



MICHEL GRENON



ENERGIE ET ENVIRONNEMENT

EN MEDITERRANEE



***ENJEUX
ET
PROSPECTIVE***

Les Fascicules du Plan Bleu

7

 **ECONOMICA**

**ENERGIE &
ENVIRONNEMENT**
EN MEDITERRANEE

Les fascicules du Plan Bleu
sous la direction de Michel Batisse

1. *Pêche et aquaculture en Méditerranée : état actuel et perspectives*
(Daniel Charbonnier *et al.*).
2. *Les forêts méditerranéennes : enjeux et perspectives*
(Henri Marchand *et al.*).
3. *Conservation des écosystèmes méditerranéens : enjeux et perspectives*
(François Ramade *et al.*).
4. *Industrie et environnement en Méditerranée : évolution et perspectives*
(Jacques Giri *et al.*).
5. *Les îles en Méditerranée : enjeux et perspectives* (Louis Brigand *et al.*).
6. *L'eau dans le bassin méditerranéen : situation et prospective*
(Jean Margat *et al.*).
7. *Energie et environnement en Méditerranée : enjeux et prospective*
(Michel Grenon *et al.*).
8. *Tourisme et environnement en Méditerranée : enjeux et prospective*
(Robert Lanquar *et al.*).

Programme des Nations Unies pour l'environnement

PLAN D'ACTION POUR LA MÉDITERRANÉE

Les Fascicules du Plan Bleu

7

ENERGIE ET ENVIRONNEMENT EN MEDITERRANEE

ENJEUX ET PROSPECTIVE

par

Michel Grenon *et al.*

Préface de
Michel BATISSE



ECONOMICA

49, rue Héricart, 75015 Paris

Centre d'Activités Régionales
du Plan Bleu pour la Méditerranée
Sophia Antipolis - France

Ce fascicule est publié sous l'égide du Programme des Nations Unies pour l'environnement dans le cadre du Plan d'Action pour la Méditerranée (PAM). Ce plan, adopté en 1975, est mis en œuvre de façon collective par l'ensemble des pays riverains de la Méditerranée et la Communauté économique européenne, qui en assurent la supervision et la majeure partie du financement. Le PAM comporte plusieurs éléments et notamment un travail d'analyse prospective sur l'évolution des rapports entre population, ressources, environnement et développement dans l'ensemble du bassin méditerranéen, appelé le Plan Bleu. Le rapport principal sur les scénarios élaborés pour cette analyse a été publié en 1989 sous forme d'un ouvrage intitulé :

Le Plan Bleu : Avenirs du bassin méditerranéen

sous la direction de Michel Grenon et Michel Batisse,

xviii + 442 pp., 69 figures, 59 tableaux

Economica, 49, rue Héricart, 75015 Paris.

Le rapport principal est également publié en anglais :

Futures for the Mediterranean Basin : The Blue Plan.

Edited by Michel Grenon & Michel Batisse

xviii + 280 pp., 69 figures; 68 tables.

Oxford University Press, Oxford OX26DP

Il a été aussi publié en arabe par les soins de Edifra, 22, bd Poissonnière, 75009 Paris, et en espagnol par les soins du Ministère des Travaux Publics et des Transports, Madrid.

*
* *

En complément de ce rapport, un certain nombre de "fascicules" thématiques portant sur les grands secteurs de l'économie et sur les principaux milieux géographiques de la région méditerranéenne sont préparés et publiés de façon échelonnée dans la série des "**Fascicules du Plan Bleu**".

Les travaux relatifs au Plan Bleu sont réalisés par le Centre d'Activités Régionales du Plan Bleu pour la Méditerranée (CAR/PB), association de droit français dont l'objet est d'apporter un appui scientifique et logistique à ce programme. Le fonctionnement du CAR/PB est assuré principalement grâce à l'appui financier du Ministère français de l'Environnement.

L'Unité de Coordination du PAM est installée à Athènes, Vassileos Konstantinou 48, GR 11610, Athènes, Grèce.

Le CAR/PB est installé Place Sophie-Laffitte, à Sophia-Antipolis, 06560 Valbonne, France (Tél. 93.65.39.59 – Fax 93.65.35.28).

Table des matières

Préface	vii
Introduction	1
Chapitre I. Situation de l'énergie en Méditerranée	5
1. Les consommations	7
2. Les productions	14
3. Réserves, ressources et potentiels	16
Chapitre II. Energie et environnement	33
1. Impacts sur l'air et sur l'eau	33
2. Energie et espaces méditerranéens	34
3. Les impacts climatiques de l'énergie	38
Chapitre III. Développement pétrolier et environnement en Méditerranée	51
1. Exploration et production dans le bassin méditerranéen	52
2. Les mouvements d'hydrocarbures	57
3. Le raffinage	66
Chapitre IV. La production d'électricité et l'environnement en Méditerranée	73
1. Le charbon	74
2. Le gaz naturel	83
3. Le nucléaire	87
4. Besoins en eau des centrales thermiques et nucléaires	92
5. Besoins en territoire des centrales thermiques et nucléaires ..	95
6. Les énergies renouvelables et l'électricité	96
7. Les interconnexions et les échanges d'électricité	106
Chapitre V. La maîtrise de l'énergie	111
1. L'approche par l'intensité énergétique	112
2. Les potentiels d'économie d'énergie	116

3. Le rôle des énergies renouvelables	119
4. Enjeux de la maîtrise de l'énergie	121
Chapitre VI. Des scénarios énergétiques à moyen et long terme	125
1. A propos de scénarios	125
2. Les scénarios du Plan Bleu	127
3. Un scénario "projectif" à moyen et long terme	130
4. Des scénarios alternatifs	134
5. Scénarios et climats	137
Chapitre VII. Conclusions et orientations pour l'action	141
1. Recherche scientifique et modélisation	143
2. Réserves et ressources énergétique	143
3. Développement des énergies renouvelables	145
4. Nucléaire	146
5. Interconnexions	146
6. Utilisation et maîtrise de l'énergie	147
7. Energie et climats	148
8. Coopération intraméditerranéenne	149
Annexes	
1. Références bibliographiques	153
2. Quelques adresses utiles	157
3. Les scénarios du Plan Bleu	167

Préface

La présente publication, ainsi que toutes celles qui paraissent dans la série des "Fascicules du Plan Bleu", ne constitue pas seulement une mise au point sur le thème dont elle traite, et qui fait peut-être l'objet d'autres ouvrages plus techniques ou plus détaillés. Elle s'inscrit surtout dans un cadre conceptuel et institutionnel particulier qu'il importe de retracer brièvement, afin de bien saisir sa portée et son originalité. C'est le but principal de cette préface, qui évoque d'abord le Plan d'Action pour la Méditerranée, qui rappelle la nature du Plan Bleu et de ses différents scénarios pour l'avenir, qui indique pourquoi et comment sont préparés les fascicules, et précise en particulier le contenu et la source du présent travail.

Le Plan d'Action pour la Méditerranée

Inquiets de voir se dégrader la mer qui constitue leur lien naturel et leur bien commun, les pays riverains de la Méditerranée, réunis à Barcelone au début de 1975 sous l'égide du Programme des Nations Unies pour l'environnement, décidèrent de lancer un "Plan d'Action" et de signer une "Convention pour la Protection de la Mer Méditerranée contre la Pollution". Depuis lors, la Convention est entrée en vigueur et a été assortie d'un certain nombre de protocoles, portant sur les opérations d'immersion effectuées par les navires, sur la lutte contre la pollution par les hydrocarbures, sur la protection contre la pollution d'origine tellurique, ou sur l'établissement et la gestion d'aires spécialement protégées. Quant au Plan d'Action pour la Méditerranée (PAM), il est mis en œuvre de façon continue par les soins d'une Unité de Coordination située à Athènes, son contenu et son financement étant décidés par des réunions biannuelles des Etats parties à la Convention de Barcelone. Il y a lieu de souligner qu'il s'agit là du seul mécanisme de coopération régionale auquel participent tous les pays riverains de la Méditerranée sans exception, ainsi d'ailleurs que la Communauté Economique Européenne, et que ce mécanisme fonctionne convenablement depuis une quinzaine d'années en dépit des difficultés d'ordre politique ou économique de cette région.

Le PAM est en premier lieu destiné à faciliter la mise en œuvre effective des protocoles de la Convention. C'est pourquoi il accorde une place importante à l'étude et à la surveillance continue de la pollution marine sous ses diverses formes et selon ses sources multiples. Ces activités de recherche, de

formation de spécialistes, d'évaluation de l'état de la mer, de coordination et d'assistance aux laboratoires de la région, ainsi que de fixation de mesures de contrôle communes, constituent un large programme appelé MEDPOL. Cependant, dès l'origine du PAM, certains présentaient déjà qu'en réalité, la mer Méditerranée souffrait surtout de ce qui se passait à terre, et que c'étaient les activités terrestres plutôt que marines des pays riverains qui faisaient courir, non seulement à la mer elle-même mais aux espaces côtiers et aux régions qui l'entourent, les dangers les plus graves. C'est ce pressentiment qui fut à l'origine des éléments "socio-économiques" du PAM. L'un de ces éléments porte sur un ensemble d'activités de caractère pratique dans des domaines intéressant l'environnement et où peut s'exercer une coopération technique entre pays méditerranéens : c'est le Programme d'Actions Prioritaires, mis en œuvre à partir d'un centre d'activités régionales du PAM situé à Split, (Croatie). L'autre élément, fondé sur la prospective et l'analyse de systèmes, est le Plan Bleu, qui est réalisé par un autre centre d'activités régionales installé à Sophia-Antipolis, près de Nice, en France.

Le Plan Bleu et sa démarche

L'objectif de base assigné au Plan Bleu est de "mettre à la disposition des autorités responsables et des planificateurs des différents pays de la région méditerranéenne des renseignements qui leur permettent d'élaborer des plans propres à assurer un développement socio-économique optimal soutenu sans entraîner une dégradation de l'environnement". Ainsi, ce travail n'a jamais été envisagé comme un plan, au sens d'un instrument contraignant de planification économique plus ou moins centralisée pour l'ensemble du bassin, mais plutôt comme un outil destiné à explorer et à expliciter l'évolution des relations systémiques entre la population, les ressources naturelles, l'environnement et le développement. Il porte de ce fait beaucoup plus sur ce qui se passe dans les pays que sur la mer elle-même et n'est donc qualifié de "bleu" que de façon un peu symbolique.

La méthode choisie pour cet exercice de prospective a consisté à élaborer un certain nombre de "scénarios" fournissant des images possibles du futur à l'horizon 2000 – horizon maintenant très proche et pour lequel les dés sont quasiment jetés – et à l'horizon 2025, pour lequel de larges options demeurent ouvertes, mais qui n'est cependant pas très éloigné quand on songe à la lenteur des changements de comportement qui seront nécessaires, ou au temps requis pour obtenir des résultats en matière d'environnement, par exemple dans le reboisement, la lutte contre l'érosion ou l'assainissement des milieux récepteurs de rejets. Selon des jeux cohérents d'hypothèses concernant les évolutions démographiques, les stratégies de développement et la croissance économique, les politiques d'environnement et de gestion de l'espace, et le niveau de coopération intra-méditerranéenne, les différents scénarios retenus par le Plan Bleu ont ainsi exploré les avenir possibles du "système méditerranéen", c'est-à-dire à la fois l'agriculture, l'industrie, l'énergie, le tourisme, les transports, l'urbanisation, et leurs interactions avec les sols, les forêts, les eaux continentales, le littoral et la mer. Les hypothèses portant

sur la population ou la croissance sont quantitatives. Celles ayant trait aux choix stratégiques ou à l'environnement sont qualitatives.

Deux types de scénarios ont été élaborés. D'une part, des *scénarios tendanciels*, fondés sur un développement mondial à croissance plus ou moins accentuée mais qui décrivent des évolutions ne marquant pas de fortes ruptures par rapport aux tendances stratégiques actuelles et qui se situent en deça ou au-delà d'un *scénario tendanciel de référence* (*scénario T1*) ; lequel enregistre essentiellement le prolongement des courbes actuelles. D'autre part des *scénarios alternatifs*, où l'on s'écarte délibérément des tendances observées jusqu'ici, et qui sont caractérisés par une attitude plus volontariste des gouvernements méditerranéens, tant en ce qui concerne leurs stratégies de développement et leurs politiques environnementales que l'importance donnée à une coopération intraméditerranéenne effective.

Des images possibles de l'avenir

Ces études prospectives ont permis de dégager des tableaux assez précis et assez contrastés de l'avenir pour les différents secteurs d'activité ou les différents milieux, selon les jeux d'hypothèses choisis dans les scénarios. Le rapport principal sur ces travaux a été récemment publié sous le titre "Le Plan Bleu : Avenirs du Bassin Méditerranéen" par les éditions Economica (Paris). Il a été également publié en anglais par Oxford University Press, en arabe par Edifra, et en espagnol par le Ministère espagnol des travaux publics. Seule la consultation de cet ouvrage permet de saisir l'ensemble complexe des options qui s'offrent pour l'avenir des méditerranéens, de leur environnement et de leur développement. Il importe cependant de rappeler schématiquement ici les grandes lignes des conclusions atteintes selon les différents scénarios élaborés par le Plan Bleu.

Dans un *scénario de faible croissance économique, dit tendanciel aggravé T2*, moins favorable que le scénario tendanciel de référence, une croissance lente de l'économie mondiale se traduirait par une croissance économique également lente à l'échelle méditerranéenne à cause des interdépendances de la région vis-à-vis des autres régions, et ces conditions de développement affecteraient pratiquement tous les secteurs. A la stagnation des pays du Nord du bassin correspondraient d'énormes difficultés de développement pour les pays du Sud et de l'Est, au point que certains pays verraient décroître les niveaux de production et de consommation par tête dans des secteurs aussi vitaux que la production agricole ou la consommation d'énergie, ce qui signifierait une dégradation progressive de leurs conditions socio-économiques. Le financement de la croissance industrielle serait freiné par le manque de moyens et par le poids d'une dette persistante. La sauvegarde de l'environnement bénéficierait de peu de moyens d'intervention ou de prévention, se traduisant par des mesures au coup par coup, tardives et insuffisantes, dans le cadre de réglementations mal appliquées et avec des réticences à tous les niveaux. Une des évolutions les plus préoccupantes serait la disparition progressive de nombreuses forêts (bois de feu et surpâturage) entraînant une érosion parfois irréversible des sols, et perturbant les régimes d'écoulement et de

régulation des eaux. Les terres marginales des pays du Sud et de l'Est seraient soumises à de fortes pressions, conduisant à leur dégradation, et les ressources en eau des grandes régions agricoles des pays du Nord seraient menacées par une pollution croissante (azote des engrais). En revanche, certaines pressions et pollutions seraient moindres que pour d'autres types de développement, à cause de la stagnation ou de la faible croissance des activités économiques. La population atteindrait son niveau maximum, les classes en âge de travailler, très nombreuses dans les pays du Sud, se heurtant à un insurmontable sous-emploi. La croissance urbaine atteindrait, elle aussi, son niveau maximum (en chiffres absolus), les villes souffrant de services mal assurés et de conditions sanitaires préoccupantes.

En fait, dans ce scénario, il est vraisemblable, sinon certain, que de graves ruptures, sociales ou géopolitiques, se produiraient bien avant l'horizon 2025 et obligerait à infléchir nettement les politiques et les comportements, c'est-à-dire à "changer de scénario".

La reprise dans les années 90 de la croissance économique à l'échelle mondiale et une meilleure coordination entre les grands partenaires (Etats-Unis-Europe-Japon) auraient un effet certain d'entraînement sur les économies des pays du bassin méditerranéen (*scénario de forte croissance économique, dit tendanciel modéré T3*). Les pays de la Communauté européenne, par exemple, gagneraient en moyenne un demi-point de croissance – ce qui est important sur quatre décennies – et influenceraient positivement le développement des autres pays du bassin. Dans les pays du Sud et de l'Est, les gains globaux de production seraient renforcés par une croissance moins vive des populations (totales et urbaines) conduisant à des améliorations sensibles des indicateurs socio-économiques par habitant, c'est-à-dire du bien-être économique et social. Les rendements agricoles y seraient pratiquement doublés d'ici 2025, une partie des productions d'une agriculture fortement intensifiée étant orientée vers les marchés européens et internationaux, dans un climat général de croissance des échanges. Les industries des pays du Nord du bassin accroîtraient leur spécialisation dans les secteurs de pointe, alors que les industries de base et de biens manufacturés et agro-alimentaires des pays du Sud et de l'Est connaîtraient un développement spectaculaire, au point de dépasser après 2000 les niveaux de production des pays du Nord. L'intensification de l'agriculture elle-même induirait dans ces pays une forte demande industrielle : engrais, tracteurs, machines, etc. Tout conduirait à une forte croissance des consommations d'énergie (supérieures d'environ 70 % au scénario précédent) et notamment de l'électricité, faisant appel à toutes les sources possibles.

