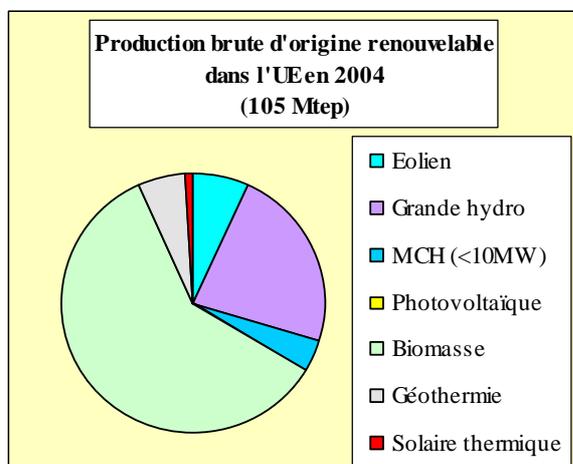
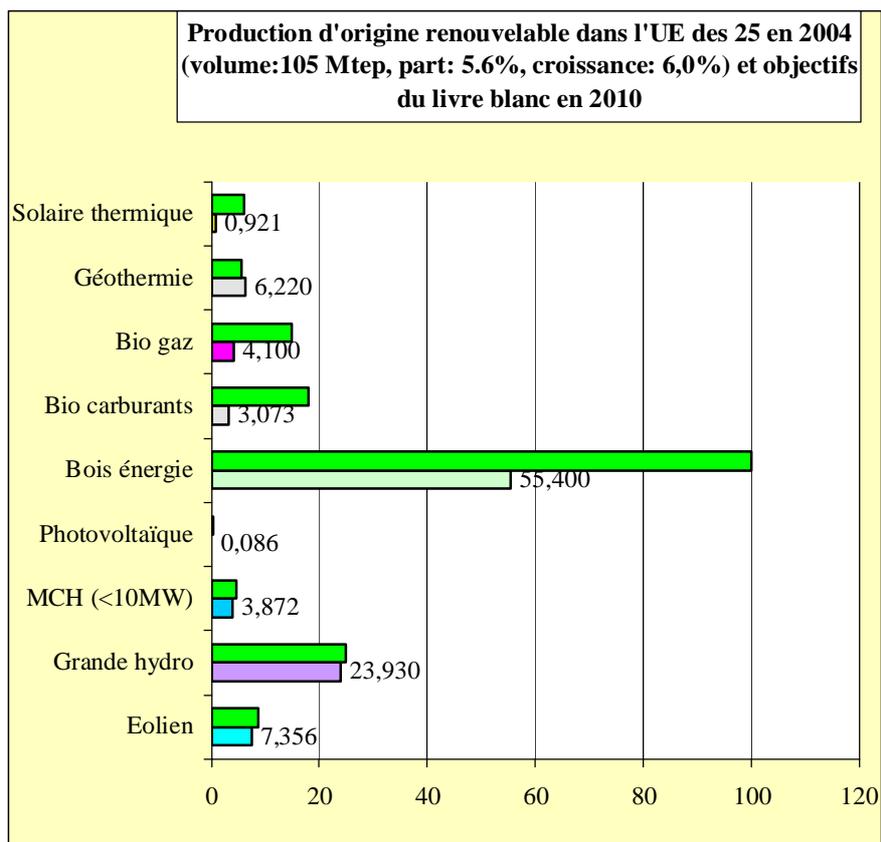


Figure 31 : Production d'origine renouvelable dans l'UE des 25 en 2004 et objectifs du livre blanc en 2010 (Sources: calculs Cythelia, données: Eurobsev'ER 2001-2006)

### 3.3 La grande hydraulique<sup>42</sup>

L'énergie hydraulique, du moins celle des rivières et des fleuves, est très ancienne. Dès l'Antiquité, les moulins à eau servaient à moudre le grain, ou à élever l'eau. Pendant des siècles l'énergie hydraulique fut surtout une énergie motrice, une énergie mécanique. Ce n'est qu'au XIX<sup>e</sup> siècle que l'énergie mécanique rotative des roues à eau ou de leur version plus moderne, les turbines, sera transformée en énergie électrique. Ce sera l'avènement de l'hydroélectricité. L'énergie hydraulique est encore avec l'énergie-bois, l'énergie renouvelable la plus répandue aujourd'hui.

L'eau tombe du ciel sous forme de pluie ou de neige (les « précipitations »). Une partie retourne vers le ciel sous forme d'évaporation directe ou de transpiration des plantes. Une autre partie ruisselle sur le sol et rejoint les rivières et les fleuves. Une autre partie, enfin, s'infiltre dans le sous-sol, mais les nappes d'eau souterraines débordent et restituent donc aux cours d'eau l'eau qu'elles ont reçue. 60 % des précipitations sur les terres émergées s'évaporent. On en retrouve donc 40 % dans les cours d'eau. Évidemment ces chiffres diffèrent d'un continent à l'autre: en Afrique plus de 80 % de l'eau s'évapore, en Antarctique rien ne s'évapore. Quand l'eau dévale les pentes pour rejoindre les océans, elle perd au fur et à mesure son énergie potentielle : c'est cette énergie de chute qui peut être captée, beaucoup plus que l'énergie de mouvement (« cinétique »), assez faible, de l'eau qui coule.

#### 3.3.1 Les centrales hydroélectriques.

Deux facteurs influencent directement la puissance disponible sur un cours d'eau : **le débit d'eau et la hauteur de la chute**. La puissance maximale susceptible d'être obtenue est d'ailleurs, tout simplement, égale à  $P = 9,81 Qh$  (Q étant le débit d'eau en m<sup>3</sup>/s, h étant la hauteur de chute en mètres, et P la puissance obtenue en kW).

En fait cette puissance maximale subit des pertes, dans la partie hydraulique, puis mécanique, puis électrique de l'installation. Mais toutes ces pertes sont relativement modestes, 20 % au total, et la puissance obtenue en fin de compte est **P = 8 Qh**.

Pour une même puissance, une centrale hydraulique peut donc être alimentée, soit par un faible débit tombant d'une grande hauteur de chute, soit par un débit important tombant d'une faible hauteur. Ainsi, on distingue en pratique trois types d'aménagements :

- les aménagements de **haute chute**: ils équipent des sites de montagne qui bénéficient, pour des débits souvent faibles, de très importantes dénivelées. En France, le record de hauteur est tenu, dans les Pyrénées, par la centrale de Portillon (1 420 m) ;
- les aménagements de **moyenne chute**: ils sont situés sur des cours d'eau à débit assez abondant, avec des dénivelées moyennes de l'ordre de la centaine de mètres ;
- les aménagements de **basse chute**: implantées notamment sur les grands fleuves (en France le Rhin ou le Rhône), les centrales de basse chute ont un débit très important et une dénivelée très faible, de 10 à 15 m.

---

<sup>42</sup> Cette partie du cours fait de larges emprunts à l'ouvrage : J. Vernier, *Les Energies renouvelables*, PUF, «Que sais-je ? », n° 3240

### 3.3.2 L'énergie hydraulique et ses perspectives de développement.

#### 3.3.2.1 Le potentiel hydraulique exploitable

La quantité d'énergie productible dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau. Or, le débit d'eau dépend lui-même de la quantité de pluie qui tombe et de la surface du bassin versant sur laquelle elle tombe. **Altitude, pluviométrie, surface du bassin versant** sont donc les trois facteurs clefs qui vont conditionner le potentiel énergétique hydraulique d'une région, d'un pays, d'un continent. Mais l'un de ces trois facteurs, **la surface, est finalement prépondérant**. En effet, en pratique, ce ne sont ni forcément les pays montagneux, ni les pays les plus pluvieux qui ont le plus gros potentiel. Les grands bassins versants, même s'ils sont peu élevés et peu arrosés, peuvent engendrer de grandes productions. C'est pourquoi les cinq plus grands, pays producteurs sont des pays de plaine (**Canada, Etats-Unis, ex-URSS, Brésil, Chine**) et fournissent à eux seuls environ la moitié de la production mondiale.

De nombreuses estimations ont été faites du potentiel hydroélectrique exploitable dans le monde. Il faut ici distinguer le potentiel théorique brut (résultant, comme on vient de le voir, de l'altitude, de la pluviométrie et de la surface du bassin versant) du potentiel techniquement exploitable (en tenant compte des contraintes topographiques, géologiques, humaines, environnementales qui pèsent sur chaque site).

On considère que le **potentiel théorique mondial est d'environ 36 000 TWh** et le potentiel **exploitable de 14 000 TWh** (à comparer à la production électrique mondiale actuelle, qui est de l'ordre de 12 000 TWh). Ce potentiel exploitable est surtout situé en Asie (27%), en Amérique latine (24 %) et dans la CEI (24%).

#### 3.3.2.2 Le potentiel hydraulique actuellement exploité

En 1990 le potentiel exploité à l'échelle mondiale n'était que d'environ **2 200 TWh**, soit le sixième de ce qui serait exploitable. Mais les choses varient beaucoup d'un continent à l'autre, car si l'Europe et l'Amérique du Nord ont déjà exploité environ 50 % de leurs possibilités, en revanche l'Asie (11 %), la CEI (7 %) et l'Afrique (4 %) sont très loin d'avoir exploité les leurs. La puissance hydraulique installée dans le monde dépassait les 600 000 MW en 1990. Elle était de **700 000 MW à la fin 2000**.

Actuellement, deux pays sur trois dans le monde exploitent l'énergie hydraulique, mais de manière très inégale. Les quatre plus gros producteurs (Canada, Etats-Unis, ex-URSS, Brésil) dépassent chacun 200 TWh et représentent à eux quatre presque la moitié du total mondial. **La France arrive en dixième position** avec un potentiel de **69 TWh** (en 1995). Si l'on se rapporte au nombre d'habitants, la Norvège est championne au monde. La Norvège est d'ailleurs le seul pays au monde pour lequel toute l'électricité produite est d'origine hydraulique. En France, l'électricité d'origine hydraulique, qui avait culminé à 56 % en 1960 (la grande période de construction des barrages s'est située avant et après la seconde guerre mondiale), s'est réduite fortement à 17 % en 1995, du fait de la percée du nucléaire. Dans le monde, l'hydroélectricité représente à peu près 18 à 19 % de la production totale d'électricité. Si on compare à l'énergie primaire mondiale totale (et non plus à la seule énergie électrique), l'hydroélectricité comptée en énergie finale ne représente qu'environ 2 %.

L'énergie hydraulique s'est développée à un rythme de croissance de 2,5 à 3 % l'an dans le monde ces vingt dernières années. On pense que le développement continuera à ce rythme, mais beaucoup plus dans les pays en voie de développement - qui, on l'a vu, sont sous-équipés

-qu'en Europe ou aux États-Unis où le développement s'est beaucoup ralenti depuis les années 60-70.

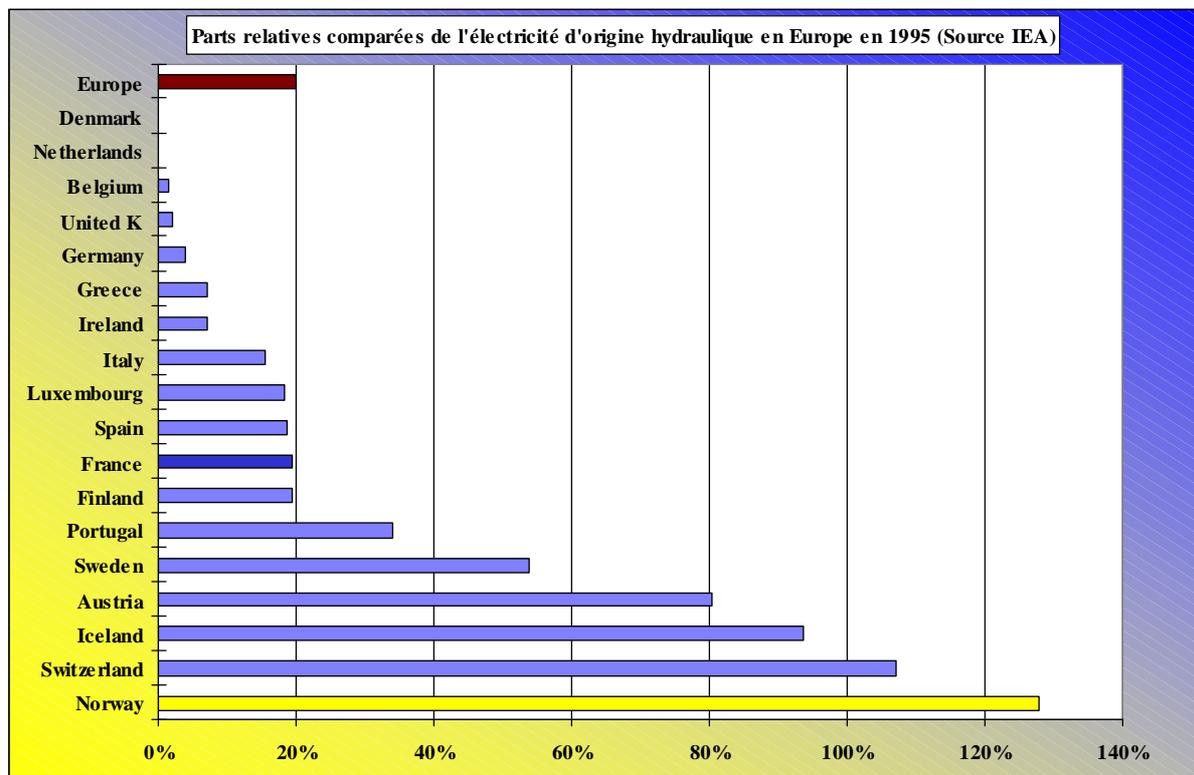


Figure 32 : Partis relatives comparées de l'électricité d'origine hydraulique en Europe en 1995 (Source IEA)

### 3.3.3 Le coût de l'énergie hydraulique

Le coût de l'énergie hydroélectrique est variable en fonction de la topographie (il y a de bons sites de barrages qui, à peu de frais, retiennent beaucoup d'eau), de l'hydraulicité, de la distance entre le site du barrage et les lieux de consommation (les sites de barrage n'ont hélas aucune raison d'être proches des lieux de consommation !). De toutes manières, l'énergie hydraulique est coûteuse en investissement et assez peu en fonctionnement et en maintenance. Inversement ce gros investissement hydraulique peut être amorti sur une très longue durée de vie. En France, une fois l'investissement initial amorti sur une période de quinze à trente ans, le coût de l'électricité produite n'est plus que de 0.013 €/ kWh, correspondant aux dépenses d'exploitation et d'entretien-maintenance, qui restent réduites, même dans le cas d'une très longue utilisation (plusieurs décennies, voire, on peut l'espérer, plusieurs siècles pour le barrage lui-même). La grande hydraulique est donc une énergie très rentable, dans beaucoup de sites. La petite hydraulique, dont le coût total (amortissements compris) est estimé à environ 0.039 €/ kWh, bien que trois fois plus cher, est aussi rentable.

### 3.3.4 La microhydraulique

La gamme de puissance des micro-centrales est définie pour des installations inférieures à 10 MWel. Idéale pour l'électrification des sites isolés, la PCH apporte aussi un appoint à la production nationale en cas de pic de consommation. On estime qu'à la fin de

l'année 1999, la capacité des petites centrales hydrauliques (PCH) installées dans l'Europe des 15 s'élevait à 9 755 MW (presque autant que l'éolien). La puissance installée est passée à 10 828 en 2004 pour l'Europe des 15 et à 11 600 MW pour l'Europe des 25, la Pologne ayant une part de 285 MW. Depuis le début des années 90, ce total évolue très peu en raison de la saturation des gisements et des nombreuses contraintes (notamment environnementales) que rencontrent les exploitants. Ainsi, le taux de croissance de moins de 2% /an est inférieur à l'accroissement de la consommation d'électricité. Il existe cependant un certain potentiel de renouvellement et d'augmentation des puissances installées.



Plus de 80% du parc est installé dans 6 pays : l'Italie, la France, l'Espagne, l'Allemagne, la Suède et l'Autriche. En France, le potentiel disponible est encore de l'ordre de 2 000 MW. Les impacts environnementaux et les réglementations correspondantes constituent le principal obstacle au développement de cette source d'énergie. Le prix de revient du kWh est de l'ordre de 0.04 €. Si on projette le taux moyen de croissance des installations PCH observé ces dernières années à l'horizon 2010, on obtient des capacités installées en deçà des niveaux qu'ambitionne la Commission Européenne (13 000 MW contre 14 000 MW attendus). Aucun changement majeur de tendance ne s'annonce au niveau de l'Europe des 15, et les projets les plus importants sont annoncés dans les 10 pays d'Europe de l'Est tels que la Pologne qui fait progresser son parc de plus de 17% entre 2003 et 2004.

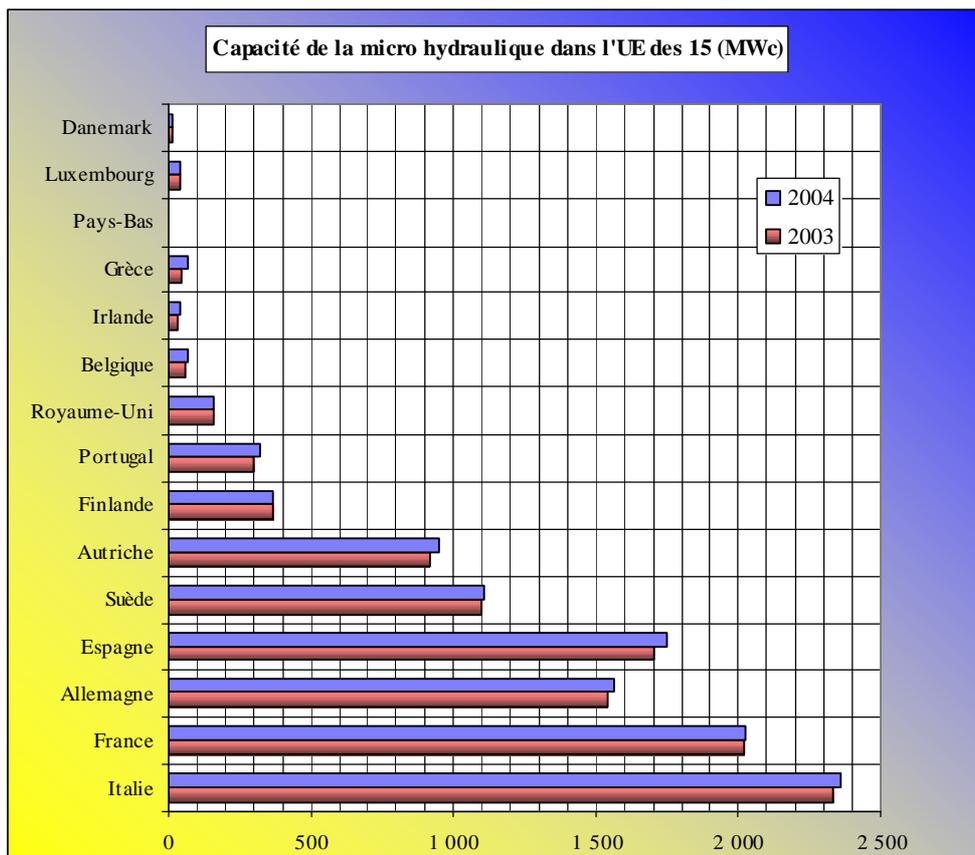


Figure 33 : Capacité de la micro-hydraulique dans l'Europe des 15

### 3.4 La biomasse

La « houille verte » provient de l'énergie solaire. En effet les plantes poussent grâce à la lumière du soleil et au processus de photosynthèse qui en résulte.

La réaction est la suivante :



Ainsi donc, la photosynthèse absorbe du gaz carbonique (dans l'atmosphère), consomme de l'eau et rejette (dans l'atmosphère) de l'oxygène.

Cette façon d'utiliser le soleil élimine deux inconvénients de celui-ci :

- l'énergie solaire, très étalée à la surface de la terre, très diffuse, est coûteuse à collecter ; en l'occurrence, les collecteurs d'énergie solaire sont simplement, les feuilles des plantes ;
- le soleil est intermittent et il n'est pas facile, on l'a vu, de stocker l'énergie solaire ; la plante permet de stocker très simplement l'énergie dans la masse végétale.

Cependant, la houille verte a quelques inconvénients. C'est, tout d'abord, une **énergie à faible densité**. On verra ci-dessous que le pouvoir calorifique du bois sec est deux fois moindre que celui du charbon ou du fioul, à poids égal. Par ailleurs, l'humidité contenue dans la biomasse réduit également cette densité énergétique.

De ce fait, la houille verte se transporte moins loin que d'autres énergies plus concentrées. Enfin, le rendement énergétique de la houille verte est très faible. En effet, les plantes, lors de la photosynthèse, n'utilisent que la partie visible du spectre des rayons solaires, soit 50 % de l'énergie solaire reçue. De plus, une partie seulement de cette énergie est convertie en masse végétale (3 à 6 % selon les plantes). Elle est, de plus, ralentie voire stoppée en hiver par les basses températures, ou en été en cas de sécheresse prononcée (la photosynthèse consomme beaucoup d'eau). Enfin, toute la masse végétale n'est pas disponible pour produire de l'énergie: par exemple, dans les arbres, le tronc et les branches sont utilisables, mais pas les racines, ni les feuilles, ni les brindilles.

Au total, on estime que **seulement 1 % de l'énergie solaire reçue par les plantes est convertie en énergie végétale** sous les climats tempérés, et 2 à 3 % sous les climats tropicaux. Ces rendements sont infimes si on les compare aux rendements de l'utilisation directe de l'énergie solaire qui peuvent atteindre 20 à 30 %. De ce fait, la houille verte apparaît comme une **énergie particulièrement consommatrice d'espace et d'eau**.

La biomasse est sans aucun doute l'énergie renouvelable actuellement la plus développée dans le monde, représentant probablement quelque **14 % de notre consommation énergétique totale** et environ 3 % de ceux de l'Union Européenne.

Le secteur de la bio-masse se répartit en **trois filières distinctes, le bois énergie, le biogaz et les biocarburants**. A cause de son poids relatif, l'Union Européenne place le secteur biomasse au tout premier plan en matière de développement futur. Cependant, concernant le bois-énergie et le biogaz, il est difficile aujourd'hui de situer les efforts des pays européens au regard des échéances futures. Les multiples applications de ces filières complexifiant les travaux de projection. On peut toutefois mentionner que parmi les pays développant actuellement ces énergies il y a la **Suède, qui souhaite mettre l'accent sur le biogaz**, ou l'**Autriche** qui ambitionne de doubler le nombre de ses installations **chaudières bois** dans les années à venir.

### 3.4.1 Le bois énergie

Le bois est, de très loin, le principal bio-combustible végétal. Le principe de la combustion du bois n'est pas aussi simple qu'on le croit : le bois ne brûle pas! En réalité, dès qu'il est chauffé, le bois sèche, puis se décompose: c'est la pyrolyse (en grec, «décomposition par le feu»). Et ce sont les produits issus de cette décomposition qui brûlent.

En fait, la combustion se déroule en trois phases :

- le séchage: même lorsque le bois est convenablement sec, il contient encore 15 à 20 % d'humidité. Le bois chauffé laisse d'abord se dégager cette humidité. Cette phase consomme de la chaleur;
- le dégazage: à partir de 200° C environ, des gaz commencent à s'échapper massivement du bois. En présence d'air, les gaz combustibles s'enflamment. Cette phase, contrairement à la précédente, produit de la chaleur, laquelle entretient le processus. La température monte jusqu'à 800°C ;
- la combustion des braises : le bois, « libéré » de ses gaz, se transforme en charbon de bois, lequel représente environ 30 % du poids sec initial. Si on ne fournit pas assez d'air, on peut récupérer ce charbon de bois et l'utiliser, ultérieurement, comme combustible. Si en

revanche on fournit assez d'air, le charbon de bois brûle à son tour, presque sans flamme et devient incandescent : ce sont les braises.

**Le pouvoir calorifique d'un kg de bois sec (à 0 % d'humidité) est d'environ 5 kWh ou 18 MJ (Mégajoules) par kilo, assez nettement inférieur, on le voit, à celui du charbon (32 MJ/kg) ou du fioul (42 MJ/kg).** En fait, le pouvoir calorifique est d'autant plus réduit que le bois est plus humide. En effet, l'humidité a deux effets essentiels sur le pouvoir calorifique: plus le bois est humide et plus le pouvoir calorifique est réduit à due proportion; d'autre part l'eau contenue dans le bois consomme une partie de la chaleur produite pour être évaporée.

Si on ne fournit pas assez d'air, rien ne brûle et il y a seulement « pyrolyse » du bois en gaz d'une part, en charbon de bois d'autre part. Pendant des siècles, de l'Antiquité jusqu'au XVIII<sup>e</sup> siècle, le charbon de bois a été très prisé, tant pour ses usages domestiques qu'industriels. Le charbon de bois a encore un présent, et même un avenir, pour deux raisons il est plus concentré en énergie que le bois (environ 33 MJ/kg de charbon contre 18 par kilo de bois) et est donc plus économique à transporter ; il dégage moins de fumées (tous les gaz ont quitté le bois) et son utilisation est donc plus commode. C'est pourquoi **le charbon de bois devient le combustible privilégié des grandes agglomérations des pays en développement**, par exemple en Afrique noire.

**Dans le Tiers Monde**, le bois provient essentiellement des forêts naturelles. D'ailleurs, c'est principalement à cette fin (bois de cuisson et de chauffage) qu'on exploite les forêts: plus de **75 % du bois exploité est destiné à l'usage énergétique** et moins de 25 % à usage de bois d'oeuvre ou de bois industriel (ces proportions sont inverses dans les pays industrialisés). Dans les pays industrialisés, l'origine du bois de feu est plus diversifiée. Par exemple, en France, en 1989, l'origine du bois-énergie était répartie de la façon suivante :

- 62 % : forêts (rondins de bois, mais aussi « résidus » de l'exploitation forestière : houppiers et branchages) ;
- 20 % : déchets de l'industrie du bois et de la pâte à papier ;
- 11 % : bois de rebut (palettes, cageots, caisses, bois de démolition) ;
- 7 % : déchets de bois de l'agriculture (piquets, poteaux ...).

L'énergie-bois est essentiellement destinée au chauffage, pour l'habitat individuel surtout. Il peut s'agir du chauffage principal ou, simplement, d'un chauffage d'appoint. Le chauffage peut s'opérer, soit en chauffant l'air ambiant dans des cheminées ou poêles, soit en chauffant de l'eau ou de la vapeur dans une chaudière à bois.

- Le chauffage de l'air ambiant peut se faire dans des cheminées traditionnelles ouvertes dans la pièce dont le rendement ne dépasse guère 8 à 12 %, ou dans des poêles ou des foyers fermés (inserts) à rendement bien meilleur (pouvant atteindre 60 %).
- Le rendement d'une bonne chaudière-bois est de l'ordre de 75 %, un peu inférieur aux rendements obtenus avec le charbon, le fioul et le gaz.

La consommation de bois-énergie est en fait bien difficile à évaluer dans les pays industrialisés. En effet une grande part de ce bois est vendue sans facture. On passe par des circuits informels (petits marchands en bord de route, fermiers, forestiers). Malgré cette incertitude, on estime qu'**en France les 25 Mtep (ou 10 Mtep) consommées, représentent 5 % du bilan énergétique.** Cette contribution peut doubler sans porter atteinte aucunement

au patrimoine forestier, uniquement par une meilleure valorisation des bois de rebut, des élagages urbains et des rémanents forestiers les plus accessibles. La consommation se répartit comme suit :

- 84 % pour l'habitat individuel. En fait près de la moitié des maisons individuelles françaises sont chauffées au bois. Pour la moitié d'entre elles (donc le quart des maisons françaises), il s'agit du chauffage de base. Pour l'autre moitié, il s'agit d'un chauffage d'appoint. Il y a eu en France ces dernières années un développement considérable des foyers fermés ou inserts et, au contraire, une régression des chaudières à bois.
- 4 % pour l'habitat collectif ou les bâtiments tertiaires publics (bâtiments d'enseignement surtout, et hôpitaux). Certaines de ces chaufferies collectives sont reliées à un réseau de chaleur urbain.
- 11 % pour l'industrie, essentiellement pour fournir de l'énergie (thermique, ou électrique, ou les deux) aux papeteries et à l'industrie du bois.

La France, cependant, est loin du record détenu en Europe par **l'Autriche, « pays-roi » du bois-énergie, où le bois représente environ 10 % des besoins d'énergie**. En 2003, on y dénombrait 200 réseaux de chaleur, 3 943 chaufferies (3 100 industrielles et 843 collectives)! Parti de presque rien en 1980, le bois y a connu un très fort développement, encouragé par de fortes subventions et conduisant à une puissance cumulée de 1 865 MWth en 2003.

