

ETUDE

RESSOURCES ENERGETIQUES & TRANSPORTS

SOMMAIRE

	page
Introduction	
	2
Abréviations et Unités	
	3
Unités d'énergie	
	4
Notion de réserves et de ressources	
	5
Pétrole	
	6
Gaz	
	8
Combustibles solides	
	10
Nucléaire	

Energies renouvelables	11	
	12	
	Eolien	
		12
	Géothermie	
	14	
	Hydraulique	
	14	
	Solaire	
		15
	Biomasse	
	15	
	Energie des mers	
Vecteurs énergétiques		16
Evolution de la demande énergétique	17	
	19	
	Point de vue général	
	Analyse sur la base du document DGEMP....	19
	20	
	Analyse de l'AIE	
	Efficacité énergétique	22
Les transports		22
	23	
	Les transports et leur consommation	

Coût du carburant		
	26	
Politique énergétique		
	26	
Transports et ressources énergétiques		27
Ressources énergétiques et effet de serre		
	28	
Conclusion		
	29	

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page2

INTRODUCTION

L'éditorial d'Alain Morcheoine, Directeur de l'air et des transports, dans la lettre ADEME n°91 d'avril-mai 2003, avait pour titre : « *Quels transports à l'horizon 2050 ?* »

Rappelant la voie tracée par le Premier ministre à l'occasion du lancement du Débat national sur les énergies: «*Que la France devienne un pays leader des transports propres dès 2010*», il reconnaissait que la technologie seule ne permettrait pas d'atteindre l'objectif et que les comportements individuels devaient changer comme ceux des entreprises.

Et il précisait :

« *C'est le rôle de l'ADEME de contribuer à ces évolutions, en sensibilisant la population et les décideurs à l'impact de leurs choix et en mettant à disposition les outils d'aide à la décision.* »

C'est aussi le rôle des associations qui s'intéressent aux transports, à la pollution, aux changements climatiques et à l'environnement, comme DARLY (pour se Déplacer Autrement en Région Lyonnaise), la FNAUT (Fédération Nationale des Associations d'Usagers des Transports), FNE (France Nature Environnement), RAC (Réseau Action Climat), Rue de l'Avenir, ...etc.

C'est la raison pour laquelle DARLY et la FNAUT ont voulu cette étude.

Trop souvent les gens vous disent : « *Le club de Rome avait déjà prévu la fin du pétrole en l'an 2000...Les techniques vont encore s'améliorer...On découvrira de nouveaux gisements... A quoi cela sert-il de faire des efforts si les Américains ne veulent pas signer les accords de Kyoto ?... Dans 10 ans on roulera avec l'hydrogène des PAC et le problème sera réglé...Les industries chimiques de la Vallée de la chimie ou de l'Etang de Berre polluent plus que les voitures...Je veux bien, mais qu'on me donne les moyens de faire autrement...etc., etc.* »

Il y donc un énorme effort à faire d'information des décideurs et de la population d'une part, et de propositions de moyens alternatifs attractifs d'autre part : réseaux maillés de transports collectifs, le plus possible sur rail pour économiser l'énergie.

L'étude ci-après essaye, à partir de données officielles, d'analyser la situation avec un maximum d'objectivité et de réalisme, afin de procurer, à tout un chacun, les éléments de jugement et de sensibilisation nécessaires à une évolution profonde des manières de penser et d'agir.

Bernard THIERRY

Vice président de DARLY

Membre de la FNAUT

Membre de Réseau Action Climat

(contact : darly@wanadoo.fr)

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 3

ABREVIATIONS

ADEME = Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AEN = Agence pour l'énergie nucléaire
AFH2 = Association Française de l'hydrogène
AIE = Agence internationale de l'énergie
AIEA = Agence internationale de l'énergie atomique
APC = Asie à planification centralisée (Chine + Corée du nord + Mongolie + une partie de l'Indochine)
ATEE = Association Technique Energie Environnement
CEI = Communauté des Etats indépendants (créée en déc. 91 = 12 républiques de l'ex URSS)
CEP = Consommation d'énergie primaire
CIELE = Centre d'information sur l'énergie et l'environnement
CIS = Chine + Inde + Sud-Est asiatique
CME = Conseil mondial de l'énergie
DGEMP = Direction générale de l'énergie et des matières premières
DOE = Department of energy (US)
EIA = Energy information & administration
ENR = Energies renouvelables

EWEA = European Wind Energy Association, (www.ewea.org)
 IEER = Institut pour la Recherche sur l'Energie et l'Environnement
 OCDE = Organisation de coopération et de développement économique (OECD en anglais), (29 pays)
 OPEP = Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEC en anglais)
 PAC = "Pompe à chaleur", ou "Pile à combustible"
 PVD, ou PeVD, ou PED = Pays en voie de développement
 UE = Union européenne

bl ou bbl = baril = 159 litres

Gb ou Gbl = 10^9 barils

Tep ou Toe = Tonne métrique équivalent pétrole ou Tonne oil equivalent,
 = Energie primaire correspondant à celle d'une tonne de pétrole brut
 = 7,33Bep à 7,45Bep selon les auteurs

Bep = Baril équivalent pétrole

UNITES

Unités	En Europe (système S.I.)	Aux USA
K = 10^3 = kilo	mille (thousand)	thousand
M = 10^6 = méga	million	million = M
G = 10^9 = giga	milliard	billion = thousand of million = B
T = 10^{12} = téra	billion = mille milliards = million ²	trillion = T
P = 10^{15} = péta	mille billion	quadrillion, ou "quad"
E = 10^{18} = exa	trillion = million ³	quintillion
Z = 10^{21} = zetta	mille trillion	sextillion
Y = 10^{24} = yotta	quatrillion = million ⁴ = quadrillion (en GB)	septillion
10^{27}	mille quadrillion	
10^{30}	quintillion = million ⁵	
10^{36}	sextillion = million ⁶	

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 4

Unités d'énergie, de travail ou de quantité de chaleur

L'unité est le Joule, avec :

1wh = 3600 Joules → 1kwh = $3,6 \times 10^6$ Joules → 1Twh = $3,6 \times 10^{15}$ Joules

1kcal = $4,186 \times 10^3$ Joules → 1 thermie = $4,186 \times 10^6$ Joules

1BTU = $1,055 \times 10^3$ Joules → 1 Therm = 10^5 BTU = $1,055 \times 10^8$ Joules

1 Quad = 1quadrillion US de BTU = 10^{15} BTU = $1,055 \times 10^{18}$ Joules

1ch x h = 2,648Joules = 1hp métric x h = 0,9863 Bhp (British horse power)

1ft.lb (foot.pound) = 1,356Joules

Pétrole

1kg de pétrole brut (crude oil) = 44×10^6 Joules (d'après revue "Hydrocarbon Processing")

1bbl = 159 litres = 136kg (Certains auteurs prennent comme densité moyenne 0,84 au lieu de 0,86, ce qui donne 1bbl = 134kg) → 1Bep = 5,9 à $5,98 \times 10^9$ Joules

1To (metric Ton of crude oil) = $4,4 \times 10^{10}$ Joules = 1Tep = 1Toe = 7,33Bep

(d'après "Hydrocarbon Processing" ; Le site gram du Canada prend 1Tep = 5×10^{10} Joules ;

Pour Manicore, 1Tep = 44,6GJ en PCS et 42GJ en PCI ; Pour le CNAM 1Tep = $4,186 \times 10^{10}$ Joules en PCI)
1m³ de pétrole brut = 6,27bbl → 3,7x10¹⁰Joules
1baril/jour = 49,64tep/an

Gaz naturel

1m³ gaz naturel → 37x10⁶Joules (valeur moyenne)
1cubic.foot ng (natural gas) → 1,05x10⁶Joules (1m³ = 35,315cubic.feet)
1Trillion US std cubic.feet = 28,3Gm³ = 23,6Mtep
1 Billion US std cubi.feet pro day = 8,6Mtep/an

Hydrogène

1kg H2 → 1,2x10⁸Joules = 33,3kWh (= 2,727kg de pétrole brut)

Charbon (Houille)

1Tm (metric ton of coal) = 1,12Ts(short Ton) → 2,9x10¹⁰Joules = 6,928x10⁶kcal = 0,659tep
Il s'agit d'une valeur moyenne. En réalité :

Tourbe = 1000 à 1500kcal par kg
Lignite = 3500 à 4500kcal par kg
Flambant sec = 4500 à 6500kcal par kg
Flambant gras & Gras = 6500 à 7800kcal par kg
Anthracite = 7800 à 8500kcal par kg

Nucléaire

1Tu (metric Ton of U235) (fission) → 8,3x10¹⁶Joules
1Td (metric Ton of Deutérium) (fusion) → 25x10¹⁶Joules

Electricité

1Gwh = 3,6x10¹²Joules
1tep = 12,2MWh, mais ne fournira que 4,5MWh dans une centrale thermique, et 4MWh dans une centrale nucléaire. L'électricité n'est en effet pas une énergie primaire et sa fabrication fait intervenir un rendement.

Nota : Pour faciliter les comparaisons le texte qui suit convertira toutes les unités d'énergie en "Tep", énergie primaire équivalente à celle que peut fournir une tonne de pétrole brut.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 5

Notions de Réserves & de Ressources

D'une manière générale :

RESSOURCES = Quantités dans le sol = Stock de biomasses fossiles
RESERVES = Quantités techniquement et économiquement exploitables

Ressources

- Pour les formes solides (charbon, lignite, schistes bitumineux, hydrates de gaz,...), les techniques actuelles ne permettent que des évaluations grossières.
- Pour les formes liquides ou gazeuses, les ressources (ou stocks en terre) peuvent être estimées avec une meilleure précision, de l'ordre de + ou - 30% pour le pétrole et + ou - 50% pour le gaz.
- Ces ressources sont dites "conventionnelles" ou "non conventionnelles" selon que des technologies existent ou non pour les exploiter. C'est ainsi que les progrès techniques (offshore

profond, exploitation de pétroles ultra-lourds, de schistes bitumineux, etc...) permettent de rendre conventionnelles des ressources qui ne l'étaient pas.

Réserves

- Elles comprennent :

- Les réserves commercialisables dites:

1p = réserves prouvées (discovered) : (85 à

90% de probabilité)

2p = réserves probables (undiscovered reserves growth) :

= réserves à découvrir, extrapolées par analogie, avec risques exploratoires :
(50% de probabilité)

3p = réserves possibles (yet-to-find) : = ressources ultimes récupérables :
(5 à 10% de probabilité)

- Les réserves non récupérables (risques économiques)

- La raréfaction des réserves engendre des hausses de prix qui rendent rentables des ressources non conventionnelles, les transformant ainsi en réserves.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 6

Pétrole

Réserves conventionnelles

Réserves prouvées

Il s'agit de réserves conventionnelles : 1050Gbl = 143Gtep, dont 93,5Gtep au Moyen Orient.
C'est la quantité que les experts sont certains de pouvoir extraire, dans les conditions technico-économiques existantes, à partir de gisements connus.