Bien que les moyens législatifs et financiers et les outils techniques d'intervention pour la sauvegarde de l'environnement et des milieux soient plus aisément disponibles, ce scénario s'est révélé paradoxalement le plus menaçant pour l'environnement, à cause du niveau élevé de toutes les activités économiques et des retards à la mise en application de mesures qui, de toute façon, visent à combattre les effets de la pollution à posteriori plutôt que de la prévenir. Dans ce type de croissance insuffisamment soucieux de l'environnement, les pressions sur le littoral seraient particulièrement graves,

sinon impossibles à maîtriser, la plupart des activités s'y étant concentrées, et y suscitant des conflits aigus d'utilisation (certaines utilisations étant mutuellement exclusives). Des ruptures économiques et plus encore d'irréversibles dégradations écologiques seraient les signaux d'alarme de menaces plus lointaines, mais plus graves encore.

Ces deux types extrêmes de scénarios tendanciels ont montré les difficultés du développement, surtout pour les pays du Sud et de l'Est du bassin méditerranéen, dans un climat international de vive concurrence, que la croissance économique soit lente ou au contraire vigoureuse (avec ses effets pervers), ce qui se traduit par une attention insuffisante portée à l'environnement. En permettant une meilleure répartition des efforts, un partage des connaissances et des expériences, et une organisation des marchés, la coopération internationale dans un monde multipolaire plus équilibré et surtout une coopération intra-méditerranéenne plus effective pourraient donner une impulsion nouvelle aux économies et aux sociétés de la région. Cette volonté de coopération est la caractéristique principale des scénarios alternatifs, l'un fondé sur une forte coopération Nord-Sud (*scénario alternatif de référence A1*) où la Communauté européenne joue un rôle d'entraînement plus marqué, l'autre sur une coopération sous-régionale Sud-Sud par groupes de pays, tels que le grand Maghreb, (*scénario alternatif avec agrégation A2*).

Ces scénarios comporteraient une forte croissance agricole, allant jusqu'au triplement des productions de 1985 à 2025 pour certains pays. La croissance industrielle au Sud et à l'Est serait forte et équilibrée pour les principales branches, incluant une composante d'exportation de produits manufacturés vers les pays du Nord du bassin, particulièrement marquée dans le cas d'une forte coopération Nord-Sud, ou davantage basée sur les complémentarités régionales en cas de coopération prépondérante Sud-Sud. Comme pour les scénarios tendanciels, les fortes croissances industrielle, agricole, des transports, etc., induiraient des consommations élevées d'énergie, mais avec deux différences majeures : une plus grande attention serait donnée aux économies d'énergie et une préférence serait marquée pour certaines sources (gaz naturel et énergies renouvelables). Les relations Nord-Sud ou Sud-Sud ainsi que l'amélioration des revenus et des conditions de vie seraient favorables au tourisme, qui connaîtrait son plus fort développement (pouvant atteindre 700 millions de touristes au total, n'excluant pas des risques de rejet par les populations d'accueil), avec une croissance vigoureuse du tourisme national.

En plus de la coopération internationale Nord-Sud ou Sud-Sud, les scénarios alternatifs se distinguent aussi par une approche complètement différente des problèmes d'environnement : internalisation des coûts de protection, prise en compte des facteurs environnementaux dans les mécanismes de prise de décision, moindre centralisation mais meilleure coordination des actions, association des populations aux décisions et à la gestion, etc. Les forêts, les sols et les eaux y sont considérés comme des écosystèmes constituant une seule ressource, protégée et gérée comme telle. De même, le littoral ferait l'objet d'une planification intégrée, associant l'ensemble des acteurs et les trois niveaux de développement : local, régional et national. L'intensification de l'agriculture se faisant avec la recherche de la meilleure efficacité d'utilisa-

tion des intrants, l'industrialisation recourant aux procédés les moins polluants, l'énergie privilégiant les filières les plus appropriées, le tourisme étant mieux réparti dans le temps et dans l'espace, l'urbanisation s'appuyant sur un réseau équilibré de villes moyennes, l'emploi bénéficiant de la dynamique (favorisée) des petites et moyennes entreprises, les impacts sur les milieux et les ressources seraient alors réduits.

Ces quelques indications sur les images fournies par la prospective du Plan Bleu montrent bien que les scénarios tendanciels sont des scénarios instables, soit par la dégradation croissante des conditions socio-économiques d'un certain nombre de pays (aggravant l'instabilité géopolitique du bassin méditerranéen), soit par la dégradation accélérée des milieux et des ressources naturelles.

Seuls les scénarios "alternatifs" semblent pouvoir concilier croissance économique et sauvegarde de l'environnement à long terme, c'est-à-dire assurer, dans l'esprit de la Conférence de Rio, un *développement durable*, en entendant par là un type de développement qui s'efforce de répondre aux besoins essentiels de l'ensemble des générations actuelles sans compromettre, par ses effets sur l'environnement et les ressources naturelles, la capacité des générations futures de répondre à leurs propres besoins. Plus que dans les taux de croissance, les clés de tels scénarios résident en une plus forte coopération méditerranéenne et en une gestion intégrée des milieux dans les processus du développement.

Enfin, il apparaît dans tous les scénarios, qu'au-delà de l'an 2000, l'accroissement démographique prévisible changera jusqu'à la dimension même des problèmes pour la plupart des pays du Sud et de l'Est du bassin méditerranéen. Quel que soit le scénario, il faudra y augmenter impérativement les productions par une plus grande technicité basée sur une meilleure connaissance scientifique et sociologique, en y associant étroitement les populations ; ou réduire fortement la croissance démographique ; et de préférence agir délibérément dans ces deux directions à la fois.

Le cadre géographique

Les conclusions qui viennent d'être esquissées intéressent la totalité du territoire des pays méditerranéens. C'est en effet au niveau national que sont définies les grandes stratégies économiques et que sont édictées les lois et les règlements qui affectent l'évolution démographique ou qui régissent la protection de l'air, de l'eau ou des sols. C'est à ce niveau aussi que sont disponibles, sur une base comparable, les indices et les statistiques économiques. Les scénarios du Plan Bleu qui viennent d'être évoqués, et qui sont décrits avec plus de détail en annexe, se distinguent donc au premier chef par des configurations démographiques, macro-économiques et politiques au niveau des pays riverains de la Méditerranée pris dans leur totalité. Pour cette raison, ils ne peuvent pas toujours refléter de façon complète la spécificité des régions proprement méditerranéennes de ces pays.

Mais comment définir ces régions ? On voit bien que pour la France ou le Maroc, par exemple, les zones que l'on peut qualifier de méditerranéennes ne

représentent qu'une portion assez faible du pays. La situation paraît inverse pour des pays comme la Grèce ou la Tunisie. En réalité il n'y a pas de délimitation universellement valable ou universellement acceptée de la "région méditerranéenne". La mer elle-même est juridiquement définie par la Convention de Barcelone comme s'étendant de Gibraltar aux Dardanelles. Du point de vue géologique, on se trouve en présence d'une zone fortement fragmentée, au carrefour d'un ensemble complexe de plaques tectoniques conduisant à une activité sismique et volcanique importante et à un relief tourmenté tout au long des côtes sauf sur quelques deltas. Cependant la véritable unité de la région méditerranéenne est plutôt son climat, caractérisé par des étés chauds, marqués d'une période de sécheresse pouvant s'étendre sur plusieurs mois, et des hivers doux à précipitations plus ou moins irrégulières. Ce climat se retrouve dans d'autres parties du monde (Californie, Chili, Afrique du Sud, Australie). Il est associé à une flore typique et particulièrement riche. Il présente cependant des contrastes notables entre le Nord et le Sud ou entre l'Est et l'Ouest du bassin et n'offre pas à lui seul de délimitation pratique pour l'ensemble des pays riverains puisqu'on le trouve jusqu'en Irak ou au Portugal.

Dans ces conditions, afin de dégager les évolutions intéressantes plus particulièrement le bassin méditerranéen, on a été amené pour les scénarios du Plan Bleu à adopter plusieurs niveaux géographiques d'étude selon la nature des problèmes considérés. Outre le niveau national déjà mentionné, ces niveaux d'analyse sont les suivants :

- le bassin hydrologique, constitué par l'ensemble des bassins versants des fleuves se jetant dans la Méditerranée ; ce cadre est particulièrement propice pour tout ce qui touche à l'eau (ressources, pollution, irrigation, érosion, etc.) ; il doit être cependant corrigé pour le Nil, qui n'est pris en compte qu'en aval du barrage d'Assouan ;

- la mosaïque des unités administratives des pays riverains qui bordent la côte et pour lesquelles des données statistiques comparables sont disponibles ; cette délimitation souffre de l'hétérogénéité de ces unités administratives, plus ou moins étendues selon les pays, mais offre le seul cadre pratique permettant d'analyser les questions de population, d'urbanisation, d'utilisation des terres, etc. ;

- enfin la frange littorale elle-même, étroite bande terrestre et maritime plus ou moins marquée mais n'excédant pas quelques kilomètres, où ont tendance à se concentrer toutes les pressions humaines et où se joue, plus que sur la mer elle-même, l'avenir de l'environnement méditerranéen.

Les fascicules du Plan Bleu

En raison même de leur approche systémique globale portant sur l'ensemble des secteurs économiques et des milieux géographiques pour la totalité du bassin, les scénarios du Plan Bleu ne pouvaient guère entrer dans le détail de la problématique et des évolutions relatives à chacun de ces secteurs et chacun de ces milieux au niveau des seules régions méditerranéennes. Dans le même temps les études nécessaires à la préparation des scénarios ont permis

de rassembler des données et des informations nombreuses et d'effectuer des recherches particulières qui n'ont évidemment pu être toutes relatées dans le rapport principal. C'est ainsi que dans ce rapport, la forêt méditerranéenne par exemple, dont le rôle écologique est considérable, ne fait l'objet que d'une analyse prospective demeurant assez générale, ou que les îles méditerranéennes, avec leurs problèmes très particuliers, ne sont mentionnées que de façon succincte.

Il est donc apparu qu'il serait utile, aussi bien pour les spécialistes que pour les décideurs, d'utiliser le matériel et l'expérience accumulés par le Plan Bleu pour creuser plus avant la problématique et l'évolution de chaque secteur et de chaque milieu en se concentrant sur les régions méditerranéennes proprement dites. Tel est l'objet des "Fascicules du Plan Bleu".

Chaque fascicule peut être lu tout à fait indépendamment du rapport principal sur les scénarios, bien qu'il s'appuie sur ces derniers dans sa partie prospective. Ainsi les fascicules constituent-ils autant de "lectures" du Plan Bleu du point de vue spécialisé de leur sujet. Pour chaque fascicule, on a fait appel à un auteur principal, choisi en fonction de sa compétence et de sa notoriété et ayant le plus souvent été associé à la construction des scénarios. Le projet de texte préparé par cet auteur principal a été ensuite soumis pour commentaires et critiques à un certain nombre de spécialistes du sujet de différents pays méditerranéens ainsi qu'à des experts des organisations internationales concernées. La cohérence des analyses avec celles qui résultent des scénarios a également été assurée. Bien que présenté sous la signature de l'auteur principal, chaque fascicule représente donc en fait le fruit d'un travail collectif, s'efforçant à une analyse objective du sujet et des enjeux qu'il comporte. Ainsi chaque fascicule viendra-t-il constituer un complément organique au rapport principal, et l'ensemble des fascicules – qui sont publiés de façon échelonnée – devrait former, avec ce rapport, le legs écrit durable des travaux du Plan Bleu à l'intention des décideurs, des planificateurs, des chercheurs, des enseignants, des étudiants, et de tous ceux que préoccupe l'avenir du bassin méditerranéen.

Le fascicule sur l'énergie

Le fascicule présenté ici porte sur l'énergie en région méditerranéenne et sur ses rapports avec l'environnement, tant en ce qui concerne la situation présente que les évolutions prospectives possibles à moyen et long terme.

L'énergie, qui se situe au cœur de toutes les activités de production et de transport et joue dans le même temps un rôle majeur dans la vie domestique, constitue l'un des secteurs identifiés comme un "sous-système" dans le Plan Bleu, au même titre que l'industrie ou l'agriculture. Pour cette raison, le Plan Bleu lui-même n'a pas manqué d'intégrer les considérations énergétiques dans sa réflexion prospective d'ensemble sur le bassin méditerranéen et comporte ainsi un important chapitre sur le sujet. Cependant, comme pour les autres secteurs économiques, il a paru nécessaire de consacrer à la problématique énergétique en Méditerranée et aux changements qui peuvent l'affecter au plan technologique comme au plan des comportements et des réglementa-

tions, l'étude plus spécifique qui est publiée ici. Il importe en effet de dégager clairement les lignes de force qui perdurent et les options qui s'offrent dans ce secteur clé de l'activité humaine, dont l'évolution est aujourd'hui marquée par les risques réels ou probables qu'il fait peser sur l'environnement, tant au niveau local qu'au niveau régional ou global.

Ces interactions entre énergie et environnement sont de natures très diverses et sont avant tout fonction des filières de production choisies. A cet égard, il n'y a malheureusement pas de solution miracle en vue et la seule formule pleinement satisfaisante est la recherche vigoureuse d'économies d'énergie, formule qui n'est encore que très insuffisamment suivie y compris dans le contexte du lancinant problème des transports urbains et routiers. En effet, aucune forme de production ou d'utilisation d'énergie n'est neutre par rapport à l'environnement. Toutes présentent certains avantages, mais aussi des inconvénients plus ou moins graves ou plus ou moins immédiats. Les énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz), qui forment l'essentiel de la consommation, sont à l'origine de pollutions et de risques bien connus mais que l'on ne maîtrise pas encore totalement, comme en témoigne amplement l'actualité. De son côté l'énergie nucléaire, dont l'emploi demande des compétences technologiques avancées, continue à poser problème, sinon en ce qui concerne le fonctionnement même des centrales dotées d'enceintes de confinement, du moins par les déchets qu'elles produisent, ainsi que par les impératifs de sécurité politique et militaire qu'exige cette filière. De leur côté, les énergies renouvelables sont encore bien loin d'être suffisantes pour pouvoir faire face aux énormes besoins des sociétés industrielles, et elles ne vont pas sans quelques inconvénients pour l'environnement, qu'il s'agisse des barrages hydroélectriques ou même des installations solaires et éoliennes au cœur des paysages.

Pendant le débat sur l'énergie a récemment pris un jour nouveau, avec la crainte d'un réchauffement climatique par effet de serre dû, notamment, à l'accroissement de la teneur en gaz carbonique de l'atmosphère. Il s'agit là d'un phénomène planétaire, qui concerne tous les pays, et le risque encouru paraît suffisamment sérieux pour que, en l'absence de certitudes scientifiques absolues, soit appliqué le "principe de précaution". En l'occurrence, l'ensemble des pays membres des Nations Unies a donc adopté en juin 1992, à l'occasion de la Conférence de Rio sur l'environnement et le développement, une Convention mondiale sur les changements climatiques dont l'objectif est de réduire les émissions de gaz carbonique et de les ramener le plus rapidement possible, dans les pays industrialisés, à leur niveau de 1990. Même si cet objectif risque fort de ne pas être atteint, il est clair que la Convention va affecter considérablement les politiques énergétiques de tous les pays en ce qui concerne l'utilisation du charbon, du bois, du pétrole et du gaz, en favorisant sans doute dans un premier temps cette dernière source qui, à énergie égale, rejette environ deux fois moins de gaz carbonique que le charbon et 30 % de moins que le pétrole.