Le prix du combustible-bois diffère selon l'origine du bois. Les écorces, les déchets de l'industrie du bois, les bois de rebut (cageots, palettes, etc.) sont moins coûteux que les plaquettes forestières ou les granulés<sup>43</sup>. Le prix du bois varie de 0 à 0,03 €/ kWh à l'entrée de la chaudière (voir Tableau 19). En tout état de cause, le prix du bois est en général inférieur à celui du fioul ou du gaz. Le bois est donc un combustible peu cher, voire, parfois, presque gratuit. En revanche, l'installation est plus chère. Une chaudière-bois coûte deux à trois fois plus qu'une chaudière au fioul, mais légèrement moins qu'une chaudière à charbon.

Concernant le bois-énergie, les productions cumulées de chaleur et d'électricité totalisaient 43 Mtep en 2003 dans l'Europe des 15 et 55 Mtep en 2004 dans l'Europe des 25. La France, forte d'un remarquable potentiel, se place en première position avec 9,18 Mtep, suivie de la Suède avec 8,26 Mtep (voir Figure 34). Bien que leader, la France redescend à la sixième place si l'on prend le ratio tep par habitants (0,16), loin derrière la Finlande (avec 1,21 tep /hab). Bien sûr, la majeure partie de cette énergie primaire est valorisée sous forme de chaleur.

On estime que seulement 17% de cette énergie est valorisée sous forme d'électricité (soit 31 TWh pour toute l'Europe, en augmentation de 14% par rapport à 2002).

Le pays leader de la production d'électricité à partir de bois est la Finlande avec 11,1 TWh. La France arrive loin derrière avec seulement 1,34 TWh.

La Savoie a été retenue comme zone pilote pour le développement du bois énergie dès 1994. Six chaufferies à bois déchetées sont en fonctionnement, une quarantaine en cours d'étude, ce qui nous place en bonne position au niveau national, mais très loin cependant derrière la Suisse et l'Autriche.

---

<sup>43</sup> Produits manufacturés beaucoup plus chers que le bois brut (on parle de 0,11 €/ kWh pour les granulés livrés)

### 3.4.1.1 Bois energie et GES

Le seul cas de figure où le bois puisse être considéré comme un puits de Carbone est celui où il est utilisé comme bois d'œuvre et où l'exploitant replante.

Pour la même raison, la filière énergie-bois, n'est en première approximation, neutre sur le plan des émissions que si le bois est replanté. Si l'on souhaite calculer les émissions évitées, il faut en toute rigueur, calculer les émissions de GES évitées sur la base d'une comparaison avec les émissions de la source énergétique à laquelle il se substitue <sup>44</sup>.

On ne peut donc pas laisser dire dans l'absolu «4 tonnes de bois produisent une tep et recyclent 2,5 t de CO<sub>2</sub> (soit 0,68 t C) ». Il s'agit là d'une erreur conceptuelle que l'on retrouve fréquemment. La tep est une unité de mesure énergétique (11 626 kWh) ; elle ne produit pas la même quantité de GES suivant qu'elle est issue d'électricité, de gaz, de charbon ou de fioul.

Le CLER dans son N° 37 spécial Bois-Energie a publié les données suivantes :

	Filières bois			Filières fossiles		
	Bûches	Plaquettes	Granulés	Electricité	Gaz	Fioul
rendement	68%	75%	80%	100%	90%	90%
tep utile / tep fossile	13,8	15,7	6,2	0,35	0,88	0,82
Bilan effet de serre (IPCC 10 ans) geq C /kWh	4,1	4,6	4,4	37,1	60,5	127,1

Tableau 16 : Bilan énergétique et effet de serre du chauffage au bois (Source ADEME: CLER Info N°37 p11)

On en déduit les GES évités par la combustion du bois en geqC /kWh ou en en kgeqC /teb en fonction de la source énergétique substituée :

	Filières bois			Filières fossiles		
	Bûches	Plaquettes	Granulés	Electricité	Gaz	Fioul
GES évités (g eqC / kWh)				32,7	56,2	122,7
GES évités (kg eqC / teb)				95	163	357

Tableau 17 : GES évités en g C /kWh ou en en kg C /teb en fonction de la source énergétique substituée.

Concernant les installations existantes sur le périmètre de Chambéry-Métropole, on a par exemple les effets suivants en 2004 : 60 t eqC évités si l'on prend le gaz comme référence.

Chambéry	installation	teb	MWh /an	Electricité	Gaz	Fioul
Trivalor	2000	32	93			
Maison de l'agriculture	2003	300	872			
Maison des énergies	2004	36	105			
Total	2004	368	1 070			
<b>GES évités (t C /an)</b>				<b>35</b>	<b>60</b>	<b>131</b>

Tableau 18 : Effet des chaufferies bois sur la production d'énergie et des GES évités en 2004

<sup>44</sup> En fait il faut préciser d'une part le taux d'humidité de ce bois pour établir l'équivalence 1 tep = 4 teb, et d'autre part que la combustion de ce bois se substitue à celle du gaz naturel pour établir la correspondance ici retenue : la combustion d'une teb évite 163 kg C (ou 600 kg de CO<sub>2</sub>)

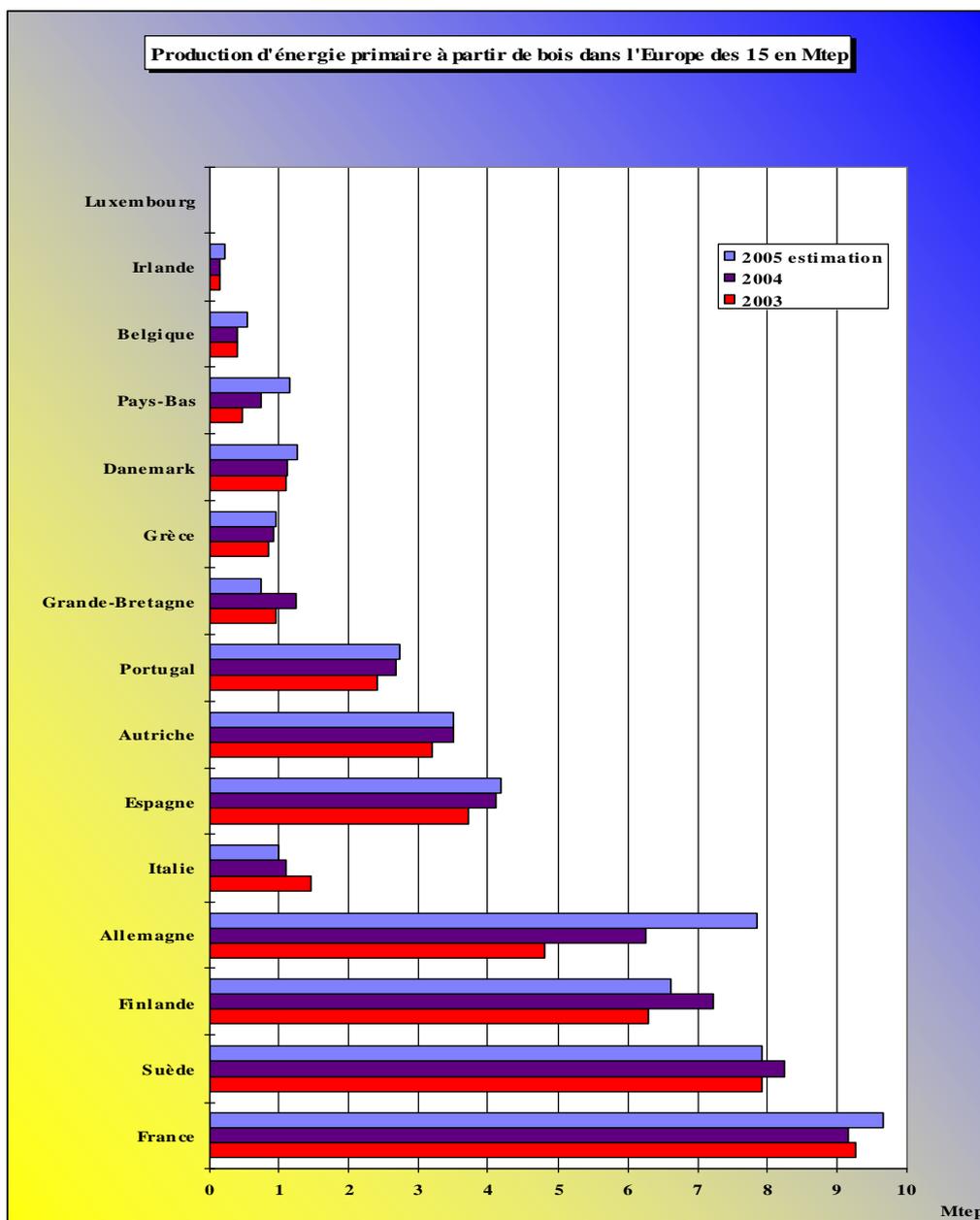


Figure 34 : Production d'énergie primaire à partir de bois dans les pays de l'Union Européenne en Mtep  
(Source EurObserv'ER Dec 2005 / Solagro)

### 3.4.1.2 Bois énergie et emplois

Si l'on tient compte de l'amortissement, à un prix du kWh sortie chaufferie comparable, l'avantage de la filière bois est la création à un niveau local de nombreux emplois (trois à 4 fois plus comparé aux filières classiques (typiquement pour une tep consommée, la filière gaz requiert 1,2 emplois, la filière pétrole : 1,4, la filière bois de rebut : 3, la filière forestière : 5,2). Ces postes résident pour une grande partie dans les activités de collecte et de tri des déchets, dans l'exploitation et le transport des rémanents forestiers et l'exploitation des

chaufferies. Les chiffres d'emploi sont estimés à 30 000 directs et 20 000 indirects en France. Le chiffre d'affaire de la filière bois représente en Allemagne 2,85 milliards d'euro

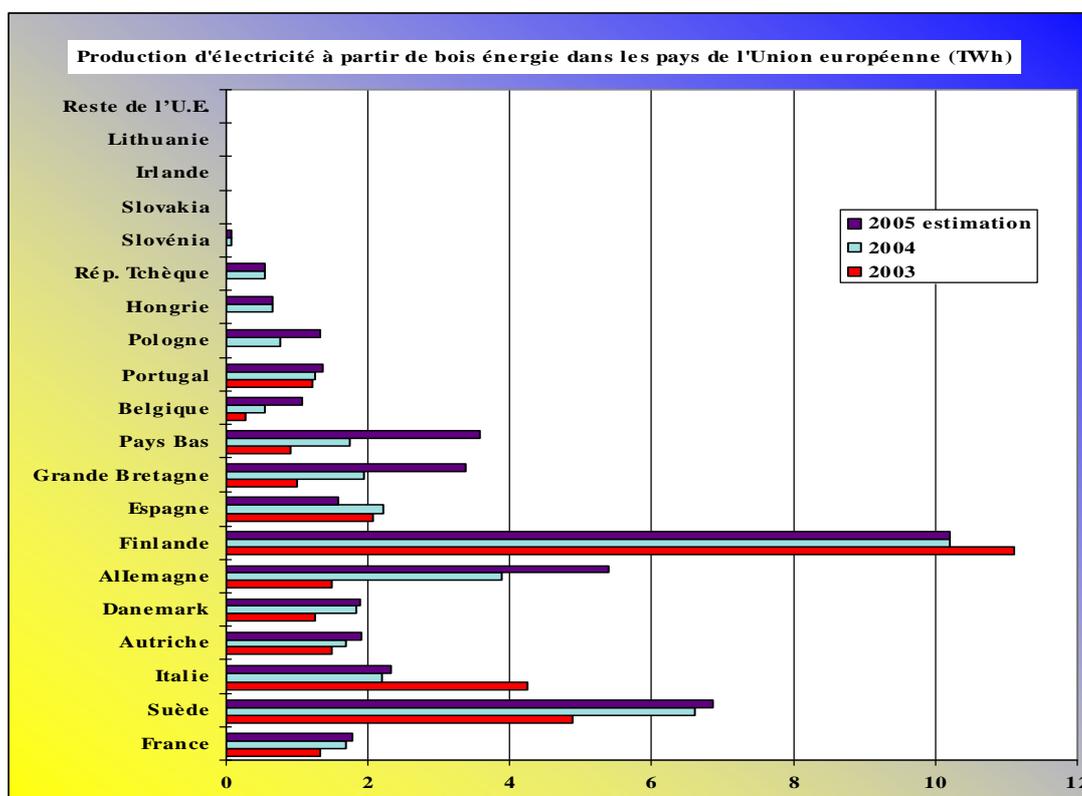


Figure 35 : Production d'électricité à partir de bois énergie dans les pays de l'Union européenne (TWh) (Source: EurObserv'ER Nov 2006)

### 3.4.1.3 Prix des combustibles

	Copeaux gde échelle	Granulés gde échelle	Granulés domestique	Bûches domestique	Charbon	Gaz naturel
Allemagne	9	28	34	28		43
Autriche	17		35	24	27	45
Belgique	12	28	47	14		43
Danemark	17	27	41	38	57	58
Espagne	6		38	22	4	42
Finlande	9	19	26	28	12	16
<b>France</b>	<b>15</b>	<b>24</b>	<b>44</b>	<b>21</b>	<b>15</b>	<b>18</b>
Grèce				7		20
Irlande	4			58	7	22
Italie	14	34	44	34		
Pays Bas	23	23				
Portugal	4		41	13		29
Royaume Uni	6		33	18	36	22
Suède	12	17	34	34	32	38
<b>Moyenne</b>	<b>11,4</b>	<b>18,2</b>	<b>37,9</b>	<b>26,1</b>	<b>23,8</b>	<b>36,0</b>

Tableau 19 : Prix des combustibles dans l'Europe des 16 (€/MWh) Source: EUBIONET fuel price in Europe 2002-03

### 3.4.2 Les biocarburants

Les biocarburants sont des sources liquides d'énergie issue de la matière végétale. Le secteur des biocarburants est composé de deux filières distinctes: **le bio-éthanol, qui après transformation en ETBE (ethyl tertio butyl ether)** sert d'additif pour les moteurs à essence **et le biodiesel** qui sert d'additif pour les moteurs diesel.

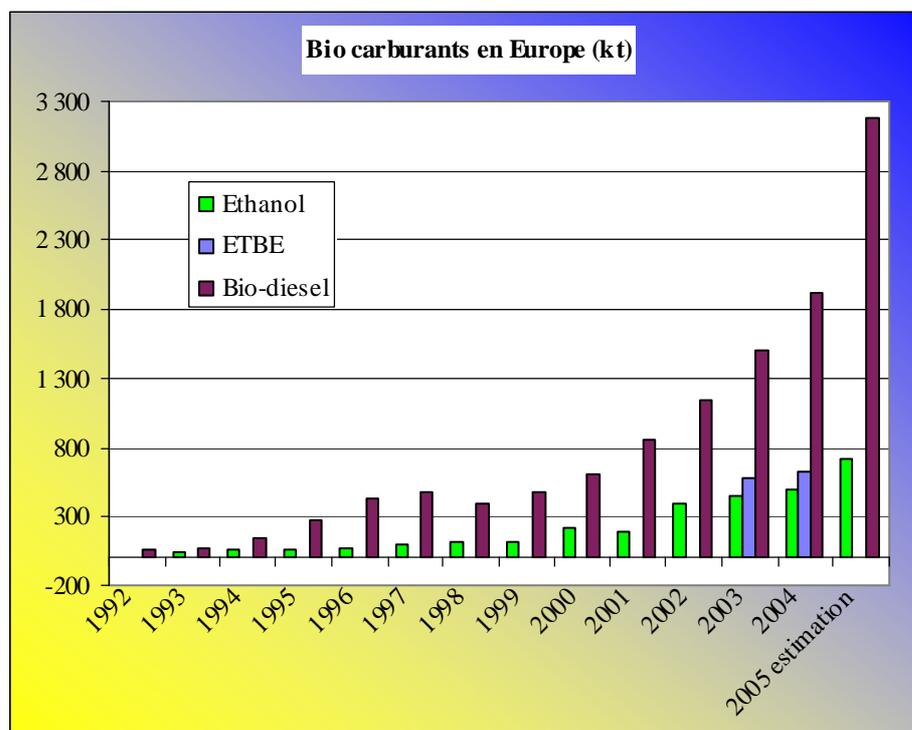


Figure 36 : Bio carburants en Europe (kt /an)

#### 3.4.2.1 Le bio-éthanol

Le **bio-éthanol** est en général produit à partir de la fermentation de plantes à forte teneur en sucre (topinambours, canne à sucre, betteraves, maïs, orge ou blé) ou de plantes ligneuses (bois, paille). Il peut être utilisé directement ou associé (à 45 %) à de l'isobutylène. Il forme alors l'éthyl-tertio-butyl-éther (ETBE), qui est utilisé en France, en mélange aux essences.

Entre 1993 (47 500 t) et 2004 (491 040 t), la production européenne a été multipliée par dix. Parmi les 25 pays membres, seuls cinq pays sont effectivement actifs dans cette filière: l'Espagne (194 000 t en 2004), la France (102 000 t), la Suède (52 000 t), la Pologne (36 000 t), et l'Allemagne (20 000 t).

### 3.4.2.2 Le diester

Le **diester** (contraction des mots diesel et ester), issu de graines oléagineuses (principalement de colza) est un ester méthylique d'huiles végétales (ou EMHV). Mélangé au gazole (au taux maximal de 5 % sauf dans des flottes captives adaptées pour lesquelles il est utilisé au taux de 30 %) **il porte ainsi le nom de biodiesel.**

Entre 1993 (80 000 t) et 2004 (1 956 000 t), la production a été multipliée par vingt-cinq. Une dizaine de pays produisent du biodiesel: **Allemagne, France, Italie, République Tchèque, Autriche, Danemark, Espagne, Angleterre.** L'Allemagne vient en tête qui assure à elle seule près de 50% de la production d'EMHV avec un volume 1 035 000 tonnes en 2004 et la France en deuxième position avec 348 000 t en 2004 en régression par rapport à 2003 et 2002. En 2005, le taux de croissance est très important (+66%), évolution qui s'explique par la tendance à la « diésélisation » du parc automobile européen.

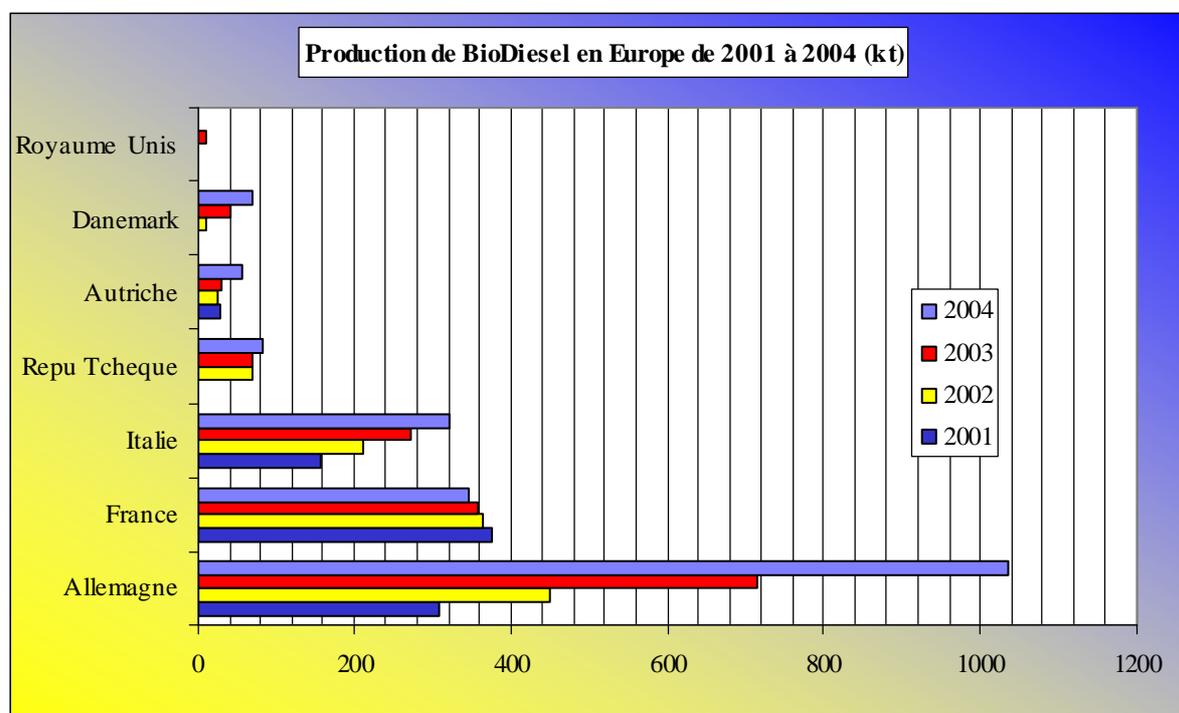


Figure 37 : Production de Bio Diesel en Europe (kt) (Source EurObserv'ER)

Les biocarburants représentent aujourd'hui environ 1 % de la consommation totale de carburants en France. La directive 2003/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 8 mai 2003 visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports fixe, comme **objectif indicatif aux Etats membres, de parvenir, pour le 31 décembre 2005 au plus tard, à un pourcentage minimal des biocarburants égal à 2 % de la teneur énergétique de la quantité totale d'essence et de gazole mise en vente sur leur marché à des fins de transport, ce pourcentage étant porté à 5,75 % pour le 31 décembre 2010.**

Sur la pente actuelle, la production de bio carburants n'atteindrait que 9 400 000 t en 2010. A part l'Allemagne, les efforts des autres pays européens sont donc à renforcer pour atteindre l'objectif de 18 millions de tonnes en 2010.

L'ADEME estime que ce développement ne pose pas de problème au niveau des ressources en matières premières, compte tenu de l'importance des surfaces en jachère utilisables.

Compte tenu de la croissance continue de la consommation du secteur des transports, on ne peut pas attendre des biocarburants qu'ils résolvent le problème posé. Ils peuvent toutefois aider à le réduire, au moins dans l'attente de solutions techniques nouvelles, et constituer d'ici là un débouché intéressant pour notre agriculture. La principale réserve que l'on peut faire à cette énergie concerne le bilan environnemental global de la filière. En effet, la production de biocarburants (« du champ au moteur » c'est-à-dire leur culture, leur raffinage, leur transport et leur distribution) nécessite de consommer de l'énergie et peut entraîner d'autres externalités environnementales négatives (pollution des sols et des eaux en cas d'utilisation excessive d'engrais). Pour ce qui concerne le seul bilan énergétique, la synthèse la plus récente et la plus complète réalisée sur la question, à la demande de l'ADEME et du ministère de l'industrie <sup>45</sup> conclut que, sur le plan des émissions de dioxyde de carbone, « *les filières de production de biocarburants présentent un gain important par rapport aux filières de carburants fossiles* »

### 3.4.2.3 Enjeux environnementaux des biocarburants <sup>46</sup>

On doit associer la maîtrise de l'énergie et les renouvelables, et non établir une priorité ou des hiérarchies. Il faudra bien remplacer le pétrole pour les transports, même si on divise par deux, trois, cinq ou dix la consommation dans les transports. Et on ne voit pas bien dans le moyen terme, une autre solution que des carburants issus de la biomasse. Ensuite, il faut considérer les cultures énergétiques et non le seul biocarburant qui en est extrait.

**Pour la filière Diester**, on produit 2 tep de résidus et co-produits pour 1 tep de Diester produite. Pour chaque hectare de colza énergie, on obtient 3 tep : 1 tep de carburant, 1 tep sous forme de tourteaux utilisable en alimentation animale (c'est aussi de l'énergie), et 1 tep de paille. Si on méthanise paille et tourteau, on en obtient 1 tep d'énergie tout en restituant les fertilisants au sol. Au total, 2 tep produites. A comparer aux dépenses d'énergie de 0,5 tep. Le "solde net" (production - dépense) est de 1,5 tep, c'est à dire un rendement de 75 %, ce n'est pas pire qu'une chaudière bois.

Ensuite il faut appliquer les concepts de sobriété, efficacité et renouvelable, à la culture et la transformation des cultures énergétiques: restitution de l'azote via la méthanisation (ce qui réduit la consommation d'intrants, principale dépense énergétique), entretien tracteur (qui roule à l'huile), pratiques culturales, etc. Au stade de la fabrication, la principale dépense est l'ajout de méthanol pétrolier, ce qui ne sert pas à grand chose (surtout à permettre la main mise des pétroliers sur la filière), et qui peut aussi être produit par des sources renouvelables.

**Pour la filière éthanol**, la principale dépense d'énergie est la distillation de l'alcool. Mais où passe donc l'énergie perdue ? Sous forme d'eau chaude (condensat). Qu'est-ce qu'on peut bien faire avec de l'eau chaude ? Que devient le bilan énergétique si on valorise cette eau chaude ? De plus, les techniques actuelles sont peu performantes, mais il est possible d'améliorer le bilan par distillation multi-étagée (division par 2 des besoins de vapeur).

---

<sup>45</sup> ADEME-DIREM, bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France, décembre 2002.

<sup>46</sup> « Quelques réflexions sur les biocarburants » par Christian COUTURIER, SOLAGRO, 2004

Pour finir, il est inutile de jeter l'opprobre sur les biocarburants en général, il faut leur accorder une place même si ce n'est pas toute la place, il faut considérer non seulement l'énergie noble tirée des produits nobles mais aussi l'énergie dégradée (chaleur) tirée aussi des produits pas nobles (résidus) parce qu'on est en République. Enfin, il faut critiquer la distorsion fiscale illégitime faite entre les différentes cultures énergétiques.

### 3.4.3 Le biogaz

Le **Biogaz** enfin, est un potentiel à mieux valoriser... Il existe plus de 3 000 unités de méthanisation en Europe auxquelles il convient d'ajouter 450 centres de stockage de déchets qui valorisent le biogaz. La production annuelle représentait environ 5 000 ktep en 2006 (soit environ 10 % de l'énergie issue de la biomasse en Europe). L'Allemagne **domine nettement (2 Mtep soit 40 % de la production européenne)**. La Grande Bretagne vient en second avec 1,6 Mtep de biogaz agricole.

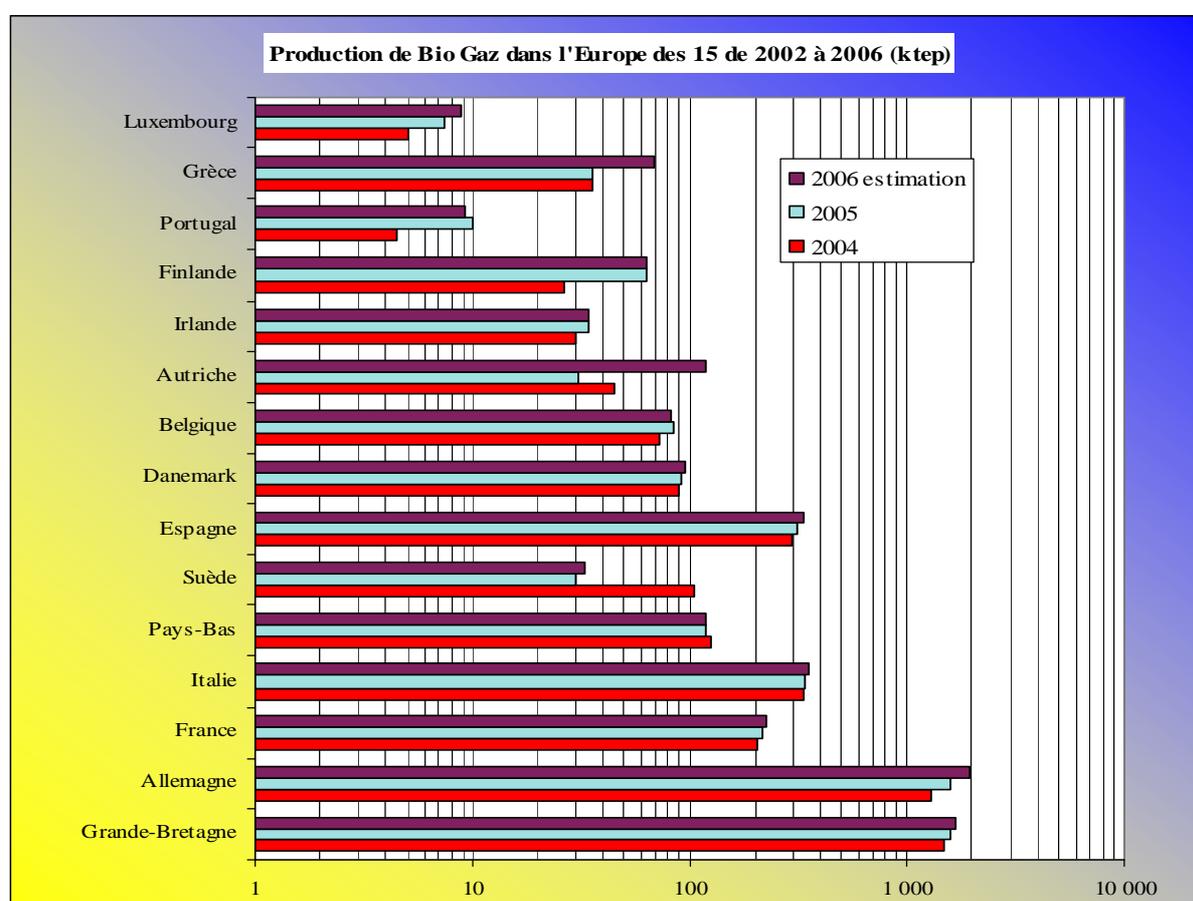


Figure 38 : Production de Bio Gaz dans l'UE (ktep) (Source EurObserv'ER / Solagro)

La France dispose d'un formidable potentiel de biogaz qu'elle exploite avec parcimonie. Le biogaz pourrait couvrir 10% de la consommation française de gaz naturel si les déchets ménagers, agricoles, industriels et les boues d'épuration étaient totalement exploités. Ce constat dressé par l'ATEE a amené l'association à créer dès 1999 le club Biogaz ([www.biogaz.atee.fr](http://www.biogaz.atee.fr)).