Réserves probables

Il s'agit de pétrole conventionnel non encore découvert, estimé à 1000Gbl = 136Gtep

Réserves possibles

Il s'agit d'améliorer les taux de récupération des ressources ultimes de pétrole conventionnel estimées entre 270 et 410Gtep, avec un taux moyen de récupération que l'on espère amener de 35 à 50% à l'avenir. Chaque point de gagné correspond à 2 ans de la consommation mondiale actuelle.

Réserves non conventionnelles

Pétrole off shore ultra profond (supérieur à 1000 mètres)

Estimé à 4,4Gtep ; actuellement un seul champ à 1400m de profondeur.

Huiles lourdes, extra lourdes et bitumes, (en majeure partie au Venezuela et au Canada)

Estimés à 570Gtep, dont 70 récupérables, après avoir résolu les problèmes techniques, économiques et environnementaux. Il faut d'autre part dépenser beaucoup d'énergie pour les extraire par injection de gaz ou de vapeur, (cela peut aller jusqu'à 40%), en employant des procédés spécifiques pour la production, le transport et le traitement. (teneur très forte en métaux lourds et en soufre)

Sables asphaltiques

Estimés à 2000Gtep dont 200 récupérables.

Hydrates de gaz (80% du méthane de la terre)

Leurs ressources sont évaluées entre 2,7 et 680Tep, mais il faut résoudre le problème de cassage des hydrates pour en permettre "l'exploitation commerciale qui ne semble pas envisageable avant 2030, voire 2050" (source = Ministère de l'équipement).

Sables, schistes et calcaires bitumineux

Pour l'instant aucun procédé rentable à brève échéance n'existe pour l'exploitation de ces réserves non conventionnelles.

Les coûts de production

Pays	Coût en \$ le baril	Coût en \$ la Tep
Arabie Saoudite	2	15
Russie	2 à 5	15 à 37
Brésil	3 à 4	22 à 30
Canada	5 à 16 12 à 16 pr la tranche gazeuse	37 à 117 88 à 117
Principaux producteurs internationaux	7 à 13	52 à 96

Source DGEMP/DIREM

La recherche

Depuis 1980 les découvertes annuelles sont inférieures aux consommations et depuis 4 ans elles n'en représentent plus que le quart.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 7

La consommation

Une idée de l'accroissement sur un siècle (en Gtep / an)

1900	1920	1930	1950	1960	1968	1973	2002
0,02	0,1	0,2	0,5	1	2	2,85	3,78

Consommation depuis l'origine : 120Gtep, dont 84% ces 30 dernières années.

Consommation par zones géographiques, depuis la première crise pétrolière :

	Mtep 1973	% part 1973	Mtep 2002	% part 2002	Accroissement 2002/1973
Amérique du nord	902	32,2	978	27,8	+ 8,4%
Europe occidentale	749	26,8	682	19,4	- 9%
Japon	269	9,6	238	6,8	- 11,5%

Reste du Monde	878	31,4	1619	46	+ 85%
Total Monde	2798	100	3517	100	+ 25,7%

Source Pétroliéd-Belgique + dernière colonne DARLY / FNAUT

Cela représente une croissance annuelle de : $[(^{3517/2798})^{1/29\text{ans}} - 1] \times 100 = \underline{0,79\% \text{ par an.}}$

Si cette évolution se poursuit, ce n'est pas 40 années de réserves prouvées dont on dispose, mais : $40 \times 0,0079 + 1 = 1,0079^n \rightarrow \underline{n = 35 \text{ ans}}$

Il faut par ailleurs noter que la diminution sera progressive. La production ne va pas être constante, puis nulle, et très rapidement, d'ici 2008 à 2012, la courbe de demande va croiser la courbe de production maximale, avec les conséquences que l'on sait !

Les prévisions des pétroliers

Consommation 2001	Prévision 2020 OPEC	Prévision 2020 IEA	Prévision 2020 EIA
3822Mtep/an	5262Mtep/an	5708Mtep/an	5907Mtep/an

Cela nécessite 74,5 à 109,2Mtep/an de nouvelles productions + le remplacement de la diminution des réserves. Si ces réserves diminuent de 4% par an, cela nécessite un complément de 2060Mtep/an pour obtenir la production annuelle nécessaire d'ici 2020.

Les pétroliers envisagent pour cela le programme suivant :

- 1) OPEC : production supplémentaire de 223,4Mtep/an d'ici 2005
- 2) IRAK : +149Mtep/an sur 10 ans, et + 200Mtep/an à plus long terme
- 3) Russie et Caspienne : augmentation envisagée, non chiffrée
- 4) Sables bitumineux et huiles extra-lourdes : potentiel additionnel de 166Mtep d'ici 2015.
- 5) Expansion ultérieure des productions du § 4)
- 6) Mise en service de champs profonds et ultra-profonds
- 7) Transformation de gaz en huile (GTL=gas to liquid) : projets s'élevant à 35Mtep/an
- 8) Transformation de charbon en huile (projets plus coûteux, mais réalisables)

Les coûts de production devraient évoluer de la manière suivante :

En OPEP : 5G\$ (Milliards de \$) par 50Mtep/an d'augmentation de la capacité de production

En "non OPEP" : 20G\$ par 50 Mtep/an d'augmentation de la capacité de production

Pour les sables bitumineux : 20G\$ par 50Mtep (exploitation minière)

Pour les lourds revalorisés d'Orinoco : 18 à 23G\$ par 50Mtep

(Source : US Geological Survey World Petroleum)

Peuvent être visités, entre autres, sur ces sujets les sites suivants :

www.enerdata.fr

www.senat.fr/rap/197-4391/197-4391_mono.html

www.stopesso.ca/f/html/tigreTank1.html

www.webencyclo.com/dossiers/contenu/D56-000102CD.asp?IDDossier=56

www.manicore.com/documentation/reserve/html

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 8

GAZ

Les réserves

Réserves prouvées P1(discovered), probables P2(reserves growth), possibles P3(yet-to-find)

En Gtep	Production cumulée (fin2001)	Réserves (1)	Pourcentage restant	Production année 2001	Nbre d'années de réserves(2)	Nbre d'années de réserves (3)
P1	64	142,2	68,9%	2,2435	63 ans	35,5 ans
P1+P2	64	159,5	71,3	2,2435	71 ans	38,5 ans
P1+p2+P3	64	262,7	80,4	2,2435	117 ans	51 ans

(1) = Total découvert = Production cumulée + réserves

(2) = à consommation constante identique à celle de 2001

(3) = à consommation croissante de 3% par an

Le taux de récupération est compris entre 70 et 80% et on ne peut pas, comme pour le pétrole, espérer une amélioration significative de ce taux.

Les réserves P1+P2+P3 se répartissent mondialement comme suit :

Première ligne = réserves en Gtep
Deuxième ligne = pourcentage d'épuisement

Amérique du nord	Amérique latine	Europe	Ex URSS	Afrique	Moyen-Orient	Asie Pacifique
28 48,5%	18,5 15,2%	16 32,5%	82 15,8%	18,5 12,9%	77 5,7%	23 14,7%

Les ressources ultimes sont évaluées entre 377 et 440 Gtep selon les sources, réserves prouvées incluses.

Les coûts

Le problème du transport commande la rentabilité de l'exploitation, en fonction de la distance entre production et utilisation. Les investissements d'exploitation ne sont engagés qu'après signature de contrats longue durée (contrat "take or pay", droits des pays traversés,...), en fonction d'un prix de revient plus ou moins aligné sur le coût du pétrole (du moins jusqu'au second choc pétrolier.)

Le coût moyen du transport est de l'ordre de 50% du prix départ frontière. Ce prix est fonction du coût du réseau de gazoducs interconnectés et/ou des stations de liquéfaction.

Par ailleurs, certaines réserves nécessitent des traitements coûteux dus à la présence de CO₂, H₂O et/ou soufre.

La recherche

Jusqu'en 2000, les découvertes annuelles étaient encore supérieures à la consommation, mais *« lorsque les consommations deviendront supérieures à l'accroissement des réserves, le déclin sera rapide et inexorable, sans que le progrès technique ni la hausse des prix liée à la raréfaction n'y puisse rien »* (Cf. article de R. Deloche, conseiller scientifique, extrait de lettre DGEMP "énergies et matières premières" n° 17, 3^{ème} trimestre 2001)

Pour la période 2001 – 2002, les 11 gisements géants découverts représentent 80Gm³ de réserves ultimes récupérables, soit environ 68Mtep.

La consommation (en Gtep dans le tableau ci-dessous)

1973	1980	1994	1997	2001
1,043	1,253	1,806	1,916	2,2435

Sur 28 ans, la consommation a augmenté de 2,77% par an.

Sur les 4 années, de 1997 à 2001, elle a augmenté de 3,28% par an.

Le calcul du nombre d'années de réserves fait ci-dessus (voir premier tableau du § réserves) sur la base d'une augmentation de 3% par an serait donc optimiste car la tendance est une croissance de l'augmentation.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 9

Les prévisions

1) Prévision de consommation

A court terme, Energy Information Agency et World Energy Outlook 2002 prévoient une augmentation de consommation de 2,28Gtep/an en 2001 à 3,83Gtep/an en 2020, (soit un taux moyen annuel d'accroissement de 2,77% par an). Or, en face, il y a des projets fermes ou en cours d'étude ne représentant que 63,64 et 96,32Mtep/an.

A long terme, il y a les projets " North slope" (Russie, Barents sea, Yamal, Irkutsk) et "gas to liquid" (Russie grand est, Algérie, Moyen-Orient), non chiffrés.

2) Coût du développement

En Ex URSS, la production actuelle est de 583Mtep/an. Pour augmenter cette production de 86Mtep/an d'ici 2020, il faut investir 170G\$, transport et stockage inclus.

(à comparer à 20 à 23G\$ pour gagner 49Mtep/an d'hydrocarbures liquides, hors OPEP)
La disponibilité des capitaux sera probablement la contrainte maximale.

3) Evaluation des ressources (et non des réserves) conventionnelles et potentielles,

(d'après "World gas ressources past & future, Ken Chew – IHS energy - Genève", 2^{ème} sommet annuel mondial sur GTL, Londres, 30 mai 02)

- ▶ "discrete" gaz, (= que l'on a sous forme gaz), = 330Gtep, dont 59 déjà exploités,
- ▶ Coal bed methane (grisou) = 118Gtep,
- ▶ Tight lithologies (grès, schistes et craies de faible perméabilité) = 94,4Gtep,
- ▶ Anormally pressured basin-center gas = 271Gtep,
- ▶ Hydrates de gaz = 283Gtep

Nota : pour les ressources non conventionnelles, il faut tenir compte :

- des taux de récupération,
- des coûts d'exploitation
- des consommations d'énergie plus importantes pour les exploiter.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 10

Combustibles solides (tourbe, lignite, houille, hydrates de gaz)

Réserves prouvées

(source : World Energy Council 2001)

980Gt, soit environ 600Gtep,

(dont 50% d'antracite et de charbons bitumineux de bonne qualité)

Ces réserves représentent environ 250 ans à consommation constante.