Dans la délicate négociation mondiale qui va se développer à propos de la mise en œuvre de cette Convention, les pays méditerranéens ne jouent pas un rôle particulier et ils seront donc plus ou moins amenés à suivre le mouve-

ment général. Il en va plus ou moins de même pour les autres aspects des rapports entre énergie et environnement, les problèmes posés dans la région n'étant guère différents de ce qu'ils sont ailleurs. Mais la Méditerranée présente au moins trois traits spécifiques qui donnent à ces rapports et à la situation qui en résulte, une originalité et une importance particulières.

En premier lieu, la région méditerranéenne est caractérisée par un ensoleillement abondant, et offre donc des conditions très propices au développement d'une énergie solaire qui pourrait demain jouer un rôle beaucoup plus considérable qu'aujourd'hui. En particulier, dans les arrière-pays méditerranéens, qui sont le plus souvent montagneux ou désertiques et relativement peu peuplés, la production décentralisée d'énergie solaire offre un intérêt notable. En tout état de cause, les pays de la région seraient avisés de ne pas négliger les travaux qui se font dans le domaine solaire.

En second lieu, la Méditerranée comporte, au Nord, un groupe de pays industrialisés fortement consommateurs d'énergie, faisant face, au Sud, à un certain nombre de pays en développement qui sont, pour quelque temps au moins, exportateurs de pétrole et de gaz. Le secteur de l'énergie fait donc l'objet d'une complémentarité d'intérêts entre les deux rives et constitue ainsi l'un des fondements les plus fermes de la coopération Nord-Sud dans la région. Le Plan Bleu a amplement montré que, sans le développement délibéré d'une telle coopération, la stabilité économique, écologique, sociale et politique ne pouvait y être assurée. Voici donc un domaine de choix où les liens déjà établis peuvent être renforcés.

Enfin, en troisième lieu, mais ici de façon négative, la Méditerranée, mer quasiment fermée et sans fortes marées, se trouve sillonnée par un trafic extrêmement dense de transports d'hydrocarbures, originaires en partie du Sud du bassin (Algérie, Lybie, Egypte), mais surtout du Moyen Orient, d'où ils arrivent par le canal de Suez et par les terminaux de pipeline des côtes du Levant. Quant on songe au mauvais état croissant d'un grand nombre des pétroliers qui fréquentent cette mer aux rivages fragiles et à l'augmentation prévisible du trafic, on peut craindre que les dispositifs réglementaires théoriquement en vigueur ainsi que les moyens d'assistance et de lutte existants ne demeurent très insuffisants.

Ce fascicule du Plan Bleu met naturellement l'accent sur ces trois spécificités du bassin. Comme les autres fascicules, il s'attache à analyser plus particulièrement les problèmes qui affectent les régions méditerranéennes proprement dites des pays riverains. Cependant, l'énergie se transporte très facilement et les données statistiques de production portent nécessairement sur la totalité des pays plutôt que sur leur partie littorale. Les chiffres retenus ici, tant pour les consommations que pour les productions, ont été entièrement actualisés par rapport au Plan Bleu lui-même. En outre, une approche originale a été recherchée dans la partie prospective, se fondant sur deux scénarios contrastés. Ainsi le fascicule apporte-t-il une vision nouvelle du sujet, tenant compte en particulier des évolutions réelles qui se sont dégagées depuis 1985 ainsi que des négociations internationales se poursuivant pour la mise en œuvre de la Convention sur les changements climatiques, notamment dans le cadre de la Communauté Européenne.

On peut espérer que ce fascicule incitera tous ceux que concerne la production et la consommation de l'énergie à mieux prendre en compte les valeurs attachées à l'environnement méditerranéen à toutes échelles géographiques et à mieux apprécier les évolutions considérables qui vont se révéler nécessaires. Comme dans les autres fascicules du Plan Bleu, un certain nombre d'informations et d'orientations pour l'action y sont offertes aux décideurs et aux professionnels. Les représentants des pouvoirs locaux des régions littorales y trouveront également matière à réflexion. Enfin les enseignants et le public intéressé pourront y prendre mieux conscience des enjeux énergétiques qui se posent aux méditerranéens, comme au reste du monde, et chercher à infléchir en conséquence leurs propres comportements.

Remerciements

C'est à **Michel Grenon**, ingénieur et mathématicien spécialiste de l'énergie et de l'analyse des systèmes, qu'a été confiée la responsabilité de préparer le présent fascicule. Nul mieux que lui ne pouvait être choisi pour cette tâche. En effet, il a été notamment chef du département de technologie à Euratom, puis membre du groupe d'étude sur l'énergie de l'Institut International pour l'Analyse des Systèmes Appliqués (IIASA) en Autriche. Mais surtout, il a participé aux travaux du Plan bleu dès 1980 et en a assuré la direction scientifique de 1984 à 1989. A ce titre, il a joué un rôle central dans l'élaboration des scénarios du Plan Bleu et dans la publication du rapport principal. Il assume aujourd'hui les fonctions de conseiller scientifique du Plan Bleu. En outre, depuis 1989 il a fondé à Sophia Antipolis un "Observatoire méditerranéen de l'énergie" (OME) où il poursuit l'étude et la prospective de ce secteur d'activité pour l'ensemble des pays du bassin. Pour la préparation de ce fascicule, il a bénéficié des contributions et des remarques de MM. **Luis Perez-Rey** (Espagne), **Serge Antoine**, **Benjamin Dessus**, **Bernard Devin** et **Jean Margat** (France), **Umberto Colombo** et **Giacomo Luciani** (Italie), **J.E. Samouilidis** (Grèce), **Mme Nesrin Algan** (Turquie), **MM. Samir Allal** (Tunisie), **Habib El Andalousi** et **Mustapha Faïd** (Algérie), **Jean-Pierre Charpentier** (Banque Mondiale), **Christian Waeterloos** (CEE), **Boris Berkovski** (UNESCO) et **Jean-Claude Sainlos** (REMPEC). La mise au point des tableaux et des illustrations a été effectuée par **M. Jean-Pierre Giraud** et **Mme Margaret Watkins** du Plan Bleu et **M. Habib El Andalousi** (OME) a contribué à l'élaboration des travaux statistiques.

Le Centre d'Activités Régionales du Plan Bleu pour la Méditerranée remercie chaleureusement tous ceux qui ont contribué à ce travail.

Sophia Antipolis, Décembre 1992

Michel Batisse

Président

Centre d'Activités Régionales du Plan Bleu

Introduction

On peut aborder les impacts de l'énergie (production, transport, transformation, utilisation) sur l'espace et l'environnement méditerranéens en partant des secteurs d'utilisation (agriculture, industrie, transports, services), ou des sources d'énergie primaire (charbon, pétrole, gaz naturel, uranium, énergies renouvelables telles que l'hydraulique, le solaire, etc.), ou encore des milieux ou composantes environnementales atteints.

Ne pouvant tout couvrir de ces effets, qui d'ailleurs sont très inégaux, on a cherché dans ce fascicule à analyser plus spécialement les principaux impacts dûs :

- aux hydrocarbures (pétrole et gaz naturel), qui resteront l'énergie dominante aux horizons 2000 et 2025 des scénarios du Plan Bleu (le cas des carburants devant être traité plus en détail dans le fascicule consacré aux transports) ;

- à la production d'électricité à partir de diverses sources, forme d'énergie secondaire de plus en plus importante, et principale responsable, avec les transports, des atteintes les plus lourdes à l'environnement.

Trois remarques préliminaires s'imposent :

- les consommations d'énergie par habitant, dans une région aussi diversifiée que le bassin méditerranéen, couvrent toute une gamme de valeurs. Mais paradoxalement, et toutes proportions gardées, on peut dire que moins on dispose d'énergie, plus on l'utilise mal. L'exemple du bois de feu est bien connu : rendements d'utilisation de quelques pour cent, émissions de fumées, dégradation des forêts suite à la surexploitation, érosion, etc. A l'autre extrémité de l'échelle, les pays gros consommateurs ont commencé à développer, depuis une quinzaine d'années surtout, une "maîtrise de l'énergie" permettant de diminuer les consommations spécifiques et/ou globales et, parallèlement, les impacts sur l'environnement. A quelque niveau que ce soit, la diminution des consommations par amélioration des rendements et la diminution des impacts environnementaux grâce aux progrès technologiques, bien que parfois difficiles à concilier, doivent constituer deux objectifs prioritaires et intimement liés de toute planification énergétique ;

- la connaissance des émissions polluantes et des effets directs liés à l'énergie est nettement supérieure à celle des effets indirects et/ou éloignés dans le temps ou dans l'espace, comme le montrent les exemples des "pluies acides" ou de l'effet de serre additionnel. Les diverses filières énergétiques

diffèrent largement à cet égard, le nucléaire ayant quant à lui bénéficié d'études considérables. Il est donc extrêmement difficile, pour ne pas dire impossible dans l'état actuel des connaissances, de comparer valablement deux filières énergétiques complètement différentes, sur la base de leurs seuls effets environnementaux possibles (on le verra tout particulièrement pour les filières de production d'électricité) ;

– les perturbations des processus biogéophysiques globaux, induites par des effets cumulatifs de la consommation d'énergie, pourraient constituer une menace plus grave pour le bien - être, voire pour la survie à long terme de l'humanité, que les effets toxiques directs des effluents.

*
* *

Ce fascicule s'ouvre sur une présentation du "paysage énergétique" méditerranéen : consommations, productions, réserves prouvées et ressources potentielles, inégalement réparties (consommations au Nord du bassin, réserves et productions au Sud et à l'Est), qui ont dicté, et dicteront de plus en plus, la géographie des échanges.

Mais les consommations, les productions, les réserves, en plus de leurs émissions polluantes, imposent aussi leur empreinte sur le territoire méditerranéen. Les effets climatiques – et plus spécialement l'effet de serre – non pas tant pour leur "nouveau" que par leur poids croissant dans les politiques et stratégies énergétiques nationales, régionales et mondiales, sont présentés successivement : les aspects scientifiques, les impacts possibles sur l'environnement méditerranéen, et les réactions – ou les actions – politiques à cette menace sur l'avenir ou le bien être d'innombrables populations, telles que les décisions de la Commission des Communautés Européennes ou les objectifs de la Convention – cadre sur les changements climatiques récemment signée à Rio, etc.

Etant donné leur importance particulière, les hydrocarbures, à savoir le pétrole et le gaz naturel - qui est abondant dans le bassin et qui assure de plus en plus le relais du pétrole - sont analysés quant à leurs impacts sur l'environnement au cours de leurs principales phases de développement, exploration/production, transport, et raffinage. En quelques décennies, à la fois sous la pression d'une opinion publique sensible au gigantisme de cette branche énergétique, et de par la volonté même des opérateurs, ces impacts ont été considérablement réduits. Malgré des progrès constants, ils restent les plus lourds dans une seule utilisation spécifique, mais combien importante : les transports routiers...

L'électricité occupe une place centrale et majeure dans ce fascicule. Elle le doit à son rôle capital dans les sociétés modernes (30 à 40 % de l'énergie finale utilisée), à sa croissance qui reste vigoureuse dans quasi tous les pays (souvent très supérieure et à la croissance économique et à la croissance énergétique elle-même), à la diversité de ses sources, à l'évolution permanente de ses modes de production et de ses utilisations, et à ses potentialités (nouvelles sources, nouvelles technologies). Elle le doit tout autant à son poids dans

les investissements nationaux et dans le développement économique général. On analysera également un de ses nouveaux aspects, de plus en plus important dans le bassin méditerranéen, ses échanges entre pays voisins ou plus lointains, et le rôle que de tels échanges pourraient jouer, par leurs "liaisons fixes", dans la stabilité de la région.

Niveaux des consommations vus au premier chapitre, ampleur des entreprises et impacts dûs aux hydrocarbures ou à la production d'électricité, menaces sur les climats, tout appelle à économiser, à "maîtriser" l'énergie. Le cinquième chapitre en analyse les fondements, à savoir le jeu des "intensités énergétiques" et des élasticités, selon les pays et selon les époques, puis donne les estimations de "potentiels d'économies", et évoque un certain nombre d'organismes méditerranéens dédiés à cette œuvre difficile, mais de plus en plus nécessaire.

Tous les éléments sont alors réunis pour esquisser quelques scénarios énergétiques à moyen et long terme, commencés par le Plan Bleu, poursuivis et actualisés par l'"Observatoire méditerranéen de l'énergie" : scénarios tendanciels, et scénarios alternatifs, volontaristes, soucieux d'un "développement durable". Non pas prévisions, mais scénarios, c'est-à-dire outils de réflexion pour les décideurs et les responsables.

Quelques conclusions, sur un sujet en perpétuelle évolution et pour lequel il est difficile de conclure, quelques recommandations, prudentes comme il se doit, découlent de cette revue des interactions entre développement, énergie et environnement dans le bassin méditerranéen.

Chapitre

I.

Situation de l'énergie en Méditerranée

Toute activité humaine mobilise une forme quelconque d'énergie, et les sociétés modernes en sont devenues fortement dépendantes.

En 1850, la consommation mondiale d'énergie commerciale a été estimée à environ 400 millions de tonnes d'équivalent pétrole (ou tep, unité qui sera utilisée largement au long de ce fascicule), soit moins que le seul Japon aujourd'hui. En 1950, cette consommation mondiale d'énergie commerciale avait augmenté à 1 650 Mtep, soit avec un taux de croissance proche de 1,5 % par an. Après 1950, le phénomène s'accélère brusquement : entre 1950 et 1960 : 4,9 % par an ; entre 1960 et 1970 : 5,6 % par an. Au-delà de 1970, on assiste au contraire à un certain ralentissement de la croissance de la consommation mondiale, lié à la hausse des prix du pétrole, à la perception du caractère fini des ressources fossiles, etc. Entre 1970 et 1980 : 3,5 % par an ; dans les années 80, environ 2 % par an. En 1990, la consommation mondiale d'énergie commerciale était de l'ordre de 8 300 Mtep.

Cette évolution quantitative a été accompagnée d'une évolution qualitative non moins saisissante. Dans les années 20, la part du charbon était de l'ordre de 80 % du total. En 1960, elle n'était plus que de 61 %, et aujourd'hui, elle est inférieure à 30 %. Le charbon a été progressivement substitué par le pétrole, plus facile à manipuler et à utiliser via ses multiples produits ou dérivés, et dont les prix sont restés extrêmement avantageux pendant plusieurs décennies : \$2 le baril de pétrole brut (ou bbl, de 159 litres) en 1950, et encore seulement \$1,8/bbl en 1970.

Ayant commencé leur décollage industriel *après* la transition du charbon au pétrole, de nombreux pays en voie d'industrialisation, notamment en Méditerranée, sont, aujourd'hui, quasi dépendants en totalité du pétrole.

Dans ces pays, l'énergie est surtout consommée dans les zones urbaines, où sont concentrés l'industrie, le commerce, et les classes moyennes et supérieures. Dans les zones rurales ou dans les périphéries urbaines, les besoins des ménages sont encore fournis en grande partie par des énergies non commerciales : bois de feu, déchets agricoles ou animaux, etc.

On a longtemps pensé qu'il y avait une relation constante et positive entre la croissance économique (mesurée par exemple par le PNB) et la consommation d'énergie. En fait, comme on le verra plus loin, la relation est complexe et dépend de la structure de l'économie, des styles de vie, etc. Depuis les chocs pétroliers de 1973 et 1979, certains pays industrialisés, comme la France et le Japon, ont réussi à marier taux de croissance économique positifs et diminution de leurs consommations énergétiques. A cause des niveaux de consommation déjà atteints, ou qui seraient atteints dans l'avenir si certaines tendances lourdes se poursuivaient sans inflexion, les "économies d'énergie" sont une des voies impératives des développements énergétiques futurs.

Non moins complexes sont les relations entre énergie et environnement. Au début des années 70, les débats énergie/environnement analysaient les impacts directs et immédiats sur la santé humaine ou sur l'environnement physique. Dans les années 80, une attention croissante a été portée aux impacts indirects, et de plus en plus, aux impacts à long terme.

On estime que les activités énergétiques (notamment les chaînes liées au charbon ou aux hydrocarbures) sont responsables des principales émissions anthropogéniques des polluants de l'atmosphère ou des eaux (oxydes de soufre et d'azote, CO_2 , méthane, plomb, etc.), ou encore des pollutions marines liées aux transports des hydrocarbures, sans parler des métaux lourds et des radioéléments dûs à la combustion du charbon, des effluents liquides des raffineries ou des centrales thermiques, des problèmes de sites et d'occupation des sols, ou du problème des déchets nucléaires.