L'objectif du livre blanc est d'atteindre 15 Mtep en 2010. Sur la pente actuelle, on n'atteindrait que 8,6 Mtep. Pour redynamiser la filière, le programme « Sustainable Energy Europe » encourage l'installation de 6000 nouvelles unités entre 2005 et 2008.

Les données disponibles ne permettent pas de distinguer la part de la production de chaleur de celle d'électricité. Globalement, on estimait à 22 TWh la production d'énergie à partir du biogaz en 1999. L'Espagne est le pays européen qui s'est le plus engagé dans l'exploitation de cette ressource avec 14 TWh.

### 3.4.3.1 Enjeux environnementaux de la méthanisation <sup>47</sup>

Sur l'utilisation des coproduits: on peut méthaniser n'importe quelle biomasse digestible (quasiment tout sauf la lignine et les cires), y compris tourteau, graine ou huile, ou la plante entière paille comprise. Mais il vaut mieux utiliser l'huile directement, parce qu'elle se stocke et se transporte beaucoup plus facilement que le biogaz. L'huile végétale pure (HVP) est la seule ER qui soit substituable au gazoil quasiment sans transformation (le pressage et la filtration sont des opérations simples, car l'huile possède des propriétés intrinsèques similaires au gazoil). Il n'y a pas d'installation de méthanisation des tourteaux, parce que pour le moment ils partent en alimentation animale sans problème, mais dans le cas contraire c'est envisageable.

Quant à la meilleure façon d'utiliser la biomasse pour l'alimentation, l'énergie ou les biomatériaux : vaste question qui mériterait un chapitre entier !

Ce que défend Solagro c'est :

- en priorité utiliser la biomasse "fatale", c'est-à-dire les sous produits, déchets, etc, générés par l'agriculture, la sylviculture, la consommation. (voir le résumé de l'étude réalisée pour l'association RECORD sur :[http://www.record-net.org/site/travaux/c\\_theme4.htm](http://www.record-net.org/site/travaux/c_theme4.htm))
- ensuite la production de cultures dédiées aux matériaux et à l'énergie sur les surfaces libérées par l'agriculture. Pour le moment, on ne sait pas trop vers quoi va nous amener la réforme de la PAC. On risque d'assister à une ségrégation du territoire entre les zones de production intensive qui bénéficieront des droits à produire et primes afférentes, et les zones abandonnées par l'agriculture, les exportations subventionnées diminuant tandis que les importations, dans un contexte d'ouverture des marchés au soi-disant prix mondial vont augmenter (y compris l'importation d'éthanol brésilien...)<sup>48</sup>.

On commence à voir apparaître sur le terrain des projets qui semblaient aberrants il y a quelques années, du genre se chauffer au grain (pas toujours déclassé) ou rouler avec de l'huile bio (pendant qu'en ville on achète de l'huile ordinaire)... Il faut comprendre que la France ne nourrira pas l'Afrique: au contraire, les exportations subventionnées tuent l'agriculture locale et empêchent tout développement autocentré (on peut aboutir au même résultat si c'est l'agriculture sud-américaine au prix du marché mondial qui vient concurrencer ces économies du Sud). Il y a donc d'un côté le combat à mener pour la sécurité alimentaire de l'Europe, et de l'autre la réflexion sur l'usage des terres agricoles abandonnées du fait de la globalisation de l'agriculture : est-ce que la production d'énergie n'est pas une nouvelle voie pour l'agriculture ? Qu'est-ce qui est le plus stupide : faire de l'énergie avec des cultures, acheter des tourteaux de soja au Brésil pour nourrir le bétail, brûler du pétrole ? Tout ceci promet des discussions animées...

Si l'on veut être pragmatique, il faut soutenir la multiplicité des expérimentations, pour le moment on est très loin de situations de concurrence, et se garder des jugements moraux hâtifs.

Sur les "soucis" avec la méthanisation :

- un investissement brut, ça ne veut rien dire, il faut ramener ça à une production et une puissance. Essayez de faire de l'électricité avec du bois à l'échelle individuelle... En Allemagne il y a maintenant 2000 méthaniseurs à la ferme. Evidemment que ça repose sur un prix d'achat de l'électricité qui est le triple de celui du tarif méthanisation en France. Mais le principe de subventionner les renouvelables est parfaitement

---

<sup>47</sup> Christian Couturier, SOLAGRO, [christian.couturier@solagro.asso.fr](mailto:christian.couturier@solagro.asso.fr), [www.solagro.org](http://www.solagro.org), [www.lebiogaz.info](http://www.lebiogaz.info)

<sup>48</sup> Sur ces sujets éminemment complexes, voir l'ensemble des travaux de Jacques Berthelot, grand spécialiste de la mondialisation appliquée à l'agriculture, et administrateur de Solagro :  
<http://www.agricultures-durables-solidaires.org/documents%20PFADS.htm>  
<http://www.monde-diplomatique.fr/2003/09/BERTHELOT/10389>

légitime, il faut bien compenser le fait que les fossiles ne paient pas les coûts externes socio et environnementaux.

- les moteurs biogaz ne sont pas des moteurs spéciaux ! Il y a quelques adaptations pour la carburation gaz, mais on ne touche pas au moteur lui-même. Il faut compter 30 000 à 40 000 heures entre 2 révisions. En général on ne stocke pas le gaz, il est consommé au fil de la production avec une réserve tampon de quelques heures : il n'y a pas de problème pour l'électricité qui est exportée sur le réseau, pour la chaleur le problème est d'avoir des utilisateurs à proximité pour valoriser toute la chaleur en hiver, et si possible en été.
- dans ces coûts externes, il faut savoir que l'on considère que 45% du potentiel méthane du lisier est émis à l'atmosphère lorsqu'il est stocké en fosse. Les déjections d'élevage sont la seconde source d'émission de méthane en France (700.000 tonnes), après les fermentations entériques, sans compter les émissions de protoxyde d'azote. Le gain sur l'effet de serre lié à la réduction de ces émissions par méthanisation, est supérieur à celui qui est lié par la substitution d'une énergie fossile par le biogaz : par tonne de lisier, 100 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> évitées par non émission de méthane, et 10 à 30 teqCO<sub>2</sub> par substitution du biogaz produit à un fossile (selon l'énergie substituée et le taux de valorisation)... Le seul fait de capter les émissions atmosphériques de méthane justifie la méthanisation des lisiers, même s'il n'y avait aucune valorisation de la chaleur...
- la méthanisation ne se limite pas au biogaz à la ferme...

### 3.5 L'éolien

Le vent est en fait une énergie d'origine solaire. En effet, le rayonnement solaire réchauffe inégalement la surface de la terre, créant ainsi des zones de températures, de densités et de pressions différentes. Les vents sont des déplacements d'air entre ces différentes zones. Il y a, tout d'abord, des vents planétaires, dus au fait que des mouvements d'air transportent la chaleur des tropiques vers les pôles plus froids. D'autres vents sont plus locaux, par exemple en bord de mer (différence de température entre la mer et la terre) ou dans les sites montagneux (différence de température entre les sommets et les vallées).

Bien des facteurs peuvent influencer sur l'existence et donc sur la vitesse du vent. Il est très important de bien connaître ceux-ci, car la puissance d'une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse : pour une vitesse deux fois plus forte, la puissance sera huit fois plus forte !

D'une année sur l'autre, il peut y avoir des variations de +/- 25 %. D'un mois sur l'autre, les variations sont encore plus sensibles: en général, les vents sont plus forts à l'automne et en hiver. Enfin, d'un jour à l'autre et d'une heure à l'autre, la vitesse varie aussi : les vents de mer s'accroissent par exemple en fin d'après-midi. A cause de toutes ces variations, il est important de connaître non pas seulement la vitesse moyenne, mais la distribution des vitesses autour de cette moyenne. En effet pour une même vitesse moyenne, la puissance moyenne captée, proportionnelle au cube de la vitesse, peut varier dans un rapport de 1,5 à 2,5 environ (du fait que la moyenne du cube est supérieure au cube de la moyenne).

L'exploitation de la force du vent constitue l'une des sources renouvelables les plus prometteuses dans le court terme pour lutter contre l'effet de serre. En pratique les endroits où les vents dépassent en moyenne 7 m/s. sont considérés comme de bons sites. De tels vents soufflent sur environ le quart de la surface de la terre. Mais, évidemment, une infime partie de ces terres est disponible pour l'installation d'éoliennes, compte tenu des villes, des forêts, etc. Certains auteurs estiment que seulement 4 % de ces sites favorables sont utilisables: dans ce cas, le potentiel global de l'énergie éolienne serait d'environ 50 000 TWh, à comparer à la production électrique mondiale actuelle, qui est de l'ordre de 12 000 TWh ce n'est donc pas négligeable !

Les éoliennes sont représentatives des nouvelles sources de production d'électricité utilisant les énergies renouvelables. En effet quoique les moulins à vent aient été utilisés dès le Moyen Age, les éoliennes modernes sont des objets techniques rendus faisables par les

progrès récents sur les matériaux composites et l'électrotechnique. La majorité des éoliennes raccordées aux réseaux, ont des puissances unitaires de 100 à 600 kW. Des machines de 2 000 à 3 000 kW sont désormais en cours d'installation en Europe.

D'après l'IEA, le parc mondial était d'une puissance de l'ordre de 31 GW en 2002 (dont 4,9 GW aux USA, 2,6 GW en Asie et 23,3 GW en Europe) en croissance de 30% par rapport à 2001. A la fin 2004, le parc de grosses machines installées dans le monde s'élevait à 47 569 MWc (contre 40 000 MW en 2003) soit une croissance ralentie à 19%. En Europe il en représentait les  $\frac{3}{4}$  avec 34 366 MWc (dont 16 630 en Allemagne) produisant environ 86 TWh. Le parc américain s'élevait à 7 196 MW (dont 6 752 aux USA) et le reste du monde 5 748 MW dont 2 983 en Inde et 764 en Chine.

**En 2006, la puissance mondiale cumulée était de 72 600 MW soit +22% par rapport à 2005. 67% de cette puissance était installée en Europe avec 48 042 MW (dont 20 622 en Allemagne). A noter que la France a plus que doublé son parc en passant de 755 MW à 1 635 MW. Le parc américain s'élève à 13 054 MW (dont 11 603 MW aux USA) et le reste du monde compte 11 043 MW dont 6 053 MW en Inde et 1 699 MW en Chine.**

Durant la période 1998-2003, les installations d'éoliennes ont en fait largement dépassé en Allemagne et au Danemark, les prévisions les plus optimistes.

Depuis 2003 en Europe, le tassement du marché allemand a été compensé par des augmentations significatives des parcs espagnol et italien, anglais, hollandais, et portugais. La levée progressive des barrières administratives et une meilleure compréhension des particularismes nationaux de la part des développeurs ont été des éléments favorables.

Le coût de l'énergie produite est très dépendant de la disponibilité du vent, mais il ne dépasse pas deux fois les coûts de production des centrales utilisant l'énergie fossile (de l'ordre de 0,06 € /kWh). Ceci lui permet dès maintenant de remplir des niches de marché et laisse espérer une rentabilité dans le contexte d'un grand réseau d'ici une dizaine d'années.

#### ***Gisement éolien et conversion électrique pour une machine de 750 kWc***

Densité de puissance du vent :  $P_v = 0.6 * V^3$

Surface balayée :  $S = 2000 \text{ m}^2$  (rotor de 50 m)

Vitesse de vent nominale :  $V = 10 \text{ m/s}$       Vitesse de survie : 25 m/s

Puissance nominale éolienne :  $P_N = 0.44 * S * P_v = 750 \text{ kW}$

Energie annuelle potentielle :  $E_P = 6 570 \text{ MWh}$

Durée annuelle de vent à 10 m/s :  $t = 2 500 \text{ h}$

Disponibilité de la machine : 95%    Production réelle:  $E_R = 1 780 \text{ MWh}$

Facteur de charge:  $CF = E_R / P_N * 8760 = 27\%$

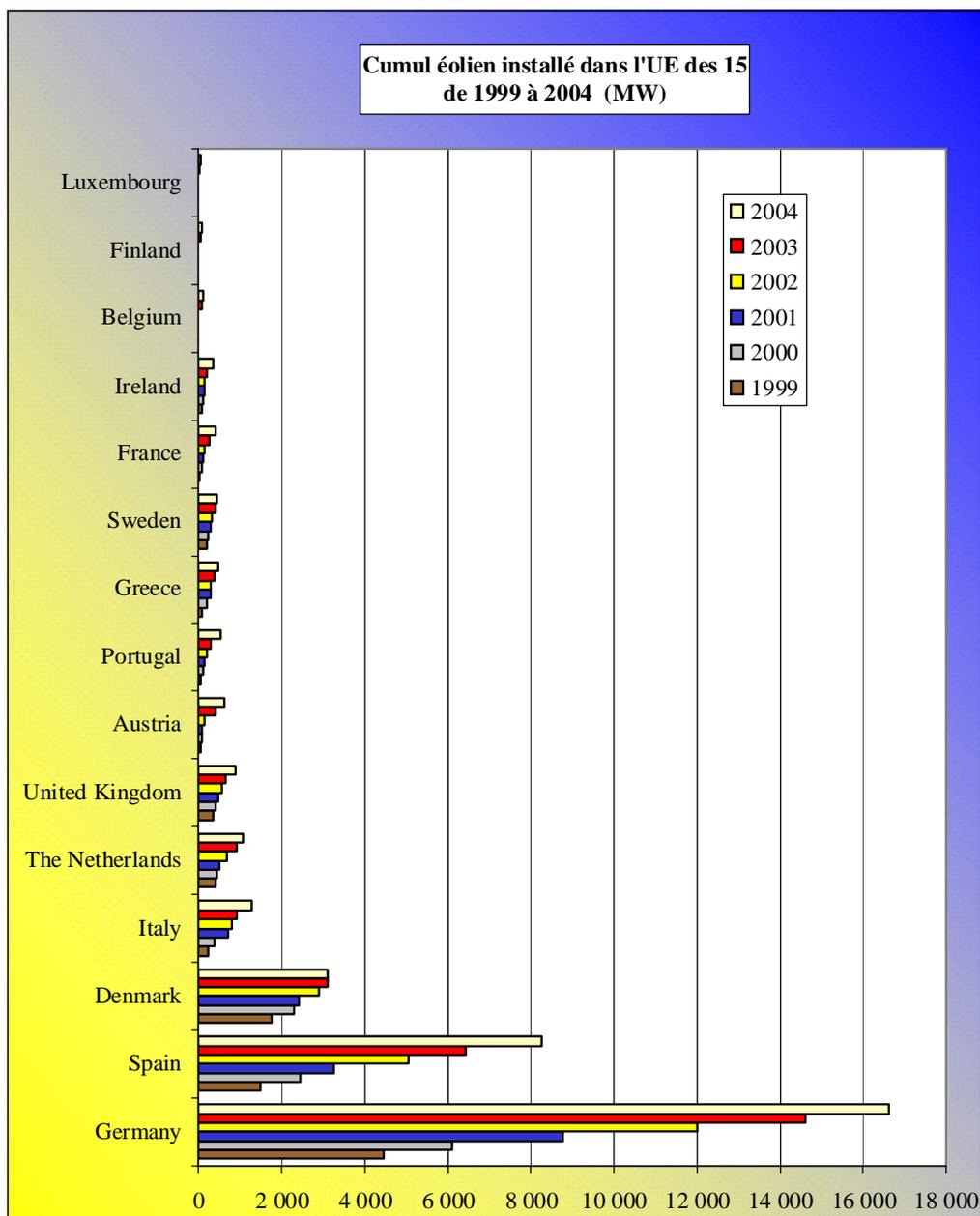


Figure 39 : Cumul des puissance éolienne installée en Europe par pays 1999-2004 (MW)

Si l'on fait un peu de prospective, sur la base d'une production moyenne de 2 500 kWh / kWc.an et une croissance des ventes annuelles de 35% entre 1995 et 2000 se réduisant à seulement 10% dans la période 2015, et allant en diminuant au fur et à mesure que saturent les sites à équiper, la contribution de l'éolien devient significative à partir de 2020 où elle représente 15 % de la production mondiale d'électricité et peut atteindre 22% dix ans après dès 2030 (voir Figure 40). Nous y reviendrons à la fin de ce cours.

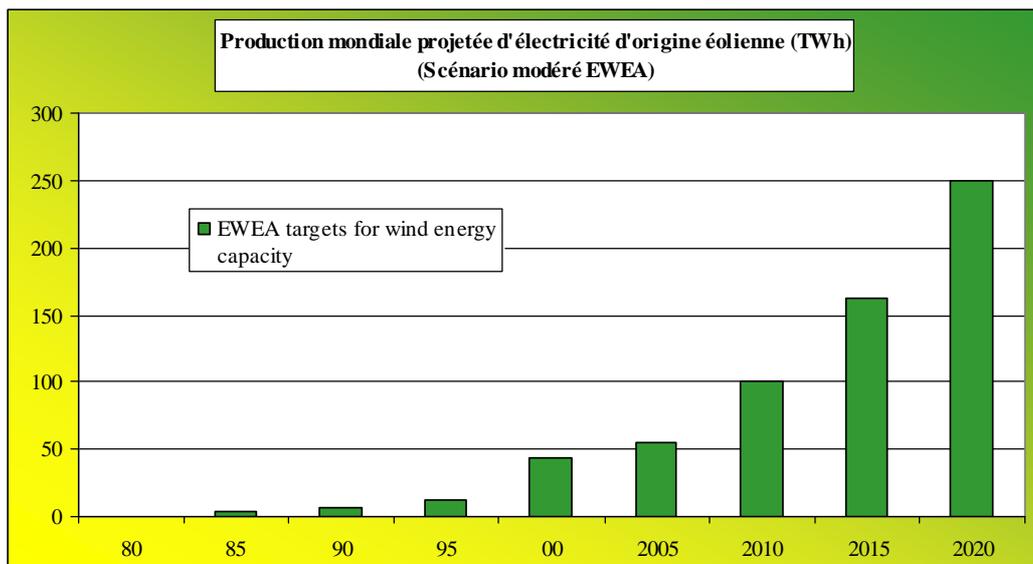


Figure 40 : Production mondiale projetée de l'électricité d'origine éolienne (EWEA, 2000)

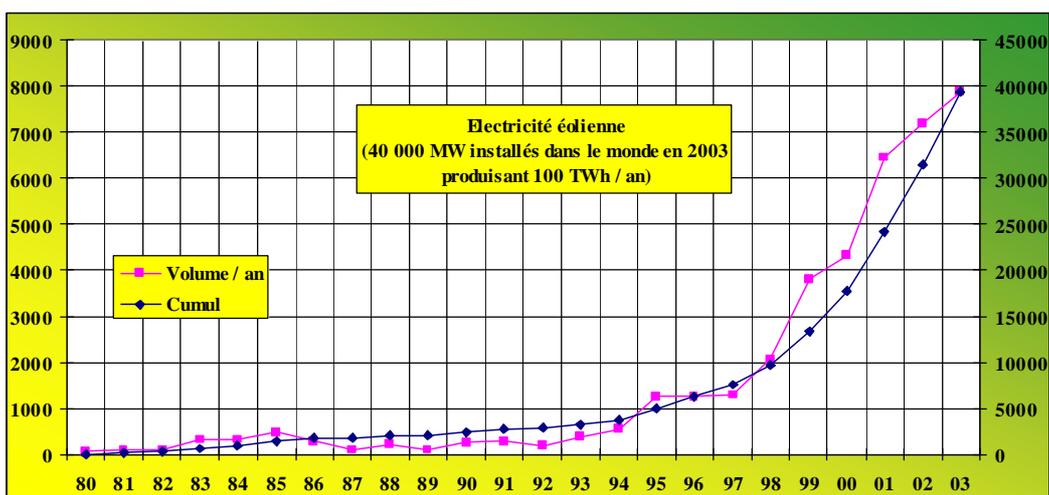


Figure 41 : Electricité éolienne (40 000 MW installés en 2003 produisant 100 TWh / an) Source : IEA

Les freins pour le développement à grande échelle des éoliennes sont la faisabilité technique d'intégrer dans les réseaux une part non négligeable d'énergie dont la production est aléatoire et l'acceptation sociale de la construction de structures métalliques très visibles dans des sites (régions côtières, lignes de crêtes, plateaux) ayant souvent une vocation touristique. En effet les éoliennes sont de plus en plus critiquées pour leur impact sur l'environnement, notamment sur les paysages.

### 3.5.1 Les limites du réseau français <sup>49</sup>

L'électricité ne se stockant pas, RTE, le gestionnaire de réseau est tenu de prévoir à l'avance la disponibilité des moyens de production et de réseau qui lui permettent d'exploiter convenablement le système électrique tout en ayant suffisamment de réserve pour faire face à des indisponibilités fortuites. Afin de préparer l'avenir, RTE est chargé par la loi d'établir un bilan prévisionnel de l'offre et de la demande d'électricité décentralisée qui participe à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements de production. Dans ce cadre, il a été retenu comme hypothèse que le développement des énergies renouvelables en France se ferait majoritairement par l'installation d'un parc éolien, qu'il soit terrestre ou offshore. Au cours du débat sur l'énergie, le SER <sup>50</sup> avait proposé que les puissances à installer en France d'ici 2010 soient de 14 000 MW pour l'éolien, 1 000 pour la biomasse, 1 000 pour la micro-hydroélectricité, 150 pour le photovoltaïque et 150 pour la géothermie. Un arrêté du 7 Mars 2003 relatif à la Programmation Pluriannuelle des Investissements de Production d'Electricité a statué sur les valeurs suivantes : 2 000-6 000 MW pour l'éolien + 500-1 500 offshore, 200-400 pour la biomasse, 200-1 000 pour la micro-hydroélectricité, et 1-50 pour le photovoltaïque et 10-60 pour la géothermie !...

Pour RTE, trois éléments déterminants sont à caractériser dans ce contexte : le volume global du parc qui sera installé à divers horizons temporels, sa localisation géographique, et ses caractéristiques de production.

La problématique pour le gestionnaire de réseau de transport est double. Il doit à tout instant : s'assurer qu'il y a égalité entre production et consommation ; s'assurer que la puissance produite arrive chez les clients consommateurs sans dépasser la capacité des ouvrages du réseau (lignes et transformateurs).

Ce problème se complexifie très vite par la prise en compte des aléas affectant les éléments du réseau ou les centrales de production, les niveaux de consommation, et par l'exigence de maîtrise de la sûreté du fonctionnement du système électrique - maintien de la tension, de la fréquence et de la stabilité des unités de production. Se rajoute à cela la nécessité d'entretien du réseau qui se traduit régulièrement par la mise hors tension de certains de ses éléments, ce qui peut le rendre plus vulnérable. Enfin, ce type de problème se gère simultanément dans chacun des pays européens, qui sont interdépendants par le biais des lignes d'interconnexion.

On a assisté en 2002 à une focalisation des demandes sur les zones à fort potentiel éolien (côtes de la Manche, mer du Nord et régions méditerranéennes pour l'essentiel). Puis, face aux difficultés d'obtention des autorisations, les projets se sont déplacés vers des zones moins ventées mais encore attrayantes au vu de la structure du tarif d'achat.

**Malgré cette variation importante des hypothèses, la capacité installable sans impact sur le réseau de transport est de 6000 à 7000 MW dans les deux cas.** L'exercice a montré une partition de la France en deux régions différentes très typées : d'un côté le Nord et l'Ouest où il y a peu de production sur les réseaux haute tension, et, de l'autre côté, le Sud et le Sud-Est où la capacité du réseau est faible et où la production hydraulique est en concurrence avec l'éolien. Par conséquent, l'installation des premiers milliers de MW éoliens ne nécessite pas un renforcement du réseau de transport, sous réserve que les projets se développent plutôt dans la moitié nord de la France.

Quant au photovoltaïque, les prévisions d'installation du PPIPE français sont tellement faibles (150 MW) que les déséquilibres de réseau ne se posent pas.

### 3.5.2 L'éolien offshore

L'offshore représente le véritable avenir de l'éolien en Europe. Enron Wind (détenu à présent par General Electric) a installé en Avril 2003 un prototype offshore de 3,6 MW (100 m de diamètre) à Albacete dans le Sud de l'Espagne. Une éolienne géante de 4,5 MW avec un rotor de 112 m de diamètre a été installé à l'été 2003 en Allemagne par ENERCON.

En France, sept acteurs de l'éolien ont répondu à l'appel d'offres offshore 2003; il s'agit d'Enertrag (1 projet de 105 MW), Total avec Shell (1 projet de 90 MW au large de Dunkerque), La Compagnie du Vent avec Shell (1 projet de 102 MW au large d'Agde), Eole Res (1 projet de 80 MW dans la Manche), EDF Energies Nouvelles 53 projets) et Recherche et développement Eolien (2 projets).

---

<sup>49</sup> « Electricité et énergies renouvelables: jusqu'où le réseau électrique actuel peut-il gérer des sources décentralisées ? » André Merlin (62), directeur de Réseau de transport d'électricité (RTE) dans « La Jaune et La Rouge », Aout-Sept 2004.

<sup>50</sup> Syndicat des Energies Renouvelables

### 3.6 La géothermie

La **géothermie renouvelable** devrait être décomposée en trois filières distinctes:

- la production d'électricité (haute et moyenne température)
- la production de chaleur (basse température) qui utilise directement les nappes aquifères du sous-sol dont la température est comprise entre 30 et 150°C.
- les pompes à chaleur domestiques (très basse énergie)

Concernant la production d'électricité, peu de pays européens ont les ressources nécessaires à la valorisation en électricité. La capacité de l'UE est passée de 756 MWe en 1995 à 822 MWe en 2004, effort essentiellement porté par l'Italie, seul pays de l'UE à posséder, avec le Portugal (dans l'archipel de Açores), et un peu la France (Ile de Bouillante en Guadeloupe), un potentiel géothermique à haute température.

Pour 2010, l'objectif du livre blanc est de 1 665 MWe, alors que l'Italie projette d'atteindre 912 MWe, la Grèce 210, le Portugal 24 et la France 19.

Concernant les basses températures, on estime que la géothermie basse énergie représentait une puissance thermique installée de 2 059 MWth en 2004 en Europe, avec 690 pour la Hongrie, pays leader, suivi par l'Italie (487 MWth), et par la France (292). **La basse énergie pourrait atteindre une puissance cumulée de 1 600 MWth en 2010.**

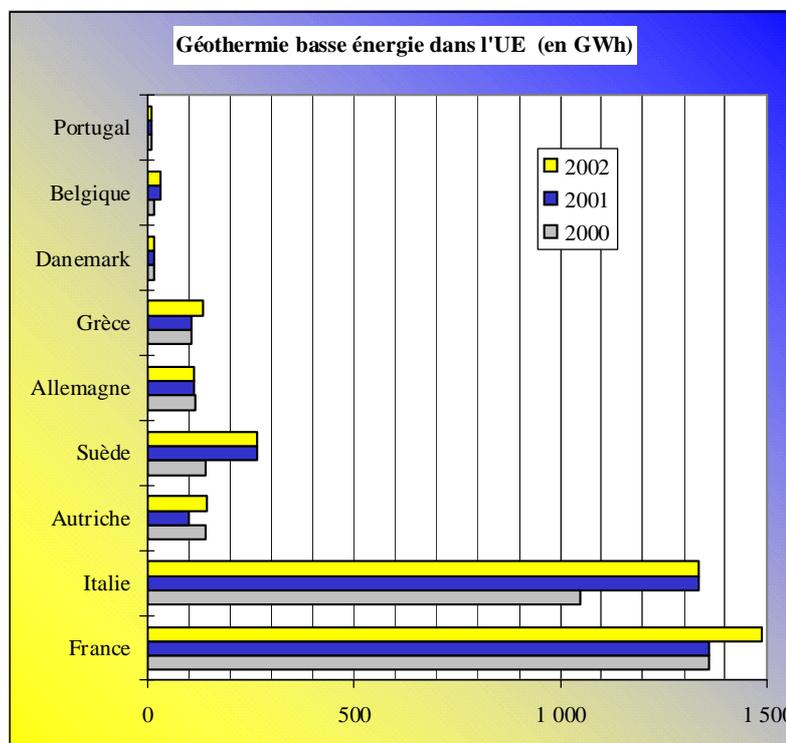


Figure 42 : Capacité Géothermie basse énergie des principaux acteurs dans l'UE (en MWth) (Sources: Bluebook on Geothermal resources 2002; EurObserv'ER 2003)

Le **chauffage domestique géo-solaire** (catégorie très basse énergie) se développe très fort depuis quelques années. La part des pompes à chaleur géothermales (sondes géothermiques verticales ou capteurs géosolaires horizontaux) est plus importante qu'on ne croit particulièrement en Suède, pays leader. Plus de 35 000 PAC géothermales ont été installées en 2000. La progression depuis 2001 est spectaculaire en France et en Finlande.