Entre 1978 et 2000 les découvertes de réserves ont augmenté plus rapidement que la consommation (+ 217Gtep, à comparer à une consommation de 2,2Gtep en 2000, dont 45% dans les pays de l'OCDE)

Répartition géographique de ces réserves :

Pays de l'OCDE	Chine	Asie Est + Sud	Afrique	Pays en transition économique (Russie incluse)	Amérique latine
45%	11%	10%	5,5%	26%	2,5%

Ressources ultimes récupérables

Estimées à 3400Gtep.

C'est la ressource la mieux répartie sur la planète.

Il y a une grande incertitude sur l'estimation, en particulier pour les hydrates de gaz, estimés entre 2700 et 680 000Gtep, mais dont l'exploitation est encore au stade de la recherche. Leur exploitation n'est pas envisageable avant 2030 / 2050 et sera très coûteuse en énergie. (voir "Ressources Hydrocarbures et Défis Technologiques" de la DIREM)

Les coûts

Les coûts moyens (world energy outlook 2001) sont de l'ordre de 40\$ la tonne, soit environ 61\$ la Tep, dont en moyenne 23\$ la Tep pour le chargement et le transport.

La logistique charbonnière terrestre a un coût plus élevé, à l'unité d'énergie transportée, que celle du gaz et peut consommer, dans certains cas (en Chine par exemple) 50% de l'énergie transportée !

La recherche

En Union Européenne, des réserves existent, mais leur coût d'exploitation serait rédhibitoire, de 4 à 5 fois supérieur au coût mondial.

Il existe des pistes pour du charbon propre : une centrale "Futur Gen" va être construite aux USA et produira de l'électricité et des gaz riches en hydrogène, en isolant le CO2 de la combustion pour le recycler ou le séquestrer.

D'autres pistes cherchent à extraire le méthane (grisou) en multiperforant les nappes carbonifères.

La consommation

En Union Européenne, les consommations de charbon et de lignite sont à peu près équivalente et de l'ordre de 170Mtep chacune.

La production de l'UE qui était encore de 270Mtonnes en 1975 n'était plus que de 77Mtonnes en 2002, les importations représentant 70% de la consommation.

Dans l'ordre décroissant les importations viennent d'Afrique du sud, d'Australie, de Colombie, des USA, de Pologne, des CIS et de Chine.

L'utilisation est à 70% pour faire de l'énergie électrique.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page11

NUCLEAIRE

Réserves

- Prouvées : 65 ans, au rythme actuel de consommation. (source AIEA 2001)
Les réserves mondiales prouvées (hors Chili et Chine) sont estimées à 2,5Mtonnes, récupérables à moins de 80\$ le kilo d'uranium.
- Probables : 100 ans
- Possibles : 250ans

Ressources ultimes récupérables

- 1) dans réacteurs à eau pressurisée (REP) =170Gtep
- 2) dans réacteurs à neutrons rapides (RNR) =15 000Gtep

Coût

Le coût du minerai représente seulement 3 à 5% du coût de production d'énergie.
Un réacteur à eau pressurisée (REP) consomme 200 tonnes/an pour produire 1GW/an.

Production et Prévisions

L'AEN (Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE) compte 28 pays membres en Europe, Amérique (USA, Canada, Mexique) et Asie-Pacifique (Australie, Corée du sud, Japon). Ces pays représentent 85% de la puissance nucléaire installée dans le monde. Les pays producteurs, hors AEN, sont l'Arménie, la Bulgarie, la Lituanie, la Roumanie, la Russie, la Slovénie, l'Ukraine, l'Afrique du sud, l'Argentine, le Brésil, la Chine, l'Inde, l'Iran, le Pakistan et Taïwan. Le nombre de réacteurs en fonctionnement en Europe (y compris Russie et Ukraine) est de 216, qui produisent 1156TWh (dont la France 400TWh, avec 59 réacteurs).

Les autres pays du Monde ont 220 réacteurs en fonctionnement, qui produisent 1388Twh (dont les USA 769TWh, avec 103 réacteurs).

Les réacteurs en construction sont au nombre de 32 dont :

- 8 en Chine,
- 4 en Corée du sud et 4 en Ukraine,
- 3 au Japon,
- 2 en Slovaquie, en Slovénie, en Inde, en Iran et à Taïwan
- 1 en Tchèque, en Roumanie et en Afrique du sud.

Les productions dans la zone OCDE ont évoluées comme suit :

Production en TWh	1985	2000	2005 (estimation)
OCDE Europe	552	895	929/937
OCDE Amérique Nord	441	839	853
OCDE Pacifique	153	411	516

(sources = http://nucleaire.edf/comprendre/dans_monde.html) et AEN/OCDE

Risques

On voit qu'avec 436 réacteurs, plus 32 en construction, le tout réparti dans 32 pays, la production d'énergie nucléaire devient très disséminée dans le monde !

En France, en plus des risques inhérents à la radioactivité, tant pour la production que pour le traitement des déchets, et des risques terroristes, les changements climatiques de ces dernières années ont révélé de nouveaux dangers :

- Risques d'inondation (exemple de Bordeaux)
 - Risques de surchauffe (exemple de Fessenheim)
 - Risques de manque d'eau de refroidissement (Bugey, St-Alban, Cruas, etc...)
- DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 12

LES ENERGIES RENOUVELABLES

Il s'agit :

- d'une part des ressources inépuisables à notre échelle de temps (éolien, solaire, géothermie, marées, houle, ...)
- d'autre part d'énergies renouvelées dans un temps très court (biomasse, hydraulique)

1) L'éolien

Ressources

L'énergie annuelle totale des courants atmosphériques est estimée, suivant les auteurs, entre 500 000 et 5 millions de TWh.

De même, la fraction exploitable est estimée entre 10% (R.Deloche dans un article de la lettre DGEMP "énergies et matières premières", n°17, 3^{ème} trimestre 2001) et 1‰ à partir des 5 millions de TWh. (conférences à l'université de Montpellier)

Sur ces bases, l'énergie industriellement récupérable au niveau mondial est évaluée à 5000 TWh/an, en énergie primaire, dont pour la France métropolitaine seule 100 TWh/an. (espace-eolien.fr)

EWEA estime ce potentiel français à 75 TWh/an.

La Commission Européenne, dans l'étude "the european renewable study" évalue le potentiel éolien terrestre de la France à 66 TWh/an.

Crisf.org, dans une synthèse de rapports ADEME, parle d'un potentiel de 156TWh/an.

En tenant compte des contraintes techniques et environnementales, "espace-eolien.fr" présente le tableau suivant :

	Puissance MW	Energie TWh/an	Nombre D'éoliennes	Surface au sol km ²
Sites terrestres	11 197	29,469	7466	1400
Sites en mer	6 465	21,661	1292	808
Soit au total :	17 662	51,130	8758	2208

L'énergie calculée dans le tableau ci-dessus suppose une marche efficace pendant 30% du temps sur terre et 38% du temps en mer. (vents plus réguliers)

Le potentiel offshore français est évalué à 440TWh /an en Atlantique et à 37TWh /an en Méditerranée à moins de 30km des côtes et à moins de 40m de profondeur.

L'ADEME, de son coté, estime qu'un parc de 10 000MW pourrait produire 30 des 40 TWh supplémentaires attendus des différentes sources d'énergie renouvelable d'ici 2010. (Environnement Magazine n° 1605-mars 2002)

Sauf dans les pays ventés en permanence, l'énergie éolienne a l'inconvénient d'être intermittente. Elle doit donc être complétée par une autre possibilité de fourniture d'électricité (hydraulique, centrales de biomasse, cogénération,...) Cela pose aussi le problème du stockage de l'énergie.

Coût

Espace-éolien et IEER soutiennent que le coût de l'électricité à partir du combustible plutonium appelé Mox, aux USA, est supérieur de 40% à celui de l'électricité produite par les centrales éoliennes offshore et qu'à long terme une différence plus importante est attendue.

Dans ATEE, Energie-plus n° 294 de nov. 02, André Antolini, président du syndicat des énergies renouvelables, s'appuyant sur l'édition 2001 de la brochure "les chiffres clés de l'énergie", écrit que le coût du kWh nucléaire fonctionnant en semi base (4000h/an) est de 0,056€ alors que le coût actuel du kWh éolien moyen sur 15 ans est de 0,07€.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 13

Or, l'industrie de l'éolien s'est engagée sur une baisse de 35% d'ici 2010... L'AIE prévoit une baisse des coûts de 30 à 40% pour l'éolien offshore. En2015, l'éolien sera l'électricité la moins chère (environ 0,04€ le kWh contre 0,041 pour la turbine à gaz, en supposant de surcroît le prix du gaz constant).

Les coûts d'investissement en offshore sont plus élevés, mais cela est compensé par des vents plus forts et plus fréquents, et il est possible de récupérer 40% d'énergie en plus. D'après Total, il faut compter 1,5 à 2M€/GW d'investissement, contre 1 à 1,2 sur terre.

L'énergie fournie par une éolienne varie un peu plus que le carré de la vitesse du vent.

Développement

En 2000, la puissance mondiale installée était de 17,5 GW, ce qui donne, compte tenu d'un rendement moyen de 26% : $17,5 \times 24 \times 365 \times 0,26 = 40 \text{ TWh/an}$, soit 3280tep/an.

Le développement mondial actuel de l'éolien est de l'ordre de 6GW / an.
Si ce développement se poursuit linéairement jusqu'en 2020, il peut permettre d'atteindre (6x20) +17,5 = 137,5GW en 2020, soit, avec un rendement de 26%, 1200TWh /an, soit environ 0,1Gtep / an.

En Europe, pur les années 2000 et 2001 les chiffres sont les suivants :
(source ADEME ; Jean-Louis Bal ; la lettre n° 88, nov.02, tiré de EurObserv'Er 2002)

Puissance éolienne totale installée, en MW

Pays	Allemagne	Espagne	Danemark	Pays-Bas	France	Reste de l'Europe	Total UE
2000	6091	2443	2297	448	79	1166	12933
2001	8750	3660	2417	483	94	1670	17548
Croissance	43,7%	49,8%	5,2%	7,8%	19%	43,2%	35,7%

Fin 2002, 31GW éoliens étaient installés dans le monde dont 23 en Europe et 4,6 aux USA.