L'estimation de tels effets intervient de plus en plus dans les choix énergétiques, voire de développement industriel. Des efforts considérables de lutte contre les pollutions ou les impacts environnementaux ont été accomplis au cours des deux dernières décennies : restructurations industrielles et diminution des intensités énergétiques (quantité d'énergie consommée par unité de produit), substitutions de combustibles, technologies propres (entre autres pour la production d'électricité) ont conduit déjà à des diminutions sensibles des émissions les plus nocives.

Depuis quelques années enfin, une des préoccupations les plus importantes liée à l'énergie est ce qu'on appelle "l'effet de serre additionnel", dû en grande partie à l'utilisation des combustibles fossiles, et susceptible de provoquer un réchauffement du climat.

A la lumière de l'expérience acquise, on pense aujourd'hui qu'il est possible – mais évidemment pas gratuit – de réconcilier énergie et environnement, plus facilement peut-être que de séparer la consommation d'énergie de la croissance économique...

Le bassin méditerranéen a naturellement participé aux évolutions rappelées ci-dessus. En 1950, la consommation totale d'énergie commerciale de l'ensemble des pays riverains était d'environ 100 Mtep (à peu près la

consommation de l'Espagne aujourd'hui), soit un peu plus de 6 % de la consommation mondiale, à comparer à un pourcentage de près de 8,5 % pour le rapport de la population des pays méditerranéens à la population mondiale. En 1970, la consommation d'énergie commerciale atteignait 400 Mtep (autant que le monde en 1850), soit 7,8 % de la consommation mondiale, pour 7,8 % de la population. En 1990 enfin la consommation d'énergie a atteint un peu plus de 690 Mtep, soit 8,4 % de la consommation mondiale, alors que le pourcentage population était tombé à 7,20 %. On a donc assisté à une décroissance progressive du pourcentage des populations des pays méditerranéens par rapport à la population mondiale, et à un accroissement opposé du pourcentage de la consommation énergétique, traduisant un rôle relatif croissant des pays méditerranéens dans le paysage énergétique mondial.

Les consommations et les productions d'énergie commerciale dans tous les pays du bassin méditerranéen, au cours de leur profonde évolution des dernières décennies, ont été en particulier fortement marquées par les événements pétroliers de 1973, de 1979 et de 1985.

I. Les consommations

Les consommations globales d'énergie pour l'ensemble des pays du bassin méditerranéen ont connu un développement rapide depuis la fin de la Deuxième Guerre mondiale. Il existe cependant une différence très importante entre les pays du Nord (de l'Espagne à la Grèce) et les pays du Sud et de l'Est du bassin (du Maroc à la Turquie), encore que cette différence soit en train de se réduire progressivement. Jusqu'à la fin des années 60, la consommation des pays du Nord représentait plus de 90 % du total ; elle est légèrement inférieure à 80 % aujourd'hui. La croissance de la consommation dans les principaux pays du Nord a tendance à plafonner, alors que celle des pays du Sud et de l'Est s'est poursuivie. En France par exemple, le plus gros consommateur de la région, la consommation a décliné à partir d'un maximum en 1979, valeur qu'elle n'a retrouvée qu'en 1985, pour reprendre une croissance lente depuis 1986 (due en partie au plus faible prix des produits pétroliers depuis cette date). Entre 1971 et 1990, l'augmentation de la consommation totale d'énergie commerciale n'a été que de 2,13 % en moyenne par an pour les pays du Nord du bassin (de 361 à 550 Mtep) et de 6,61 % par an en moyenne, soit trois fois plus, pour les pays des rives Sud et Est (de 40 à 144 Mtep), partant il est vrai de valeurs beaucoup plus faibles.

Ce "rattrapage" n'a pas comblé les écarts importants des consommations globales, ni des consommations par tête (tableau 1). Au Nord, celles-ci sont passées de 2 873 kep (kilogramme d'équivalent pétrole) par habitant pour la France et 948 kep pour la Grèce en 1971, à 4 016 kep pour la France et 2 378 kep pour la Grèce en 1990. Alors que pour les pays du Sud et de l'Est, les consommations par tête sont passées de quelque centaines de kep en 1971 (251 pour la Turquie, 150 pour l'Egypte, 106 pour le Maroc) à moins de 1 000 kep par tête en 1990, inférieures dans l'ensemble à la moyenne mondiale de 1 600 kep/tête (797 pour la Turquie, 601 pour l'Egypte, 267 pour le Maroc), les taux de croissance démographique érodant une partie des progrès

des consommations globales. Le rapport des consommations par tête entre le plus gros consommateur du Nord, la France, et le plus faible consommateur du Sud et de l'Est, le Maroc, est néanmoins passé de 27 en 1971 à 15 en 1990. Seuls se distinguent, parmi les pays du Sud et de l'Est du bassin, Israël et la Libye, avec des valeurs proches de l'Espagne et de l'Italie.

Tableau 1

Consommations et productions d'énergie commerciale dans les pays méditerranéens en 1971 et 1990 (en équivalent-pétrole ep)

Pays	Consom- mations (M tep)	1971	Pro- ductions (M tep)	Consom- mations (M tep)	1990	Pro- ductions (M tep)
		Consom- mations par tête (kep)			Consom- mations par tête (kep)	
Espagne	47,8	1 221	13,5	93,3	2 381	33,4
France	161,3	2 873	50,3	225,4	4 016	105,4
Italie	119,5	2 095	25,0	160,7	2 816	31,8
ex-Yougoslavie	22,7	953	14,9	46,9	1 968	28,7
Grèce	9,5	948	2,0	23,9	2 378	8,6
Nord	361	1 938	106	550	2 954	208
Turquie	14,0	251	8,4	44,5	797	20,6
Syrie	2,7	217	5,3	7,7	617	15,1
Israël	6,4	1 382	6,4	11,0	2 392	0,0
Egypte	7,9	150	16,4	31,5	601	54,5
Libye	1,6	348	137,4	13,1	2 884	60,9
Tunisie	1,4	122	4,2	4,3	532	5,0
Algérie	3,7	148	39,9	25,4	1 016	107,0
Maroc	2,6	106	0,7	6,7	267	0,6
Sud et Est	40	212	219	144	767	264
Total Méd.	401	1 070	324	694	1 855	472
Monde	5 171	1 438	5 564	8 296	1 601	8 292
% Méd/Monde	7,8		5,8	8,4		5,7

Source : AIE et OME.

En plus de ces différences quantitatives entre les deux rives, les consommations présentent également des différences très importantes quant à leurs structures (tableau 2¹). La majeure part du charbon par exemple reste

1. Ce tableau ne fait pas apparaître les énergies renouvelables sauf l'hydraulique, qui pourtant dans certains des pays du bassin méditerranéen représentent une part non négligeable du bilan énergétique en particulier pour le bois. La raison en est la difficulté du recueil de données statistiques très précises concernant des énergies qui ne font généralement pas l'objet de transactions commerciales et qui sont considérées souvent comme des énergies anachroniques. Pourtant, même dans un pays industrialisé comme la France, le bois de feu représente 9 Mtep ce qui en fait le premier combustible de l'habitat individuel. Au Maroc par exemple, avec une consommation de 3,4 Mtep, le bois de feu en 1985 représentait 39 % du bilan global.

consommée par les pays du Nord (environ 80 Mtep, sur un total méditerranéen de 101 Mtep en 1990), où il représente encore quelque 15 à 20 % des consommations énergétiques (près de 35 % pour la Grèce). Il n'en représente généralement que quelques pour cents dans les pays du Sud et de l'Est, à l'exception de la Turquie, pays producteur (35 % encore en 1990, mais en diminution). On ne peut prévoir clairement comment cette situation pourra évoluer prochainement, d'une part à cause des besoins croissants pour la production d'électricité, cette tendance étant d'autre part éventuellement contrecarrée par les problèmes environnementaux du charbon et l'attrait concurrent du gaz naturel.

Tableau 2

Consommation d'énergie primaire (CEP) des pays méditerranéens en 1990 (Mtep)

Pays	CEP	Sources (Mtep)						% par			
		Char- bon	Pétrole	Gaz	Hydro	Nuc.	Char- bon	Pétrole	Gaz	Hydro	Nuc.
Espagne	93	19	50	5	6	14	20	54	5	6	15
France	225	21	90	27	13	75	9	40	12	6	33
Italie	161	14	94	39	13	0	9	59	24	8	0
ex-Yougoslavie	47	19	16	6	6	1	40	33	13	12	2
Grèce	24	8	15	0	0	0	34	63	1	2	0
Nord	550	80	265	77	38	90	15	48	14	7	16
Turquie	44	16	22	3	4	0	35	49	6	10	0
Syrie	8	0	7	0	0	0	0	89	6	6	0
Israël	11	2	9	0	0	0	19	80	0	0	0
Egypte	31	1	21	7	2	0	2	68	23	7	0
Libye	13	0	8	5	0	0	0	64	36	0	0
Tunisie	4	0	3	1	0	0	2	70	28	0	0
Algérie	25	1	9	15	0	0	3	36	60	0	0
Maroc	7	1	5	0	0	0	15	81	1	4	0
Sud et Est	144	21	85	31	7	0	14	59	22	5	0
Total méditerranéen	694	101	350	109	45	90	15	50	16	6	13

Source : AIE et OME.

Au Nord comme au Sud, le pétrole reste la première source d'énergie (un peu plus de 50 % des énergies commerciales en 1990, soit environ 350 Mtep). Certains pays, qui importent la plus grande partie de leur consommation énergétique, ont fait, surtout depuis 1979, des efforts considérables pour réduire leurs consommations pétrolières. Entre 1979 et 1985 par exemple, la France a réduit sa consommation pétrolière de plus de 27 % (le pétrole représentant en 1990 un peu moins de 40 % de la consommation énergétique totale, contre près de 65 % en 1971), l'Italie de 18 %, l'Espagne de 10 % et la Grèce de 6 %, dans un contexte de stabilisation ou de décroissance des consommations énergétiques totales. Dans les pays du Sud et de l'Est, où elle

reste primordiale (85 Mtep en 1990), la consommation de pétrole est passée de 76 % en 1971 à environ 59 % des bilans énergétiques en 1990, malgré une forte croissance de la consommation totale d'énergie. Dans certains pays, comme la Syrie, le pétrole représentait un peu plus de 99 % de l'énergie totale en 1971 ; il en représente encore près de 90 % en 1990.

Sauf en France où l'uranium a largement remplacé les fuels lourds pour la production thermique d'électricité, le déplacement – absolu ou relatif – du pétrole s'est généralement fait au profit du gaz naturel, dont la consommation a vivement augmenté dans l'ensemble du bassin, passant d'environ 24 millions de tep en 1971 à près de 108 millions de tep en 1990, soit une croissance de 8,25 % par an. Et ceci bien que les consommations soient encore relativement faibles dans certains pays (Grèce, Turquie, Syrie) ou quasi nulles ou nulles dans d'autres (Malte, Chypre, Liban, Israël). (voir ci-dessous : la "gazéification" du bassin méditerranéen). On peut constater que la part des hydrocarbures – pétrole plus gaz naturel – n'a que peu varié entre 1971 et 1990 : de 73 % en 1971 à 66 % en 1990 pour l'ensemble du bassin méditerranéen (mais 80 % pour le Sud), légèrement supérieure à la moyenne mondiale qui est d'environ 60 %. Avec le ralentissement du nucléaire depuis 1986, le gaz naturel va certainement continuer une croissance vigoureuse.

En ce qui concerne les consommations d'énergie finale (celle qui est "livrée" aux consommateurs, égale à l'énergie primaire diminuée des pertes de transformation en produits dans les raffineries ou en électricité dans les centrales, et dans les circuits de distribution), l'industrie est généralement le principal consommateur (56,7 % en Egypte, 46 % en Espagne, 41,9 % en Turquie en 1990), suivie par les transports (35 % en Espagne, 33,8 % en Algérie, 29 % en Turquie) et/ou le résidentiel/tertiaire/agriculture (19 % en Espagne, 33,3 % en Italie, 29 % en Turquie, etc), l'agriculture étant en fait un contributeur assez modeste. En France (le plus septentrional et le moins méditerranéen des pays méditerranéens), c'est le résidentiel/tertiaire qui vient en premier avec 36,8 %, suivi par l'industrie 33,8 % et par les transports 29,6 % (OME 1990).

Une des tendances les plus lourdes de ces dernières décennies a été la forte croissance de la consommation d'électricité dans tous les pays : taux de croissance généralement supérieurs à ceux de l'énergie en général, eux mêmes supérieurs aux taux de croissance de l'économie dans la plupart des pays. C'est ainsi qu'on a enregistré entre 1971 et 1990 des taux de croissance des consommations d'électricité de plus de 5 % par an en France (pourtant le pays le plus "électrifié"), de 4 % en Espagne et d'environ 3,2 % en Italie, de 7,4 % au Maroc, de plus de 9 % en Egypte et en Turquie, de plus de 10 % en Algérie et en Tunisie, de près de 12 % en Syrie (correspondant à un doublement tous les 6 ans), et de plus de 17 % par an en Libye (doublement tous les quatre ans et demi) ; ce dernier pays, riche en pétrole, détient d'ailleurs le "record" méditerranéen, ayant multiplié sa consommation d'électricité par plus de 400 entre 1950 et 1990. Dans les pays du Sud et de l'Est producteurs de pétrole et de gaz, notamment, les consommations d'électricité, qui étaient très faibles après la dernière guerre mondiale, se sont fortement accélérées à partir de 1970.

Au niveau du bassin, les consommations d'électricité sont ainsi passées (tableau 3) de 410 TWh en 1971 (dont 378, soit un peu plus de 92 % pour les pays du Nord du bassin, contre 32 TWh pour les pays du Sud et de l'Est, à peine la moitié de la seule Espagne) à 1050 TWh en 1990 (dont 888 TWh, soit 85 %, pour les pays du Nord, et 163 TWh pour les pays du Sud et de l'Est). Les consommations moyennes par tête sont passées de 2027 kWh pour le Nord et 170 kWh pour le Sud et l'Est en 1971 (facteur 12), à 4770 kWh pour le Nord et 864 kWh pour le Sud et l'Est en 1990 (facteur 5,5). Comme le laissaient prévoir les taux de croissance mentionnés ci-dessus, le "rattrapage" du Sud et de l'Est a été relativement plus efficace pour l'électricité que pour la consommation énergétique totale.

Il a été estimé que, pour l'ensemble des pays méditerranéens, les consommations d'énergie non commerciale (bois de feu, déchets animaux et végétaux, certaines formes d'énergies renouvelables, etc) correspondent actuellement à environ 25 à 30 millions de tep par an, et sont relativement constantes au cours du temps. Ceci correspond pour 1990 à un pourcentage moyen de la consommation d'énergie totale de 4 à 5 %, mais très variable selon les pays. En Turquie par exemple, on estime à environ 6 Mtep par an la consommation d'énergie non commerciale, sous forme de biomasse.

La "gazéification" du bassin méditerranéen

Jusqu'au milieu des années 70, un nombre limité de pays s'étaient intéressés au gaz naturel, généralement considéré comme une énergie mineure et cantonné à un rôle d'appoint. La hausse des prix du pétrole a entraîné une perception plus nette de l'importance du gaz naturel, et ceci a conduit un nombre de plus en plus important de pays à reconnaître son utilité, au point que la dernière décennie a connu une relative "explosion" des consommations de gaz et des projets, soit par la mise en valeur de nouveaux gisements dans des pays déjà consommateurs, soit par la promotion délibérée du gaz naturel pour diminuer la dépendance à l'égard du pétrole, traduisant dans un cas comme dans l'autre des révisions drastiques des stratégies gazières.

Dans les pays du Nord du bassin, traditionnellement consommateurs de gaz naturel (France et Italie) ou consommateur plus récent comme l'Espagne, les perspectives de la demande en gaz tendent à être revues à la hausse depuis 4 ou 5 ans, sous l'influence de nombreux facteurs, parmi lesquels :

- le renforcement des législations dans le domaine de l'environnement et en particulier de la pollution de l'air ;
- les incertitudes concernant l'avenir de l'énergie nucléaire ;
- les progrès dans les technologies de l'utilisation du gaz naturel ;
- le développement d'une offre de plus en plus abondante de gaz naturel, susceptible de déboucher à long terme sur le décrochage entre le prix du gaz et celui du pétrole, notamment dans le secteur de la production d'électricité.