Les systèmes de chauffage géo-solaire fonctionnent toute l'année dans toutes les régions de France - y compris en altitude -, et sont également très répandus en Belgique, en Suisse, en Allemagne. À titre indicatif, une maison de 120 m<sup>2</sup> à 700 m d'altitude en Haute-Loire (département connu pour son climat rigoureux), est chauffée pour moins de 30 € par mois, y compris l'eau chaude sanitaire. Le prix d'une installation est comparable à celui d'une installation de chauffage central traditionnel et se situe dans une fourchette de 70 à 100 € TTC/m<sup>2</sup>, selon le type d'installation, hors option. Pour la **très basse énergie**, si la filière continue de croître au rythme actuel, elle pourrait atteindre une puissance cumulée de **4 760 MWth en 2010**. L'objectif du livre blanc étant de 5 000 MWth, il sera probablement largement dépassé...

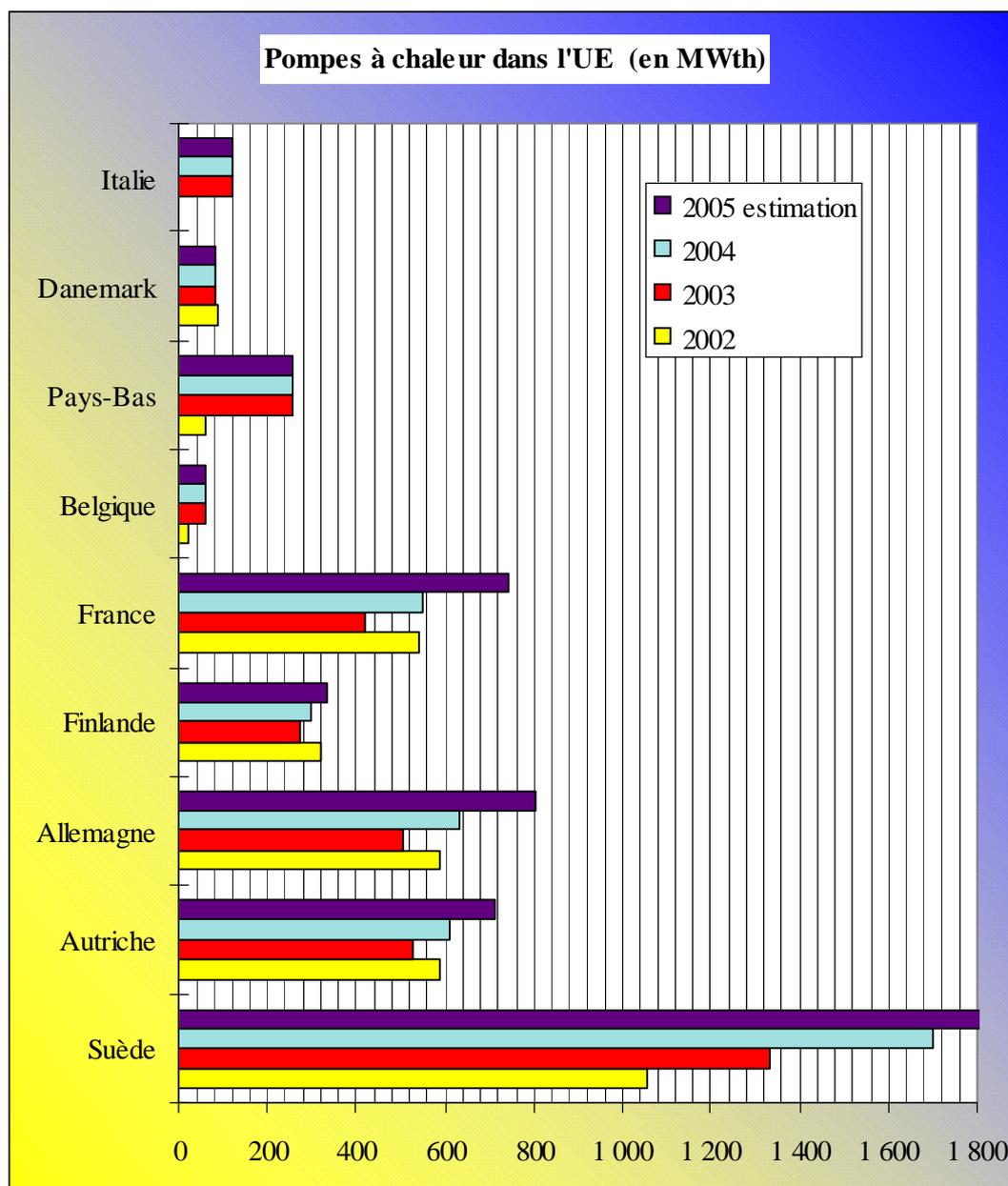


Figure 43 : Capacité Géothermie très basse énergie (pompes à chaleur) dans l'UE (en MWth)  
 Source: EurObserv'ER Dec 2005

## 3.7 Le solaire

A l'inverse des énergies fossiles, notre mère nature a généreusement et équitablement pourvu les nations en énergies renouvelables. Le gisement solaire est même plus favorable dans les zones intertropicales, économiquement pauvres. Bien sûr, l'énergie reçue est variable selon les moments. Les nuits, les passages nuageux sont autant de moments où l'énergie solaire est inexistante, ou moindre. En *moyenne sur une année*, la puissance permanente reçue annuellement à la surface du globe peut varier de 85 à 290 W /m<sup>2</sup> suivant les régions avec une moyenne à 169 W /m<sup>2</sup> (ou 1 480 kWh /m<sup>2</sup>.an). Elle ne varie donc que d'un facteur 1 à 3 entre les régions les moins ensoleillées et les plus ensoleillées. Aucune région du globe n'est donc dépourvue d'énergie solaire.

Les techniques d'utilisation de l'énergie solaire peuvent être décomposée en quatre grandes familles ayant des utilisations et des technologies différentes:

- L'architecture solaire passive, permettant d'abord d'économiser de l'énergie.
- Le solaire thermique ou l'utilisation de l'énergie transportée par le rayonnement solaire sous forme de chaleur.
- Le photovoltaïque ou la transformation directe du rayonnement solaire en électricité.
- Le solaire thermodynamique ou la concentration des rayons du soleil dans le but d'atteindre des très hautes températures (vapeur pour électricité).

Les deux premières filières ont des applications domestiques, la troisième a des applications extrêmement variées que nous étudierons en détail au prochain cours et la dernière est plus du ressort industriel et encore relativement peu développée. Ces quatre formes d'utilisation de l'énergie solaire, bien qu'ayant une problématique commune, sont à la base de filières de développement technologiques tout à fait différentes.

### 3.7.1 La chaleur pour l'habitat

#### 3.7.1.1 L'architecture solaire « passive »

Le plus sûr moyen de bénéficier « passivement » de la chaleur (et de la lumière) du soleil est de construire et d'aménager les bâtiments de manière à profiter au maximum, et naturellement, des apports solaires: c'est l'architecture solaire passive. Dans les pays chauds, une bonne architecture peut aussi avoir pour but d'éviter la climatisation l'été et d'économiser ainsi de l'énergie.

Le principe consiste à installer de grandes baies vitrées au sud permettant au soleil de pénétrer généreusement. Inversement, les ouvertures doivent être réduites au nord: cela peut se faire, notamment, en installant au nord les locaux de « service » (archives pour des bureaux, escaliers, garages, buanderies ou salles de bains pour des logements).

Il convient cependant de trouver un équilibre entre l'ouverture au soleil et les risques de *déperdition* calorifique. Il faut laisser rentrer la chaleur à certains moments... sans la laisser partir à d'autres. Ceci nécessite, tout d'abord, une *isolation* convenable des murs et un calfeutrage correct des ouvertures, notamment au nord (il est même conseillé d'isoler les soubassements des murs côté nord en élevant au maximum le niveau de la terre). La création d'*espaces tampons* (vérandas ou serres au sud, garages ou buanderies au nord, greniers ou caves) est, également, utile.

Cela étant, il ne suffit pas de laisser rentrer la chaleur, ni de l'empêcher de repartir. Il faut aussi :

- d'une part, pouvoir stocker la chaleur, afin de continuer à chauffer le bâtiment lorsque le soleil ne brille plus. C'est en général, **l'inertie des matériaux** qui s'en charge. Le stockage le plus simple se fait dans les murs ou dans les planchers qui sont frappés par le soleil et qui « réémettent » la chaleur au cours de la nuit;
- d'autre part, pouvoir diriger la chaleur depuis les zones chauffées directement par le soleil vers les autres zones ou recoins du bâtiment. Ceci peut se faire par un mouvement naturel de l'air. Si le soleil frappe plutôt les planchers et les parties basses des murs, l'air chaud des parties basses monte naturellement et vient réchauffer les parties plus hautes du local. Bref, l'air chaud monte et l'air froid redescend, homogénéisant ainsi la température de tout le bâtiment : c'est la **thermo-circulation**.

Une bonne architecture solaire passive doit enfin veiller à ce qu'il n'y ait pas d'ombre portée intempestive en provenance de bâtiments ou d'arbres voisins. Néanmoins, les arbres à forte densité de feuillage et à faible densité de branchage peuvent être utiles, car ils ombragent l'été et laissent passer les rayons solaires l'hiver.

Les économies de chauffage (et d'éclairage) engendrées par une bonne architecture solaire peuvent être considérables :

- **dans l'habitat collectif, de 30 % dans le nord de l'Europe à 70 % dans le sud;**
- dans les maisons individuelles, où les gains sont encore plus forts à cause de la plus grande motivation des occupants ;
- dans les résidences pour personnes âgées, dont la saison de chauffe dure plus longtemps et dont les températures intérieures sont plus élevées que la normale ;
- dans les autres bâtiments tertiaires. Les écoles et les lieux publics se prêtent ainsi beaucoup à l'architecture solaire. En effet, elles ne sont occupées que le jour, lorsque les apports solaires sont directement exploitables pour le chauffage et l'éclairage naturels.

En 1990, on estimait que dans l'Europe des Douze 9 % de l'énergie totale consommée (y compris pour les transports et les industries) étaient fournis par l'utilisation directe et passive du soleil (soit une économie de près de 100 Mtep par an). **Rapporté à la consommation énergétique du bâtiment (habitations et bureaux, mais hors transports et industries), le «solaire passif» représentait 13 %.** Tous les pays, du Nord au Sud de l'Europe, ont recours à l'architecture solaire passive. On constate néanmoins une avance de l'Allemagne et un retard de la Grande-Bretagne, la France étant dans la moyenne.

### 3.7.1.2 Capteurs solaires thermiques

Les capteurs solaires thermiques modernes les plus courants transforment directement l'énergie solaire en chaleur en chauffant un fluide antigel dans un absorbeur noir sélectif, sous un seul vitrage.

Cette filière est relativement développée en Savoie (19 m<sup>2</sup> pour 1000 habitants) comparativement à la moyenne française (9 m<sup>2</sup> pour 1000 habitants).

En France, nous sommes cependant très en retard sur les autres pays à climat alpin tels que l'Autriche (187 m<sup>2</sup> pour 1000 habitants) ou la Suisse (45 m<sup>2</sup> pour 1000 habitants).

Les applications du solaire thermique concernent surtout l'habitat (maisons individuelles, immeubles de logements), les établissements de santé et d'accueil touristique (gîtes ruraux, campings, piscines).

En Savoie, un savoir-faire de pointe s'est construit depuis 1980 autour de la Société CLIPSOL qui a mis au point un capteur qui tient lieu de toiture, à monter in-situ. Il est reconnu comme un des plus performants et des plus esthétiques des capteurs présents sur le marché. Par ailleurs, cette société a développé le PLANCHER SOLAIRE DIRECT (PSD), concept global qui gère à la fois l'énergie solaire et l'appoint. Plus de 600 maisons individuelles étaient équipées en 2000, dont 110 en Savoie.

#### 3.7.1.2.1 Eau chaude solaire sanitaire (ECS)

Le fluide caloporteur chauffé dans le capteur solaire est dirigé vers un ballon, où il cède sa chaleur à l'eau à travers l'échangeur. En fait, il s'agit en général d'un simple serpentín à l'intérieur du ballon. La circulation du fluide caloporteur vers le ballon peut se faire grâce à une pompe : on parle alors de circulation forcée. Mais on peut éviter la pompe grâce à l'effet de «thermosiphon » qui permet une circulation spontanée de l'eau. Il suffit que le ballon soit placé au-dessus du capteur.

Une version simplifiée de ce modèle à thermosiphon est le chauffe-eau monobloc où capteur et ballon forment un seul « bloc ». Ces monoblocs se sont particulièrement développés dans des pays comme Israël, la Grèce, la Turquie, qui sont d'ailleurs les pays « champions » du chauffe-eau solaire: leur installation sur les toits-terrasses des pays du sud est particulièrement simple et leur prix est relativement bas. Comme toute installation solaire, le chauffe-eau a besoin d'une énergie d'appoint quand le soleil n'est pas là. La surface de capteurs nécessaires pour un chauffe-eau solaire est de l'ordre de 3 à 5 m<sup>2</sup> pour une maison moyenne (4 personnes), sous nos latitudes.

Notons enfin que s'il est beaucoup question de maisons individuelles et de chauffe-eau individuels, rien n'empêche la fourniture d'eau chaude d'origine solaire à des bâtiments collectifs: la France était, en 1990, le pays d'Europe ayant le plus grand nombre d'installations collectives (hôpitaux, casernes, maisons de retraite, etc.).

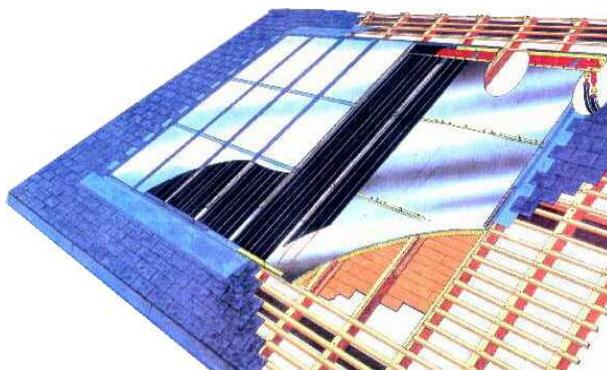


Figure 44 : Capteur plan intégré en toiture

### 3.7.1.2.2 Le chauffage solaire

Le chauffage solaire en Europe fut longtemps victime de trois handicaps. Il nécessitait de grandes surfaces de capteurs, de gros volumes de stockage d'eau, et pour les périodes sans soleil, des radiateurs d'appoint complètement dissociés du chauffage solaire. Ces trois handicaps furent tour à tour surmontés ces vingt dernières années. Les radiateurs classiques (à 50°C) ont fait place à des « émetteurs » de chaleur à plus basse température (à 25 °C), notamment aux planchers chauffant. Les surfaces de capteurs nécessaires ont diminué (réduites à 1m<sup>2</sup> de capteurs pour 10 m<sup>2</sup> de surface habitable). Et les grosses cuves de stockage intermédiaires ont laissé la place à un couplage direct entre les capteurs solaires et le plancher, d'où le nom de plancher solaire direct (PSD), idée savoyarde qui a émergé en 1983. Le fluide des capteurs solaires (en général de l'eau mélangée d'antigel) est désormais envoyé directement dans des tubes en plastique serpentant dans un épais plancher: le plancher chauffe bien sûr pendant les heures d'ensoleillement, mais continue d'émettre pendant les premières heures de la nuit la chaleur stockée dans l'épaisse dalle. Des études récentes ont montré qu'une dalle de 12 à 15 cm pouvait désormais suffire - l'isolation des maisons étant maintenant meilleure, les déperditions de chaleur sont moins grandes et n'ont donc plus besoin d'être compensées par un gros stock de chaleur. Néanmoins, il importe que cette dalle moins épaisse ne soit pas surchauffée, notamment en mi-saison, lorsque le soleil brille mais que les besoins en chauffage sont moindres : la méthode consiste alors à diriger l'excès de chaleur solaire, non vers le plancher chauffant, mais vers un ballon d'eau chaude sanitaire. On voit là tout l'intérêt d'un système mixte (chauffage + eau chaude sanitaire).

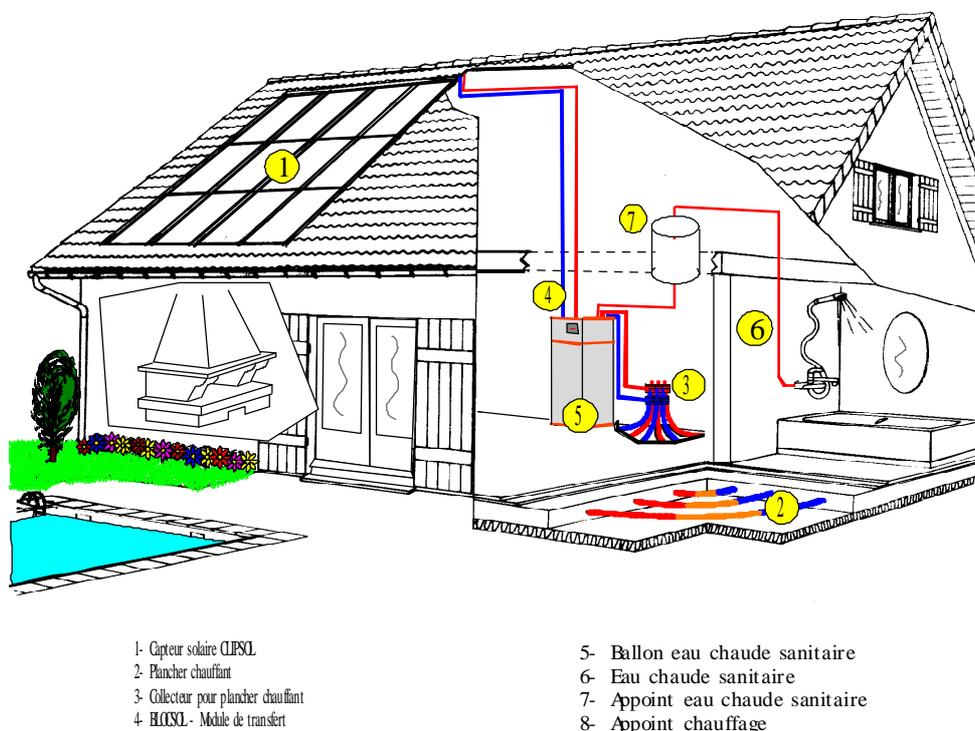


Figure 45 : Le plancher solaire direct (PSD)

Un système mixte (chauffage + eau chaude sanitaire) bien régulé peut fournir, selon l'ensoleillement de 30 à 70 % des besoins d'eau chaude sanitaire et de chauffage. Contrairement à une idée répandue, le chauffage solaire n'est pas forcément plus « rentable » dans le Sud que dans le Nord. Certes l'ensoleillement est moindre dans le Nord, mais les besoins de chauffage y sont plus importants et plus prolongés. Evidemment, un plancher solaire à appoint intégré, à cause de sa régulation sophistiquée, coûte deux fois plus cher qu'un chauffage traditionnel ou qu'un plancher solaire direct normal. Il faut donc absolument que l'économie d'exploitation de 30 à 70 % puisse être garantie à celui qui a accepté ce surcoût d'investissement.

### 3.7.1.2.3 Le chauffage des piscines.

En 1990, on considérait que, dans la Communauté européenne, plusieurs centaines de piscines publiques étaient chauffées grâce à des capteurs solaires, souvent non vitrés d'ailleurs. Ceux-ci représentaient un peu plus du dixième du marché total des capteurs solaires. Aux États-Unis, le marché des piscines privées se taille la part du lion : au début des années 90, on y vendait six fois plus de capteurs pour les piscines que pour l'eau chaude domestique.



Figure 46: Moquette solaire pour le chauffage des piscines

En Europe on considérait que, fin 1990, la part du solaire « actif » dans la fourniture de chaleur était de 0,8 % (6,6 % en Grèce, 0,7 % en France, 0,1 % en Grande-Bretagne).

En 2004, trois pays étaient les champions de la chaleur d'origine solaire, dans l'ordre : l'Allemagne (6,2 millions m<sup>2</sup> de capteurs installés), la Grèce (2,8 millions m<sup>2</sup>), et l'Autriche (2,4 million m<sup>2</sup>). Les autres pays arrivaient loin derrière, notamment la France (0.792 millions m<sup>2</sup>), les Pays-Bas (0,503 millions m<sup>2</sup>), l'Italie (0,458 millions m<sup>2</sup>), Chypre (0,450 millions m<sup>2</sup>), l'Espagne (0.440 millions m<sup>2</sup>), le Danemark (0.328 millions m<sup>2</sup>), et la Suède (0.225 millions m<sup>2</sup>).

L'évolution a été très contrastée selon les pays européens. En 1980, la France et l'Italie représentaient à elles deux la moitié des ventes de capteurs solaires. Dix ans plus tard, elles n'en représentaient plus que 10 % ! 80 % des capteurs français et 75 % des capteurs italiens ont été installés avant 1987. Depuis, il ne se passe plus grand-chose en Italie. Au contraire, l'Allemagne et l'Autriche sont devenues les nouveaux champions.

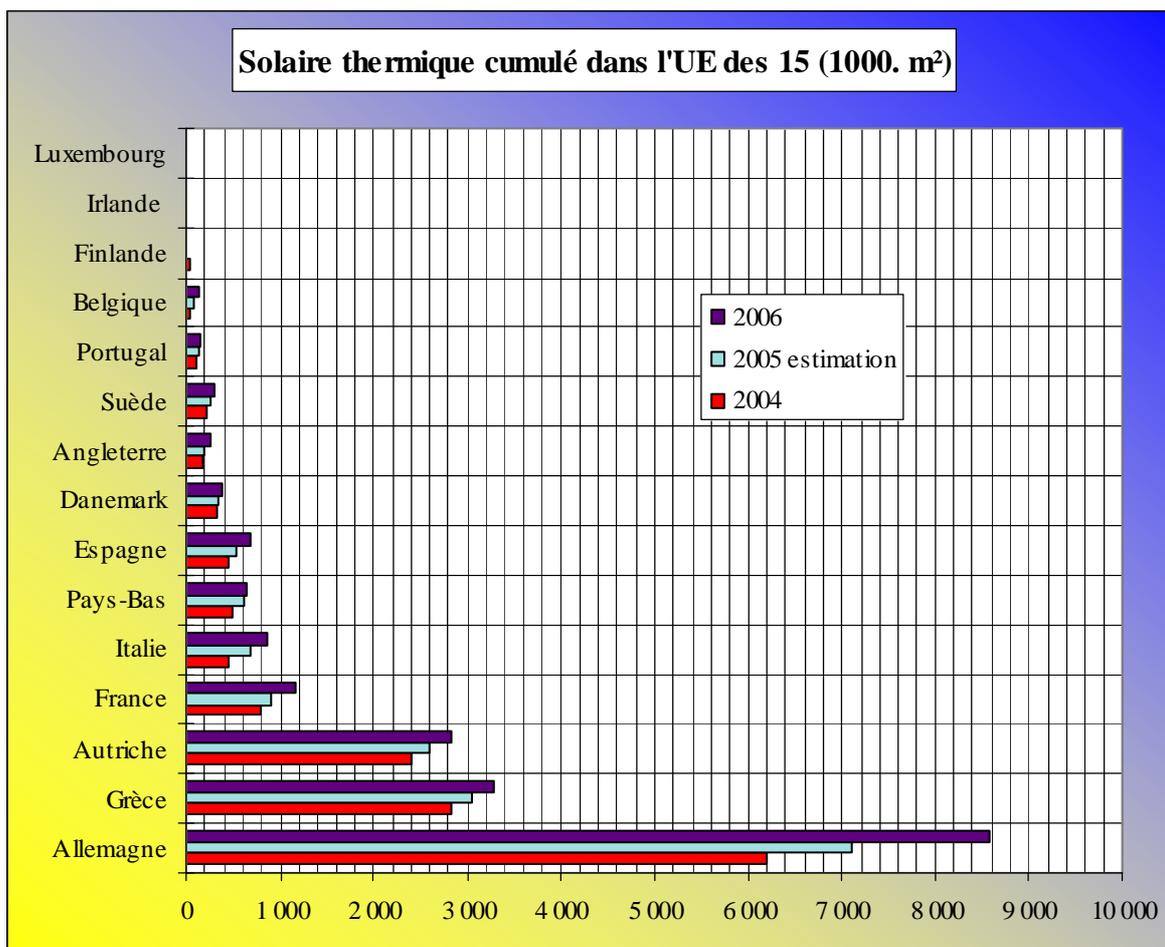


Tableau 20 : Surfaces de capteurs solaires thermiques cumulés en 2006 dans les principaux pays de l'Union européenne (en m² pour 1000 hab) Source: EurObserv'ER Dec 2006

### 3.7.2 Le marché français

Le marché français est considéré comme l'un des plus prometteurs en Europe. Le seul secteur des chauffe-eau solaires devait dépasser les 5 000 unités en 2003, soit un CA d'environ 15 M€. Le plan "Hélios 2006" devait nous permettre d'atteindre un parc de **845 000 m² de capteurs en 2003 (on a fait 727 000), puis de 1 450 000 m² en 2010.**

Certes, il n'y a pas encore d'envol comparable à ce qui se passe en Grèce, en Autriche ou en Allemagne. Il est néanmoins attendu des nombreux programmes en cours ou en préparation, une impulsion décisive du marché du solaire thermique. Proportionnellement c'est la France d'outre-mer qui a la meilleure situation.

Les combi-systèmes sont les systèmes qui assurent en même temps le chauffage et l'eau chaude sanitaire. L'IEA leur consacre sa « Tâche 26 » dont le représentant en France est *Thomas LETZ* qui travaille maintenant à l'INES. Ces systèmes sont appelés à jouer un rôle grandissant.

Le coût moyen par mètre carré de capteur installé est d'environ 840 €TTC pour la

fourniture et la pose des équipements<sup>51</sup>. Les coûts des chauffe-eau solaires vendus récemment en France varient de 1 830 € à 4 570 €TTC.

Type de CES	Coût moyen TTC au m <sup>2</sup>	Coût moyen CES 4 m <sup>2</sup> /200 l
Circulation forcée	934 €	3.735 €
Thermosiphon (hors Monobloc)	772 €	3.090 €

Tableau 21 : Coûts moyens des chauffe-eau solaires (CES) en France

### 3.7.3 Le froid solaire

Lorsqu'on parle de rayonnement solaire, la première application qui vient à l'esprit est celle du chauffage solaire. En effet, peu de gens de gens savent que dans certains processus de froid, la chaleur est indispensable, entre autre les processus de sorption (ab ou ad) !

Il s'avère donc que quelles que soient les applications de froid (conservation ou confort thermique des individus), les besoins évoluent avec l'irradiation solaire. Au moment où le développement durable semble être une de nos principales préoccupations, l'association entre l'énergie solaire et la production de froid semble être judicieuse et prometteuse.

L'énergie solaire peut ainsi contribuer sous ses deux formes à la production de froid :

- thermique : le capteur solaire alimentera la source chaude du process (sorption...)
- photovoltaïque: le capteur solaire produira de l'électricité nécessaire au fonctionnement d'un groupe frigorifique à compresseur classique.

L'introduction de l'énergie solaire dans des procédés de production de froid sera d'autant plus valorisante sur sites isolés et dans les pays en voie de développement où le manque d'électrification induit des lacunes de froid.

#### 3.7.3.1 Le marché du froid solaire

Le marché du froid solaire s'applique essentiellement à trois secteurs principaux distincts en fonction du lieu géographique et du niveau de vie du pays considéré : climatisation, réfrigération et congélation. L'anticipation des besoins futurs en matière de refroidissement et de climatisation est nécessaire pour préparer des réponses technologiques adaptées évitant ainsi le recours aux appels de puissance sur des réseaux inexistantes ou défaillants.