La France peut tirer avantage de son retard car la technique évolue vite : En 2000, 40% du marché était constitué de turbines de plus de 1MW ; des turbines de 2,5MW sont commercialisées (par Nordex en Allemagne et au Danemark) et des études sont en cours pour des turbines de 4,5MW, ave rotor de 115m de diamètre. D'autre part les prix ont été divisé par 10 en 20 ans, les rendements ont été améliorés et les durées de vie, donc d'amortissement, sont passées de 15 à 25 ans.

En Union Européenne, la France possède le deuxième gisement potentiel. Signalons aussi que une étude pour 50TWh pour la France prévoit 7500 éoliennes, soit l'équivalent d'environ 20% du nombre de pylônes H.T. 400 000volts existants. Enfin, on évalue entre 15 et 19 les emplois sollicités par MW installés.

Les perspectives pour l'éolien offshore, à moins de 20km des côtes et à moins de 20m de profondeur sont en théorie très importantes : voir à ce sujet l'article "l'arc atlantique mobilise des ressources énergétiques naturelles" dans la revue Environnement & Techniques de Juin 2002, avec le concours de l'ADEME.

Au § ressources, nous avons vu que le potentiel français était estimé entre 66 et 156TWh/an. Sachant que la consommation électrique en France est de 370TWh /an, on voit que la production éolienne peut représenter entre 17 et 40% de la consommation.

Pour l'Europe, EWEA soutient que le potentiel est de 3000TWh /an, soit l'équivalent de la consommation d'électricité de l'Union Européenne. L'organisation du colloque de mi-décembre 2001 à Bruxelles s'est fixé comme objectif l'installation de 5000MW en mer d'ici 2010, contre 86 fin 2000.

DARLY / FNAUT, Sept.2003,page 14

2) La géothermie

Ressources & Réserves

Sauf en sites particuliers disposant d'eaux chaudes en sous-sol, elle nécessite des pompes à chaleur, mais qui permettent de diviser par 3 l'énergie nécessaire pour le chauffage. En effet, il est possible d'obtenir 2 à 4 kW de chaleur pour 1kW consommé.

Les ressources potentielles de la géothermie sont de l'ordre de 700Gtep.
Les réserves classiques ne sont que de 60Gtep.

Actuellement, 44 TWh sont produits par an dans 46 pays dont 38TWh sont directement utilisés pour le chauffage.

(source : L'énergie dans le monde :bilans & perspectives ;EDF sciences, mars 2001)

Coût

Le coût supplémentaire d'installation s'amortit rapidement grâce à l'économie réalisée en exploitation. La consommation électrique de la pompe à chaleur est en moyenne le tiers de l'énergie qu'il faudrait pour un chauffage direct.

Développement

Associée à un chauffe-eau solaire, la solution du chauffage géothermique permet :

- des économies d'énergie,
- une notable diminution de l'effet de serre et des pollutions,
- des constructions HQE (haute qualité énergétique),
- le rafraîchissement possible en été.

3) L'hydraulique

Ressources et Réserves

Le potentiel (ressources ultimes) est évalué à 36 000TWh

Les sites exploitables représentent 14 000TWh

Les sites exploités en 2000 donnent 2 845TWh

Coût

C'est la source de production électrique la meilleure marché. (voir tableau comparatif au chapitre « Electricité », page 17)

Développement

Il est évident que le respect de la nature est souvent remis en cause lors de la réalisation de barrages hydrauliques et qu'il s'oppose à l'utilisation de tous les sites exploitables.

En France, l'exploitation de la ressource Hydraulique n'est pas loin de son maximum admissible.

Les changements climatiques en cours, s'ils couvrent la moitié de la France d'un climat méditerranéen, peuvent modifier la donne.

L'électricité fournie par les barrages représente une précieuse source d'appoint équilibrant les irrégularités de l'éolien en grand développement.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 15

4) Le solaire

Ressources

La majeure partie de la surface terrestre reçoit plus de 1MWh /m² et par an, soit un peu plus de 1TWh /km² et par an.

En France, l'énergie moyenne annuelle d'ensoleillement est d'environ 1,2MWh /m² dans le Nord et de 1,8MWh /m² sur la côte d'azur.

Coût

Il faut distinguer :

- Le coût du chauffage solaire passif, dont la principale application est le chauffe-eau solaire, et qui est compétitif, et
- Le coût du solaire photovoltaïque, environ 10 fois supérieur au tarif pratiqué pour le KWh électrique et dont le développement n'est possible que grâce à des aides

importantes, sauf pour des applications soit isolées (commandes de passage à niveau), soit de faible puissance (alimentation de parcs-mètres ou de signalisations), pour lesquelles le coût de l'alimentation serait très important.

Les perspectives de baisse sont importantes, évaluées entre 40 et 60%.
Le rendement des panneaux solaires n'est actuellement que de 10 à 15% et des progrès sont attendus.

Développement

-1) Solaire photovoltaïque :

La production mondiale installée est passée de 46MW en 1990 à 288MW en 2000.

La France s'est fixé le passage de 1MW en 2000 à 50MW en 2006.

-2) Solaire thermique :

Il représente 12,8 millions de m² de capteurs solaires en Union Européenne, dont un tiers en Allemagne. La Grèce et l'Autriche se partagent le deuxième tiers. La France en a 5%.

La commission Européenne envisageait 100 millions de m² installés pour 2010.

5) La biomasse

Ressources

La production potentielle d'énergie issue de la biomasse est d'environ 70Gtep /an, dont 6% sont utilisés pour la nourriture et la production d'énergie .

(source : énergie dans le monde ; bilan et perspectives ; EDF sciences, mars 2001)

Le gisement potentiellement valorisable en France est de l'ordre de 3,5Mtep /an, à partir des déchets agricoles, ménagers et de cultures énergétiques. (source CIELE / SOLAGRO)

Coût

Sans tenir compte des effets macro-économiques du développement de la filière, le coût du méthane carburant issu du biogaz peut être avant 10 ans au niveau compétitif de 0,61€ TTC le m³ (1m³ = 1 litre d'essence). (source : CIELE)

Développement

Les développements peuvent se faire sous forme de chauffage par plaquettes et granulés de bois, de cogénération fournissant chaleur + électricité, d'extraction de méthane dans les décharges et les exploitations animales, de biocombustibles, tels que les huiles de colza et le bioéthanol.

En Allemagne, plus de 1400 méthaniseurs sont en exploitation dans les fermes. (+200/an)

En France, seuls 110 méthaniseurs sont en service.

En France, le potentiel en 2010 est de 1,7Mtep/an sous forme de biogaz. (source ATEE, club biogaz)

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 16

6) Energies des mers

Ressources

L'énergie thermique des mers représente un gisement mondial d'environ 10TW.

La puissance totale des marées est de l'ordre de 3TW, dont 1 /3 est perdu le long des côtes. Elle représente un gisement mondial de 100 à 300Gwh/an (ressource ultime).

L'énergie des vagues (ou de la houle) peut atteindre 30 à 50 kW par mètre de vague dans le golfe de Gascogne ou le long des côtes britanniques.

Coût et développement

Des essais d'exploitation de la différence de température entre les eaux de surface et les eaux de profondeur sont menés depuis des décennies, mais , ni la rentabilité ni la stabilité ne permettent jusqu'à aujourd'hui d'envisager l'exploitation de ce type de gisement.

Les dispositifs inventés pour tenter de récupérer l'énergie des vagues manquent encore de fiabilité et le coût de l'énergie produite est encore environ 20 fois supérieur aux coûts moyens actuels de l'énergie.

Par contre, l'énergie des marées est déjà exploitée sous forme de barrages fixes ; (l'usine marémotrice de la Rance a une puissance de 240MW, et fournit 500GWh). Mais pour des raisons d'atteinte aux paysages les autres projets similaires n'ont pas abouti. Cependant, une nouvelle manière de capter cette énergie, s'inspirant de la technique éolienne, avec des pylônes supportant une hélice à axe horizontal immergée, est en cours d'essais, -mais sans être encore relié au réseau- (par Marine Current en Grande-Bretagne et par Hammerfest Strøm AS en Norvège). Ces prototypes de turbines immergées qui utilisent l'énergie cinétique des marées, ont une puissance de 300 à 600kW actuellement, et semblent avoir de l'avenir quant au prix de revient espéré de l'électricité produite.

Bibliographie sur les énergies renouvelables :

Parmi les dizaines de documents officiels que l'on peut trouver sur les énergies renouvelables, on peut trouver entre autres sur Internet :
www4.finances.gouv.fr/spi_cgi-bin/nph-dblast.exe?spiHtmlFile=rach_ini.htm , intitulé : « Quelles énergies pour le futur ? »
www.naa.be/archivedpub/comrep/2000/at-271-f.asp , intitulé: « Rapport général ;les énergies du futur : technologies et politiques du XXI^{ème} siècle » du NATO.
www.enpc.fr/de/trav-elev/cc/eolien/eolien.htm , de l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées, qui traite non seulement l'éolien, mais aussi les autres énergies renouvelables.
www.agora21.org/energie/finalv.html, « ADEME bilan re énergie »
www.iepf « institut de l'énergie et de l'environnement de la francophonie » (des pays francophones).

Budgets de recherche

En France les budgets de recherche consacrés aux énergies renouvelables sont 9 fois moins importants que pour le gaz, 38 fois moins que pour le pétrole, et 150 fois moins que pour le nucléaire. (Source DRIRE 1994)
La France est l'avant dernier pays en Union Européenne pour la recherche consacrée aux énergies renouvelables, les autres pays ayant des budgets entre 2,5 et 10 fois supérieurs.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 17

Les vecteurs énergétiques

1) l'électricité

Production :

Sources de production d'électricité dans le monde, en2001 _

Fossile	nucléaire	hydraulique	Géothermie	Eolien	Biomasse	solaire
64,5%	17,1%	16,7%	0,32	0,26%	1,09%	0,01

(source :observ'er))

à noter que l'énergie marémotrice n'apparaît même pas dans ce tableau

En France, la part des énergies renouvelables dans la production électrique est passée de 18,5% en 1995 à 16,5% en 2001, et se limite quasiment pour l'instant à l'hydraulique, et ce, alors que l'objectif de l'Union Européenne pour la France est de 21% d'ici 2010.
(source : Alternatives Economiques, juin 2003)

Taux de croissance moyen annuel des sources de production électrique,
(en %, entre 1993 et 2001, dans le monde et en Union Européenne) :

	géothermie	Eolien	Biomasse	Solaire	Hydrauliq.	Nucléaire	Fossile
Monde	3,07	28,56	4,25	9,45	0,96	2,43	3,24
U.E.	3	38,5	8,3	28,9	2,3	1,5	2,3

(source : observ'er)

Coût

L'AIE prévoit d'ici 2030 une baisse des coûts des technologies "vertes" de l'ordre de 50 à 60% pour le photovoltaïque, 30 à 40% pour l'éolien offshore, 25 à 35% pour le solaire thermique.