On voit ainsi des pays qui ne consommaient pas de gaz, ou relativement peu, en pleine phase de développement de leurs ressources locales (Egypte, Tunisie, Syrie) ou devenir progressivement importateurs (Turquie, Grèce).

Tableau 3

Consommations d'électricité dans les pays méditerranéens en 1971 et 1990 (en TWh et kWh)

Pays	1971		1990	
	Consommations	Consommations par tête	Consommations*	Consommations par tête
Espagne	70,0	1 786	150	3 828
France	148,2	2 640	371	6 600
Italie	118,9	2 083	248	4 347
ex-Yougoslavie	29,5	1 240	84,0	3 514
Grèce	11,0	1 093	35,0	3 479
Nord	378	2 027	888	4 770
Turquie	9,3	167	52,0	931
Syrie	1,0	84	8,1	647
Israël	7,6	1 661	19,2	4 177
Egypte	8,0	153	43,4	828
Libye	0,5	112	9,9	2 174
Tunisie	0,9	108	5,5	671
Algérie	2,2	89	15,4	619
Maroc	2,3	91	9,0	360
Sud et est	32	170	163	864
Méditerranée	409	1 094	1 051	2 808

* Consommations internes y compris les pertes (importations incluses mais exportations exclues, surtout pour la France).

Source : AIE, CEE (DG - XVII) et OME.

L'évolution a été non moins rapide pour les pays producteurs, et pour le principal d'entre eux, l'Algérie, premier producteur et premier exportateur de la région. Plusieurs arbitrages y ont été successivement effectués en matière de gestion des ressources gazières : programme d'exportation d'abord commandé par les besoins en devises étrangères pour les plans de développement économique et social ; puis, à cause des prix élevés au début des années 80, souci de préservation des ressources gazières (parallèle au sous - emploi d'importantes infrastructures de la chaîne GNL - gaz naturel liquéfié) ; et enfin, recherche, après l'effondrement des prix pétroliers de 1986, de nouvelles parts de marché. SONATRACH et ses partenaires, tenant compte de l'expérience vécue, ont essayé de moduler l'évolution des prix en fonction du prix du pétrole. La Libye, de son côté, a peu cherché jusqu'à présent à promouvoir ses exportations, mais a utilisé au maximum l'atout gaz pour le développement du marché intérieur : expansion des industries chimiques et pétrochimiques, et production d'électricité.

L'Espagne, encore fortement pétrolière (50 % de la consommation d'énergie primaire) a entrepris un gros effort pour combler son retard. Le gaz naturel ne représentait que 2 % du bilan d'énergie primaire en 1980, il en représente 6 % aujourd'hui (taux de gazéification restant cependant le plus faible de la CEE, avec la Grèce et le Portugal). La demande de gaz devrait au minimum doubler d'ici 2000, raison pour laquelle l'Espagne s'est intéressée et

participe activement au projet de gazoduc Algérie-Espagne à travers le Maroc, qui viendra compléter ses installations d'importation (GNL) déjà existantes.

L'Italie est le principal pays consommateur de gaz en Méditerranée, avec 27 % de la consommation d'énergie primaire en 1990 (contre 16 % en 1980). Cette part s'accroît chaque année et l'abandon du programme nucléaire s'est traduit par un accroissement des prévisions de consommation de gaz à l'horizon 2000. La production d'électricité à partir du gaz naturel pourrait atteindre près de 80 TWh en 2000, correspondant à une consommation de gaz de près de 20 G.m³ (des chiffres supérieurs n'étant pas exclus). En matière d'approvisionnement, et en plus de ses ressources locales (plaine du Pô, Adriatique, etc), l'Italie mène une politique active d'achats sur le marché international : Algérie, Pays-Bas, ex-URSS, par gazoducs ; Libye, par méthani-ers ; à court terme, en supplément, Nigéria et Norvège ; à plus long terme, des discussions sont en cours avec l'Algérie pour des livraisons de GNL (des livraisons spot se font déjà) et avec le Qatar (GNL).

La Turquie, malgré des réserves locales peu importantes et une demande de gaz marginale jusqu'à récemment, a de nombreux atouts pour devenir un grand pays gazier. La présence, au-delà de ses frontières Nord (ex-URSS), Est (Iran) et Sud-Est (Syrie, Irak, et pays du Golfe) de réserves de gaz considérables ainsi que sa position géographique en font un carrefour obligé pour le transit du gaz de ces pays vers les grands marchés européens. A ces opportunités s'ajoute sa volonté de promouvoir le gaz naturel pour diversifier ses sources énergétiques et pour lutter contre la pollution atmosphérique de ses principales villes (charbons nationaux de mauvaise qualité). La Turquie est alimentée par la Russie, par un gazoduc partant de la frontière bulgare, qui traverse la région industrielle d'Istanbul et va jusqu'à Ankara (secteur résidentiel et tertiaire, pour remplacer le lignite et le fuel brûlés dans les foyers domestiques), gazoduc dont le prolongement jusqu'à Iskenderun a été décidé mi-1992. Bientôt arrivera en mer de Marmara du gaz algérien (GNL), alors que se poursuivent des négociations avec la Libye (accord de principe signé en 1988), le Qatar, l'Iran, et des républiques musulmanes (et pour la plupart turcophones) de l'ex-URSS, notamment le Turkménistan. Les consommations, de 5 à 6 G.m³ par an au début des années 90, pourraient passer vers 2005 à quelque 20-25 G.m³ par an... si les problèmes d'approvisionnement sont résolus.

En Egypte, le gaz naturel n'est commercialisé que depuis 1975. Il a représenté environ 23 % de la consommation d'énergie primaire en 1990 (contre 10 % seulement en 1980). La croissance vigoureuse des consommations énergétiques jointe à la limitation à terme des réserves et ressources de pétrole ont amené l'Egypte à promouvoir le gaz naturel pour sa demande intérieure, afin de dégager éventuellement des disponibilités de pétrole supplémentaires pour l'exportation. Le gaz est consommé en priorité près des lieux de production, par les centrales thermiques, par les grosses industries (engrais, matériaux de construction, métallurgie, textiles), et dans une moindre mesure dans le secteur résidentiel/tertiaire. Chacun de ces secteurs d'utilisation est en pleine expansion, spécialement le secteur de la production d'électricité, premier consommateur avec environ 4 G.m³, soit environ la moitié de

tout le gaz consommé. La consommation totale pourrait dépasser une vingtaine de G.m³ en 2000, et déjà l'Egypte regarde, au-delà de ses propres ressources, vers l'énorme – et proche – potentiel gazier de la péninsule arabique.

En Syrie et en Tunisie, pays en phase de développement accéléré de l'utilisation du gaz naturel, le choix local en faveur du gaz, comme en Egypte, s'explique par la disponibilité de réserves sur le territoire et, dans le cas de la Tunisie, par la perspective d'importations supplémentaires de gaz algérien ("gaz de redevance") liées au projet d'accroissement de capacité du gazoduc Transmed entre l'Algérie et l'Italie.

Le Maroc, enfin, envisage également de développer l'utilisation du gaz naturel, en commençant par son approvisionnement à partir du futur "gazoduc Ouest" Algérie-Espagne.

2. Les productions

La production totale d'énergie commerciale dans les pays du bassin méditerranéen a été multipliée par près de 9 entre 1950 et 1985, mais au contraire de la consommation toujours croissante, la production a connu une phase quasi-explosive dans les années 60 (production pétrolière libyenne passée par exemple de 0 à plus de 160 millions de tonnes en quelques années), suivie d'une phase de décroissance dans la décennie 70. Entre 1971 et 1990, la production totale d'énergie est passée de 324 millions de tep à 472 millions de tep (mais 290 seulement en 1975). Cette évolution a été dûe principalement à une diminution importante de la production pétrolière (en Libye surtout), à un accroissement des productions de gaz et d'électricité primaire (hydraulique, et surtout nucléaire au Nord du bassin) et à une quasi stagnation de la production charbonnière. La production énergétique des pays méditerranéens ne représente que 5,7 % environ de la production énergétique totale mondiale. La différence de plus de 222 millions de tep (en 1990) entre la consommation et la production a été comblée par des importations en provenance de pays non - méditerranéens (Golfe arabo-persique, Nigéria, mer du Nord, URSS, etc.).

La production de charbon (environ 56 millions de tep en 1990) est concentrée à quelque 76 % dans les pays du Nord du bassin : ex-Yougoslavie, Espagne, France (en nette diminution) et Grèce. Dans les pays du Sud et de l'Est, la Turquie est, de très loin, le principal producteur, avec 12 Mtep en 1990 (98 % du total Sud et Est). Il s'agit le plus souvent de charbons de mauvaise qualité (lignite), dont l'utilisation se heurte à une opposition publique croissante, et dont il est difficile de prévoir aujourd'hui l'évolution.

La production d'électricité primaire est concentrée pour environ 97 % dans les pays du Nord du bassin, contribuant à plus de 63 % à leur bilan total de production énergétique. La production hydroélectrique est répartie entre la France et l'Italie (12,8 Mtep chacune en 1990), l'Espagne et l'ex-Yougoslavie (Serbie, Croatie, Bosnie-Herzégovine et Slovénie principalement). Dans le Sud et l'Est, seules comptent l'Egypte avec le barrage d'Assouan, et la Turquie. L'Italie a une production géothermique commer-

ciale (puissance installée 521 Megawatts électriques – MWé – avec 43 centrales), ainsi que la Turquie (20 MWé, et 2 centrales). L'électricité nucléaire est produite dans trois pays : en France (une cinquantaine de tranches en 1990, soit plus de 85 % de la puissance nucléaire totale installée dans les pays méditerranéens, et une production équivalente à 79 130 Mtep), en Espagne (13,7 Mtep), et en Slovénie (à la frontière avec la Croatie : une tranche de 660 MWé, et 0,9 Mtep en 1990).

Avec 277 Mtep, pétrole et gaz naturel représentaient en 1990 59 % de toute l'énergie produite dans le bassin méditerranéen (42,4 % pour le pétrole, 16,6 % pour le gaz naturel). (Voir tableau 4, productions d'énergies primaires dans le bassin méditerranéen).

Tableau 4

Production d'énergie primaire par sources des pays méditerranéens en 1990 (x 1 000 Tep)

Pays	CEP	Char- bon	Sources (Mtep)		Hydro	Nuc.	Char- bon	% par			
			Pétrole	Gaz				Pétrole	Gaz	Hydro	Nuc.
Espagne	33 427	11 720	790	1 270	5 947	13 700	35	2	4	18	41
France	105 436	7 670	3 430	2 420	12 786	79 130	7	3	2	12	75
Italie	31 829	340	4 700	14 030	12 759	0	1	15	44	40	0
Ex-Yougoslavie	28 720	15 820	3 970	2 230	5 780	920	55	14	8	20	3
Grèce	8 573	7 210	830	140	393	0	84	10	2	5	0
Nord	207 985	42 760	13 720	20 090	37 665	93 750	21	7	10	18	45
Turquie	17 940	13 270	2 940	140	1 590	0	74	16	1	9	0
Syrie	15 098	0	14 221	428	449	0	0	94	3	3	0
Israël	49	0	18	31	0	0	0	37	63	0	0
Egypte	54 523	0	45 233	7 100	2 190	0	0	83	13	4	0
Libye	60 895	0	55 200	5 695	0	0	0	91	9	0	0
Tunisie	4 953	0	4 612	331	10	0	0	93	7	0	0
Algérie	107 022	4	62 868	44 105	45	0	0	59	41	0	0
Maroc	611	284	13	54	260	0	46	2	9	43	0
Sud	261 091	13 558	185 105	57 884	4 544	0	5	71	22	2	0
Médit.	469 076	56 318	198 825	77 974	42 209	93 750	12	42	17	9	20

(Ces chiffres, pour la plupart tirés des statistiques de l'Agence Internationale de l'Energie, pour une raison de cohérence avec les autres tableaux, peuvent être légèrement différents, en ce qui concerne les hydrocarbures, des chiffres des organismes pétroliers professionnels, parfois cités dans le texte. Les chiffres n'incluent pas la biomasse qui est cependant importante pour des pays comme le Maroc, l'Algérie, la Turquie, etc.).

Source : AIE et OME.

Avec 185 Mtep en 1990, les pays du Sud et de l'Est ont produit plus de 93 % du pétrole méditerranéen. Les principaux producteurs – et exportateurs – de pétrole au Sud sont l'Algérie (39 Mtep de pétrole, auxquels il faut ajouter environ 20 millions de tonnes de condensats ou liquides du gaz naturel, et 4 millions de tonnes de GPL ou gaz de pétrole liquéfiés, soit un total de 63 Mtep), la Libye, (55 Mtep) et l'Egypte (45 Mtep) suivies par la

Syrie (14 Mtep) et la Tunisie (4,6 Mtep). Mais ces niveaux de production ne correspondent pas nécessairement aux niveaux des réserves connues, comme on le verra ci-dessous. Au Nord, l'Italie, la Serbie/Voïvodine et la Croatie, la France, la Grèce et l'Espagne sont toutes des producteurs, mais à des niveaux faibles de 1 à moins de 5 millions de tonnes par an ; et l'ensemble Nord représentait moins de 7 % du total méditerranéen en 1990.

La situation est un peu différente pour le gaz naturel avec un quart du total produit par les pays du Nord, où la production est généralement plus ancienne et a bénéficié de la proximité de marchés consommateurs. Le principal producteur est l'Italie, (14 Mtep en 1990), suivie par la France, où la production (Lacq) est en déclin, la Croatie et la Serbie. En 1990, 75 % du gaz méditerranéen a été produit par les pays du Sud. Il faut en fait distinguer entre gaz associé au pétrole (cas du gaz libyen par exemple) et gaz "sec" ou non-associé (cas du gaz algérien). Le Sud possède un grand producteur de gaz, l'Algérie, cinquième producteur mondial en 1990 avec 44 Mtep, suivie par l'Egypte (7 Mtep) et la Libye (5,7 Mtep). (Il s'agit ici des productions commercialisées, à l'exclusion des quantités réinjectées ou éventuellement encore brûlées ; alors que pour les productions brutes, on prend l'équivalence énergétique 1000 m^3 de gaz naturel = 0,9 tep, pour la production commercialisée, on prend $1000 \text{ m}^3 = 0,85 \text{ tep}$, car il s'agit de gaz traité).

3. Réserves, ressources et potentiels

Aux consommations répondent les productions, elles-mêmes tirées des "réserves". Mais aussitôt se pose la question de savoir s'il en sera toujours ainsi, si les réserves connues permettront de faire face aux demandes croissantes ; autrement dit, il est nécessaire de savoir quelle est l'ampleur de ces réserves.

L'importance des importations d'énergie (charbon, pétrole et gaz, ainsi qu'uranium) en provenance de pays extérieurs au bassin méditerranéen, soulignée ci-dessus, suggère que pour pouvoir établir des scénarios énergétiques à moyen et long terme, il faudra à la fois analyser les réserves et ressources propres aux pays méditerranéens, mais aussi certains aspects des réserves et ressources mondiales, objets des marchés internationaux (charbon, pétrole et gaz naturel, ultérieurement peut-être, uranium). En ce qui concerne les énergies renouvelables, on se limitera surtout ici à quelques considérations sur les potentiels *physiques*, à l'exclusion des conditions économiques et/ou technologiques, ou des problèmes environnementaux, examinés plus loin.

3.1 Charbon

Les réserves de charbon dans le bassin méditerranéen sont peu importantes et principalement réparties entre l'Espagne, l'ex-Yougoslavie (Serbie, Kosovo et Bosnie-Herzégovine), la Grèce et la Turquie (tableau 5). Malheureusement, ces réserves sont généralement de mauvaise qualité (lignite à fortes teneurs en cendres ou en humidité), et posent d'importants problèmes d'environnement (y compris à la production, souvent par exploitations de

surface, aux impacts importants sur les paysages ou sur les ressources en eau). D'autres pays, comme l'Italie ou le Maroc, qui ont également opté pour le charbon pour la production d'électricité, ont recours aux importations (charbons de bonne qualité à basse teneur en soufre, posant moins de problèmes environnementaux). Il n'y a pratiquement pas de charbon dans les pays du Sud du bassin (réserves peu importantes au Maroc et en Egypte).