L'essor des systèmes de réfrigération et de congélation solaire viendra des pays en voie de développement. En revanche, les installations de climatisation solaire seront plus particulièrement destinées aux pays industrialisés : il existe en effet dans nos pays, une demande croissante en climatisation des locaux de l'habitat et du secteur tertiaire.

Les systèmes usuels utilisés fonctionnent par compression mécanique en général, ce qui accroît fortement la consommation d'électricité (exemple de la Sun-belt aux USA).

Or, dans le contexte du développement durable, il est intéressant de disposer de procédés de froid écologiques (pas de combustion d'énergie fossile, pas de consommation d'électricité) qui ne contribuent pas à l'augmentation de l'effet de serre, et qui utilisent l'énergie gratuite du soleil.

<sup>51</sup> Ce coût est à rapprocher du coût installé d'un système photovoltaïque connecté au réseau en Allemagne de 8 €/Wp TTC soit 800€/m<sup>2</sup>.

La technique de réfrigération par adsorption semble particulièrement adaptée.

### 3.7.3.2 Les techniques de froid solaire

Outre la fabrication de froid par le rayonnement vers la voûte céleste, les installations de froid solaire se divisent actuellement en deux grandes familles, utilisant soit la conversion thermique soit la conversion électrique du rayonnement solaire :

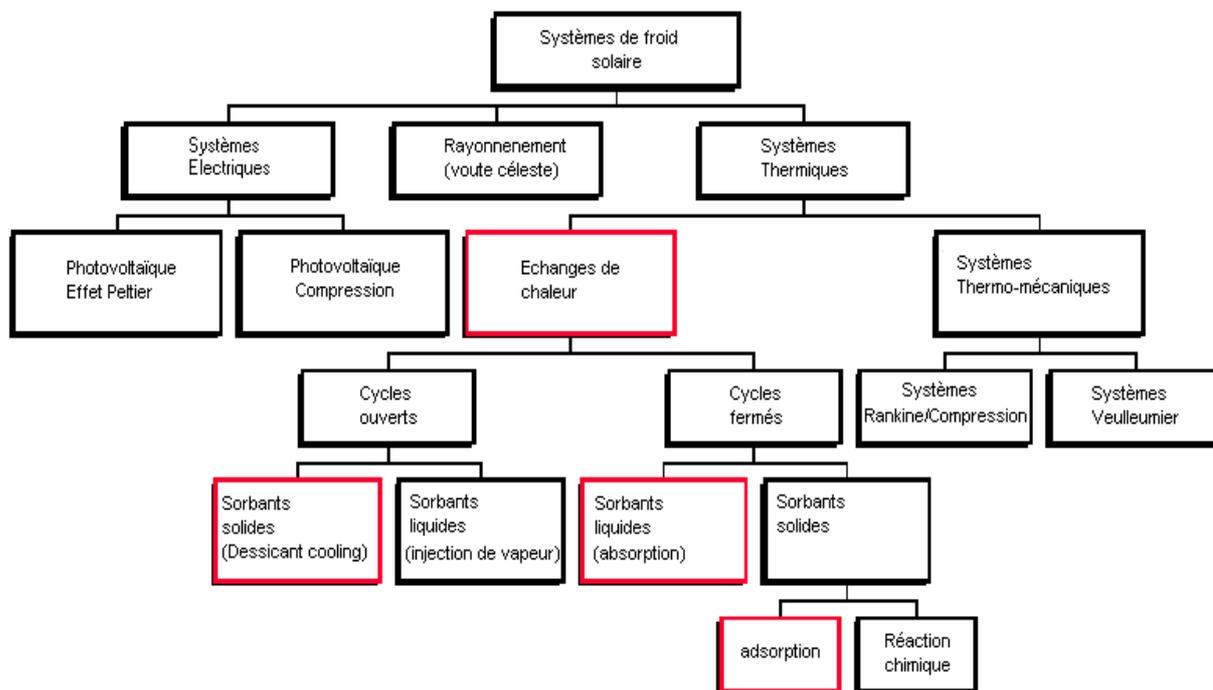


Figure 7: Organigramme des techniques de froid solaire

#### 3.7.3.2.1 Froid solaire par pompe à chaleur

Suite aux chocs pétroliers des années 1970, l'installation des PAC principalement de type air - eau a connu, à l'instigation d'EDF, une période faste au début des années 1980 (programme PERCHE). Quelques contre références, un marché non mature, le manque de formation des professionnels de l'installation et de la maintenance et l'atténuation des prix de l'énergie (fioul, gaz, électricité) ont contribué à rendre moins attractif ce mode de chauffage et à faire retomber ainsi ce marché pourtant très prometteur.

C'est à la fin des années 1990 que les PAC ont de nouveau été promues dans le secteur résidentiel, notamment sous l'impulsion de EDF au travers de son offre VIVRELEC. Par ailleurs, la prise de conscience des phénomènes liés au réchauffement climatique a également contribué à mettre en avant le chauffage par PAC et à la faire rentrer dans la catégorie des énergies renouvelables.

Il faut noter que le marché des PAC est dynamisé par la possibilité offerte par certains appareils de faire de la climatisation ou du rafraîchissement en été. Cette fonctionnalité séduit en effet de plus en plus d'utilisateurs des systèmes thermodynamiques.

C'est ainsi que le nombre de ventes annuelles de PAC destinées au résidentiel est passé en France d'environ 1500 unités en 1997 à 15000 unités en 2001 (source EHPA). Le

marché a été multiplié par 10 en 5 ans. Cependant, à cette date, les PAC représentent seulement 6% des installations de chauffage pour les logements neufs en France (source EHPA).

Le parc des PAC domestiques installées en France est au total de 30 000 unités environ en 2001 (en excluant les PAC installées lors du programme PERCHE) dont 75% utilisent l'air comme source froide, 15% l'eau et 10% le sol. La France est devenue en quelques années le deuxième marché en Europe pour les PAC, derrière la Suède.

La situation est assez disparate en Europe en ce qui concerne le marché des PAC.

Le nombre total de PAC en Europe destinées au chauffage était estimé à 600 000 environ en 2000. Celui des PAC destinées uniquement à la production d'eau chaude sanitaire était estimé à 550 000 unités avec des marchés concentrés quasi exclusivement en Allemagne (370 000 unités) et en Autriche (114 000 unités).

On relevait également les parts de marché suivantes dans l'habitat neuf en 2002:

Pays	Part de marché	
	PAC	Autres
Suède	95%	5%
Norvège	94%	6%
Suisse	40%	60%
France	6%	94%

Tableau 22 : Part de marché des PAC dans l'habitat neuf en 2002 (Source EHPA)

Les disparités observées entre les différents pays s'expliquent principalement par le degré de maturité du marché lui-même très lié aux politiques de promotion de ces systèmes de chauffage décidées aux niveaux nationaux. On notera que les taux de croissance de marché les plus dynamiques sont observés dans les pays où les actions de promotion ont été les plus fortes dans les années précédentes.

Le marché suédois est sans conteste le plus développé actuellement : deux tiers des systèmes de chauffage installés en Suède sont équipés de pompes à chaleur, et on atteint 95% de PAC dans les logements neufs. La Suisse et l'Allemagne sont les pays immédiatement situés derrière la Suède en terme de parc de machines installées.

D'une manière générale, on constate donc que le marché des pompes à chaleur connaît actuellement une forte tendance à l'accroissement en Europe; les taux de pénétration des marchés du logement neuf sont relativement disparates puisque plus de 90% des nouvelles constructions résidentielles sont équipées de PAC en Scandinavie (Suède, Norvège) alors que seulement 6% le sont en France.

### 3.7.3.2.2 Aspects environnementaux

Selon l'étude ADEME « Géothermie 2010 » de septembre 2003, le rapport d'émission de CO<sub>2</sub> est le suivant en fonction des types de chauffage pour une maison de 130 m<sup>2</sup> ayant des besoins estimés à 82 kW h /m<sup>2</sup>.an (Tableau 23) :

Les émissions de GES des PAC tiennent compte des fuites de fluide frigorigène (type HFC). On constate donc que l'emploi d'une pompe à chaleur peut permettre de réduire par 6 à 8 les émissions de GES si on le compare aux solutions de chauffage traditionnel par chaudière.

Le même raisonnement s'applique pour la production d'eau chaude sanitaire si elle est réalisée avec un système thermodynamique.

L'augmentation de la température d'eau à la source froide permet de gagner en moyenne sur le COP 2% par degré.

On voit donc qu'il existe un intérêt certain à utiliser des températures de source froide les plus élevées possibles. Un gain de 5°C sur la température d'eau à la source froide de la pompe à chaleur permettrait de faire un gain de 10% sur le COP.

Type de chauffage	Emissions de GES g CO <sub>2</sub> / kWh <sup>52</sup>	Rapport des émissions de GES Base 1 = PAC eau/eau
PAC eau/eau	44 g CO <sub>2</sub> / kWh	1
PAC capteur enterré/eau	55 g CO <sub>2</sub> / kWh	1.25
PAC air/eau	63 g CO <sub>2</sub> / kWh	1.4
Chaudière gaz	272 g CO <sub>2</sub> / kWh	6.2
Chaudière fioul	380 g CO <sub>2</sub> / kWh	8.6
Electricité	79 g CO <sub>2</sub> / kWh	1.8
Bois	4 g CO <sub>2</sub> / kWh	0.09

Tableau 23 : Emissions de GES comparées pour différents types de PAC et le chauffage classique

### 3.7.3.2.3 Climatisation par photovoltaïque-PAC

Depuis 1980, les installations de production de froid utilisant la conversion photovoltaïque associée à un réfrigérateur à compression ont eu de loin, l'ascendant sur celles exploitant la conversion solaire thermique.

Une étude de faisabilité de bâtiments à énergie positive<sup>53</sup> a montré que le surcoût de l'association du photovoltaïque à une pompe à chaleur, n'est pas très éloigné du surcoût de systèmes solaires thermiques du type COMBI pour la satisfaction des besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire, à la différence près que le solaire électrique peut lui, assurer la totalité des besoins annuels de chauffage, de rafraîchissement et d'électricité grâce à l'échange avec le réseau public qui lui assure son stockage diurne et intersaisonnier ....

En outre la période de climatisation correspondant à la période de surproduction solaire, on a bien par ce procédé, la meilleure adéquation temporelle de la source au besoin.

### 3.7.3.2.4 Froid solaire par des systèmes thermiques

Depuis 2000, la conversion solaire thermique connaît un regain d'intérêt. Ceci est essentiellement dû à deux facteurs :

- Le rendement des panneaux photovoltaïques commercialisés n'augmente que faiblement (10 à 15 %) contrairement aux rendements des systèmes thermiques dont la marge d'amélioration est plus grande et plus facile.
- Les problèmes environnementaux liés à l'utilisation de fluides frigorigènes (CFC et HCFC) contenus dans les circuits des systèmes frigorifiques à compression.

<sup>52</sup> Base du kWh électrique français = 77 g CO<sub>2</sub> / kWh

<sup>53</sup> Cythelia (Juillet-Nov 2004). Convention ADEME Rhône-Alpes.

Les différents systèmes associables à des capteurs solaires thermiques sont:

- L'absorption
- L'adsorption
- Le dessiccateur de sels (« Dessicant Evaporative Cooling »)
- L'injection de vapeur

Deux techniques émergent parmi l'ensemble des systèmes de rafraîchissement pouvant offrir une alternative à court terme aux machines à compression mécanique:

- machines à absorption ou adsorption (phénomène de sorption)
- machines de rafraîchissement évaporatif DEC (« Dessicant Evaporative Cooling »)

Aux USA et au Japon, les travaux de développement de ces techniques sont arrêtés suite à la chute des demandes. De son côté, la Suisse mise fortement sur le DEC. Un programme fédéral fixe à 35% la part de climatisation utilisant le DEC + solaire thermique d'ici 2010.

Si l'on considère plus spécifiquement les machines fonctionnant avec des apports solaires, en Europe, on remarque qu'il s'agit essentiellement de machines à absorption ou adsorption installées en Espagne et Allemagne. Elles sont encore peu nombreuses (500 machines à absorption installées en 30 ans en Allemagne), dans des hôtels, universités, bureaux, pour répondre à des besoins de froid compris entre 20 et 125 kW, pour des surfaces de 20 à 345 m<sup>2</sup>.

En France, il n'y a pas de fabricant de machines à absorption faute de marché établi. Les industriels n'ont donc pas les moyens d'investir sur un développement à plus long terme. Des travaux de recherche plus en amont sont effectués notamment à l'IMP de Perpignan sur les couples de travail en phase liquide utilisés pour les machines à absorption. Des travaux sont également menés sur la partie solaire du système (conception et suivi) par Tecsol.

#### 3.7.3.2.4.1 Absorption

Les installations à absorption utilisent pour la production du froid des **mélanges binaires formés à partir d'un fluide frigorigène et d'un absorbant**. La compression thermique est réalisée grâce à un cycle d'absorption et de désorption du fluide frigorigène. Le cycle d'absorption repose sur les composants suivants :

- **Un absorbeur** : la vapeur de fluide frigorigène y est mise en solution (absorption) dans une phase liquide riche en absorbant. Cette absorption est une **réaction exothermique** (production de chaleur) et nécessite une extraction de la chaleur par un fluide de refroidissement. L'absorbeur joue également un rôle d'échangeur thermique en plus d'une fonction de contacteur (entre la phase liquide et vapeur) et un rôle de réacteur (mise en solution).
- **Une pompe à solution** : cette pompe permet de remonter en pression (de la BP à la HP) la solution liquide absorbant-fluide frigorigène issue de l'absorbeur.
- **Un bouilleur ou désorbeur** : la solution riche en fluide frigorigène et à haute pression y est réchauffée (T = 75-95°C) et une partie du fluide frigorigène est désorbée et vaporisée. La vapeur formée est alors envoyée au condenseur. La solution appauvrie en fluide frigorigène est renvoyée vers la basse pression. La séparation du fluide frigorigène de la solution ainsi que la vaporisation nécessite un apport de chaleur important. Le bouilleur joue le rôle d'échangeur thermique et de séparateur.
- **Une vanne de détente** : la solution appauvrie retourne à l'étage basse pression après passage dans une vanne ou un orifice. Cette chute de pression se produit à l'état liquide. La **détente se produit avec production de froid** (T= 6-12°C) transmise à un circuit secondaire qui refroidit le local à climatiser

L'utilisation de ces machines repose sur un couple de fluides : le fluide absorbant et le fluide frigorigène. Deux couples sont couramment retenus :

- le mélange eau-bromure de lithium : l'eau constitue le fluide frigorigène, le bromure l'absorbant. Ce couple est très bien adapté au conditionnement d'air (ces systèmes ne nécessitent pas de basse température)
- le mélange ammoniac-eau : l'ammoniac constitue le fluide frigorigène, l'eau constitue l'absorbant.

Ce couple permet d'obtenir des températures d'eau glacée de l'ordre de  $-30^{\circ}\text{C}$

Même si elles ne représentent qu'une fraction limitée des machines frigorifiques, les machines à absorption sont utilisées assez couramment pour des installations de grosse puissance. De plus, l'absorption est référencée comme étant la plus ancienne méthode de production de froid et de climatisation.

La coopérative Le Cellier des Templiers utilise depuis 1991 une machine à absorption pour climatiser ses caves de vieillissement du vin (50 kWtf). Celle-ci produit du froid grâce aux calories récupérées par les 131 m<sup>2</sup> de capteurs sous vide installés sur le toit ([www.banyuls.com/banyuls](http://www.banyuls.com/banyuls)). C'est un projet monté par TECSOL.

Les locaux de la DIREN de Guadeloupe (35 kWtf)

Les locaux du CSTB de Sophia-Antipolis (35 kWtf, installés en 2003 pour 200 m<sup>2</sup>)

Un système est actuellement expérimenté au COSTIC (Comité Scientifique et Technique des Industries Climatiques). La machine frigorifique utilisée au COSTIC développe une puissance de 10 kW. Le couple utilisé est eau-bromure de lithium. Ce dispositif a pour finalité de refroidir un bâtiment par l'intermédiaire d'un plancher rafraîchissant. Il permet d'obtenir des températures en sortie d'évaporateur de l'ordre de  $10\text{-}20^{\circ}\text{C}$ . Le COP de cette installation obtenu n'est pas très élevé : environ 0,7.

### 3.7.3.2.4.2 Adsorption

Le phénomène d'**adsorption** utilise des solides pour enlever des substances dans des solutions gazeuses ou liquides. La phase adsorbante est l'adsorbant (solide), et le matériel concentré ou adsorbé sur la surface de cette phase est le fluide adsorbé.

L'adsorption physique est provoquée principalement par des forces de Van der Waals et des forces électrostatiques entre les molécules fluides et la surface du solide adsorbant. Ainsi, les adsorbants sont caractérisés d'abord par leurs propriétés extérieures telles que la superficie et la polarité.

Il s'agit ainsi d'un mécanisme physique par lequel un fluide (à l'état gazeux) peut être piégé sur une surface. Pour un matériau donné, la quantité de gaz adsorbée est fonction de la température et de la pression. Quand la molécule est fixée, elle desserre une certaine énergie: **l'adsorption est exothermique**.

Ainsi en faisant varier la température il est possible de réaliser une compression ou une détente (pompage). Un cycle d'adsorption pour la réfrigération ou le pompage de la chaleur n'emploie aucune énergie mécanique, mais seulement l'énergie calorifique (ou chimique).

L'adsorption est donc un phénomène de surface mettant en jeu un solide, l'adsorbant, qui présente une importante surface par unité de masse (plusieurs dizaines de m<sup>2</sup> par gramme). La surface de ces solides contient des sites d'attraction pour les molécules adsorbées.

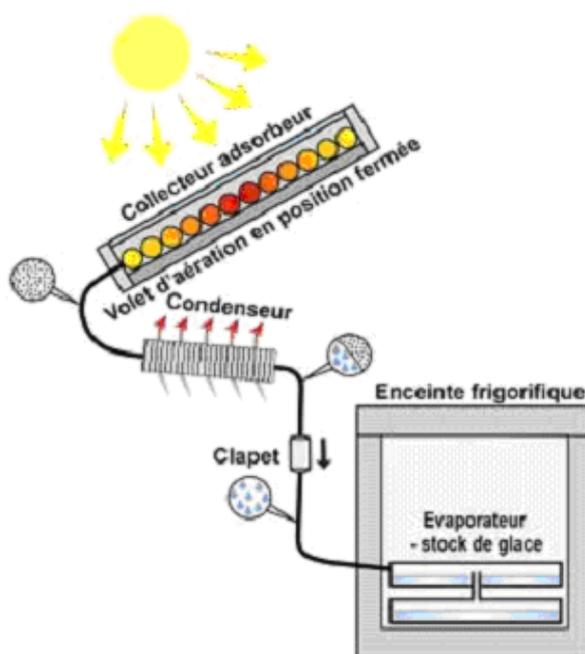


Figure 47: Schéma d'un réfrigérateur solaire à adsorption

Les réfrigérateurs solaires à adsorption comme les réfrigérateurs traditionnels possèdent un évaporateur et un condenseur; par contre, ils ne possèdent pas de compresseur pour véhiculer le fluide frigorigène dans le circuit. Le cycle à adsorption ne se déroule pas selon une boucle, mais il est intermittent et s'accomplit en 24 heures avec une inversion du sens de circulation du fluide entre le jour et la nuit. **Les couples principalement utilisés sont le charbon actif associé au méthanol, le silica-gel et l'eau ou encore la zéolithe et l'eau.**

En remplacement du compresseur, ces machines frigorifiques utilisent l'énergie solaire et la propriété de l'adsorption pour transporter le fluide dans le circuit.

Le Laboratoire d'Energétique Solaire et de Physique du Bâtiment (LESBAT) de l'Ecole d'Ingénieurs du Canton de Vaud (EIVD) à Yverdon-les-Bains a développé des réfrigérateurs solaires à adsorption destinés en premier lieu au stockage de médicaments dans les centres de santé en zone rurale, répondant par ailleurs au cahier des charges de la Croix-Rouge Internationale. Ces différents projets ont été menés en collaboration avec Michel Pons du CNRS-LIMSI à Orsay. Le LIMSI a apporté dans cette collaboration une longue expérience dans le domaine (plus de 15 ans) et des compétences en matière de simulation numérique.

En outre, sous l'impulsion d'Alain Ricaud, trois étudiants du DESS VERDEC de l'ESIGEC de Chambéry ont récemment étudié ce type de système :

- Guy Neyton et Renaud Depollier, Promotion : 2002/2003
- Sylvain BILLARD – promotion 2004 ayant effectué son stage de fin d'études au LESBAT d'avril à septembre 2004, puis embauché comme chercheur.

#### 3.7.3.2.4.3 La climatisation solaire par évaporation

Le second principe physique important utilisé pour produire du froid est l'évaporation, qui permet par son caractère fortement endothermique de refroidir une charge.

Le procédé le plus courant utilise l'air comme support de transfert de chaleur : l'air ambiant est séché puis refroidi par évaporation de l'eau qui provient du réseau et qui circule dans le système. Le rendement de ces « Dessicant Evaporative Cooling Machines » ou déshumidificateurs réfrigérants dépend de l'efficacité du séchage de l'air : plus l'air ambiant est sec avant l'ajout de vapeur d'eau, plus le rendement sera élevé. Ainsi, suivant les climats, les performances diffèrent.

C'est un gel de silice qui va sécher l'eau contenue dans l'air ambiant en l'adsorbant et la stockant dans sa structure moléculaire. Régénéré par chauffage, le gel est réutilisable. Les climatiseurs solaires ont un rendement de 0,6 à 1 contre environ 3 pour les climatiseurs électriques classiques.

Thomas Letz à l'ASDER a monté en partenariat avec l'ADEME une expérience de Dessicant Cooling pour le rafraîchissement de la salle de cours et des bureaux de la maison des Energies. Les travaux sont en cours.

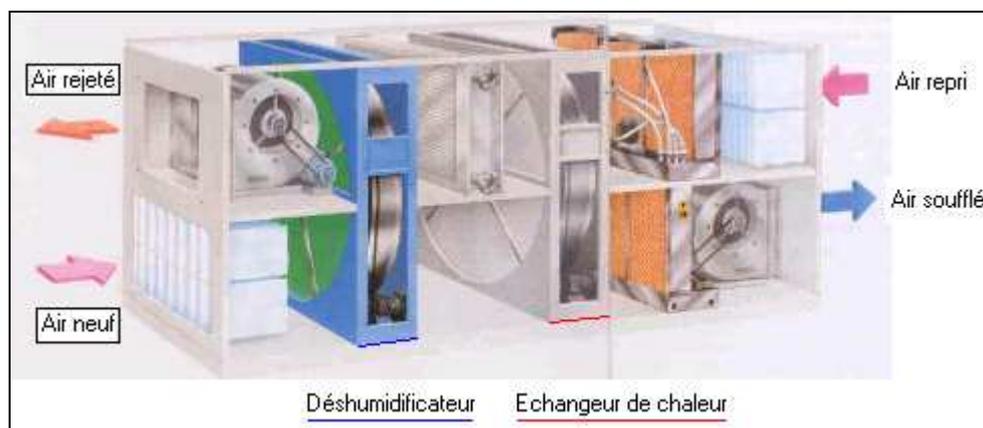


Figure 48 : « Dessicant Evaporative Cooling Machine »

Le Dessicant cooling est en fait une technique aussi vieille que la civilisation arabe, utilisant l'enthalpie nécessaire pour humidifier de l'air sec, très intéressante pour le rafraîchissement en zones arides à faible taux d'hygrométrie.

Le premier avantage de ces systèmes est l'absence de fluide frigorigène (le refroidissement de l'air se fait par déshumidification de l'air). Cette caractéristique fait du dessicant cooling une des rares machines de climatisation qui ne participe pas au réchauffement de la planète.

Le couplage du dessicant cooling au solaire thermique est récent. En revanche le principe du dessicant cooling est depuis longtemps étudié et commercialisé dans les pays du Nord de l'Europe.

Cette technologie est arrivée à maturité depuis plusieurs années et offre donc une garantie sur l'efficacité de ce système dans le domaine de la climatisation.

Les installations de dessiccant cooling se présentent comme des caissons de traitement d'air (batterie chaude/froide). Cette technologie permet donc d'assurer la climatisation et le chauffage des locaux

Comme la plupart des installations frigorifiques couplées au solaire, le dessiccant cooling ne permet pas d'obtenir des rendements et des coefficients de performances très élevés.

Les installations ne sont malheureusement pas indépendantes énergiquement. Il existe de nombreux de systèmes de circulation nécessitant de l'électricité.

Pour l'instant le dessiccant cooling couplé au solaire ne peut être utilisé que pour la climatisation de grande surface (complexité de l'installation). Ce n'est pas totalement un inconvénient car se sont principalement les locaux tertiaires qui demandent de la climatisation.

Le dessiccant cooling couplé au solaire thermique est en cours de développement notamment au sein du FRAUNHOFER ISE de Freiburg. Cet institut dispose de plusieurs installations pilotes en Allemagne et a récemment lancé un produit commercial.

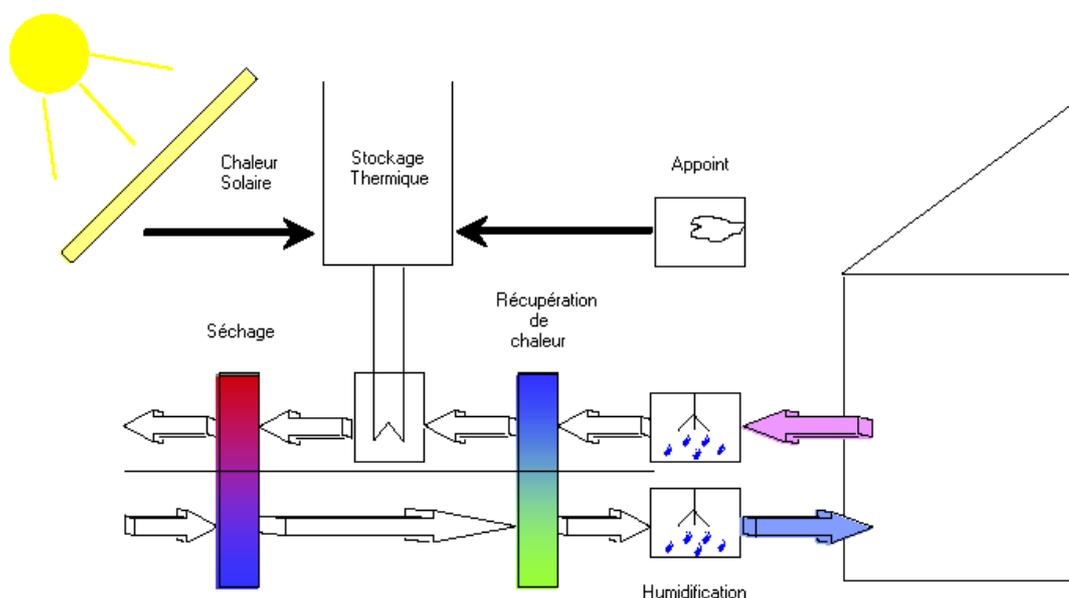


Figure 49 : Schéma d'installation de « Dessiccant Evaporative Cooling » couplé à des capteur solaire

### 3.7.4 Solaire photovoltaïque <sup>54</sup>

Depuis la fin des années 80, l'électricité photovoltaïque est reconnue comme une source d'énergie crédible aux yeux des décideurs des grands organismes de financements internationaux. En théorie elle répond à des besoins sans limites puisque encore aujourd'hui, deux milliards d'individus n'ont pas l'électricité.

Cependant, la plupart des projets solaires dans les pays en développement, peinent à se mettre en place, le plus souvent pour des raisons socio-économiques d'éducation, de formation à la maintenance, de coût et surtout de logistique des financements. Au milieu de nombreuses réussites, les échecs remarquables de certains programmes d'aide en Afrique, ne démontrent pas nécessairement l'inadéquation de la solution solaire dans les pays dépourvus de réseau; ils tendraient plutôt à prouver que l'accélération du développement des énergies renouvelables doit passer d'abord par nos pays industrialisés et nos modes de vie. Lorsque nous prenons les

<sup>54</sup> Le chapitre « Electricité solaire photovoltaïque » est volontairement limité car les aspects technique, marchés, produits, industriels, seront discutés en détails dans le cours de 3eme année (AR).

pays en développement pour des terrains d'expérience de technologies dont nous ne savons que faire, ceux-ci nous répondent que nous serions bien avisés de tester ces techniques et d'en élargir l'usage d'abord chez nous-mêmes.

Sachant que le segment de l'habitat isolé représentera une part importante du marché mondial, en plus des programmes de R&D pour abaisser le coût des modules, il faudra bien un jour résoudre le problème crucial du stockage qui n'a jusqu'à présent été traité qu'à travers les accumulateurs électro-chimiques, technique qui a bien peu évolué depuis 1912.