Coût, en €cents le kWh, en Europe, hors taxes, valeur an 2000 :

	Source : Commission of European Communauties 2000	Source: Débat National sur les Energies 2003
Hydraulique		2 à 10
Charbon lit fluidisé	3,2 à 3,6	3,7 à 4
Gaz, cycle combiné	2,6 à 3,5	3,3 à 4,3
Bio-énergie (bois, etc...)	3,4 à 4,5	5 à 15
Eolien	6,7 à 7,2	5 à 13
Solaire photovoltaïque	51 à 85	25 à 125
Nucléaire	4 à 5,9 (sauf France 3,4 et Irlande 3,8)	3,2 à 3,5

NOTA IMPORTANT

L'électricité n'étant pas une énergie primaire, des rendements forfaitaires de conversion dans la production d'électricité sont établis pour le calcul de l'énergie primaire équivalente :

Type d'énergie	Nucléaire	Hydroélectricité	Eolien et solaire	Géothermie
Rendement	0,33	1,00	1,00	0,10

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 18

2) L'hydrogène

Production

Contrairement à ce que certains rapports, avis, même officiels, articles, etc. laissent penser, l'hydrogène n'est qu'un vecteur et non le "filon" d'énergie des siècles à venir. L'hydrogène est trop souvent présenté comme la solution miracle de nos problèmes énergétiques futurs. Or cette option reste un défi technologique considérable.

Actuellement, l'hydrogène est, à 96%, produite par vaporéformage du gaz naturel, et sans captation du carbone. D'autres solutions n'émettant pas de gaz à effet de serre sont envisageables, à partir de centrales nucléaires par exemple, mais elles sont beaucoup plus chères et n'en sont qu'au stade de développement préliminaire.

Les 500 GNm³ produit dans le monde représente 1,5% de la production d'énergie primaire. Pour que l'hydrogène représente 20% des besoins énergétiques mondiaux, sa production devrait être multipliée par 25 !

Tant que l'hydrogène est fabriqué à partir de produits fossiles, le problème de leur épuisement ne peut que s'accroître. Le seul avantage est de rendre possible la captation du carbone. La fabrication de l'hydrogène a un rendement énergétique faible, compris entre 7 et 30%. Son pouvoir calorifique est faible par unité de volume (1/3 de celui du gaz naturel) et nécessite sa compression ou sa liquéfaction pour son stockage, son transport, sa distribution et son utilisation.

Vu les efforts considérables de recherche et de développement qui doivent être engagés au niveau de la production, du transport et du stockage, cette option représente un véritable challenge technique et ne peut être valable qu'à très long terme.

Coût

Le coût de la fabrication de l'hydrogène à partir de composés fossiles, avec séquestration du CO₂ est évalué à 130M€ pour une unité de 79 000tonnes/an, soit 5 à 10 fois, par unité d'énergie, le prix des énergies fossiles servant à le produire.

(A 12kWh/kg, 79 000tonnes correspondent à 948 TWh).

Le coût du transport par conduite coûte et coûtera toujours, à l'unité d'énergie transportée, 10 à 15 fois plus cher que pour les hydrocarbures. (source : P.R.Bauquis, Total, journée de l'énergie, 14-18 mai 2001)

La compression nécessaire pose des problèmes de stockage et de distribution.

Les pressions sont envisagées entre 250 et 600 bars, mais cela est coûteux en énergie de compression, en investissements et en temps de ravitaillement.

La liquéfaction n'est possible qu'en dessous de moins 253°C, et nécessite au minimum 35% du contenu énergétique de l'hydrogène, (12kWh par kg d'hydrogène) et une excellente, donc coûteuse, isolation thermique.

Le stockage souterrain n'est envisageable que dans des sites particuliers, comme pour le gaz naturel et nécessite une purification ultérieure.

Enfin, l'hydrogène est un gaz fugace et inflammable à des concentrations entre 4 et 75% dans l'atmosphère et qui demande des précautions spécifiques pour sa compression et sa manipulation.

3) L'hydrazine (HN₂-NH₂)

C'est un composé sans carbone servant déjà de carburant spatial.

L'hydrazine a comme qualité d'avoir un fort pouvoir énergétique et de pouvoir être utilisé sans conditionnement particulier, ce qui n'est pas le cas pour l'hydrogène.

L'hydrazine a des caractéristiques voisines de celles de l'eau, (aspect, densité, T° de gel, ébullition à 113°C), mais est toxique et son utilisation comme carburant terrestre ne semble pas envisageable.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 19

L'évolution de la demande énergétique mondiale

1) Point de vue général

En 10 ans, de 1988 à 1998, la demande mondiale d'énergie a progressé en moyenne de 1,2% par an, soit 12,7% en 10 ans, pour atteindre 9,6Gtep de consommation d'énergie primaire, dont 40% issue du pétrole et 12% venant des énergies renouvelables (y compris les énergies renouvelables traditionnelles, bois et déchets). 8,5Gtep ont été commercialisés.

Cette consommation est très mal répartie ; en effet la consommation moyenne en tep d'énergie primaire par an et par habitant est la suivante :

Amérique du Nord	8,5
Japon, Australie, Nouvelle Zélande	4,6
Europe	4,3
Ex URSS, Iran	3,0
Moyen-Orient	1,5
Amérique Latine et Centrale	1,4
Chine, autres pays d'Asie, Turquie	1,0
Afrique, Inde	0,6

Aujourd'hui, 25% de la population mondiale n'a pas accès à l'électricité et ne consomme que du bois de feu et de la bouse de vache pour se chauffer et cuire ses aliments.

Les pays restés en arrière supportent de plus en plus mal cette différence et le simple fait de les amener à 2tep/an et par habitant, sans modifier le quota des pays développés, nécessiterait de passer de 9,6 à 14,7Gtep, soit une croissance de plus de 50%.

Les hydrocarbures (pétrole & gaz) représentent aujourd'hui plus de 60% de la consommation mondiale d'énergie bien que la part de pétrole utilisée pour la pétrochimie soit faible (inférieure à 10%). En effet, l'essentiel du pétrole sert de carburant ou de combustible.

La croissance de demande d'énergie, et d'hydrocarbures en particulier, viendra donc principalement des pays en voie de développement du Sud-Est asiatique.

Or, sur la base de la période couvrant 2001 et les 9 premiers mois de 2002, (source IFP), le taux de découvertes annuelles est de 0,967Gtep pour le pétrole et de 0,81Gtep pour le gaz, soit au total 1,78Gtep/an, à comparer à la consommation pétrole + gaz de l'an 2000 qui est de 5,8Gtep.

En 2001, les investissements mondiaux en exploration/production ont été de 114G\$. En comparant ce chiffre au taux annuel de découverte pétrole + gaz, cela donne : 114G\$ / 1,78Gtep = 64\$ la tep, soit 8,75\$ le baril en frais d'exploration/production.

Cependant, la raison essentielle de l'augmentation du prix des hydrocarbures ne sera pas due à l'accroissement des frais de recherche, mais à la pénurie, lorsque la courbe de consommation va atteindre la courbe de production maximale possible.

En effet, toutes les courbes de production des champs pétroliers en fonction du temps ont des allures de "chapeau de gendarme", avec quelquefois un léger sursaut dans la partie descendante lorsque l'évolution des techniques permet un meilleur épuisement.

Or, actuellement, toutes les courbes de production des pays hors OPEP sont déjà sur la pente descendante. Cela signifie que les pays développés vont être de plus en plus dépendants des pays de l'OPEP pour leur approvisionnement en pétrole. Ceci explique leur orientation de plus en plus grande vers le gaz et le souhait de développer le nucléaire et les énergies renouvelables. Il est possible de consulter entre autres à ce sujet les sites de l'ISIB (Institut Supérieur Industriel de Bruxelles), ainsi que les sites suivants :

<http://dieoff.org/page224.htm>
www.oilcrisis.com/laherrere

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 20

2) **Analyse**, sur la base du document :

"Les scénarios énergétiques mondiaux à l'horizon2020 :analyse comparative"
(DGEMP, avril 99) (Site : www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/textes/se_scena.htm)

Cette analyse a été faite à partir de 5 sources essentielles, à savoir :

- la Commission Européenne, (CE)
- le Conseil Mondial de l'Energie, (CME)
- l'Agence Internationale de l'Energie, (AIE)
- le "Department of Energy", (DOE)
- La société Shell.

Ci-dessous la reproduction du tableau comparatif des scénarios, avec :

CEP = Consommation d'Energie Primaire, exprimée en Gtep,

CW , BF , HM, et Forum = voir, à la suite du tableau, les 4 scénarios de la CE

A1 = scénario haut, tourné vers les hydrocarbures,

A2 = scénario haut, vers charbon, suite à choc pétrolier et/ou gazier,

A3 = scénario haut, axé sur gaz naturel, nucléaire et ENR,
 B = scénario de référence,
 C1 = scénario écologique axé sur le gaz et les ENR,
 C2 = scénario écologique axé sur le nucléaire et les ENR,
 Da Wo = scénario tendanciel,
 Do it = scénario écologique.

Scénarios	CEP 1990	CEP1995	CEP 2020	Croissance économique en %	Baisse en % de l'intensité énergétique	Croissance énergétique en %
CE/CW	8,18		12,61	2,9	-1,45	1,45
CE/BF	8,18		11,69	2,4	-1,2	1,2
CE/HM	8,18		13,17	3,1	-1,5	1,6
CE/Forum	8,18		12,56	3,1	-1,7	1,4
CME/A1	8,98		15,38	2,7	-0,9	1,8
CME/A2	8,98		15,37	2,7	-0,9	1,8
CME/A3	8,98		15,35	2,7	-0,9	1,8
CME/B	8,98		13,55	2,2	-0,8	1,4
CME/C1	8,98		11,42	2,2	-1,4	0,8
CME/C2	8,98		11,43	2,2	-1,4	0,8
AIE bas		8,34	12,375	2,5	-0,9	1,6
AIE REF.		8,34	13,75	3,1	-1,1	2,0
AIE haut		8,34	15,675	3,7	-1,1	2,6
DOE bas		9,15	12,95	2,3	-0,9	1,4
DOE REF.		9,15	15,85	3,1	-0,9	2,2
DOE haut		9,15	19,15	3,9	-0,9	3,0
Shell Da Wo		8,7	15,55	3,4	-1,05	2,35
Shell Do it		8,7	11,45	3,25	-2,15	1,1

Ces différents scénarios, selon des hypothèses fortes, basses, nucléaires ou écologiques ont des croissances économiques variant d'un minimum de 2,2% l'an à un maximum de 3,7% l'an (croissance moyenne mondiale) et de croissance énergétique correspondante variant de 0,8% l'an à 3% l'an, correspondant à des consommations d'énergie primaire prévisionnelles en 2020 allant de 11,42Gtep à 19,15Gtep. (à comparer au niveau 9,3Gtep atteint en 2000, soit de 22,8 à 106% en plus !...)