Les réserves et les ressources mondiales de charbon sont considérables : 920 milliards de tec (tonnes d'équivalent charbon) pour les réserves, c'est-à-dire plusieurs centaines d'années de la consommation actuelle ; 5 000 à 10 000 milliards de tec pour les ressources (si vastes en fait qu'on ne se donne pas la peine de les estimer avec précision !). Produit aujourd'hui à bas prix par des techniques hautement sophistiquées aux Etats-Unis, en Australie, en Afrique du Sud, en Colombie, etc., objet d'un marché international relativement ouvert (prix de \$40-50/tonne en 1991), le charbon pourrait jouer un rôle croissant à l'échelle mondiale, surtout pour la production thermique d'électricité, où il est, ou sera en concurrence avec le gaz naturel et le nucléaire. Mais les émissions de CO² résultantes risquent de freiner fortement une telle évolution.

Indépendamment de ses impacts environnementaux, un recours massif au charbon importé en Méditerranée nécessiterait des infrastructures relativement importantes pour son transport. Aujourd'hui supérieures aux besoins, elles imposeraient demain de lourds investissements en cas de forte expansion.

Tableau 5

*Réserves et ressources de charbon dans les pays du nord de la Méditerranée
(en millions de tonnes)*

Pays	Réserves prouvées récupérables (fin 1987)*			Réserves additionnelles estimées récupérables		
	Bitumeux	Sous-bitum.	Lignite	Bitumeux	Sous-bitum.	Lignite
Espagne	379	155	236	379	158	189
France	213	45		50		85
Italie		27	12			20
ex-Yougoslavie	70	1 500	15 000			
Grèce			5 312			
Turquie	175		5 992	766		382
Méditerranée	837	1 727	26 552	1 195	158	676
Monde**	920 000	260 000	265 000	515 000	166 000	265 000
% Méd./Monde	0,1	0,7	10	0,2	0,1	0,3

* D'après Conseil Mondial de l'Energie.

** "Coal Information" AIE 1987.

3.2 Pétrole et gaz naturel

Le pétrole et le gaz naturel constituent actuellement les deux principales ressources énergétiques du bassin méditerranéen.

Les réserves de pétrole, estimées à 5 200 millions de tonnes à fin 1990, sont principalement concentrées sur la rive Sud (tableau 6), en Libye (58 % du total méditerranéen), Algérie (23 %), Egypte (11,5 %), Tunisie et Syrie. Ces réserves ne représentent que 3,8 % du total mondial de 136 500 millions de tonnes (dont 89 500 millions de tonnes au Moyen-Orient, et 35 000 millions de tonnes pour la seule Arabie Saoudite).

Tableau 6

Réserves et ressources de pétrole et de gaz naturel dans les pays méditerranéens

Pays	Pétrole			Gaz naturel		
	Réserves début 1991 Mt	Production 1990 Mt	Réserves sur pro- duction (années)	Réserves début 1991 G.m ³	Production commercia- lisée 1990 G.m ³	Réserves sur pro- duction (années)
Espagne	2,7	0,7	3,8	21	1,34	15,7
France	25,3	3,1	8,2	36	2,92	12,3
Italie	95	4,8	20	322	17,30	18,6
ex-Yougoslavie	32,8	3,25	10	82	2,66	30,8
Grèce	41	0,75	5,5	9	0,12	75
Nord	160	12,6	12,7	470	24,34	19,3
Turquie	89	3,5	25,4	28	0,21	133
Syrie	233	19	12,3	182	2,92	62,3
Egypte	620	44	14	379	8,07	47
Libye	3 120	68,5	45,5	1 208	6,20	195
Tunisie	233	4,65	50	86	0,31	277
Algérie	1 260	40	31,5	3 300	51,60	64
Sud et Est	5 555	180	30,8	5 183	69,31	74,08
Total méd.	5 715	192,6	29,7	5 656	93,65	60,4

Source : Pour le pétrole, "Oil and Gas Journal". Ces valeurs, souvent semblables à celles de la BP (British Petroleum), sont parfois différentes pour quelques pays de celles de Petro Consultants, à cause de méthodes d'estimation – ou de définition – différentes, et peuvent différer aussi des valeurs publiées individuellement par les pays.

Pour le Gaz naturel, "Le Gaz naturel dans le monde, 1992", CEDIGAZ.

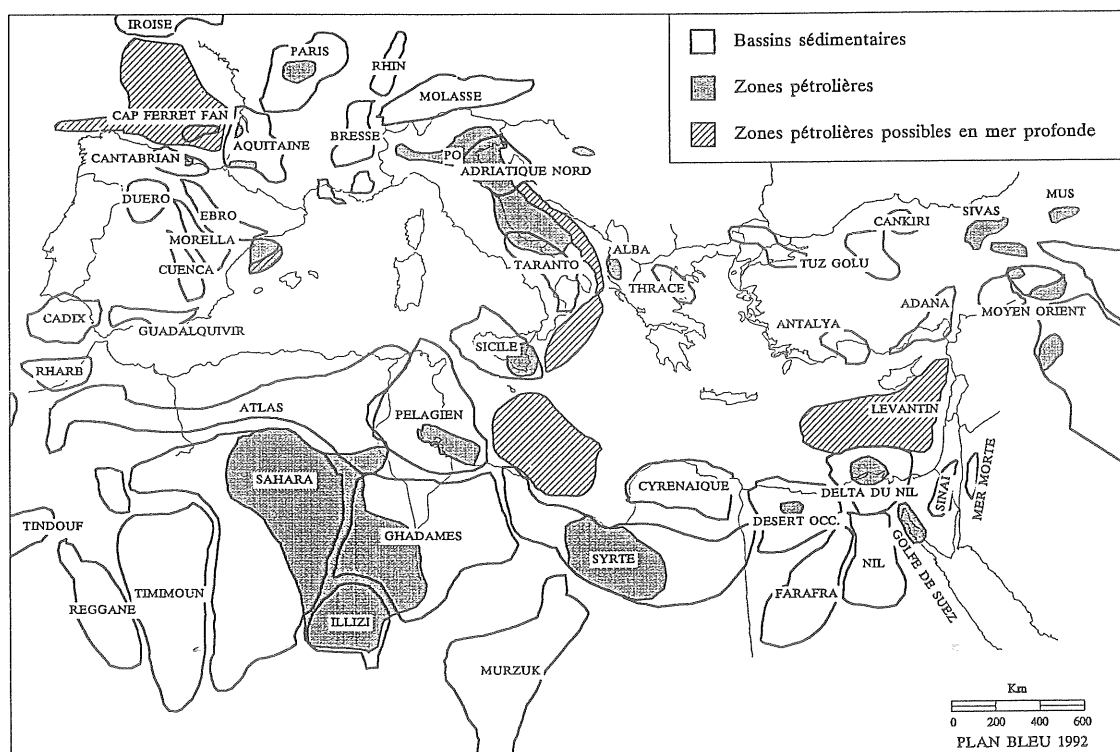
Les réserves de gaz naturel, estimées à 5 675 G.m³ (milliards de mètres cubes) à fin 1990 sont, comme pour le pétrole, principalement concentrées sur la rive Sud, mais avec une répartition quelque peu différente (tableau 6) : en Algérie (58 % du total méditerranéen), en Libye (21 %), en Egypte (6,7 %), en Italie (seul pays significatif au Nord du bassin, avec 5,7 % du total méditerranéen), en Syrie, etc. Ces réserves ne représentent que 4,2 % des réserves mondiales de 134 400 G.m³ (les deux "géants" étant cette fois l'ex-URSS avec 45 300 G.m³ et l'Iran avec 17 000 G.m³).

D'une façon générale, les pays bordant la Méditerranée présentent une grande variété de bassins et de provinces pétrolières (figure 1). Les provinces de la marge africaine se sont avérées très riches, révélant d'importantes réserves d'huile et de gaz et ouvrant d'intéressantes perspectives. La Syrie est la zone la plus intéressante de la marge orientale. Par contre, les bassins de la marge européenne, qui ont fait l'objet d'une exploration assez intensive, semblent offrir peu de possibilités futures.

Marge africaine. Les trois bassins les plus importants sont le Triasique (Algérie, sensiblement plus riche en gaz qu'en pétrole), Syrte (Libye) et Suez (Egypte). Ils ont permis la découverte de quelque 7 000 millions de tonnes de pétrole et de 5 000 G.m³ de gaz répartis en plus de 150 gisements, dont les trois quarts se classent dans la catégorie des gisements géants (réserves initiales supérieures à 70 Mtep).

Figure 1

Bassins sédimentaires et zones pétrolières des pays méditerranéens



Source : Alazard et al. (1992).

Marge européenne. Souvent fortement affectés par les plissements alpins, les bassins sédimentaires des pays de la marge européenne sont généralement de taille modeste et structuralement complexes. On a découvert au total dans

cette Europe méditerranéenne (Aquitaine, Pô et Adriatique principalement) environ 600 Mt d'huile et condensat, et 300 G.m³ de gaz.

L'offshore profond. La Méditerranée renferme d'importants bassins sédimentaires sous-marins, dont certains se sont révélés producteurs d'huile et de gaz (delta de l'Ebre, golfe de Gabès, delta du Nil, etc.), et d'autres plus profonds qui ont parfois suscité de grands espoirs, soutenus par la présence d'importants dépôts de sel constituant généralement une couverture très efficace. Mais les quelques rares forages effectués n'ont pas permis à ce jour de confirmer la réalité d'un potentiel pétrolier important en offshore profond méditerranéen, malgré quelques indications favorables. Ce qui est sûr, c'est que les zones susceptibles d'un éventuel intérêt se situent par grande profondeur d'eau, le plus souvent au-delà de 2 000 m et constitueraient donc des ressources à très long terme, et très coûteuses dans l'état actuel des techniques.

La plupart des bassins sédimentaires des pays méditerranéens ont atteint un stade de prospection assez avancé (tableau 7 et figure 2). Certaines statistiques, en particulier celles concernant le rendement de l'exploration, peuvent faire l'objet d'extrapolations raisonnables. C'est ainsi que la comparaison des courbes de densités de forages (nombre de forages par unité de surface) des trois principaux bassins, Triasique, Syrte et Suez, corrigée par les différences géologiques de ces trois entités, fait apparaître un certain sous-développement des bassins libyens et surtout algériens.

Tableau 7

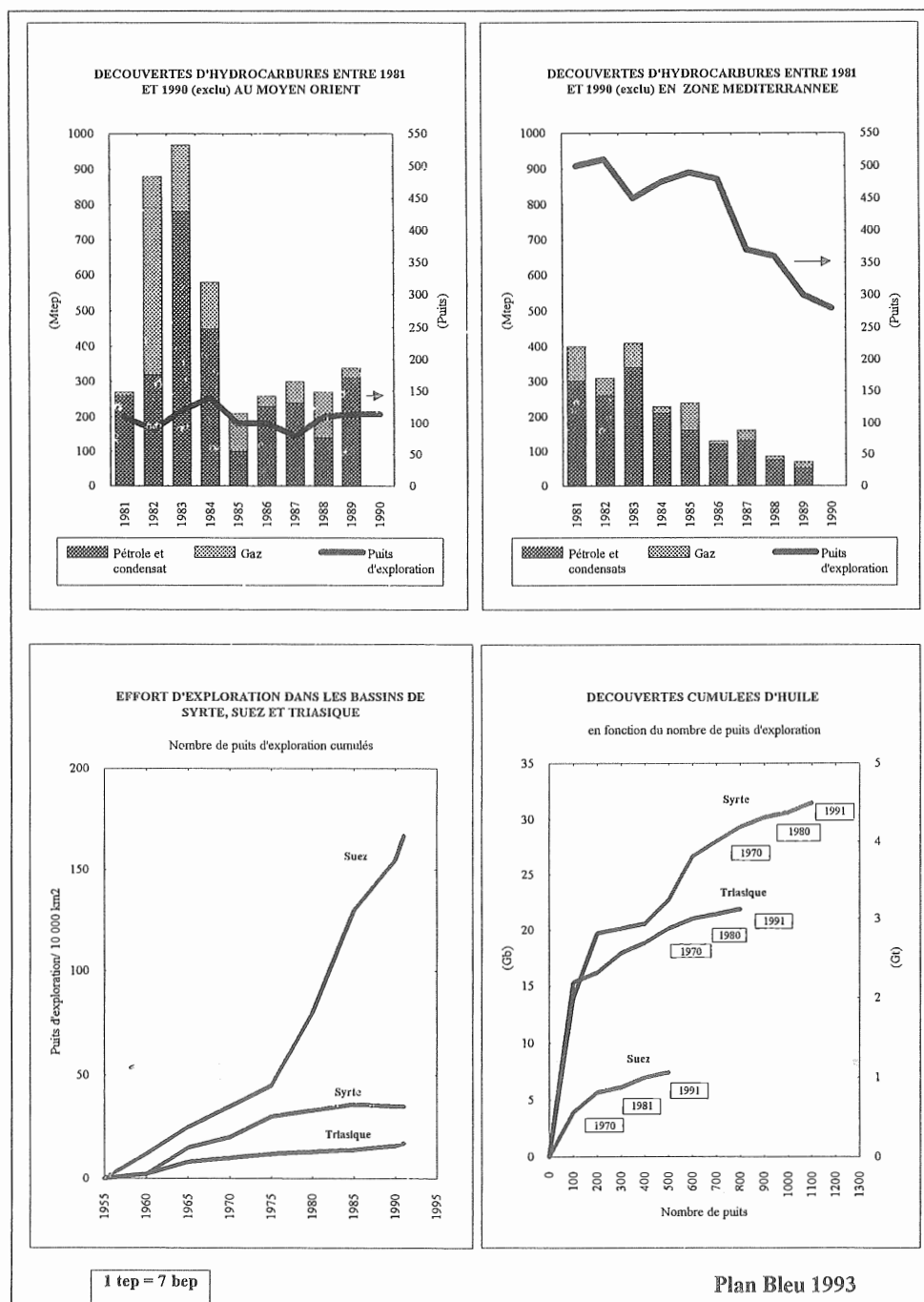
Densités de forages d'exploration (hors mer profonde)

Pays	Surface sédimentaire (10 000 km ²)			Cumul explo 91 nombre de puits On & Off	Densité explo puits/(10 000 km ²) 91
	Terre	Mer	Total		
Albanie	0,7	0,8	1,5	n.d.	n.d.
Espagne	16	17,1	33,1	649	20
France	24,2	14,8	39	2 179	56
Grèce	2,6	2,5	5,1	143	28
Italie	15	25	40	3 415	85
Turquie	12	0,5	12,5	1 126	18
ex-Yougoslavie	15	3,7	18,7	541	29
Algérie	110	0,9	110,9	1 346	12
Egypte	71	4,3	75,3	1 367	18
Libye	157	6,2	163,2	2 481	15
Maroc	35	5,5	40,5	560	14
Tunisie	16,4	5	21,4	465	22
Israël	n.d.	n.d.	n.d.	258	n.d.
Liban	n.d.	n.d.	n.d.	7	n.d.
Syrie	18,5	0,1	18,6	213	11
Total	500	90	590	15 000	25

Source : Bases de données Petroconsultants et Statsid.

Figure 2

Evolution de l'exploration pétrolière dans le bassin méditerranéen



Source : N. Alazard et al. (1992) d'après Pétroconsultants.

Des estimations de découvertes futures auxquelles il faut ajouter les révisions obtenues par une meilleure récupération (l'au-delà des réserves prouvées, qu'on appelle généralement les "ressources restant à découvrir") sont périodiquement publiées. D'après une des plus récentes (Lahérère et Perrodon), ces ressources restant à découvrir ou "futures réserves" des pays de l'Afrique septentrionale ont été estimées aux environs de 3 000 Mt d'huile et de condensat (fourchette 1 000 à 6 000 Mt) et de 3 000 G.m³ de gaz (fourchette 700 à 5 800 G.m³).

L'analyse géologique permet de penser que l'Algérie, et tout particulièrement le bassin triasique, ainsi qu'une partie de celui d'Illizi-Ghadamès, pourrait contenir de l'ordre de 30 % de ces futures ressources d'huile et près de la moitié de celles de gaz. La Libye, et plus spécialement le bassin de Syrte, y compris sa partie offshore, et le bassin pélagien, pourraient fournir quelque 40 % des futurs volumes d'huile et 15 à 20 % de ceux de gaz. En Egypte, le bassin du delta du Nil, en majeure partie offshore, paraît susceptible d'apporter de 400 à 700 G.m³. Les autres découvertes égyptiennes pourraient provenir du vaste bassin du Désert Occidental, encore peu exploré, en particulier l'offshore, éventuellement de la mer Rouge.