Quant aux systèmes connectés au réseau électrique, les capteurs photovoltaïques installés en façade ou en toiture sont encore loin de la compétitivité économique (0.45€/kWh). A vue de chercheur, l'horizon de compétitivité avec les sources traditionnelles apparaît en 2010; à vue d'industriel, en 2020 .... Prenant le relais des japonais, les politiques allemands ont bien compris le message.

En France métropolitaine et dans les pays industrialisés en situation d'indépendance énergétique et qui possèdent un réseau couvrant tout leur territoire, il n'y a pas de nécessité économique immédiate de pousser la solution solaire. Celle-ci n'est rentable qu'en sites isolés; mais à cause de leur rareté, et des faibles puissances mises en jeu, leur équipement sera assez vite saturé. C'est le cas de la politique actuelle de la France qui s'est employé à équiper les DOM-TOM et les écarts en métropole pendant 20 ans.

La Figure 50 illustre par segment de marché, le volume des installations mondiales de modules photovoltaïques en 2004, le taux de croissance annuel et le cumul depuis vingt-cinq ans.



Figure 50 : Segmentation du marché solaire photovoltaïque en 2006

Entre l'ambition trop grande du programme allemand et la taille modeste des réalisations françaises, par l'étendue de ses applications et la diversité des services rendus, l'électricité photovoltaïque n'a pas fini de nous étonner. La pénétration sélective de certaines niches de marché a permis de maintenir une progression constante de la qualité, de la durée de vie et des coûts du matériel, ce qui permet aujourd'hui d'envisager avec confiance la phase d'industrialisation et de diffusion massive.

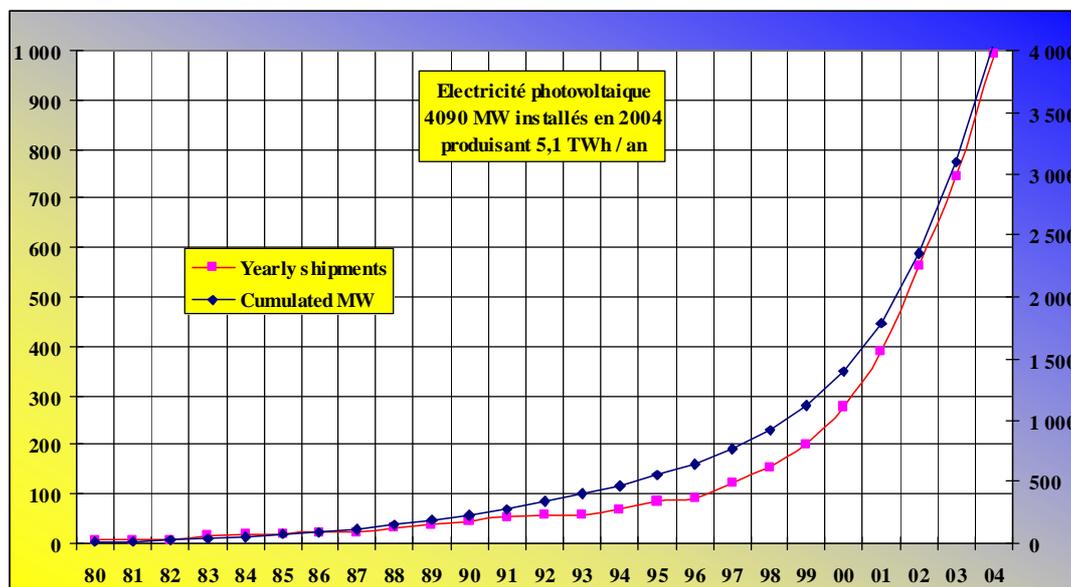


Figure 51 : Production mondiale annuelle et installations cumulées de systèmes photovoltaïques

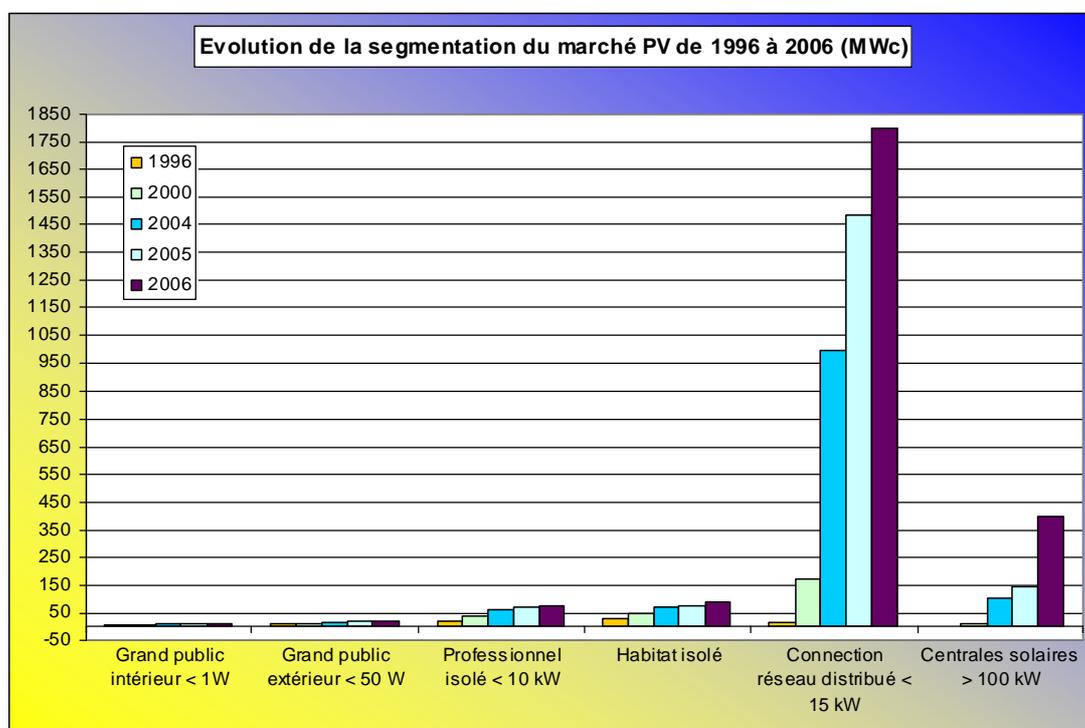


Figure 52 : Evolution des différents segments du marché mondial des modules PV : installations 1996-2006 en MW/an (Source IEA-PVPS + Cythelia)

### 3.7.4.1 Photovoltaïque en sites isolés

#### 3.7.4.1.1 Le segment des applications domestiques isolées

Il s'agit typiquement des installations allant de 100 Wc à 10 kWc pour le pompage, le froid, la ventilation, l'irrigation, l'éclairage, la santé, l'artisanat.... Segment ayant une croissance de l'ordre de 12 % en moyenne avec des hauts et des bas dépendant des programmes publics d'aide au développement rural. Ce segment représentait 38 % du marché global en 1996 et n'en représentait plus que 13 % en l'an 2002 à cause du décollage phénoménal du segment de la connexion au réseau.

Les obstacles à une dissémination plus rapide des modules dans ce marché ne sont plus d'ordre technologique mais d'ordre financier et socio-économique.



Figure 53 : L'électricité solaire en sites isolés : applications domestiques en PED

Les besoins d'appareils solarisés en pré-électrification rurale :

- les besoins de l'activité domestique : l'éclairage, le chargeur d'accus, la radio/ la télé, la ventilation, le froid, la téléphonie rurale,
- les besoins de l'activité artisanale : pompage, moulin à mil, tank à lait, machine-outil, électronique

- les besoins de l'activité agricole : pompage / irrigation ; épandeurs d'insecticides ; séchage des produits alimentaires.

Les producteurs de modules, accaparés par leurs problématique industrielle n'ont par le passé, pas eu beaucoup de succès avec les produits solarisés. Par ailleurs, de plus en plus, les pays en développement réclament de l'intégration sur leurs territoires afin de contribuer à créer de l'activité économique et de capitaliser du savoir-faire localement. Les bailleurs de fond sont très sensibles à cet argument et financent plus volontiers les projets indigènes. Il y a donc un véritable besoin de développeur de produits et une place à prendre en France pour la création de sociétés sur ce créneau encore peu occupé.

### 3.7.4.1.2 Le segment des applications professionnelles isolées

C'est essentiellement le marché des télécommunications; aide à la navigation fluviale, maritime, aérienne; signalisation et sécurité routière; protection cathodique; telemetrie; environnement.... Ce segment a eu une croissance constante de 15 % par an et reste le marché le plus stable et le plus solvable encore aujourd'hui. L'introduction prématurée des modules en couches minces dans ce secteur très pointilleux sur la qualité, a laissé des traces et une réputation de non fiabilité qui n'est plus justifiée aujourd'hui.



Figure 54 : L'électricité solaire en sites isolés : applications professionnelles

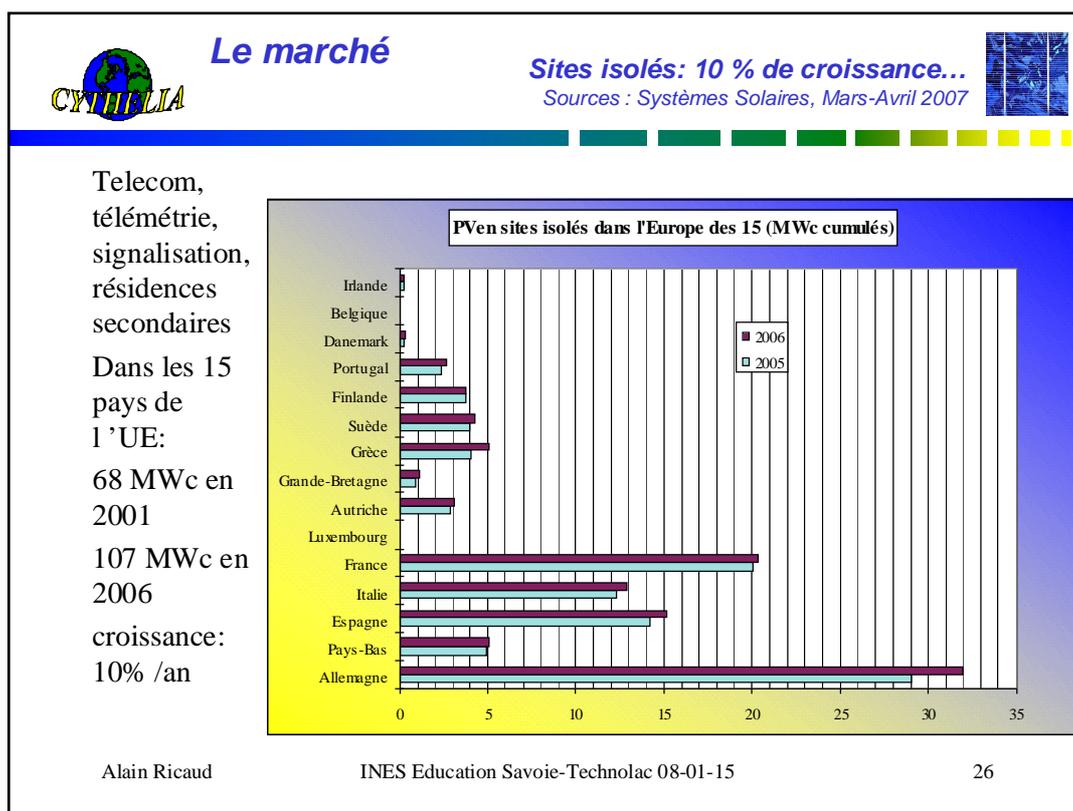


Figure 55 : Installations PV cumulées dans les pays de l'Europe des 15 en sites isolés (Source Observ'ER, Avr 2007)

### 3.7.4.2 Photovoltaïque connecté au réseau

#### 3.7.4.2.1 L'habitat individuel connecté au réseau

Il s'agit de la connexion au réseau basse tension de générateurs domestiques dont la taille varie entre 1 et 15 kWc installés sur les habitations privées des pays industriels engagés dans le processus de Kyoto. Ce segment de marché était encore quasi-inexistant en 1997.

L'intégration esthétique du PV aux toitures et façades des immeubles représente le challenge de la décennie en cours. C'est un segment qui croît à un rythme supérieur à 60 % par an dans les pays où la législation encourage la tarification verte. A priori, on pourrait penser que les pays les plus favorisés sont ceux dont la consommation de pointe est en phase avec le gisement solaire (Espagne ou "Sun-belt aux USA")<sup>55</sup>. En fait, les faits ont montré que le facteur déclenchant est purement politique.

Encore en 2005, la France n'était hélas dans aucun de ces cas : elle occupe en effet une place très particulière en Europe avec un courant électrique produit à plus de 90% par des sources ne rejetant pas de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère (nucléaire et grande hydraulique). Après des années de tergiversations, c'est en décembre 99 que la DIGEC a mis en place une directive réglementant le rachat de l'électricité solaire produite par des particuliers pour les

<sup>55</sup> Jack L. Stone & R.W. Taylor, NREL, Proc.11th ECPVSEC, pp.1423-1426.

installations de puissance inférieure à 3 kWc munies d'un double comptage. Puis, en Mars 2002, un arrêté <sup>56</sup> a fixé le prix de rachat à 15,25 cEuros/kWh hors TVA en métropole continentale et à 30.5 en Corse, dans les départements d'outre-mer et dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon. C'est lors d'une déclaration sur la politique énergétique le Lundi 15 Mai 2006, à Matignon, que le Premier Ministre Dominique de Villepin a annoncé que à partir du mois de Juillet 2006, l'obligation d'achat de l'électricité solaire se ferait à **30 c€ /kWh** pour tous les systèmes connectés et à **55 c€/kWh** pour les capteurs intégrés au bâti, le crédit d'impôt étant maintenu à 50% du prix du matériel.



Figure 56 : L'électricité solaire connectée au réseau : l'habitat individuel

### 3.7.4.2.2 Centrales en plein champ

La croissance assez aléatoire de ce segment a longtemps dépendu des programmes d'expérimentation des "utilities" et des gouvernements. La production centralisée a dès le début des années 80, été reconnue aux USA comme un moyen de baisser les coûts des composants en les standardisant. Les compagnies italiennes, allemandes, suisses et espagnoles ont mis en oeuvre des programmes de démonstration similaires de un à quelques

<sup>56</sup> Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3o de l'article 2 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000

MWc qui n'ont eu jusqu'à présent pour effet que de démontrer que le courant électrique photovoltaïque était quatre à cinq fois trop cher et devait être manipulé avec précautions ...

En fait, la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire ne présentant pas d'effet d'échelle dans les coûts d'installation, la construction de grandes centrales n'a pas de justification économique évidente.



*Figure 57 : Centrale de Tudela en Navarre*

En Espagne, la centrale de Tudela, a porté la part de la Navarre à 40% de la capacité photovoltaïque nationale connectée au réseau. D'une capacité de 1.2 MW, c'est la première centrale européenne ayant un système de suivi du soleil entièrement automatisé. Elle a coûté 11 millions d'euros (soit 9 €/Wc) et couvre les besoins annuels de 500 familles. Implantée sur 70 000 m<sup>2</sup>, elle compte 12 602 modules BP Solar reliés à 400 systèmes de suivi montés sur axe vertical.

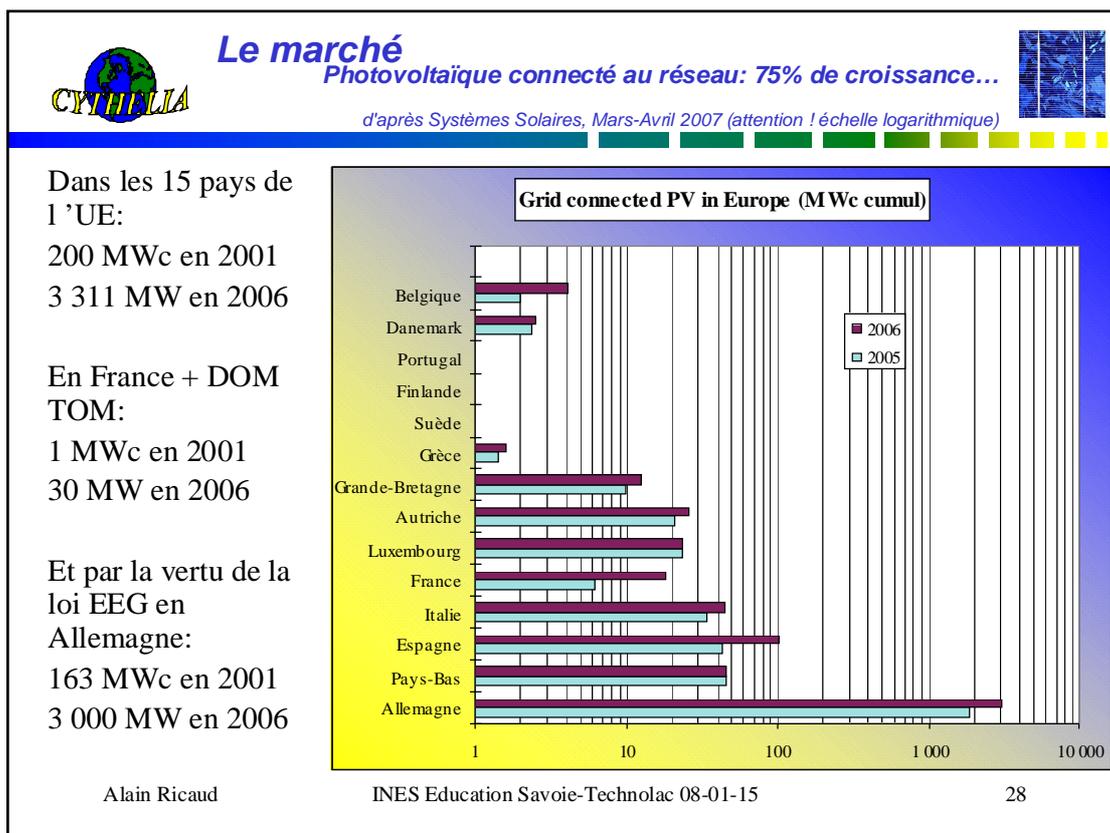


Figure 58 : Installations PV cumulées dans les pays de l'Europe des 15 couplées au réseau (Source Observ'ER, Avr 2007)

### 3.7.5 Solaire thermodynamique

La plupart des grandes centrales électriques fonctionnent selon le principe suivant lequel la chaleur est convertie en énergie mécanique avec un rendement de Carnot, laquelle est ensuite convertie en énergie électrique.

Dans les centrales solaires thermodynamiques, la chaleur solaire est d'abord convertie en énergie mécanique. A cause du principe de Carnot, cette conversion exige, si l'on veut un rendement correct, une chaleur à très haute température, de plusieurs centaines de degrés (rien à voir avec les quelques dizaines de degrés qui suffisent pour obtenir de l'eau chaude). Ces hautes températures ne peuvent être obtenues qu'en concentrant, en « focalisant » les rayons solaires.

Les trois principaux types de centrales solaires se distinguent surtout par la manière dont on focalise les rayons solaires :

- *les collecteurs cylindro-paraboliques* sont des longs miroirs cylindriques qui tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil. Les rayons se concentrent sur un tube situé au point focal du cylindre et parallèle au cylindre ;



Réflecteurs de Fresnel

- *les centrales à tours* sont en fait des sortes de belvédères, cernés par un champ de miroirs orientables, situés sur le sol (les « héliostats »), qui renvoient les rayons solaires vers le haut de la tour, où est installée une chaudière tapissée de tubes ;
- *les collecteurs paraboliques* ressemblent en plus grand à nos paraboles de télévision. Elles sont dirigées en permanence vers le soleil et concentrent les rayons vers le point focal de cette parabole.

Les centrales à tour et les collecteurs paraboliques permettent d'obtenir des températures supérieures à 1 000°C, alors qu'un collecteur cylindro-parabolique ne permet guère de dépasser 500°C. Les rendements qui tournent actuellement autour de 10 à 15 %, pourraient atteindre 30% et donc se rapprocher du rendement - 35 % - d'une centrale « classique » à charbon et à fioul.

Les collecteurs cylindro-paraboliques ont été testés à l'échelle industrielle, puisque neuf centrales solaires de ce type, opérationnelles, ont été implantées entre 1984 et 1991 en Californie par la Société Luz. Les dernières centrales implantées atteignent la puissance importante de 80 MW. Au total, avec 354 MW, les centrales californiennes Luz représentaient, en 1995, 90 % de la puissance des centrales électriques solaires installées dans le monde.

Les centrales à tour n'ont été qu'expérimentales. L'une d'entre elles était située en France (Themis, 2,5 MW, Font-Romeu, 1983-1986). La plus grande (Solar One, en Californie, 1982-88) n'a pas dépassé 10 MW (Solar 2, de même puissance, sur le même site, a redémarré en 1996). Les collecteurs paraboliques n'ont été, eux aussi, qu'expérimentaux et le plus grand (Solarplant, en Californie) n'a pas dépassé 5 MW. Le coût de l'électricité d'une centrale solaire située dans une région où le rayonnement est suffisant <sup>57</sup> est d'environ 0,10-0,16 €/kWh. On espère le réduire à terme à 0,05 - 0,09 €/kWh.

---

<sup>57</sup> On considère que ces centrales ne sont concevables que dans les régions du globe où le rayonnement direct du soleil dépasse 1 900 kWh / m<sup>2</sup> . an.

### 3.8 Les piles à combustibles

Une pile à combustible est un système électrochimique dans lequel un électrolyte qui donne le nom au type de pile, assure le transport d'ions entre deux électrodes. Les réactions d'oxydation par l'air et de réduction par le combustible se produisent au contact des électrodes, qui sont des conducteurs poreux. Un catalyseur imprégnant les électrodes augmente la cinétique des réactions.

Cette technologie a été imaginée par William Grove, avocat britannique féru de physique en 1839. Elle a été développée pour la conquête de la lune durant les années soixante avec l'hydrogène comme combustible. Ses qualités potentielles ont justifié depuis 15 ans des programmes de recherche très soutenus au Japon et aux Etats Unis et un soutien plus modeste de la DG12 de l'Union européenne. Au delà de la filière spatiale utilisant un électrolyte basique, des décennies de recherche ont abouti à la sélection de deux systèmes haute température et quatre systèmes « basse température ».

Type de pile	SOFC	MCFC	PAFC Acides	PEMFC Membrane	AFC Alcalines	DMFC Méthanol direct
Electrolyte	Oxyde solide Céramique (Zircone yttrée)	Mélange de carbonate fondu liquide	Acide phosphorique liquide	Membrane polymère échangeuse de protons	KOH liquide	Membrane polymère échangeuse de protons
Catalyseur	sans	sans	platine	platine	Ag, ou Co ou Ni	Pt
Réformage	oui	oui	oui	oui	non	non
Température de fonctionnement	750-1050	650	160-210	80-100	60-100	50-130
Combustibles possibles	Hydrogène gaz naturel, méthanol GPL, biogaz	Hydrogène gaz naturel, méthanol GPL, biogaz	Hydrogène gaz naturel, méthanol GPL, biogaz naphtha, huiles légères	Hydrogène <sup>58</sup> gaz naturel, méthanol GPL, biogaz naphtha, huiles légères	Hydrogène, Alcool + Na BH <sub>4</sub> , Methanol <sup>59</sup>	Méthanol + eau, ou H <sub>2</sub>
Puissance disponible	250 kW	100 kW	250 kW	0.01 à 250 kW	0.01 à 25 kW	0,01 à 1 kW
Applications possibles	Cogénération en cycle combiné bateau, train	Cogénération en cycle combiné bateau, train	Cogénération, bateau, train	Petite cogénération, auto, spatial	Petite cogénération, auto, spatial, portable	Portable, Automobile
Industriels impliqués	Siemens, Fuji, Sulzer.	Toshiba, Fuel cell Energy, General Electric	IFC, Fuji,, Siemens Toshiba, ONSI	Ballard, De Nora, IFC	Siemens, MEDIS, Astris	Shell, JPL, Hitachi, Siemens
Etat de l'art	Prototype 5 MW	Démonstration 1 MW	Marché depuis 1990	Prototype 250 kW	Marché depuis 1970	Recherche
Evolution	2010-2015	Non prévisible	2000-2010 suivant applications	2000-2010 suivant applications	Remontée depuis 2002	Non prévisible
Rendement (vs Lower Heating Value of H <sub>2</sub> )	40% avec turbine > 80%	40%	45%	50%	60%	40%

Tableau 24 : Piles à combustibles : six technologies pour des usages multiples

<sup>58</sup> Très sensible au niveau de pureté

<sup>59</sup> D'après MEDIS

Les piles PEMFC et PAFC sont déjà commercialisées. Un parc de 2000 MW de piles PAFC pourrait être installé au Japon dans les prochaines années. Des prototypes de puissance unitaire de 1 à 3 MW sont en essai aux Etats Unis et au Japon.

Les piles MCFC (rendement électrique de 50%) et SOFC (rendement 55%) conviennent pour la co-génération et même pour la constitution d'un cycle combiné permettant d'atteindre un rendement global de 60% à 70%. Une pile MCFC de 2 MW est en cours d'essai en Californie. Westinghouse développe un cycle combiné de 1 MW (800 kW SOFC et 200 kW turbine).

Il est maintenant acquis que les piles à combustibles ont bien les qualités mises en avant par leurs promoteurs: rendement électrique élevé 40 à 55% même en faible puissance et en charge partielle, très faibles rejets de gaz polluants locaux (CO ou NOx) et aptitude à la co-génération y compris en milieu résidentiel. Des progrès considérables au niveau des coûts de fabrication et la confirmation de la durée de vie des équipements sont encore nécessaires pour aborder la zone de compétitivité économique dans certaines niches de marchés. En particulier, dans le transport automobile les coûts de l'ensemble du système embarqué sont encore 50 fois trop élevés.

### 3.9 En conclusion

Même si toutes les énergies renouvelables n'en sont pas au même point, un mouvement de développement industriel est à l'oeuvre. **Les meilleurs exemples sont l'éolien et le photovoltaïque dont les acteurs ont atteint une dimension industrielle internationale.**

Ces deux filières nécessitent des programmes nationaux volontaristes. Curieusement, ce sont justement ces deux filières que la France se refuse à mettre en œuvre.

L'évolution de la filière solaire thermique est plus tangente. En revanche, les filières Biofioul et Bois Energie sont en retard et des efforts restent à faire pour assurer leur décollage.

Secteur	Objectifs 2003	Résultats	Commentaire
Eolien	10 000 MW	28 452 MW	Très en avance
Biogaz	2 250 ktep	3 200 ktep	En avance
Photovoltaïque	650 MW	572 MW	OK
Solaire thermique	15 000 000 m <sup>2</sup>	14 000 000 m <sup>2</sup>	OK
Micro-hydro	12 500 MW	10 734 MW	En retard
Bio-carburants	5 000 ktep	1 490 ktep	Très en retard
Bois Energie	10 000 MWth	43 000 ktep	En retard

Tableau 25 : Résultats observés en 2003 comparés aux objectifs européens  
Source: Renewable Energy Journal, N°14 Dec 2004

Concernant les pays de l'Union, l'Allemagne s'impose nettement comme la véritable locomotive qui entraîne dans son sillage ses voisins européens comme l'Autriche ou les Pays-Bas. La France et la Grande-Bretagne, jusqu'ici en retrait par rapport à ces premiers pays, devraient rapidement s'inscrire dans des dynamiques plus volontaristes.

D'autre part, le cadre politique de développement des énergies renouvelables en Europe commence à se structurer. Les objectifs affichés par l'Union européenne, associés à la future directive européenne sur l'accès au réseau électrique de ces énergies, participent au renforcement d'un contexte favorable. L'emploi peut être un vecteur d'intégration, car les énergies renouvelables représentent aujourd'hui plus de 100 000 emplois en Europe.

Enfin, il ne faut pas perdre de vue que **les énergies renouvelables ne réussiront à relever ces nombreux défis qu'à la condition que le grand public se les approprie** en les considérant comme autant d'alternatives réelles et fiables. Le développement industriel est indispensable, mais l'élément clé est l'adhésion de chaque citoyen au véritable projet de société qu'implique le choix de ces énergies.