La CE a 4 scénarios :

- Conventional Wisdom, CW, ou "sagesse conventionnelle" = suite des efforts d'économies d'énergie comme ces dernières années, sans plus.
 - Battlefield, BF, ou "Champ de bataille", scénario bas suite à un choc pétrolier proche, avec récession, longue période de stagnation et montée des protectionnismes.
 - Hypermarket, HM, ou "Hypermarché", scénario haut, avec libération des marchés et prix bas de l'énergie.
 - Forum, scénario écologique, supposant une taxation écologique de 1,5% du PIB finançant un allègement du coût du travail, à partir de 2005, dans les pays de l'OCDE.
- DARLY / FNAUT, Sept.2003,page 21

Notons que le scénario écologique "Forum" donne des résultats quasi identiques au scénario "sagesse conventionnelle", du point croissance énergétique : 1,4% l'an au lieu de 1,45%. C'est le scénario "champ de bataille" qui engendre les croissances énergétiques et économiques les plus faibles. Il est à craindre que d'ici quelques années ce soit ce scénario qui s'applique, lorsque la demande deviendra supérieure à l'offre maximale possible en ce qui concerne le pétrole. Certains auteurs prévoient cet évènement entre 2008 et 2012.

Ce sera le scénario "nécessité fait loi", au lieu d'une décision préventive et raisonnée.

Le seul avantage de ce scénario, ce sera de nous obliger à faire des économies d'énergie, et en conséquence, de diminuer la production de gaz à effet de serre.

Constatons aussi que, curieusement, l'hypothèse basse de l'AIE arrive à une croissance énergétique identique à celle du scénario haut "hypermarket" de la CE.

La moyenne des croissances énergétiques des 18 scénarios est de 1,68% par an. Cela semble correspondre à une moyenne volontariste non utopique, tenant compte toutefois d'efforts importants de la part des pays de l'OCDE pour être en dessous de cette moyenne qui va être fortement tirée vers le haut par les PVD.

Même les plus faibles évaluations d'énergie primaires tournent autour de 11,4Gtep en 2020, soit 22,6% de plus qu'actuellement. Ce qui est donc souhaitable, c'est que cette croissance quasi inévitable du fait des PVD se fasse le plus possible par le développement des énergies renouvelables. Le tableau ci-dessous indique les pourcentages d'augmentation des émissions de CO2 par rapport aux émissions de 1990, pour les 12 principaux scénarios du tableau de la page précédente :

CE/CW	CE/BF	CE/HM	CE/Forum	AIE/REF.	DOE/REF.
154%	141,5%	161%	148,7%	180,7%	206,8%

CME/A1	CME/A2	CME/A3	CME/B	CME/C1	CME/C2
166%	176%	143,6%	146,6%	111,2%	110,5%

Seuls les scénarios écologistes du Conseil Mondial de l'Energie donnent des niveaux de CO2 proches des niveaux actuels. De ce point de vue, les scénarios de la Commission Européenne sont décevants !...

Au tableau de la répartition des consommations d'énergie primaire reproduite ci-dessous, une ligne a été ajoutée donnant une répartition idéale, possible puisqu'elle s'appuie sur des valeurs retenues dans les scénarios et qu'elle aboutit à un total lui aussi similaire à 3 des scénarios, à savoir : CE/BF, CME/C1 et CME/C2.

Consommation d'énergie primaire en 2020, en Mtep :

Scénarios	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucléaire	Hydraul. + autres ENR	TOTAL
CE/CW	3024	3823	3699	729	1340	12615
CE/BF	2800	3495	3388	752	1265	11694
CE/HM	3084	3984	3976	759	1368	13170
CE/Forum	2794	3710	3747	894	1418	12564
CME/A1	3715	4658	3625	907	2474	15378
CME/A2	4311	4503	3411	577	2572	15373
CME/A3	2910	4261	3841	1033	3313	15358
CME/B	3394	3783	3181	904	2291	13553
CME/C1	2291	3021	3058	669	2386	11425
CME/C2	2283	3021	2960	847	2318	11428
AIE/REF	3947	5264	3468	604	465	13749
DOE/REF	3910	5800	4350	532	1250	15850
"IDEAL"	2000	3000	3000	200	3300	11500

Ce scénario "idéal" réduit le charbon, source d'effet de serre et le nucléaire source de déchets radioactifs et développe les ENR. Les valeurs soulignées dans les scénarios officiels prouvent que les valeurs du scénario "IDEAL" sont plausibles et possibles. Il démontre aussi que l'on peut répondre au besoins d'énergie sans avoir recours au nucléaire.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 22

En ce qui concerne l'évolution des prix, les valeurs suivantes avaient été avancées par l'AIE en 1998, en \$ valeur 1990, recalculées en \$ la tep afin de permettre les comparaisons :

Années	1997	1998-2010	2020
Pétrole	118	125	184(= 25\$ le baril)
Charbon	56	63	69
Gaz US	83	72(jusqu'en 2005)	148
Gaz Europe	97,2	103	150
GNL Asie	133,4	141	210

La compétitivité du charbon est évidente, si elle n'était pas pénalisée par son coût de transport, et si elle ne devient pas pénalisée par le coût de captation du CO2.

La crise pétrolière actuelle amène déjà le coût du baril à une valeur supérieure à celle prévue pour 2020, ce qui rend le gaz plus attractif.

3) Analyse de l'AIE (hypothèse basse)

Dans son hypothèse basse, l'AIE, se basant sur une croissance économique de 2% l'an pour les pays riches et de 4,1% l'an pour les pays en voie de développement, prévoit qu'en 2030 les consommations mondiales d'énergie se seront accrues de 61% par rapport à l'an 2000. L'AIE prévoit pour 2030, dans son hypothèse basse : USA +42% ; UE +30% ; PVD +134% (dont Chine +119% et Asie du Sud avec Inde +188%).

A l'échelle mondiale,

- le résidentiel devrait consommer 49% de plus,
- l'industrie : 54% de plus,
- les transports : 87% de plus.

(à noter par exemple que la Chine construit 3000km d'autoroute par an)

Toujours dans cette hypothèse basse de l'AIE, cela conduirait à une hausse de 69% de la consommation des énergies fossiles, dont : +53% pour le charbon, +60% pour le pétrole, +zéro% pour le nucléaire et +47% pour les ENR, (dont +100% pour les pays riches)

Ce scénario passe de 8,34Gtep en 1995 à 12,375Gtep en 2030.

Compte tenu de l'état des réserves des produits fossiles examiné au début de cette étude, il est évident qu'un tel scénario ne peut conduire qu'à de très fortes augmentations de prix des matières premières, et même à des conflits, sans parler des émissions de gaz à effet de serre qui exploseraient.

4) Efficacité énergétique

La surabondance de l'énergie électrique en France n'a pas incité les Français aux économies d'énergie ni au développement des ENR. Il suffit pour s'en convaincre de voir le tableau ci-dessous donnant le pourcentage de progression de la consommation énergétique dans différents pays entre 1980 et 2000, soit en 20 ans :

Japon	France	Royaume-Uni	Etats-Unis	PVD	Moyenne mondiale
39%	25%	11%	2%	25%	17%

(source : Alternatives Economiques de Juin 2003)

De même, lorsqu'on examine la consommation d'électricité par habitant, la France est le pays le moins bien classé en Europe : (données en kWh)

Italie	Espagne	Corée du Sud	Royaume-Uni	Allemagne	France	Japon	Etats-Unis
5 228	5 248	5 901	5 996	6 684	7 302	8 331	13 843

(source : Alternatives Economiques de Sept. 2003)

Revenir au niveau du Royaume-Uni représenterait déjà pour la France une économie de presque 18% de son énergie !...

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 23

LES TRANSPORTS

1) Les transports et leur consommation

Au niveau mondial, le secteur des transports consommait en 1973 et en 2000, en Mtep :

	Monde 1973	Monde 2000	OCDE 1973	OCDE 2000	% OCDE / Monde en 1973	% OCDE / Monde en 2000

Charbon	26,4	5,86	7,23	0,09	27,4%	1,5%
Pétrole	901,73	1701,43	692,29	1186,5	76,8%	69,7%
Gaz	17,68	53,67	16,98	20,96	96%	39,1%
ENR ⁽¹⁾	0	8,47	0	2,28		26,9%
Autres sources ⁽²⁾	10,47	19,30	5,29	9,56	50,5%	49,5%
Total	956,58	1788,74	721,78	1219,38	75,5%	68,2%
dt origine fossile	98,9%	98,5%	99,27%	99%		
% 2000 / 1973		187%		169%		

(source : Key World Energy Statistics from the IEA + % calculés par DARLY / FNAUT)

(1) = ENR combustibles d'origine renouvelable et de combustion de déchets (biomasse et méthane)

(2) = géothermie, solaire, éolien, électricité et chaleur

Comparons ces chiffres aux productions mondiales concernant les produits fossiles :

	Transports 1973 (1)	Production 1973 (2)	Transports 2000 (3)	Production 2000 (4)	% (1) / (2) 1973	%(3) / (4) 2000	%(3) / (1) 2000 / 73
Produits pétroliers	901,73	2900	1701,43	3700	31,1%	46%	88,7%
Gaz	17,68	980	53,67	2100	1,8%	2,6%	304%

Ce tableau nous montre que la quantité de produits pétroliers consommés par les transports a augmenté de 88,7% entre 1973 et 2000, et qu'en 2000 cela représentait déjà 46% de la production de produits pétroliers.

Les scénarios du WEC (World Energy Council), repris dans les documents de l'Union Européenne (http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/html) donnent les prévisions suivantes pour l'évolution des transports de voyageurs et de fret en 2020 par rapport à 1995 : **Consommation d'énergie en ExaJoules (= 10¹⁸J = 23Mtep) dans le secteur des transports, d'après les scénarios WEC 2020.**

Energie en EJ	OCDE Europe	Amérique Du Nord	OCDE Pacifique	CIS (Chine + Inde + Sud est asiatique)	Europe centrale et de l'Est	Total et augmentation en%
En 1995	13	23	5	7	2	50
En 2020 (1)	16	28	6	17	3	70 +40%
En 2020 (2)	21	34	8	36	6	105 +110%

(1) = "muddling through" = "débrouillardise" = évolution dans laquelle les barrières commerciales entraînent les pays à se tourner vers eux-mêmes, faute de coordonner leurs politiques énergétiques.

(2) = "market rules" = "loi du marché" = évolution dans laquelle la compétition commerciale mondiale incite au développement technique et tire les prix du pétrole vers le bas.

Ce tableau nous montre que, même dans un scénario "débrouillardise", il faut prévoir une augmentation moyenne mondiale de 40% de la consommation d'énergie des transports entre 1995 et 2020, et que la continuation de la recherche de compétitivité dans un marché ouvert nous amène à plus qu'un doublement en 25 ans.