Dans la marge orientale de la Méditerranée, en Syrie, il ne semble pas déraisonnable d'espérer doubler les réserves actuelles d'huile (250 Mt) et de découvrir au moins 400 G.m³ de gaz.

Pour la marge européenne enfin, on peut estimer les ressources à découvrir à hauteur de 150 Mt d'huile et de 500 G.m³ de gaz (les meilleures chances étant en Italie) ; à leur faible niveau actuel, les productions d'huile et de gaz pourraient s'y poursuivre pendant plusieurs décennies.

Quels que soient les types de développement envisagés, l'approvisionnement pétrolier reste donc une hypothèque majeure pour quasi tous les pays du bassin méditerranéen. La plupart des pays méditerranéens producteurs de pétrole, à l'exclusion de la Libye, devraient voir l'épuisement de leurs réserves et ressources potentielles entre 2000 et 2025, éventualité pesant lourd sur leurs perspectives de développement économique à moyen et long terme.

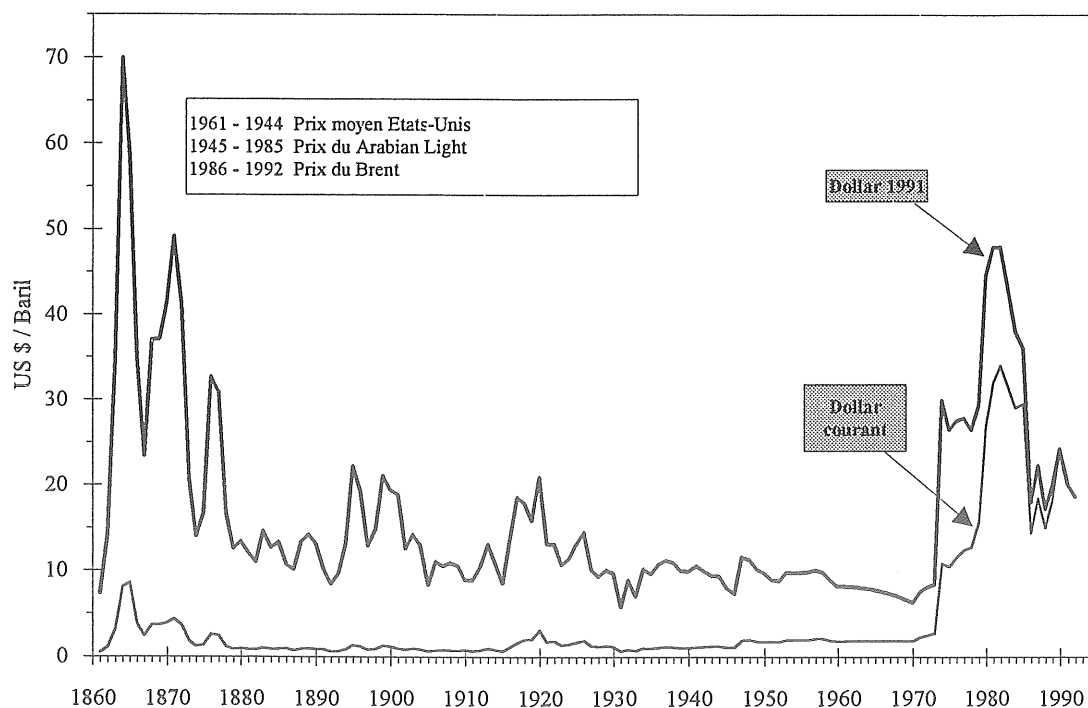
Aux taux de consommation actuels (environ 3 100 millions de tonnes en 1990), les réserves mondiales estimées de pétrole pourraient durer plus de quarante ans. A cause des révisions importantes effectuées ces dernières années au Moyen-Orient, la valeur de ces réserves est à un niveau maximum, avec 136 500 millions de tonnes (à comparer aux 15 000 millions de tonnes estimés en 1950...), et il n'y a pas de risque de *pénurie physique* à court ou moyen terme. Les prix conservent certes une certaine volatilité liée aux évolutions géopolitiques (comme l'a montré la guerre du Golfe au début 1991), induisant des fluctuations autour des valeurs \$18-24/bbl (figure 3).

De même, les réserves mondiales estimées de gaz ne cessent d'augmenter : de 40 000 G.m³ en 1970, elles sont montées à 77 000 G.m³ en 1980 et à 134 000 G.m³ en 1990. Les prix internationaux du gaz suivent en général les prix du pétrole brut, avec un décalage d'environ 6 mois. En Europe de l'Ouest (un des trois grands marchés mondiaux du gaz, avec les Etats-Unis et le Japon), les prix varient entre \$2 et \$3 par million de BTU (unité internatio-

nale pour les prix du gaz ; \$3/MBTU égale environ \$18 par baril de pétrole équivalent). Pour l'avenir, les approvisionnements pourraient dépendre de la réalisation – ou non – des investissements (très importants, surtout pour le transport maritime ou terrestre à longue distance) nécessaires pour mettre en production les abondantes réserves, c'est-à-dire finalement du niveau des prix.

Figure 3

Prix du pétrole brut



Source : British Petroleum.

Plan Bleu 1993

3.3. Uranium et nucléaire

Les réserves et ressources mondiales d'uranium apparaissent largement suffisantes pour les prochaines décennies. A plus long terme, après 2025 ou 2050, pourrait apparaître la nécessité de l'adoption d'autres filières, comme celle des surgénérateurs.

Les ressources en uranium "classique", selon l'OCDE et l'AIEA, comprennent les "ressources raisonnablement assurées" et les "ressources supplémentaires estimées, catégorie I", dans des gisements de types classiques, récupérables à un coût inférieur ou égal à \$130 par kg d'uranium (tableau 8). La France, qui a le plus important programme nucléaire de tous les pays méditerranéens, a aussi les ressources classiques d'uranium les plus élevées : 95.000 tonnes d'uranium, soit 52,4 % du total méditerranéen de

181 000 tonnes. Comme pour le pétrole et le gaz naturel (sans parler du charbon), la part des méditerranéens dans les ressources mondiales d'uranium, soit 5 % du total mondial de 3 611 000 tonnes, est inférieure au pourcentage des populations.

Tableau 8

*Réserves et ressources d'uranium dans les pays méditerranéens en 1990
(en 1 000 tonnes U)*

Pays	Ressources raisonnablement assurées			Ressources supplémentaires estimées (cat. 1)		
	A moins de \$80/kg U	Entre \$80 et 130/kg U	Total à moins de \$130/kg U	A moins de \$80/kg U	Entre \$80 et 130/kg U	Total à moins de \$130/kg U
Algérie	26,0	0	26,0			
Espagne	16,8	18,2	35,0	0	9	9
France	46,7	12,2	58,9	20	16	36
Grèce	0,3	0	0,3	6	0	6
Italie	4,8	0	4,8	0	1,3	1,3
Turquie	0	3,9	3,9	0	3,2	3,2
Total Méd.	94,6	34,3	128,9	26	29,5	55,5
Monde	1 657	663	2 319	888	403	1 292

Source : AIEA et OME.

3.4. Les énergies renouvelables

Malgré un potentiel mondial considérable estimé parfois à 7 ou 10 milliards de tep par an, soit l'équivalent de la consommation mondiale actuelle d'énergie, et d'indéniables avantages pour l'environnement, les énergies renouvelables (géothermie, énergie éolienne, biomasse, solaire sous ses diverses possibilités d'exploitation, déchets urbains, etc.) ont encore du mal à effectuer leur percée. Cependant on constate un regain d'intérêt à l'égard de ces énergies renouvelables, qui tient en grande partie aux avantages incontestables qu'elles peuvent présenter pour l'environnement (en particulier dans leurs usages décentralisés) et aux progrès techniques importants apparus ces 20 dernières années dans leur transformation en énergie utilisable.

Hydraulique

L'analyse du potentiel hydraulique théorique et exploitable des différents pays méditerranéens montre que certains pays tels la France sont quasi arrivés à saturation (hors petite hydraulique (3 à 5 TWh)), mais qu'un développement important peut encore avoir lieu au Maroc (+ 3 TWh/an), en Espagne (+ 15 TWh/an), en ex-Yougoslavie (+ 30 TWh/an) et surtout en Turquie (+ 100 TWh). Si l'impact sur l'environnement risque de limiter la construction de barrages dans les pays du Nord du bassin, il n'en est pas de même pour la Turquie où le principal frein pourrait venir des ressources

financières. Le potentiel hydroélectrique turc pourrait éventuellement être valorisé dans un cadre régional, par un réseau d'interconnexions d'ailleurs à l'étude.

Energies de stock et énergies de flux

Au contraire des énergies fossiles, énergies de stock, généralement très concentrées sur des sites précis, les énergies renouvelables, énergie solaire, hydraulique, éolienne, biomasses diverses (bois, déchets organiques de l'agriculture, déchets de l'industrie et déchets ménagers), géothermie*, sont des énergies de flux qui comportent des caractéristiques spécifiques très marquées : elles sont beaucoup plus uniformément réparties sur les territoires, mais par conséquent plus diluées, elles sont plus ou moins fluctuantes dans le temps (du cycle journalier pour le soleil aux cycles annuels pour l'hydroélectricité, etc.), généralement difficiles à stocker et à transporter.

Ces différentes caractéristiques doivent être prises en compte pour approcher le potentiel annuel réellement utilisable de ces énergies.

Enfin la comparaison des "potentiels annuels" de ces énergies de flux avec les réserves d'énergie fossile n'est pas directement possible. Les potentiels d'énergies renouvelables, le potentiel hydraulique par exemple, ont la dimension d'une puissance et les réserves d'énergie fossile la dimension d'une énergie.

On peut par contre comparer un potentiel annuel d'énergies renouvelables et un potentiel d'extraction annuel d'énergie fossiles. La comparaison des "réserves" d'énergie fossiles et d'énergies renouvelables n'est pas directement possible sans hypothèse supplémentaire. En effet et quelle que soit la puissance instantanée tirée d'une ressource renouvelable et par essence inépuisable dans le temps (à l'échelon humain tout au moins), la "réserve" correspondante serait infinie.

Pour tenter une comparaison, on peut adopter la convention selon laquelle la "réserve" correspondant à la mise en exploitation d'une installation renouvelable (barrage, éolienne) est égale au produit de son productible annuel par la durée de vie de l'installation.

Ainsi un barrage capable de produire annuellement 0,1 Mtep d'électricité et d'une durée de vie estimée de 40 ans par exemple représentera, avec cette convention, 4 Mtep de réserve. Enfin pour définir les enjeux d'utilisation de chacune des énergies renouvelables, il faut adopter une démarche analogue à celle employée pour déduire "les réserves prouvées d'énergie fossile" des "ressources fossiles".

En effet si les potentiels physiques des énergies sont considérables, la fraction qui en est raisonnablement mobilisable dépend de multiples considérations technicoéconomiques et géographiques qui viennent amputer les potentiels théoriques.

En particulier, les utilisations décentralisées de ces énergies, souvent les plus prometteuses d'un point de vue technico-économique, dépendent très fortement des caractéristiques démographiques et de l'organisation dans les territoires étudiés.

Source : D'après B. Dessus.

* La Géothermie n'est pas totalement renouvelable à court terme. Un puits géothermique s'épuise en une trentaine d'années et se reconstitue lentement ensuite (100 ans).

Géothermie

Le potentiel géothermique méditerranéen n'est pas nul, mais il est mal connu. En ce qui concerne le potentiel "humide", des nappes chaudes ont souvent été trouvées au cours de forages pétroliers, mais ont rarement donné

lieu à des estimations d'exploitation (ces nappes étant malheureusement souvent éloignées des centres de consommation), sauf en Italie. On a également identifié des possibilités en Grèce, en Turquie, en Algérie, etc. Le potentiel "sec" (roches chaudes) n'a pas donné lieu à de réelles estimations, en absence d'une technologie d'exploitation disponible et économique.

Energie éolienne

Deux types principaux d'application peuvent être envisagés :

- la fourniture d'énergie éolienne au réseau électrique. Dans le bassin, de nombreux pays ont des sites favorables pour le développement de l'énergie éolienne : vallée de l'Ebre et Andalousie en Espagne, vallées de l'Aude et du Rhône en France, Sardaigne et Sicile en Italie, les Cyclades en Grèce, le Sud de la côte atlantique du Maroc, etc... Les sites les plus ventés, où la vitesse de vent annuelle dépasse 8 m/sec, se trouvent en France, en Grèce et au Maroc ;

- les applications en site isolé pour l'électrification rurale dans des zones suffisamment ventées mais ne disposant pas de réseau électrique maillé. C'est le cas par exemple pour la côte Sud-Ouest du Maroc et dans de nombreuses îles méditerranéennes. Au-delà de la contribution quantitative de ce type d'application dans le bilan électrique global du bassin, c'est le développement des régions les plus démunies qui est alors en cause.

Energie solaire

Là encore plusieurs types d'application peuvent être envisagés :

- les applications décentralisées (fourniture d'électricité, d'eau chaude sanitaire, construction bioclimatique, conservation solaire, etc.) à l'échelle de la maison individuelle ou de petites installations collectives (dispensaires, pompage, etc.) ;

- les applications centralisées, essentiellement la fourniture d'électricité à partir de centrales photovoltaïques ou thermodynamiques sur le réseau électrique.

L'énergie solaire a un potentiel élevé dans les pays du Sud et de l'Est du bassin méditerranéen (conjonction d'un fort ensoleillement et d'immenses espaces désertiques pas trop éloignés des zones habitées), mais son exploitation à une échelle significative par rapport aux besoins énergétiques demande, dans les conditions actuelles, des politiques volontaristes (telles que supposées en partie dans les scénarios de type alternatif).

Par contre les applications décentralisées de ces énergies apparaissent comme plus prometteuses à court terme. Dans certains pays comme Israël, la Crète, la Turquie, le taux de pénétration de l'eau chaude sanitaire est déjà très significatif (65 % en Israël). L'électricité photovoltaïque pourrait également se développer très rapidement dans la mesure où elle est souvent seule capable de fournir dans les pays du Sud et de l'Est du bassin et de nombreux sites isolés (îles) le minimum de services électriques indispensables (éclairage, froid, ventilation, audiovisuel) sans lequel le développement des populations rurales n'est guère envisageable. Aujourd'hui une part importante des populations du Sud du bassin méditerranéen (> 50 %) n'est pas reliée au réseau électrique et les perspectives d'électrification rurale classique ne

permettent pas d'espérer la résorption totale de cette situation dans les 20 ou 30 années qui viennent. La fourniture d'énergie électrique décentralisée grâce au photovoltaïque mérite donc d'être envisagée très sérieusement comme solution transitoire en attendant au moins l'implantation complète du réseau.

L'ensoleillement est un autre critère important pour analyser le potentiel solaire des pays. A partir de données Météosat (éléments de 50 x 50 km), on peut définir 5 niveaux de référence pour l'ensoleillement direct (DI) : 1 800, 1 950, 2 100, 2 350 et 2 500 kWh/m²-an. En éliminant pour des applications centralisées (centrales solaires) par exemple, pour des raisons technico-économiques, les sites avec ensoleillement direct (DI) inférieur au niveau 1 800 (équivalent approximativement à un ensoleillement global horizontal de 1 700 kWh/an), correspondant en gros aux régions au-delà du 40e parallèle (France, Albanie, ex-Yougoslavie et Italie du Centre et du Nord), on trouve (figures 4 et 5) que 40 % des zones convenables sont dans la tranche DI 2 350-2 500 kWh/m²-an, 40 % dans la tranche DI 1 950-2 100, et approximativement 20 % dans la catégorie DI 1 800. Les valeurs augmentent naturellement du Nord vers le Sud, où plus de 50 % de la zone est à des niveaux d'ensoleillement direct de 2 100 ou plus.