Production brute d'énergie d'origine renouvelable dans l'Europe des 25 en Mtep									
Source ENR	Mtep 1995	Mtep 2000	Mtep 2003	Mtep 2004	%	Tendance 2010	%	Objectif 2010	%
<b>Eolien</b>	0,350	1,830	6,100	7,356	7,0%	15,424	10,2%	8,562	4,7%
% croiss annuel		39,2%	48,8%	20,6%		23,8%		16,7%	
<b>Grande hydro</b>	21,490	23,459	23,811	23,930	22,8%	24,657	16,3%	25,000	13,7%
% croiss		1,8%	0,5%	0,5%		0,5%		0,6%	
<b>MCH (&lt;10MW)</b>	3,168	3,425	3,792	3,872	3,7%	4,388	2,9%	4,675	2,6%
% croiss		1,6%	3,4%	2,1%		2,5%		3,2%	
<b>Photovoltaïque</b>	0,002	0,011	0,051	0,086	0,1%	0,428	0,3%	0,257	0,1%
% croiss		40,6%	66,3%	68,3%		44,2%		37,0%	
<b>Biomasse</b>	44,800	49,791	58,704	62,573	59,6%	95,900	63,3%	133,000	72,7%
% croiss		2,1%	5,6%	6,6%		6,8%		10,3%	
Bois énergie		47,300	52,500	55,400		77,900		100,000	
			3,5%	5,5%		5,1%		7,8%	
Bio carburants		0,191	2,504	3,073		9,400		18,000	
			133,8%	22,7%		47,6%		57,6%	
Bio gaz		2,300	3,700	4,100		8,600		15,000	
			17,0%	10,8%		14,1%		20,6%	
<b>Géothermie</b>	2,500	3,420	5,685	6,220	5,9%	9,147	6,0%	5,500	3,0%
% croiss		6,5%	18,3%	9,4%		10,3%		4,9%	
<b>Solaire thermique</b>	0,260	0,380	0,845	0,921	0,9%	1,539	1,0%	5,993	3,3%
% croiss		7,89%	30,2%	8,9%		15,0%		31,8%	
<b>Total ENR</b>	73	82	99	105	100%	151	100%	183	100%
croiss annuelle (%)		2,6%	6,3%	6,0%		6,3%		8,3%	
<b>Total conso primaire</b>	1 366	1 460	1 790	1 870		1 985		1 500	
% croiss		1,3%	7,0%	4,5%		1,0%		0,3%	
% sources ENR	5,3%	5,6%	5,5%	5,6%		7,6%		12,2%	

Source: calculs Cythelia, données: Eurobsev'ER 2001-2006

Tableau 26 : Production brute d'énergie d'origine renouvelable dans l'UE en Mtep. Tendence pour 2010 et Objectif du Livre Blanc.

Consommation d'électricité d'origine renouvelable dans l'Europe des 25 en TWh									
Source ENR	TWh 11,68 1995	TWh 2000	TWh 2003	TWh 2004	%	Tendance 2010	%	Objectif 2010	%
<b>Eolien</b>	4,088	21,374	71,250	85,915	18,7%	180,150	27,5%	100,000	14,6%
% croiss		39,2%	48,8%	20,6%		23,8%		16,7%	
<b>Grande hydro</b>	251,000	274,000	282,220	285,042	62,2%	287,991	44,0%	292,000	42,7%
% croiss		1,8%	1,0%	1,0%		0,5%		0,6%	
<b>MCH (&lt;10MW)</b>	37,000	40,000	44,292	45,228	9,9%	51,246	7,8%	54,600	8,0%
% croiss		1,6%	3,4%	2,1%		2,5%		3,2%	
<b>Photovoltaïque</b>	0,023	0,128	0,600	1,010	0,2%	5,000	0,8%	3,000	0,4%
% croiss		40,6%	66,3%	68,3%		44,2%		37,0%	
<b>Biomasse</b>	20,931	23,262	28,000	34,600	7,5%	123,193	18,8%	226,593	33,1%
% croiss		2,1%	6,3%	23,6%		18,1%		10,3%	
% convers elect	4%	4%						15%	
<b>Géothermie</b>	3,504	4,793	6,496	6,576	1,4%	7,077	1,1%	7,709	1,1%
% croiss		6,5%	10,5%	1,2%				4,9%	
% convers elect	12%	12%						12%	
<b>Total ENR électrique</b>	317	364	433	458	100%	655	100%	684	100%
croiss annuelle (%)		2,8%	5,9%	5,9%		6,1%		6,5%	
<b>Total conso électricité</b>	2 328	2 560	3 210	3 225		3 600		3 250	
% croiss		1,9%	7,8%	0,5%		1,8%		0,1%	
% sources ENR	13,6%	14,2%	13,5%	14,2%		18,2%		21,0%	

Source: calculs Cythelia, données: Eurobsev'ER 2001-2006

Tableau 27 : Consommation d'électricité d'origine renouvelable dans l'UE en TWh. Tendence pour 2010 et Objectif du Livre Blanc.

## 4 Que sera le futur ?

### 4.1 Classification des contraintes

Dans le Tableau 28, nous définissons les critères auxquels devrait satisfaire une source d'énergie idéale en termes de concordance par rapport au besoin d'une part (**concordance de qualité, de lieu et de temps**) termes de concordance que l'on pourrait qualifier de **critères de confort individuel**, et d'autre part, en termes **d'impact environnemental**, en termes de rapport **de coût d'investissement sur coût de fonctionnement** et en termes de **durée**, qui sont davantage des **critères d'ordre économique et social**.

Aucune des sources connues ne remplit tous les critères, mais la sensibilité d'une société à un moment donné de son histoire permet de pondérer les critères.

Dans une perspective de développement durable par exemple, on insistera sur les critères d'impact environnemental et de durée.

Source d'énergie	Qualité (/3)	Concordance (/6)		Invest / Fonct (/4)	Impact environnemental (/4)	Durée (/3)	Note globale (/20)
		lieu	temps				
<b>Idéale</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>nul</b>	<b>nul</b>	<b>infinie</b>	<b>20</b>
Pétrole	xx	xx	xxx	faible	fort	faible	12
Gaz	xxx	x	xxx	faible	assez fort	faible	13
Charbon	x	xx	xx	faible	très fort	moyenne	10
Nucléaire	xx	xx	xxx	très fort	discuté	moyenne	11
Biomasse	xxx	xx	xxx	moyen	moyen	infinie	15
Hydro	xx	xx	xx	fort	discuté	infinie	13
Eolien	xx	xx	xx	fort	assez faible	infinie	12
Solaire TH	xx	xxx	x	fort	nul	infinie	13
Solaire PV	xxx	xxx	x	fort	nul	infinie	14
Economies d'énergie	xxx	xxx	xxx	infini	nul	infinie	15

Tableau 28 : Tableau comparatif des qualités pour l'utilisateur des différentes sources d'énergie<sup>60</sup>

Charbon, gaz, et pétrole ont en commun l'énorme avantage d'être faciles d'utilisation (il suffit de les faire brûler) et plutôt bon marché (la nature s'est chargée de les fabriquer, presque prêts à l'emploi). Ils ont en revanche plusieurs inconvénients : les process industriels qu'ils utilisent mettent en jeu des fortes pressions et des températures élevées dont la dangerosité est reconnue et doivent faire l'objet d'attentions particulières, ils ne libèrent leur énergie que sous forme de chaleur (la forme, certes utile, mais aussi thermodynamiquement la moins souple

<sup>60</sup> Tableau réalisé à partir d'une idée de Bernard Lachal du CUEPE de Genève

d'utilisation) et surtout de le faire en rejetant dans l'atmosphère leur carbone sous forme de gaz à effet de serre: en langage écologique, on dit que l'aval du cycle de ces énergies n'est pas assuré puisque les déchets produits ne sont ni retraités, ni stockés et qu'on n'a aucune idée du coût de telles opérations.

Pas d'alternatives sans inconvénients				
	Usages	Avantages	Inconvénients	
	Gas naturel	Chauffage, électricité, transports	Multi-usages, se stocke assez facilement, coût faible dans l'immédiat	Infrastructures coûteuses, pic de production proche, émetteur de CO <sub>2</sub>
	Charbon	Chauffage, électricité, transports (par transformation en liquide)	Disponible en grande quantité	Fortement émetteur de CO <sub>2</sub>
	Nucléaire	Chauffage, électricité, voire transports (moteur électrique)	Pas d'émissions de CO <sub>2</sub>	Réserves limitées d'uranium, dangerosité, durée de vie des déchets, coûts cachés
	Hydraulique	Electricité	Potentiel encore peu développé dans les pays du Sud, puissance importante, faible coût	Potentiel limité dans les pays développés, coûts environnementaux et sociaux élevés des grands ouvrages, dépendance aux variations pluviométriques
	Eolien	Electricité	Nuisances faibles, coût modéré	Intermittence
	Solaire thermique	Chauffage, eau chaude	Potentiel important, technique éprouvée, bon rendement	Intermittence
	Solaire photovoltaïque	Electricité	Production possible au niveau domestique	Coût élevé, rendements faibles
	Biocarburants	Transports	Se substituent au pétrole, bilan émissions CO <sub>2</sub> faible	Nécessitent une surface agricole très importante, Conflit avec les usages alimentaires de l'agriculture
	Bols et biomasse	Chauffage, voire transports	Se stockent facilement, bilan émissions CO <sub>2</sub> faible	Capacité limitée, risque de déforestation ou de dégradation de l'écosystème
	Géothermie	Chauffage, électricité	Energie constante et puissante	Nombre de sites exploitables limité, investissement de départ élevé
	Energie marémotrice	Electricité	Energie constante et puissante	Sites d'exploitation éloignés des centres de consommation, coûts d'entretien élevés
	Hydrogène	Electricité, chauffage, transports	Pas d'émissions de CO <sub>2</sub> à l'usage ni de polluants locaux	Ce n'est pas une source d'énergie mais un vecteur. Nécessite d'être produit et se stocke difficilement

Tableau 29 : Pas d'alternative sans inconvénient (Source: Alter-Eco, Dec 2005)

Les contraintes environnementales qui viennent très sérieusement borner les marges de manoeuvre du domaine de l'énergie sont de quatre ordres:

- les risques de **réchauffement de l'atmosphère**, notamment par les émissions de Carbone,
- les risques de raréfaction et **d'épuisement des ressources fossiles**,
- les risques associés au **nucléaire civil** (accidents, prolifération, déchets hautement radioactifs à longue durée de vie),
- les risques de **concurrence d'usage des sols** entre les besoins liés à la production alimentaire et ceux liés à la production d'énergie,

Ces risques viennent compléter le réseau de contraintes auxquels les systèmes énergétiques sont durablement soumis. Ils ne sont pas indépendants et la diminution de l'un peut avoir pour conséquence de renforcer l'un ou plusieurs des autres. C'est ainsi que pour lutter contre le réchauffement du climat, on peut envisager de réduire le recours aux énergies fossiles. Ce faisant on repousse l'échéance de l'épuisement des ressources fossiles en même temps qu'on ralentit les émissions de gaz à effet de serre. Mais si, pour faire face aux besoins, on augmente considérablement le recours à l'énergie nucléaire ou aux énergies renouvelables, on augmente d'autant les risques qui leur sont associés.

## 4.2 Scénarii prospectifs <sup>61</sup>

Nombreuses sont les études sur les évolutions futures du secteur de l'énergie. Les résultats peuvent en être le plus souvent résumés au moyen d'un certain nombre de scénarii. Ils sont différents d'un organisme à l'autre mais on distingue en général des scénarii d'extrapolation des tendances actuelles ("Conventional wisdom" ou "Business as usual") des scénarii plus efficaces en matière de protection de l'environnement et de maîtrise de l'énergie (scénario C du Conseil Mondial de l'Énergie, scénario "Forum" de la CCE, scénario "Energy Savings" de l'Agence Internationale de l'Énergie), ou des scénarii franchement plus volontaristes (scénario NOE de B. Dessus / CNRS-ECODEV).

Les premiers scénarii proposent une vision de l'avenir construite sur un **modèle productiviste de "développement par l'abondance énergétique"** avec des options contrastées de participation des différentes sources primaires au bilan mondial. Ces scénarii admettent les risques comme inéluctables et se différencient par la diminution ou l'augmentation d'un des risques par rapport aux trois autres. Pour ne pas risquer les changements climatiques (dûs à l'effet de serre) dit l'un, acceptons le risque nucléaire ! Non, répond un autre, je préfère les inondations et ne pas laisser le problème des déchets nucléaires à mes petits enfants.

Les seconds proposent un **"développement par la sobriété énergétique"** qui tente de rééquilibrer les politiques énergétiques en accordant une priorité forte à la maîtrise de l'évolution de la demande d'énergie. Partant d'une analyse détaillée des besoins finaux d'énergie du développement, ils affichent la volonté de repousser simultanément les principaux risques dans le temps et **de favoriser un développement des pays du Sud**. Ils supposent une profonde révolution culturelle puisqu'ils ambitionnent une forte **déconnexion du lien croissance économique / consommation énergétique**. Ils impliquent en particulier un élargissement de la sphère d'intervention de la politique énergétique à l'ensemble des secteurs d'activité structurant la demande (transports, construction, urbanisme, biens d'équipements, etc.). En effet, les déterminants principaux de la demande énergétique sont souvent étroitement et durablement liés aux grandes infrastructures d'urbanisme, de transport, et des différents réseaux de distribution de fluides (énergie, eau, etc.).

---

<sup>61</sup> Ce chapitre fait de larges emprunts à l'article paru à l'occasion des "conférences-débats" organisées par X-Environnement à l'École Polytechnique en Février 2000. « Effet de serre: les marges de manœuvre » par Benjamin DESSUS, Directeur de recherches au CNRS, Président du comité d'expertise auprès de la Mission Interministérielle de l'Effet de Serre (MIES).

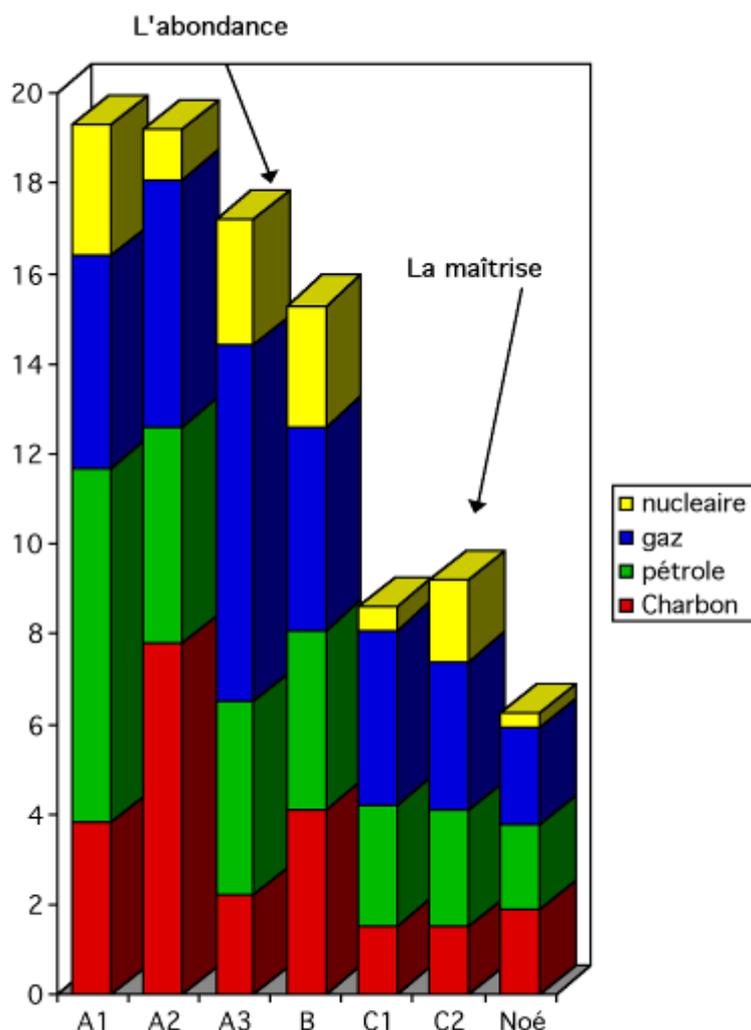


Figure 59 : Consommation annuelle d'énergie pour 2 familles de scénarios contrastées en 2050 : " les scénarios d'abondance et de maîtrise de l'énergie ". Gtep.

Pour illustrer ces propos on peut comparer 2 des scénarios énergétiques mondiaux à long terme produits depuis le début des années 90, d'une part par l'IIASA pour le compte du Conseil mondial de l'énergie et par le CNRS d'autre part (scénario NOE).

Ces scénarii explorent l'avenir énergétique du monde en découpant le monde en 11 régions géographiques et en adoptant des perspectives démographiques communes (8 milliards d'habitants en 2020, 10 milliards en 2050). Par contre ils affichent des taux de croissance légèrement différents, mais surtout décrivent des modes de développement très différents du point de vue de l'intensité énergétique<sup>62</sup> de leur croissance économique.

La Figure 59 en donne les résultats principaux en 2050. Il s'agit des consommations annuelles d'énergie. Il apparaît très clairement que c'est bien plus par le volume d'énergie que par l'appel plus ou moins grand à tel ou tel type de ressources énergétiques que se différencient les scénarios. Alors que les scénarios abondants supposent la mobilisation annuelle de l'ordre de

<sup>62</sup> L'intensité énergétique est la quantité d'énergie nécessaire à l'obtention d'une unité monétaire de valeur ajoutée

25 Gtep dès 2050 (3 fois plus qu'en 2000), les scénarios sobres se contentent de 12 à 15 Gtep à la même date. Cinquante ans plus tard, en 2100, la divergence entre les scénarios dépasse un facteur 5.

Pour apprécier les conséquences de ces deux types de scénarios sur les risques cités plus haut, et en particulier sur **la concentration des gaz à effet de serre, le cumul des déchets nucléaires et la raréfaction des sources fossiles**, il est indispensable de **raisonner en stock et non plus seulement en flux** en intégrant sur la période les divers flux de déchets, d'émissions de GES (gaz à effet de serre), de consommations fossiles. Le Tableau 30 indique le cumul des différentes contributions à l'approvisionnement énergétique mondial et des émissions de carbone de 1990 à 2050 des scénarii A2 IIASA et NOE CNRS Il s'agit du cumul des différentes contributions à l'approvisionnement énergétique mondial et des émissions de carbone de 1990 à 2050 des scénarii A2 IIASA et NOE CNRS.

<b>Période : 1990-2050</b>	<b>Scénario A2 de l'IIASA <sup>63</sup></b>	<b>Scénario NOE du CNRS</b>
<b>Cumul énergie (Gtep)</b>	<b>972</b>	<b>608</b>
Cumul nucléaire	42	26
Cumul renouvelables	188	183
Cumul charbon	279	124
Cumul pétrole	254	124
Cumul gaz	210	153
Cumul fossiles	743	401
<b>Cumul carbone (Gt C) <sup>64</sup></b>	<b>608</b>	<b>315</b>

Tableau 30: Cumul des différentes contributions à l'approvisionnement énergétique mondial et des émissions de carbone de 1990 à 2050 des scénarii A2 IIASA et NOE CNRS

Une part minoritaire des écarts est due à des hypothèses de croissance économique différente entre les scénarios les plus consommateurs et les moins consommateurs. C'est ainsi que par exemple, sur les 364 Gtep d'écart entre le scénario A2 et le scénario Noé, 128 sont attribuables aux différences de taux de croissance de l'économie et 236 sont imputables aux différences d'intensité énergétique.

Mais ce tableau apporte d'autres enseignements utiles comme le montre le Tableau 31 qui permet d'apprécier les conséquences de ces scénarios en terme de risques:

<b>Période : 1990-2050</b>	<b>Scénario A2 de l'IIASA</b>	<b>Scénario NOE du CNRS</b>
<b>Cumul carbone (Gt C)</b>	<b>608</b>	<b>315</b>
Augmentation de la concentration de CO <sub>2</sub>	50%	20%
Ponction des ressources de pétrole connues	85%	50%
Déchets nucléaires à stocker (indice 100 en 1990)	900	550

Tableau 31 : Impact des deux scénarii sur les risques étudiés

<sup>63</sup> Le scénario A2 de l'International Institute for Applied Systems Analysis est le plus proche du « laisser-aller ».

<sup>64</sup> Pour calculer la concentration du carbone dans l'atmosphère, on a tenu compte d'une absorption de 3 Gtonnes par an de carbone par l'océan.

Sur la période et dans tous les scénarios envisagés les énergies fossiles restent largement dominantes, **les ENR apportent une contribution cumulée de l'ordre de 19 à 26%** des bilans selon les scénarios, le **nucléaire reste marginal avec 4 à 9%** du bilan cumulé sur la période.

Dans tous les scénarios la concentration de gaz à effet de serre augmente, de +20% en 2050 dans le plus sobre à 50% dans le plus abondant. En 2100 la concentration de CO<sub>2</sub> a plus que doublé dans les scénarios A et s'est stabilisée autour de +20% par rapport à 1990 dans le scénario Noe. Les déchets nucléaires de haute activité et à longue durée de vie (à technologie inchangée) sont multipliés par un facteur 5,5 par rapport à 1990 dans le scénario le plus sobre en énergie nucléaire et par 18 dans le scénario le plus élevé en nucléaire.

Voilà donc un tableau général des images que les énergéticiens nous proposent pour l'avenir énergétique du monde à horizon de 50 ans.

Il existe une hiérarchie assez claire des enjeux et des marges de manoeuvre :

- **l'efficacité énergétique** (c'est la marge principale; on a vu son impact décisif au chap. 2).
- **les énergies renouvelables** (c'est la seconde marge de manoeuvre dont on dispose : 170 à 230 Gtep selon les scénarios) avec cependant un problème de concurrence d'usage des sols qui se profile nettement pour les scénarios qui affichent les contributions les plus élevées d'énergies renouvelables en 2050. Cette solution a l'avantage de repousser à la fois les risques nucléaires, les risques d'épuisement des fossiles et les risques de réchauffement du climat.
- l'énergie nucléaire (avec 25 à 80 Gtep cumulées d'ici 2050, l'énergie nucléaire apparaît comme relativement marginale dans le bilan énergétique cumulé à l'échelon mondial). Cependant son développement dans les scénarios qui y font le plus appel, ne va pas sans un renforcement important du cumul des déchets et des risques de prolifération. En terme de lutte contre l'effet de serre, la contribution du nucléaire à la diminution des émissions serait de l'ordre de 12 en faisant l'hypothèse favorable que le nucléaire se substitue au charbon, ce qui n'est pas négligeable mais montre bien que ce n'est pas une solution à la mesure du problème de réchauffement du climat.

Ces quelques ordres de grandeur rappelés, on peut maintenant apporter quelques précisions quantitatives et qualitatives sur ces trois domaines d'action.

#### **4.2.1 Efficacité énergétique du développement**

L'efficacité énergétique du développement d'une société dépend de son état initial, de sa structure démographique, de sa géographie et du climat de son territoire, du progrès technique, etc.

**Traditionnellement, la prospective énergétique, axée essentiellement sur la production d'énergie, confère un poids prépondérant à l'évolution technologique** des outils parmi les éléments susceptibles de faire évoluer rapidement le rendement des systèmes énergétiques. Cette tendance se retrouve systématiquement dans la prospective des usages de l'énergie où l'on pense d'abord au progrès technique à travers l'amélioration des rendements d'usage des outils fournissant des services finaux.

C'est ainsi que dans le domaine des transports, le progrès d'efficacité énergétique et la réduction des émissions de GES sont très largement assimilés à celui que l'on peut envisager grâce aux progrès de la motorisation ou de l'aérodynamique des voitures, des camions ou des locomotives, voire à des substitutions de carburants. La rapidité et l'amplitude de ce progrès au cours des trente dernières années expliquent largement cette vision.

#### **4.2.2 Rôle dominant des infrastructures**

Cette **vision est pourtant très réductrice** car elle fait implicitement l'impasse sur les conditions dans lesquelles les objets en question sont utilisés pour remplir un service donné, ici le transport d'un point à un autre d'un passager ou d'un chargement de marchandises.

On sait en effet que la **consommation spécifique du transport routier** de marchandises est de l'ordre de **100g/tonne.km** alors que celle du transport par rail est de l'ordre de 25 g /tonne.km. De même celle des voitures est de l'ordre de 50 à 60 g/voyageur.km alors que celle du rail est de l'ordre de 20g/voyageur.km.

A technologie constante, le transfert d'une tonne de marchandises de la route au rail est donc équivalent à un gain d'un facteur de l'ordre de quatre sur l'efficacité énergétique du camion et le transfert d'un passager de la route vers le rail à un facteur 2,5 de gain d'efficacité énergétique de la voiture.

On voit sur cet exemple l'importance qu'il faut accorder au **choix des infrastructures puisqu'elles vont avoir une influence majeure** (souvent nettement supérieure au progrès technique sur les outils) sur l'efficacité énergétique du service final rendu et cela pour de très longues périodes, souvent supérieures à une cinquantaine d'années.

Ce raisonnement s'applique à toutes les infrastructures lourdes, qu'il s'agisse du mode d'urbanisme, de l'industrie lourde, des logements ou des infrastructures de communication.

La consommation énergétique nécessaire à un londonien un parisien ou un viennois pour effectuer ses transports quotidiens est 5 à 6 fois moins importante que celle d'un habitant de Phoenix ou de Detroit.

Mais une autre illustration à caractère rétrospectif nous vient de l'habitat. On sait que le progrès technique et la réglementation thermique qui s'en est suivie ont permis de faire chuter la consommation de chauffage des logements d'un facteur supérieur à 2 depuis une vingtaine d'années, de plus de deux tep à moins d'une tep par an en 2000. Si l'on se projette jusqu'en 2050, l'apport de ces nouvelles technologies (pour un rythme de construction de 200.000 logements par an, soit 14 millions de logements entre 1980 et 2050) restera encore modeste en termes de consommation d'énergie sur le bilan global de l'habitat.

Si la moitié d'entre eux viennent remplacer des logements existants et l'autre moitié s'y ajouter, la consommation totale du parc sera de 40 Mtep en 2050, dont 26 millions de tep encore attribuables aux logements construits avant 1980 et 14 millions de tep attribuables aux logements postérieurs à 1980. C'est dire l'inertie du système. Une politique d'économie d'énergie dans le bâtiment résidentiel ne pourra donc pas éviter, pour être véritablement

efficace, d'accorder une place majeure à la réhabilitation des logements anciens qui représenteront sinon encore 65% de la consommation de chauffage en 2050.

Ces quelques exemples montrent que les choix d'infrastructure dans lesquelles ce progrès technique s'applique ont des conséquences majeures et à long terme sur notre capacité à maîtriser la consommation d'énergie et donc les émissions de gaz à effet de serre.

C'est évidemment vrai pour les pays développés où des décisions de renouvellement et plus modestement de développement de nouvelles infrastructures se présentent tous les jours. C'est encore beaucoup plus vrai pour les pays en développement qui construisent leurs infrastructures de base, qu'il s'agisse de l'urbanisation des mégapoles ou des réseaux de communication et de voiries diverses. La pertinence des choix initiaux est dans ce cas fondamentale. Il suffit d'imaginer la Chine se développant uniquement avec un réseau de transport routier pour imaginer les conséquences énergétiques à moyen terme d'un tel choix initial à caractère très irréversible.

Dans un pays comme la France, il faut également prendre conscience que l'industrie consomme moins de 30% de l'énergie dépensée et de plus avec une forte proportion d'électricité (près de 50%) d'origine non fossile. Les 70% de consommation restants (habitat tertiaire et transports) sont très largement tributaires des modes d'aménagement du territoire et de la nature des infrastructures de base (urbanisme, réseaux de transport, qualité des logements).

### **4.2.3 L'organisation**

Le second point sur lequel il est nécessaire d'insister, concerne **l'organisation du système énergétique**.

L'exemple le plus frappant est celui de la co-génération. La fourniture simultanée de chaleur et d'électricité permet en effet de faire passer de 40 ou 45% à 85 ou 90% le rendement d'usage d'un combustible fossile, à la condition bien entendu de trouver preneur simultanément de la chaleur et de l'électricité. Là encore, le progrès technique n'est pas spectaculaire dans les deux domaines de la production d'électricité et de chaleur. Le véritable gain provient de la co-fourniture des deux vecteurs énergétiques, avec les contraintes d'organisation que cela induit.

Dans un tel cas, le progrès technique se traduira non pas tellement par une augmentation de rendement de production de l'électricité et de la chaleur que dans l'adaptabilité du système énergétique au besoin du consommateur final (taille, souplesse d'utilisation, etc). On voit bien qu'il existe là un potentiel considérable de progrès d'efficacité dont la limite est certainement plus organisationnelle que technique. Le gain de rendement s'effectue en effet au détriment de l'indépendance des acteurs dont la coordination avec les producteurs des différents vecteurs énergétiques doit se renforcer.

On pourrait faire la même analyse pour la production d'un vecteur énergétique à partir de co-combustibles (par exemple des déchets, du bois et du charbon) où les gains potentiels en terme d'efficacité vis à vis des émissions par exemple (introduction de renouvelables fatales dans le système) dépendent au premier chef de l'organisation d'un approvisionnement stable.

A travers ces deux exemples de co-génération et de co-combustion se profilent les enjeux mais aussi les limites du concept d'écologie industrielle qui s'appuie sur une analogie avec les écosystèmes vivants où l'ensemble de la matière organique est recyclé par une organisation poussée d'un grand nombre d'acteurs diversifiés.