Les tableaux, page suivante, toujours en fonction des 2 scénarios ci-dessus du WEC, comparent, tant pour les voitures que pour le fret sur route et sur rail, l'évolution attendue, entre 1992 et 2020 le kilométrage moyen par véhicule ainsi que la consommation d'énergie.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 24

Scénarios transport de voyageurs

	OCDE Europe	Amérique du Nord	OCDE Pacifique	CIS	Europe Centrale et de l'Est	Total et variation
Voitures (en million)						
-1992	161	165	48	18	18	410
-2020 (débrouille)	214	229	78	55	48	624 +52,2%
-2020 (loi du marché)	246	249	85	157	67	804 +96,1%
Km moyen par voiture						
-1992	13 000	18 000	11 000	10 000	12 000	14 602
-2020 (débrouille)	10 000	14 000	9 000	13 000	12 000	11 761 -19,5%
-2020 (loi du marché)	13 000	16 000	11 000	14 000	13 000	13 913 -4,7%

<u>Carburant (Litre/100km)</u>						<u>Moyenne globale</u>
-1992	9	13	11	12	11	11,06
-2020 (débrouille)	8	11	10	11	10	9,77
-2020 (loi du marché)	7	10	9	9	9	8,70

Scénarios transport de fret

	OCDE Europe	Amérique du Nord	OCDE Pacifique	CIS	Europe Centrale et de l'Est	
<u>Fret total (Gtonnes.km)</u>						<u>Total et variation</u>
-1992	1 335	3 270	351	4 480	255	9 691
-2020 (débrouille)	2 246	5 269	651	4 275	326	12 767 +31,74%
-2020 (loi du marché)	3 063	6 846	841	8 352	647	19 749 +103,8%
<u>Quote-part du rail (%)</u>						<u>Part moyenne</u>
-1995	23	55	14	85	53	62,9%
-2020 (débrouille)	18	44	11	55	24	40,9% -35%
-2020 (loi du marché)	15	40	9	40	15	34,0% -46%
<u>Energie (MJ / t.km)</u>						
<u>Pour les camions</u>						
-1995	4,0	2,5	5,0	5,0	5,0	
-2020 (débrouille)	3,53	2,21	4,41	4,24	4,24	
-2020 (loi du marché)	3,11	1,95	3,89	3,73	4,73	
<u>Pour le ferroviaire</u>						
-1995	0,35	0,26	0,35	0,35	0,35	
-2020 (débrouille)	0,31	0,23	0,31	0,35	0,35	
-2020 (loi du marché)	0,27	0,20	0,27	0,31	0,31	

Le premier tableau révèle une augmentation attendue entre 50 et 100% du nombre de voitures en circulation dans le monde, avec un kilométrage moyen et une consommation qui diminuent un peu.

Le deuxième tableau nous montre l'énorme différence de consommation énergétique entre les transports de fret routier et ferroviaire, avec un rapport de 10 à 15 !...

Cela est logique lorsque l'on sait que :

- le roulement fer sur fer consomme 20% d'énergie en moins que le roulement pneu sur revêtement routier,
- le transport ferroviaire sur ligne électrifiée est le seul mode qui n'a pas son énergie à transporter,
- le transport ferroviaire électrifié a la possibilité de restituer du courant à la ligne dans les descentes ou les freinages,
- le transport ferroviaire a une vitesse plus régulière, moins hachée par d'incessants obstacles (feux de circulation, priorités, encombrements, etc.)

Le second tableau nous permet aussi de constater que , malgré cet avantage énorme de rendement énergétique du transport sur rail, sa quote-part diminue fortement, de 35% à 46% suivant le scénario.

Il nous montre enfin la croissance permanente du transport de fret, même dans le scénario où « des barrières commerciales entraînent les pays à se tourner vers eux-mêmes. »

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 25

Dans le contexte politique et énergétique actuel et compte tenu du croisement des courbes d'offre et de demande de pétrole dans les prochaines années, il y a de grandes chances que nous soyons plus proches des évaluations "débrouillardise" que des évaluations "au fil de l'eau" et que les pays qui s'en sortiront le mieux sont ceux qui auront eu l'intelligence de s'y préparer.

D'après les statistiques IEA et pour les 20 principaux pays, le partage des énergies de transport est : 80% route, 13% air, 4,4% rail et 2,6% eau.

En Europe :

En Europe, les transports terrestres (route + rail) consomment 86% de l'énergie totale du secteur transport, dont 98% sous forme de pétrole, représentant 55% de la consommation globale de l'UE.

Considérant le faible potentiel de substitution d'énergie à brève échéance, les transports routiers vont rester dépendants du pétrole, ce qui représente la principale cause de manque de flexibilité de la demande d'approvisionnement en pétrole brut.

Ces 20 dernières années, la consommation exprimée en litres aux 100km pour les VL en Europe et au Japon a baissé faiblement, (tandis qu'aux USA elle a chuté de 2% par an entre 1970 et 1990, mais elle augmente à nouveau désormais). Pourtant, durant la même période, les fabricants annonçaient une chute de 20% de la consommation officielle des VL.

L'écart important est dû au comportement de conduite non pris en considération dans les cycles officiels de test et à l'usage croissant d'équipements annexes tels que la climatisation, la direction et le freinage assistés, les gadgets électriques, la consommation plus importante d'éclairages plus puissants, etc.

Enfin, le marché évolue vers des véhicules plus spacieux. (minivan, 4X4, véhicules sportifs ou tout terrains)

La consommation théorique d'énergie des véhicules PL se situe entre 0,7 et 1,4MJ/tonne.km mais elle peut atteindre 5MJ/tonne.km pour les VUL (Véhicules Utilitaires Légers).

Consommations d'énergie du secteur transport en Europe, comparée à celle d'autres pays de L'OCDE (source : IEA/OCDE 1998 ;Energy balances)

	En Mtep, en1996	% augmentation 1996 / 1986
Etats-Unis	563	21
Canada	51	27
Japon	90	50
<u>Union Européenne</u>	293	32
TOTAL	1133	29

En Europe, (voir : http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/html/tomarpast.html)

Pour les VL, le produit "véhicules.km" augmente de 3,5% l'an depuis 20 ans. (1)

Pour les PL, le produit "véhicules.km" augmente de 4,8% l'an depuis 20 ans. (2)

- (1) **Causes** : changement de vie, baisse des prix des carburants, politique nationale encourageant la mobilité.
- (2) **Causes** : globalisation de l'économie, d'où : trajets plus longs pour accéder aux nouveaux marchés, croissance des échanges de produits manufacturés, livraisons juste à temps engendrant des transports moins volumineux et plus fréquents, centralisation des dépôts engendrant de plus grande distance de livraison.

En France

Energie consommée par les transports. (source DGEMP ; Observatoire de l'énergie)

Energie en Mtep	1973	1979	1985	1990	1996	2001	Evolution 2001/1973
Carburants véhicules	23,1	27,8	29,7	36,6	39,2	42,9	+86%
Carburants aviation	2	2,6	2,7	4	5,1	6,2	+210%
Fioul lourd	4,6	4	2	2,2	1,9	2,1	
Divers(GPL,FOD⁽¹⁾)	1,4	1,2	1	0,9	0,8	0,8	
Total Prod. Pétroliers	31	35,6	35,5	43,6	47,1	52	+67,75%
Electricité⁽²⁾	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	+50%
Consommation finale	31,6	36,2	36,1	44,3	47,9	52,9	+67,4%

(1)FOD =fioul domestique (2)=valorisation en tep : 0,086tep/MWh (voir page 17 en bas)

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 26

Le tableau ci-avant nous montre une augmentation de consommation de carburants fossiles de 68% entre 1973 et 2001, les 2 principales évolutions étant un presque doublement de la consommation des véhicules et plus qu'un triplement pour les carburants aviation.

Hors consommations internes de la branche énergie, les transports représentent 25% de la consommation énergétique. (source AFH2)

2) Coût des carburants

Voir, entre autres, : <http://europa.eu.int/comm/energy/library/commrev8.pdf>) : Rapport intitulé: « L'approvisionnement pétrolier de l'UE »

L'évolution des prix des carburants n'incite pas aux économies. En effet, malgré une forte augmentation du prix du brut, le prix des carburants, exprimé en €uros constants, a fortement baissé en 20 ans.

Prix en € / 1000 litres	Essence	Gazole hors taxes	Gazole à la pompe
Année 1981	1510	675	1092
Année 2000	1132	372	908

L'augmentation du parc de VL diesel et la moindre consommation des moteurs diesel par rapport aux moteurs à essence a encore accentué cette baisse du coût du km parcouru. Le Rapport de l'UE nous dit à ce sujet : « *Il convient de décourager la tentation d'amortir la hausse des prix par une réduction de la fiscalité.* » Cela n'a pas été le cas de la France ces dernières années.

Il faudrait aussi oser remettre en question la TIPP réduite pour les Poids Lourds et l'exonération totale des droits d'accises dont bénéficie la navigation aérienne en Union Européenne et qui est la cause d'une concurrence déloyale entre l'aérien et le rail.

3) Politique énergétique

Le rapport cité au paragraphe précédent nous alerte :

« Si la tendance actuelle se poursuit et en l'absence d'une politique forte d'amélioration de l'efficacité énergétique, la consommation intérieure brute de pétrole progresserait de 600Mtep / jour en 2000 à 660Mtep en 2020 et que 93% de cette augmentation serait attribuable au secteur des transports...Au plan de la structure de la consommation finale énergétique de pétrole dans l'UE, seul le secteur des transports devrait connaître une hausse significative de sa consommation, passant de 270Mtep en 2000 à 348Mtep en 2020.»

L'UE, dans ce même texte, envisage, à court et moyen terme, la relance du véhicule électrique, celle du GNV (gaz naturel pour véhicules) et des biocarburants.

Le document parle bien ensuite de la revitalisation du rail, du nécessaire rééquilibrage des modes de transport, à partir de « *solutions de financements originales faisant par exemple appel à des fonds d'investissements alimentés par une tarification des itinéraires routiers concurrents.* »

Lorsqu'on a vu, page précédente, les énormes gains énergétiques, supérieur à 10, du rail par rapport à la route, on est en droit de s'étonner du manque d'empressement, de volonté politique et d'entrain pour la reconquête du rail qui nous ferait faire de substantielles économies de pétrole et réduirait notre dépendance énergétique.

Si le rail reste tributaire de recherches de financements pour sa revitalisation, c'est parce qu'il ne peut s'autofinancer à cause de la concurrence de la route dont le développement a été financé sans obligation pour les routiers de payer l'équivalent de location de sillons. La concurrence aérienne est, elle aussi déloyale, le carburant aviation commerciale ne supportant pas de droits d'accises.