Mais les gains potentiels les plus spectaculaires sont à attendre des technologies "end of pipe" pour la fourniture de services domestiques ou industriels au client final, éclairage, froid, séchage, audiovisuel, communications, etc.. Le passé récent montre que, dans ce domaine, les ruptures technologiques sont fréquentes et permettent souvent de gagner des facteurs très importants (de 5 à 10) sur l'efficacité énergétique de fourniture d'un service. C'est le cas par exemple pour l'éclairage, la télévision, les ordinateurs etc.

On voit à l'issue de ce chapitre que l'efficacité énergétique, enjeu majeur de la lutte contre le réchauffement climatique et de la protection contre d'autres risques globaux, suppose la mise en oeuvre de moyens d'action très diversifiés, à la fois dans le domaine technique, dans le domaine des infrastructures, et dans le domaine de l'organisation sociale et productive.

### 4.3 Rôle des énergies renouvelables

On a vu ci-dessus que le développement des énergies renouvelables représente la seconde marge de manoeuvre importante vis à vis des problèmes de réchauffement, d'épuisement des fossiles et des risques nucléaires. Quand on examine de plus près les scénarios proposés plus haut on constate que les principales contributions attendues sont d'une part la biomasse et d'autre part l'hydraulique. Mais le développement actuel de l'éolien dans les pays du Nord (qui reste très sous estimé en France) pourrait bien conduire dès 2020 ou 2030 à une contribution au moins égale à celle des barrages hydrauliques en Europe, surtout si le concept d'éolien off-shore, encore à l'état de démonstration aujourd'hui, tient ses promesses. Le photovoltaïque reste a priori quantitativement plus limité en Europe (quelques dizaines de TWh) dans les trente ans qui viennent même s'il a un rôle majeur à jouer dans le décollage du développement des pays les moins avancés, en particulier en zone rurale.

**En France** les études prospectives récentes montrent que le bois énergie pourrait contribuer dès 2015 ou 2020 à une quinzaine de Mtep dont les 2/3 en énergie thermique et 3 Mtep à 5 Mtep (15 à 25TWh) sous forme d'électricité (cogénération et électricité seule), sans créer de concurrence d'usage avec la pâte à papier ou l'industrie du bois.

Au total on peut raisonnablement tabler en 2020 sur la mobilisation de 15 à 20 Mtep d'énergie thermique renouvelable (10 de bois, 10 de déchets, de géothermie et de solaire thermique direct - eau chaude et chauffage -) et de 125 à 165 TWh d'électricité renouvelable (75 d'hydraulique, 15 à 25 d'électricité bois ou déchets, 30 à 50 d'éolien, 5 de photovoltaïque, et de 0 à 10 TWh de géothermie des roches fracturées).

**Dans le monde**, Tableau 32, nous projetons les consommations d'énergie primaire et d'électricité (TWh) pour le demi-siècle qui vient, sur la base d'une croissance annuelle de consommation d'énergie primaire de 1,5% /an et d'électricité de 2 % /an.

Dans, le Tableau 33 nous projetons les capacités installées et la production mondiale d'électricité d'origine hydraulique (exprimée en TWh) sur la base d'une productivité moyenne de 3 500 heures (barrages et fil de l'eau) et une croissance annuelle des constructions de barrage de 2.5 %. La contribution de la grande hydraulique qui représente environ 17 % de la production d'électricité aujourd'hui sera du même ordre en l'an 2050.

Dans le Tableau 34, nous projetons les capacités installées et la production mondiale d'électricité photovoltaïque (TWh) sur la base d'une productivité solaire moyenne de 1 250 kWh / kWp . an et une croissance des ventes annuelles variable, de 30% jusqu'en 2000, puis 45% jusqu'en 2005, suivi d'une diminution graduelle de 2010 à 2050.

Le résultat est surprenant : bien que non mesurable aujourd'hui, la contribution du photovoltaïque devient significative à partir de 2025 où couvrant la totalité des toitures, elle représente 7 % (1 678 TWh/an) et pourrait atteindre 28 % en 2050.

Il est évident que bien avant cette époque, le stockage de l'hydrogène, les piles à combustible et l'interconnexion des réseaux électriques mondiaux devront être réalisés pour pouvoir stocker et redistribuer une telle quantité d'énergie aléatoire.

Consommation Mondiale (TWh)			2,00%	
Année	Croissance	Energie primaire	Electricité	electr / prim
1980	1,5%	82 270	9 723	11,8%
1985	1,5%	88 628	10 735	12,1%
1990	1,6%	100 960	12 166	12,1%
1995	1,6%	109 299	13 432	12,3%
2000	1,7%	118 444	14 831	12,5%
2005	1,7%	128 860	16 374	12,7%
2010	1,6%	140 054	18 078	12,9%
2015	1,6%	151 623	19 960	13,2%
2020	1,5%	163 985	22 037	13,4%
2025	1,4%	176 485	24 331	13,8%
2030	1,3%	189 003	26 863	14,2%
2035	1,2%	201 413	29 659	14,7%
2040	1,1%	213 580	32 746	15,3%
2045	1,0%	225 365	36 155	16,0%
2050	0,9%	236 626	39 918	16,9%

Tableau 32 : Projection des consommations mondiales d'énergie primaire et d'électricité (TWh) sur la base d'une croissance de consommation d'énergie de 1.5 %/ an et d'électricité de 2 %/an

Grande hydraulique		kWh / kWp		3 500	
		MW	MW	TWh /an	
Année	Croissance	Installé par an	Cum instal	Product hydro	Hydro / Elect
1980	2,5%	10 000	485 000	1 698	17,5%
1985	2,4%	11 314	538 877	1 886	17,6%
1990	2,3%	12 776	599 810	2 099	17,3%
1995	1,8%	14 314	668 234	2 339	17,4%
2000	1,5%	15 604	743 718	2 603	17,6%
2005	1,5%	16 810	825 318	2 889	17,6%
2010	2,0%	18 198	913 314	3 197	17,7%
2015	2,1%	20 112	1 009 930	3 535	17,7%
2020	2,0%	22 292	1 116 981	3 909	17,7%
2025	1,9%	24 588	1 235 286	4 324	17,8%
2030	1,8%	26 988	1 365 388	4 779	17,8%
2035	1,7%	29 477	1 507 762	5 277	17,8%
2040	1,6%	32 038	1 662 804	5 820	17,8%
2045	1,5%	34 650	1 830 813	6 408	17,7%
2050	1,4%	37 291	2 011 978	7 042	17,6%

Tableau 33 : Projection de la production mondiale d'électricité d'origine hydraulique sur la base d'une croissance de l'ordre de 2,0 %/ an (le potentiel exploitable est de 12 000 TWh /an)

Photovoltaïque		kWh / kWp		1 250	
		MW	MW	TWh /an	
Année	Croissance	Installé par an	Cum instal	Product PV	PV / Elect
1980	20%	3	7	0,008	0,00%
1985	43%	19	70	0,088	0,00%
1990	19%	46	235	0,294	0,00%
1995	11%	78	551	0,688	0,01%
2000	29%	278	1 399	1,749	0,01%
2005	45%	1 808	6 185	7,732	0,05%
2010	30%	10 511	36 796	45,994	0,25%
2015	25%	37 527	158 868	198,585	0,99%
2020	15%	105 362	534 691	668,364	3,03%
2025	10%	202 708	1 342 431	1 678,038	6,90%
2030	5%	311 623	2 688 897	3 361,121	12,51%
2035	0%	378 780	4 477 969	5 597,462	18,87%
2040	-5%	359 841	6 352 931	7 941,164	24,25%
2045	-10%	263 784	7 884 933	9 856,166	27,26%
2050	-15%	147 108	8 848 477	11 060,597	27,71%

Tableau 34 : Projection de la production mondiale d'électricité photovoltaïque à l'horizon 2050

Eolien		kWh / kWp		2 500		TOTAL	
		MW	MW	TWh /an		Renouvelable	
Année	Croissance	Installé par an	Cum instal	Product éolien	Eol / elect	% elect	
1980	10%	60	80	0,200	0,00%	17,5%	
1985	52%	490	1 430	3,575	0,03%	17,6%	
1990	-11%	274	2 409	6,023	0,05%	17,3%	
1995	35%	1 250	5 032	12,580	0,09%	17,5%	
2000	28%	4 327	17 758	44,395	0,30%	17,9%	
2005	17%	9 300	56 869	142,173	0,87%	18,6%	
2010	15%	19 725	131 932	329,831	1,82%	19,8%	
2015	10%	37 949	283 150	707,875	3,55%	22,3%	
2020	0%	55 561	532 445	1 331,114	6,04%	26,8%	
2025	-5%	52 783	807 474	2 018,685	8,30%	33,0%	
2030	-10%	38 693	1 032 195	2 580,488	9,61%	39,9%	
2035	-15%	21 579	1 173 533	2 933,832	9,89%	46,6%	
2040	-20%	9 011	1 240 992	3 102,481	9,47%	51,5%	
2045	-30%	2 584	1 264 857	3 162,143	8,75%	53,7%	
2050	-40%	372	1 269 810	3 174,526	7,95%	53,3%	

Tableau 35 : Projection de la production mondiale d'électricité éolienne à l'horizon 2050 et somme des énergies renouvelables en % de la production d'électricité.

Dans le Tableau 35, nous projetons les capacités installées (MWc) et la production mondiale d'électricité d'origine éolienne (TWh) sur la base d'une production moyenne de 2 500 kWh /

kWp / an et une croissance des ventes annuelles variables (très forte au début, puis en diminution), au fur et à mesure de la saturation des sites. La contribution de l'éolien devient significative à partir de 2020 où elle représente 6 % avec un parc installé de 530 GW et se rapproche de 10% en 2035. A cette époque, tous les bons sites seront saturés et l'éolien off-shore sera généralisé.

Au cours des années 1995-2005, les installations d'éoliennes ont largement dépassé en Allemagne, au Danemark et en Espagne, les prévisions des plus optimistes. Mais depuis 2005, on sent un net ralentissement, notamment en Allemagne, dû à la saturation des bons sites.

Si l'on cumule les contributions du Photovoltaïque (28 %), de l'éolien (8 %), et de la grande hydraulique (18 %), cette dernière évoluant à peu près au même rythme que la consommation d'électricité (2.5% par an), on peut dire que à l'horizon 2050, la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité peut dépasser les 50 %, les nouvelles ENR contribuant pour leur part à plus de 40% (Figure 60).

C'est ce que nous voulions démontrer.

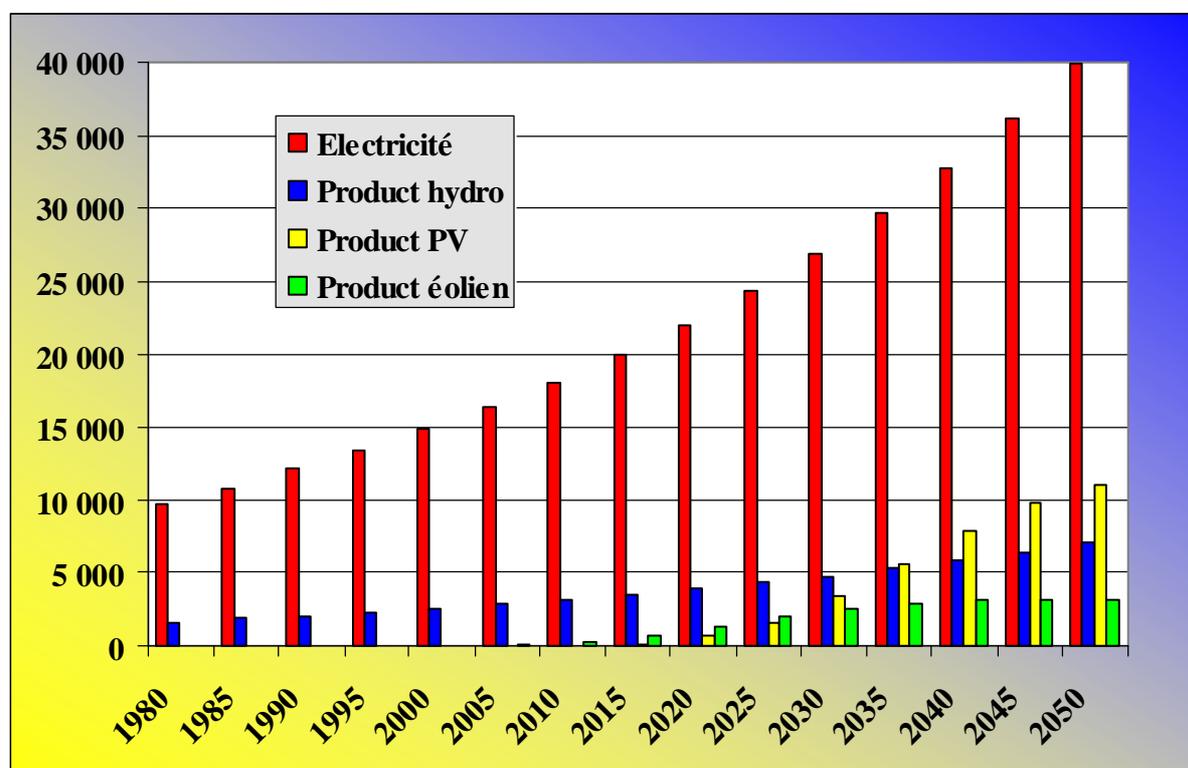


Figure 60 : Evolution des parts de l'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, photovoltaïque et éolienne) pouvant satisfaire jusqu'à 60% de la consommation mondiale en 2050

Mais la vraie question d'aujourd'hui est bien de savoir quelles stratégies adopter, pour se diriger dans la direction suggérée par les scénarios de développement sobre plutôt que de consacrer l'essentiel de ses forces à la spirale qui consiste à développer toujours plus vite et sans limite des filières énergétiques en même temps que les technologies susceptibles d'en limiter les dégâts potentiels.

## CONCLUSION

En guise de conclusion, nous avons plaisir à reprendre ici les propos de Yves Cochet, député du Val d'Oise, ancien ministre de l'environnement et auteur du rapport « Stratégie de développement de l'efficacité énergétique et des sources d'énergie renouvelable en France » remis au Premier Ministre Lionel Jospin en Sept 2000.

### « Subir ou conduire, nous avons le choix »

Toutes les sources énergétiques ont été renouvelables jusqu'à la révolution industrielle. Celle-ci a été marquée par l'accès massif aux ressources fossiles ou non renouvelables (charbon, pétrole, gaz, nucléaire). Nous atteignons aujourd'hui les limites de ce modèle de développement. Nous avons pris conscience que nous vivons sur une planète finie. Un être humain peut la détruire ou la sauvegarder. Il peut garder au Nord le gaspillage et laisser au Sud la misère et le pillage des ressources. Si nous choisissons le développement durable, c'est-à-dire l'accès équitable aux ressources sans épuisement de la planète, alors une stratégie économe en énergie et basée largement sur les énergies renouvelables est indispensable et inéluctable. Ce n'est pas seulement un choix de long terme, il détermine les conditions de la paix ou de la guerre dans moins d'une génération.

Notre pays, quatrième puissance industrielle mondiale, doit encore conquérir toute sa place en ce domaine. D'autres pays, l'Allemagne, l'Espagne ou le Danemark, par exemple, empruntent déjà la voie d'une stratégie énergétique plus conforme au développement durable. Leurs décisions politiques et leur effort industriel persévérant démontrent la faisabilité de cette stratégie et nous interpellent. Il s'agit d'abord d'introduire une rupture dans la relation économie-énergie, caractérisée jusque-là par le parallélisme des croissances de l'une et de l'autre. L'efficacité énergétique est difficile à mettre en oeuvre parce qu'elle n'est ni grandiose comme le nucléaire ni mythique comme le solaire. Elle est économiquement intéressante pour une multitude d'acteurs, mais elle est décentralisée et n'a pas de grand opérateur.

Peut-on encore y consacrer seulement un quarantième des moyens accordés au nucléaire, quand ce dernier est en déclin partout dans le monde ? Lorsqu'on examine la politique énergétique de la France depuis 1973, on ne peut qu'être frappé de la faiblesse des moyens et de la discontinuité des politiques. Seule convient une politique structurelle, programmée et durable. Nous avons la chance, dans notre pays, d'accepter l'idée d'action publique sans s'en remettre exclusivement aux forces du marché.

Subir ou conduire, nous avons le choix...

## Résumé

La consommation mondiale d'énergie primaire depuis 30 ans a cru à un rythme annuel de 2% par an se situant autour de 10 Gtep (116 800 TWh) en l'an 2000 avec la répartition suivante : pétrole : 35%, charbon : 24%, gaz naturel : 23%, bio-masse : 13%, nucléaire : 2,4%, hydro-électricité : 2,5%, et ENR : 1%.

Dans ce cours, nous nous sommes attachés à bien évaluer les ordres de grandeur et à discerner les dérivées premières et secondes caractérisant l'évolution des phénomènes étudiés. Concernant les tendances relatives pour chaque source, le pétrole est à peu près stable, la part du charbon décline, le gaz naturel est en forte croissance, le taux de croissance du nucléaire est en net déclin, et les ENR prennent leur envol (surtout grâce à l'éolien !).

Les unités énergétiques que nous avons utilisées ont les équivalences suivantes :  
 $1\text{Mtep} = 1,3\text{Mtec} = 2,3\text{Mteb} = 11,68\text{TWh} = 11,68 \cdot 10^9\text{kWh} = 42 \cdot 10^9\text{MJ}$  (Mégajoules). On parle aussi de TW pour exprimer une énergie consommée en une année :  $1\text{TW} = 1\text{TWan} / \text{an} = 8\,760 \cdot 10^9\text{kWh} / \text{an} = 750\text{Mtep}$ .

Nous avons passé en revue les différentes sources d'énergie fossile, leurs lieux de production et d'utilisation, leur coût de production, les réserves prouvées et espérées de ces sources « stock », les techniques que leurs promoteurs sauront mettre en oeuvre pour leur permettre de durer plus longtemps, ainsi que les limites de leur utilisation à cause des dommages créés à l'environnement.

Le charbon, produit à raison de 3.7 Gt par an, reste une énergie en développement même si sa part relative décline. Essentiellement utilisé aux USA, en Chine et en Inde, le charbon produit plus de 40 % de l'électricité mondiale, il est très bon marché (40 \$ /t) et ses réserves sont abondantes (200 ans de consommation au rythme actuel). De fortes pressions s'exerceront sur les pays utilisateurs de charbon pour réduire leurs émissions de CO<sub>2</sub> avec peu de chance d'être entendu dans le court terme.

Le pétrole, produit à raison de 3.5 Gt par an, reste la source d'énergie dominante notamment pour les transports qui en absorbent plus de 50 % (1.8 Gt). Les pays du golfe en produisent 30% et détiennent 70% des réserves prouvées qui se chiffrent au total à 135 Gtep. Le pétrole produit 15 % de l'électricité mondiale. Bien que son prix ait triplé ces derniers mois (de 12 à 36 \$ le baril), il reste bon marché eu égard à la valeur biologique exceptionnelle que contient le précieux fluide. Les réserves prouvées sont limitées (45 ans de consommation au rythme actuel) et son gaspillage est une aberration pour les générations futures.

La substitution du charbon ou du pétrole par le gaz naturel offre de grands avantages en matière de pollution, puisque celui-ci émet 1.7 fois moins de CO<sub>2</sub> et 2.5 fois moins de NO<sub>x</sub> que le charbon. L'utilisation du gaz permet le recours à une solution technique particulièrement performante: la turbine à cycle combiné associant une turbine à gaz et une turbine à vapeur. Ces centrales peuvent atteindre des rendements industriels de 60 % et leurs coûts de construction sont très inférieurs à ceux des centrales thermiques conventionnelles.

Au rythme actuel de développement de la filière gaz , les réserves prouvées sont limitées à une cinquantaine d'années.

Les réserves fossiles récupérables avec les technologies disponibles aujourd'hui (réserves prouvées) sont au total de 772 Gtep dont 428 pour le charbon, 128 pour le pétrole, 77 pour le gaz, 43 pour le nucléaire et 10 pour la géothermie.

Nous avons montré les limites de la production d'électricité d'origine nucléaire, le moyen de production centralisé d'électricité, avec la grande hydraulique, qui ne rejette pas de gaz à effet de serre, mais qui nécessite une surveillance policière de toute la filière tant les déchets sont hautement toxiques et qui dépend d'une ressource fossile, l'uranium naturel, dont l'horizon d'utilisation est d'une centaine d'années. En 1999, la puissance totale installée dans le monde était de 355 GW (dont 53 GW en France), produisant environ 18% de l'électricité (2 180 TWh) à comparer avec la France où les 400 TWh produits en 2000 en représentaient 80%. Le développement du nucléaire est pratiquement stoppé partout à l'exception du Japon, de la Corée et de la Russie. Sauf revirement majeur dans l'opinion, une telle situation devrait se poursuivre pour plusieurs décennies. Aussi, sur la base des prévisions actuelles, la puissance électronucléaire mondiale ne devrait pas dépasser 379 GW en 2015, soit une augmentation modeste de 6,6 %.

Nous avons montré la différence d'évolution démographique entre pays industriels et pays en développement et mesuré la distance des trains de vie énergétiques entre pays pauvres et pays riches. Aujourd'hui, la consommation d'énergie primaire provient à 58% des pays industrialisés (représentant 23% d'une population qui s'élève à 6 milliards). La consommation annuelle moyenne par tête est de l'ordre de 50 000 kWh dans les pays industriels du Nord et de 9 000 dans les pays pauvres du Sud, avec des écarts encore plus importants quand on compare les extrêmes comme le Bangladesh et les USA. Nous avons montré que la consommation domestique par tête est de l'ordre de 10 000 kWh /an dans les pays industriels du Nord et de 3 000 kWh /an dans les pays pauvres du Sud, avec de grandes disparités dans le taux d'utilisation des différentes sources d'énergie (Bois / Charbon de bois, Charbon, Pétrole, Gas naturel, Electricité).

La situation française a été analysée dans le détail du point de vue des sources de production. La consommation d'énergie primaire est de 236 Mtep par an. Si l'on compte en énergie finale, les 189 Mtep consommés dépendent du pétrole et du gaz pour 68% et la fameuse indépendance énergétique apportée par le nucléaire n'est que de 15 %.

La situation française a été aussi analysée du point de vue de la répartition catégorielle des consommations. Nous consommons aujourd'hui 4.2 tep / hab.an, (soit encore : 4.1 kW permanents par tête) dont 25 % pour les transports, 26% pour l'habitat, 24 % pour l'industrie, 15 % pour le tertiaire et 10% pour l'alimentation. Sur les 4,2 tep consommées par habitant 1,3 sont consommés sous forme d'électricité (5.800 kWh/hab.an).

Puis, la notion d'efficacité énergétique et de maîtrise de l'énergie a été illustrée sur le cas français. En faisant l'hypothèse de parcs neufs disposant des meilleures technologies disponibles en 1995 sur le marché, la consommation d'énergie primaire serait réduite de 46% et la consommation d'électricité par habitant tomberait à 3 600 kWh/an, soit une réduction de près de 40% !...

Nous avons montré que le flux énergétique solaire annuel vaut plus de 172 fois la totalité des ressources « stock » prouvées et nous avons évalué le potentiel récupérable d'énergies renouvelables en regard de la consommation annuelle de la planète. Le flux solaire annuelle frappant la surface de la Terre (flux solaire au niveau de la mer), vaut en effet  $754 \cdot 10^6$  TWh /an, (65 000 Gtep), environ 6 500 fois la consommation mondiale actuelle d'énergie primaire. On l'exprime aussi soit en TW (86 000 TW), soit sous forme d'une moyenne ( $169 \text{ W/m}^2$ ), moyenne qui peut varier de +/- 50% suivant la latitude.

Nous avons démontré que le potentiel extractible des différentes sources d'énergies renouvelables peut couvrir la consommation mondiale actuelle de 112 000 TWh /an. La photosynthèse au premier chef avec 6 Gtep (70 000 TWh), puis le vent avec 20 000 TWh, la grande hydraulique 14 000 TWh, le solaire installé sur les toits des bâtiments industriels, commerciaux, tertiaires et domestique 0.25 G tep (dont 2 500 TWh de thermique et 500 TWh de photovoltaïque), la géothermie des couches profondes 0.2 Gtep (2 300 TWh).

Nous avons passé en revue le potentiel, la situation présente et l'évolution de chacune des techniques de conversion des énergies renouvelables (grande et micro-hydraulique, bois énergie, bio-carburants, bio-gaz, éolien, géothermie, solaire thermique et solaire photovoltaïque) dans chacun des 25 pays de l'Union Européenne et nous avons mesuré les progrès accomplis à l'aune des objectifs 2010 du Livre Blanc.

Nous nous sommes attachés enfin à la prise en compte des contraintes sociales et environnementales inhérentes à chaque type de vecteur énergétique. Ces contraintes sont de quatre ordres:

- les risques de réchauffement de l'atmosphère, notamment par les émissions de Carbone,
- les risques de raréfaction et d'épuisement des ressources fossiles,
- les risques associés au nucléaire civil (accidents, prolifération, déchets hautement radioactifs à longue durée de vie),
- les risques de concurrence d'usage des sols entre les besoins liés à la production alimentaire et ceux liés à la production d'énergie,

Nous avons évalué deux scénarii contrastés pour le futur (à l'horizon 2050), l'un scénario d'abondance et de laisser faire, l'autre scénario de maîtrise de l'énergie. Nous avons montré en particulier que les solutions ne passent pas nécessairement par plus de progrès technique, mais surtout par les infrastructures qui opposent une inertie considérable aux possibilités d'évolution et à l'organisation sociale souvent en retard sur les phénomènes culturels.

Enfin , nous avons montré qu'avec des taux de croissance tout à fait raisonnables, puisque déjà vérifiés depuis 5 ans, l'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque pouvaient couvrir à elles-seules près de 40% de la consommation d'électricité estimée à 40 000 TWh en 2050.

## Bibliographie

Revue Systèmes solaires, 146, rue de l'Université, Paris VII

Renewable Energy Journal

*Renewable Energy*, Earthscan, Island Press, 1993.

*New Renewable Energy Resources*, Kogan Page, 1994.

H. Scheer, *The Yearbook of Renewable Energies*, James & James, 1994.

B. Dessus, *Atlas des énergies pour un monde vivable*, Syros, 1994.

*L'énergie pour le monde de demain*, Technip, 1993.

*Trends in consumption and production: household energy consumption* (Oleg Dzioubinski, Ralph Chipman, April 1999, DESA, United Nations)

B. Dessus et F. Pharabod, *L'énergie solaire*, PUF, « Que sais-je ? », n° 1294.

J. Vernier, *L'environnement*, PUF, « Que sais-je ? », n° 2667.

J. Vernier, *Les Energies renouvelables*, PUF, « Que sais-je ? », n° 3240.

S.R. Hastings, *Passive Solar commercial and Institutional Buildings*, Wiley, 1994.

T. Markvart, *Solar Electricity*, Wiley, 1994.

P. Gipe, *Wind Energy Comes of Age*, Wiley, 1995.

R. Ginocchio, *L'énergie hydraulique*, Eyrolles, 1978.

*Guide biomasse-énergie*, Academia, 1994.

B. de La Farge, *Le biogaz*, Masson, 1995.

M.H. Dickson et M. Fanlli, *Geothermal Energy*, Wiley, 1995.

Scientific American Special issue « *Energy for planer Earth* », Sept. 1990

*Environnement et développement*, rapport de Laurence Tubiana au Premier ministre, éd. La Documentation française.

*Energie 2010-2020, les chemins d'une croissance sobre, Trois scénarios énergétiques pour la France et Quelle politique pour la France ?* trois rapports du Commissariat général du plan, éd. La Documentation française.

## **SITES INTERNET**

- Le site du ministère de l'industrie: [www.industrie.gouv.fr/energie](http://www.industrie.gouv.fr/energie)
- Le site de la Mission interministérielle de l'effet de serre: [www.effet-de-serre.gouv.fr](http://www.effet-de-serre.gouv.fr)
- Le site de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie: [www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)
- Le site du groupe BP-Amoco: [www.bpamoco.com](http://www.bpamoco.com) une synthèse très complète sur l'énergie mondiale.
- Le site de l'Agence internationale de l'énergie: [www.iea.org](http://www.iea.org)
- Le site de l'agence des Nations Unies qui gère le protocole de Kyoto: [www.unfccc.de](http://www.unfccc.de)
- Le site du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du Climat (Giec) : [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)
- Le site du débat national sur l'énergie: [www.debat-energie.gouv.fr](http://www.debat-energie.gouv.fr)
- Le rapport Besson [www.debat-energie.gouv.fr/site/pdf/rapport-besson2.pdf](http://www.debat-energie.gouv.fr/site/pdf/rapport-besson2.pdf)