Dans le même esprit d'affranchissement et d'économie énergétiques, il faut électrifier la totalité du réseau ferré.

Sur ce sujet, le Rapport du Comité des Sages qui vient de paraître dans le cadre du Débat national sur les énergies reste très prudent : « *Le domaine des transports...soulève beaucoup de questions. Il ne saurait être résolu à la suite d'un seul débat...L'aspect énergétique, qu'il faut réussir à découpler de la croissance inéluctable des transports, n'est en effet que l'un des volets à examiner...Nous retiendrons donc que les questions sont complexes : elles impliquent de nombreuses rétroactions et nécessitent des analyses globales, intégrant le coût des externalités...* »

Il ne faudrait pas que le temps de la réflexion nous prive d'action !

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 27

4) Transports et ressources énergétiques

Alors qu'il est assez facile d'agir sur le résidentiel et le tertiaire pour réduire la consommation d'énergie fossile (chauffe eau solaire, géothermie associée à des pompes à chaleur, électricité d'origine éolienne et/ou photovoltaïque, constructions HQE...), il est extrêmement difficile d'agir sur les transports.

Examinons les types d'actions possibles :

-1) la biomasse

Jamais elle ne pourra remplacer les produits pétroliers. Il faudrait pour cela que la totalité des terres cultivées (13 millions de km² dans le monde) soit affectée à la biomasse.

(source :Hermann Scheer) D'autre part, compte tenu de l'énergie nécessaire pour les produire, (culture, engrais, ...) les rendements nets des biocarburants produits à partir de betterave, colza ou blé sont compris entre 10 et 50%. Cela ne pourra être qu'un appoint ne comblant même pas l'accroissement de consommation du trafic routier voyageur + fret.

-2) L'hydrogène

De nombreux articles présentent l'hydrogène comme le carburant de l'avenir. Il faut cependant se poser la question de son origine. Comme l'électricité l'hydrogène est un vecteur qu'il faut fabriquer. Actuellement, 96% de l'hydrogène fabriqué l'est par reformage à partir des produits pétroliers (gaz naturel ou méthanol). Cette solution ne permet donc pas de s'affranchir des produits pétroliers. Elle permettrait seulement de piéger le CO2 rejeté par le reformage, tout en sachant que cela majorera d'au moins 25% le prix de production.

Le moyen futur envisagé l'est à partir des centrales nucléaires. Or il faut savoir que les rendements pour le fabriquer ainsi sont très mauvais, de l'ordre de 25% et que pour faire rouler le parc de véhicules en circulation en France à partir de l'hydrogène nucléaire, il faudrait doubler le nombre de centrales nucléaires.

Il faut aussi savoir que :

- le stockage et le transport de l'hydrogène sont énergivores. (voir chapitre Hydrogène) son énergie volumique est faible.

- l'indispensable compression nécessite des réservoirs sous pression sur les véhicules, ce qui augmente le poids mort et la dangerosité.

- L'hydrogène peut aussi être obtenu à partir de la transformation thermochimique de matières organiques (biomasse), mais d'une part il est plus simple d'utiliser directement les biocarburants sur les véhicules et d'autre part nous avons vu ci-dessus que la totalité des surfaces cultivées n'y suffirait pas.

- L'hydrogène obtenu par électrolyse a un rendement désastreux : si 5kW sont nécessaire pour produire 1m³ d'hydrogène, on ne récupère que 1,8kW d'électricité dans une pile à combustible.

- 10 pays dont la France participent à une étude de co-génération sans CO2 d'hydrogène et d'électricité, à partir de réacteurs nucléaires travaillant à 1000°C et refroidis à l'hélium (par rapport aux réacteurs nucléaires actuels travaillant à 330°C et refroidis à l'eau pressurisée).

Reste à savoir quel pays acceptera le risque de mise en service de tels réacteurs VHTR (very high temperature reactors) dont le prototype ne pourrait de toutes façons pas voir le jour avant 2015.

- Le craquage catalytique de l'eau, à 700°C en présence d'un catalyseur n'est encore à l'heure actuelle qu'une hypothèse de recherche liée aussi aux réacteurs nucléaires VHTR.

En conclusion, nous voyons que l'hydrogène est encore loin d'être le carburant miracle de l'avenir. Certes des bus Citaro roulent déjà en version hydrogène, une pile à combustible de 200kW lui permettant d'assurer le transport de 60 passagers sur 200km, mais l'hydrogène provient toujours de produits fossiles. Certes Airbus a bien dans ses cartons une étude d'avion propulsé par des réacteurs modifiés pour fonctionner à l'hydrogène, mais il faudra loger l'hydrogène comprimé dans ses réservoirs. Et toujours fabriquer, transporter et stocker l'hydrogène, avec des rendements acceptables, à un coût abordable et dans des conditions de sécurité convenables.

Ces conditions sont très loin d'être réalisées et il y a peut-être plus d'avenir pour les produits fossiles ultimes, genre schistes bitumineux, sables asphaltiques et hydrates de gaz, mais qui seront source de CO2, à moins de les utiliser pour fabriquer de l'hydrogène !...

On tourne en rond !...Les vrais solutions semblent plutôt être le rail et le découplage entre croissance économique et transports en majorant considérablement le prix du transport.

Nota : Le transport fluvial et le cabotage maritime n'ont pas été abordés dans cette étude, mais il est évident qu'ils sont économes en énergie et donc à favoriser.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 28

Ressources énergétiques et Effet de serre

(source : <http://courses.washington.edu/me341/hw6sol.htm>)

Basé sur les réserves mondiales en pétrole en gaz et en charbon, ce document calcule l'augmentation du taux de CO2 dans l'atmosphère une fois que nous les aurons consommé.

-1) concernant le pétrole (tableau recalculé en unités classiques)

pétrole	Gtep	GteC	CO2 (en ppm)
---------	------	------	--------------

Ressources économiquement récupérables	187 d'après Bodansky	164	78
Réserves prouvées	137 d'après Hinrichs & Kleinbach	120	57

- GteC = Giga tonnes métriques de carbone, calculées sur la base de 7 parts de carbone en poids pour une part d'hydrogène.

- CO2 (ppmv) = l'augmentation de la concentration de CO2 dans l'atmosphère suite à la combustion de ce pétrole, calculée sur la base indiquée par Bodansky, à savoir que la combustion de 2,13 GteC augmente la concentration de CO2 dans l'atmosphère de 1ppm (une partie par million), en supposant que tout le CO2 émis dans l'atmosphère y reste. Actuellement, la concentration de CO2 dans l'atmosphère est de l'ordre de 370 ppm. Au début de l'ère industrielle cette concentration était d'environ 280 ppm.

-2) concernant le gaz naturel (tableau recalculé en unités classiques)

Gaz naturel	Tm ³	Gtep	GteC	CO2 (en ppm)
Ressources économiquement récupérables	269	224	143	67
Réserves prouvées	144	120	76	36

- Gtep = calculées sur la base de 1tep pour 1200 m³ de gaz
- GteC = calculées sur la base de :
0,7063 kg de gaz naturel par mètres cubes,
et sur la base de 75% en poids de carbone,
soit $269\ 000\text{Gm}^3 \times 0,707 \times 0,75 = 142,6$ et
 $144\ 000\text{Gm}^3 \times 0,707 \times 0,75 = 76,36$.
- CO2 = sur la base de 1ppm par 2,13 GteC.

-3) concernant le charbon (tableau recalculé en unités classiques)

Charbon	Gtonnes	Gtep	GteC	CO2 (en ppm)
Ressources, d'après Bodansky	9090	6000	5900	2770
Réserves prouvées	991	654	645	302

En considérant une moyenne de 65% de carbone dans le charbon, les autres composants étant : hydrogène, oxygène, sulfures, matières minérales et humidité.

En se basant sur les tableaux ci-dessus, l'épuisement des réserves prouvées à ce jour en pétrole et en gaz plus la consommation de 100Gtep de charbon, le tout sur les 40 années à venir nous amène à une augmentation du taux de CO2 dans l'atmosphère de : $57 + 36 + 46 = 139$ ppm. Or cette prévision est non seulement plausible mais probable et même optimiste si l'on se reporte aux § consommations des chapitres pétrole et gaz. (pages 7 et 8)

Connaissant la part des consommations des transports pour le pétrole, pour le gaz et pour l'électricité ex produits fossiles, il est possible d'estimer à plus de 30 ppm, soit plus de 20% la part de responsabilité des transports dans cette augmentation des ppm de CO2 dans l'atmosphère.

DARLY / FNAUT, Sept.2003, page 29

Conclusion

Dans sa conférence « Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050 », version octobre 2002, présentée à l'IFP à Solaize le 27 mars 2003 devant le député Jean Besson chargé de mission par le gouvernement dans le cadre du « Débat national

sur les énergies », Pierre-René Bauquis, ancien Directeur Stratégie et Planification du groupe Total, nous disait :

« L'acceptation ou non des risques liés à l'effet de serre, de ceux liés au nucléaire, de ceux liés aux transports individuels, détermineront la structure de nos consommations énergétiques dans un demi-siècle »

Il est possible d'ajouter à ces risques les raisons supplémentaires suivantes :

- augmenter notre autonomie énergétique,
- faire des économies budgétaires en agissant préventivement en vue d'une flambée des prix des ressources énergétiques fossiles,
- ne pas consommer le capital des générations futures.

Il y a, d'un point de vue global, une double action possible :

- 1) Faire des économies d'énergie,
- 2) Développer les énergies renouvelables.

En ce qui concerne les transports, cette étude nous a montré que le transport ferroviaire était une source considérable d'économie d'énergie, et en particulier la traction électrique.

Le manque de fiabilité, dans un proche futur, des ressources pétrolières et gazières, (et même le risque de manque tout court !...) doit nous inciter à ne plus faire d'investissements ni sur le routier, ni sur les aéroports, mais à tout reporter sur le ferroviaire électrifié et sur l'amélioration du cabotage maritime et fluvial.

Des efforts doivent aussi être fait pour que les concurrences entre modes de transport soient équilibrées, chaque mode payant son énergie, sa redevance d'emprunt d'infrastructures et ses coûts externes, sans favoritisme.

L'Allemagne décide avant la France la redevance au km sur son réseau routier. L'Allemagne décide avant nous de ne plus faire d'extensions d'aéroport et de reporter son trafic intérieur de l'aéroport de Frankfort sur des liaisons ferrées rapides. L'Allemagne développe à marches forcées son énergie renouvelable, en particulier éolienne, alors que la France est bien mieux placée géographiquement pour exploiter ce genre de ressource. L'Allemagne est montrée en exemple pour ses réseaux urbains et périurbains interconnectés grâce au tram-train.

Il serait temps que la France se réveille et cesse de miser les deux tiers de ses financements sur le routier.

Espérons que cette étude aidera élus, décideurs et citoyens à mieux appréhender les enjeux et à prendre les bonnes décisions.