Figure 4

Ensoleillement global (kWh/m²-an)

Ensoleillement global horizontal	1 800		2 000		2 200		2 400	
Ensoleillement direct (DI)	DI – 1 800	DI – 1 950	DI – 2 100		DI – 2 350		DI – 2 500	
Total Bassin méditerranéen	18 %	22 %	20 %		34 %		6 %	
Nord continental	89 %	11 %						
Nord, îles	42 %	50 %	8 %					
Sud, côtier	41 %	39 %	13 %		7 %			
Sud, continental	18 %	17 %	23 %		43 %	9 %		

Source : Systems comparison and potential of solar thermal installations in the Mediterranean area. (Phase I 1990-91) – The German Aerospace Research Establishment, Stuttgart, and associates.

A titre indicatif, voici quelques valeurs publiées d'ensoleillement direct moyennes dans le bassin méditerranéen (en kWh/m²/an) :

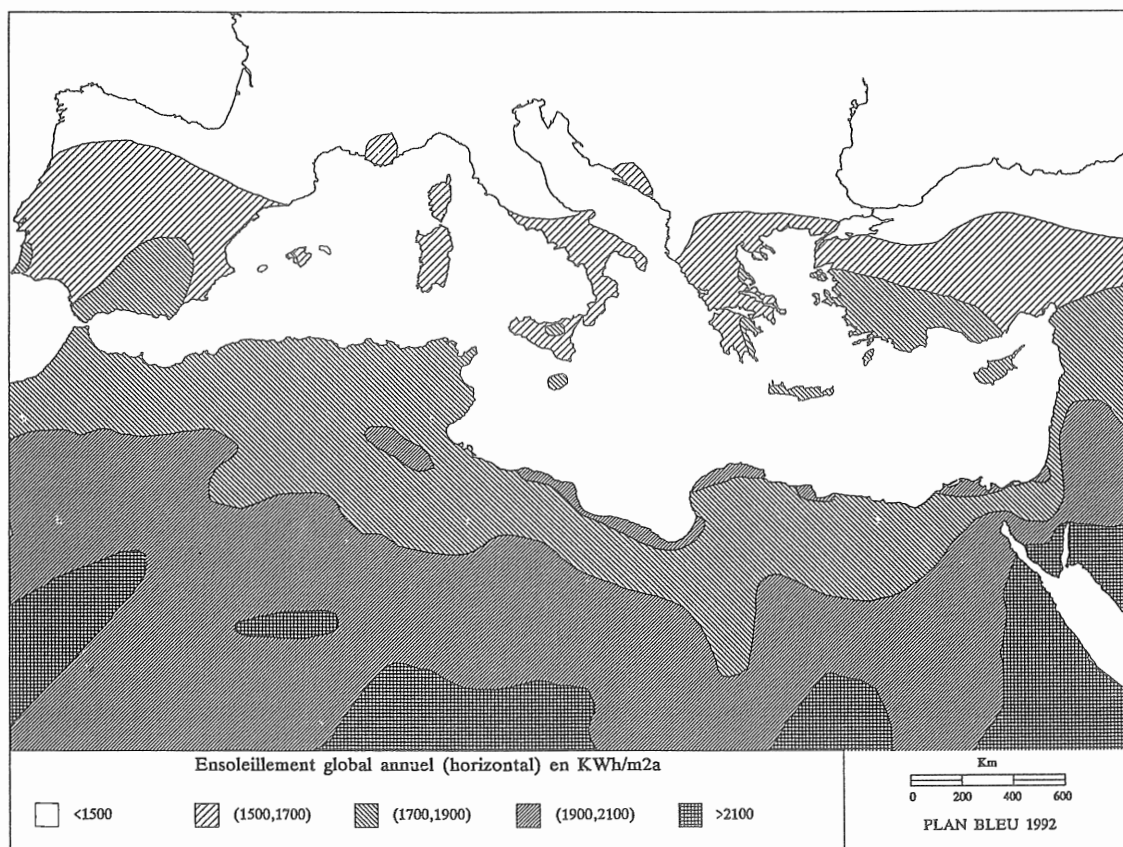
– Ajaccio (Corse, 42°N)	1 500
– Almeria (Espagne, 37°N)	2 090
– Le Caire (Egypte, 30°N)	2 127 à 2 330
– Autres régions d'Egypte	2 081 à 2 700
– Alger (Algérie, 37°N)	1 700
– Maghreb	1 650 à 2 350 (et plus pour des zones reculées du désert)

et, à titre de comparaison :

– Dagett (Californie, 34°N)	2 580 à 2 810
– Los Angeles (Californie, 34°N)	1 900
– Riyadh (Arabie saoudite, 25°N)	2 190

Figure 5

Ensoleillement dans le bassin méditerranéen



En excluant quelque 2 millions de km² (étendues d'eau, villes et installations humaines, forêts, portions de déserts ou sols à trop fortes pentes, ou encore terres consacrées à l'agriculture, prairies permanentes, etc.), il a été

calculé que plus de 4 millions de km² autour de la Méditerranée, et spécialement en Afrique du Nord, pouvaient être considérés présenter de bonnes conditions d'implantation d'installations solaires.

En appliquant un critère supplémentaire, à savoir que les sites considérés pour des centrales reliées au réseau électrique, devraient être à une distance inférieure à 50 km de réseaux électriques existants ou prévus à court terme, on trouve une surface "disponible", avec ensoleillement convenable, d'environ 500 000 km², dont les trois quarts en Egypte, en Libye et au Maroc. Une telle superficie serait suffisante pour installer quelque 12 000 GW électriques... plus de 40 fois la capacité totale installée en 1990 dans le bassin méditerranéen. Plus raisonnablement B. Dessus, F. Pharabod et B. Devin estiment le potentiel annuel mobilisable d'énergie électrique solaire avec les technologies actuelles à 15 TWh environ pour les applications sur le réseau et à 20 TWh pour les applications hors réseau dans le bassin méditerranéen : les applications sur le réseau sont toutes concentrées dans les zones Sud et Est de la Méditerranée. Les applications hors réseau concernent pour 10 % les pays du Nord du bassin et les îles méditerranéennes.

En ce qui concerne les applications sanitaires, les mêmes auteurs estiment respectivement à 1,6 Mtep et à 2,5 Mtep par an les potentiels énergétiques raisonnablement mobilisables dans le Nord et le Sud du bassin.

En termes de "réserves" au sens donné à ce terme au début de ce paragraphe, l'énergie solaire représente donc une valeur de l'ordre de 350 Mtep (durée de vie des centrales 30 ans ; des installations décentralisées 15 ans).

Energie thermique des mers

L'exploitation de l'énergie thermique de la mer, basée sur la différence de température entre les eaux de surface et les eaux profondes (procédé Georges Claude), n'est pas adaptée en Méditerranée, malgré des températures de surface relativement favorables (jusqu'à 28 °C en été à l'Est du bassin), à cause de l'homothermie, voisine de 13 °C, s'étendant de 100 ou 150 m de profondeur jusqu'aux plus grands fonds.

Biomasse : bois de feu, déchets ruraux et cultures énergétiques

L'utilisation de bois de feu conserve un rôle important non seulement au Sud du bassin mais aussi dans certains des pays du Nord du bassin, en particulier en France où le bois représente le premier combustible en maison individuelle. Mais les utilisations du bois d'énergie recouvrent des situations bien différentes depuis les chaudières performantes modernes dont le rendement dépasse 70 % et dont les fumées sont filtrées, jusqu'au feu de bois à foyer ouvert encore dominant dans les régions rurales ou suburbaines du Sud et de l'Est du bassin avec des rendements inférieurs à 10 % et des émissions importantes de gaz polluants.

Les situations des potentiels sont également contrastées. Alors que dans un pays comme la France les experts s'accordent à penser que 5 à 6 Mtep supplémentaires sont encore mobilisables sans porter atteinte au patrimoine forestier français, de nombreux pays du Sud et de l'Est du bassin sont déjà en situation de pénurie.

Dans ces pays le problème du bois de feu, qu'on avait pu espérer en voie de solution, a repris une importance croissante avec la cherté relative des combustibles commerciaux et l'accroissement de la pression démographique. De nombreux pays dans le monde sont déjà en situation de pénurie, d'autres sont en période de crise et pourraient connaître d'ici 2000 des pénuries croissantes. Ce problème a en fait un triple aspect : forestier, énergétique et écologique. Plus une situation en bois de feu est difficile, plus il est probable que les ressources non directement forestières telles que les déchets agricoles jouent un rôle important d'appoint ; ils cessent alors d'être disponibles comme apports organiques aux sols, et obligent à des recours accrus aux engrais.

On estime les besoins en bois de feu entre 0,5 et 1 mètre cube par hectare et par an pour la cuisson de la nourriture et le chauffage de l'eau (non compris les besoins pour de nombreuses industries rurales de type artisanal).

Le problème du bois de feu

D'après une étude de la FAO on peut classer les pays méditerranéens des rives Sud et Est en trois groupes :

1) Pays non consommateurs de bois de feu (ou en quantité infime par tête d'habitant) : Chypre, Israël, Libye, ces deux derniers dépourvus de forêts.

2) Pays faible consommateurs de bois de feu (de 0,05 à 0,1 m³/ha/an) : Liban, Egypte, Syrie.

3) Pays fort consommateurs de bois de feu (0,2 à 0,8) : Tunisie, Maroc, Algérie, Turquie, (ces trois derniers pays – ainsi que le Liban – étant des pays montagneux, où les besoins en bois de feu sont certainement au moins de 1,5 m³/ha/an dans certaines zones).

On voit sur le tableau qu'en l'an 2000 plus de 140 millions de personnes seront concernées par un déficit approchant 30 millions de m³.

Les productivités étant de l'ordre de 0,5 à 1 m³/ha/an sans dégradation, on voit l'ampleur des surfaces intéressées... ou les risques de dégradations, c'est-à-dire de surexploitation des forêts existantes.

Sous-total	Niveau moyen de besoin en bois de feu m ³ /ha/an	Population rurale concernée en 2000 (millions d'habitants)	Besoins totaux 1 000 m ³ /an	Disponibi - lité totale 1 000 m ³ /an	Balance (déficit) 1 000 m ³ /an	Déficit par habitant m ³ /an
Liban	0,1	3,1	310	220	90	0,029
Egypte	0,03	30,6	908	415	493	0,016
Syrie	0,05	12,8	640	368	272	0,021
Sous-total		46,5	1 858	1 003	855	
Tunisie	0,5	9,2	4 600	2 974	1 626	0,17
Maroc	0,8	23,1	18 480	7 580	10 900	0,47
Algérie	0,8	23,9	19 120	6 713	12 407	0,51
Turquie	0,8	40,6	24 480	20 331	4 149	0,30
Sous-total		96,8	66 680	37 598	29 082	
Total		143,3	63 538	38 601	29 937	

Source : d'après étude FAO : Forêts-42-1983.

La FAO (dans une étude hélas un peu ancienne, et qui n'a pas été réactualisée) a estimé par exemple qu'en l'an 2000 (voir encadré), dans les pays du Sud et de l'Est du bassin méditerranéen, du Maroc à la Turquie, plus de 140 millions de personnes seraient concernées par un déficit approchant 30 millions de mètres cubes. Les productivités étant de l'ordre de 0,5 à 1 mètre cube par hectare et par an sans dégradation, on voit l'ampleur des surfaces intéressées... ou les risques de surexploitation des forêts existantes.

Pour terminer sur ce point, il faut souligner que la disparition des forêts entraîne des perturbations extrêmement graves du régime des eaux. Sur un sol progressivement privé de son couvert végétal et de sa fonction de stockage, les eaux ruissellent et provoquent une érosion croissante. Les sols entraînés se retrouvent dans les retenues hydrauliques qu'ils comblent (phénomène particulièrement préoccupant au Maghreb), réduisant parfois de moitié la durée d'utilisation prévue de la retenue. Illustration, une fois de plus, d'interactions systémiques entre ressources différentes, énergie, eau, sols, etc., au sein des écosystèmes, et en relation avec les activités humaines.

Les déchets agricoles peuvent être brûlés ou utilisés pour produire du biogaz. Le potentiel est estimé faible dans les pays du Sud et de l'Est, où ils sont généralement utilisés à des fins non énergétiques. A titre d'exemple, on estime que chaque tonne de canne à sucre donne 0,3 tonne de bagasse, dont 50 à 60 % peuvent être valorisés énergétiquement ; il y a donc 0,15 à 0,18 tonne de déchets par tonne de produit, pouvant produire 0,07 à 0,08 tep. On estime de même que la production par bovin serait de 0,08 tep par an. A partir de ces chiffres, et de chiffres similaires, Dessus, Devin et Pharabod ont estimé les réserves mobilisables en 2000 à partir des déchets agricoles à quelque 32 Mtep pour l'ensemble des pays de la CEE, et à 2,6 Mtep pour les pays de l'Afrique du Nord (du Maroc à l'Egypte, plus le Soudan).

Les cultures énergétiques pourraient aussi être développées dans les pays où elles ne seraient pas en compétition avec les besoins alimentaires (pays d'Europe, solution éventuelle au problème des mises en friche croissantes), pour fournir des substituts aux combustibles fossiles ou aux carburants. En ce qui concerne ces derniers, deux voies semblent possible : les diesters (à partir du colza, destinés à l'alimentation des seuls moteurs Diesel, et mélangeables en principe au gazole en toutes proportions) et l'éthanol (à partir de blé, de betterave, de maïs ou de canne à sucre, pour les moteurs à essence, mélangeables au super à raison de quelque 5 %, ou transformable en ETBE, éthyl-tertio butyle éther, additif de l'essence).

Déchets urbains

La quantité de déchets urbains produite par habitant est supposée dépendre de la taille des ménages et du niveau de développement :

- 0,3 tonne par habitant dans les régions où la famille regroupe moins de 3,5 personnes ;
- 0,1 tonne par habitant, pour les familles de 3,5 à 5 personnes ;
- 0,05 tonne par habitant, pour les familles de plus de 5 personnes.

A partir de ces chiffres (en supposant qu'une tonne de déchets peut produire 0,1 tep), et de projections des populations urbaines, Dessus, Devin

et Pharabod (1992) ont estimé qu'en 2000, les pays de la CEE pourraient produire quelque 7,7 Mtep, et les pays d'Afrique du Nord (plus le Soudan) 0,3 Mtep.

Finalement, en ce qui concerne l'ensemble des énergies renouvelables, ils ont estimé que le potentiel annuel exploitable, dans les conditions économiques actuelles, pourrait atteindre quelque 120 millions de tep par an (usages thermiques et usages électriques), dont un peu plus de la moitié par l'hydraulique... à condition que les efforts nécessaires soient entrepris.

A partir de cette estimation, on peut chiffrer la "réserve" énergétique globale que représente ce potentiel annuel intégré sur sa durée de vie (40 ans pour les barrages, 30 pour les centrales électriques, 15 pour les applications décentralisées) à environ 3 500 Mtep, à comparer à 5 700 Mtep de réserves de pétrole et 5 600 Mtep de gaz naturel.

Conclusion

Ce bref survol de la situation énergétique des pays du bassin méditerranéen a montré la diversité des situations régionales, fortes consommations au Nord, productions concentrées principalement au Sud et à l'Est ; mais aussi la diversité des différents pays à l'intérieur d'une même région : France fortement nucléarisée et Italie de plus en plus gazière, Algérie riche en pétrole et en gaz et Maroc quasi dépourvu de réserves ou de ressources énergétiques fossiles. Avant d'étudier plus avant le développement des principaux secteurs et les perspectives à moyen et long terme, il convient de rappeler quelques relations générales entre énergie et environnement, des pollutions des milieux ou de l'occupation concurrentielle des sols aux impacts climatiques.

Energie et environnement

L'intérêt d'abord porté aux impacts directs et immédiats de la production et de l'utilisation de l'énergie sur la santé humaine ou sur l'environnement physique au début des années 70, puis aux impacts indirects et/ou à long terme au cours des années 80, a montré que *toutes* les technologies énergétiques peuvent perturber des processus écologiques vitaux ou menacer la santé humaine, et qu'il *n'y a pas* de technologie énergétique dont le déploiement n'apporterait que des avantages, et aucun inconvénient ou effet nuisible. On dit parfois que la seule énergie qui ne pollue pas, c'est... celle qui n'est pas consommée !

Les impacts environnementaux des différents systèmes énergétiques peuvent concerner tous les milieux. On examinera ici principalement et très brièvement les impacts sur l'air et sur l'eau, les impacts sur le territoire, et les impacts sur l'atmosphère et les climats. Un certain nombre d'entre eux seront analysés plus en détail dans les analyses sectorielles. L'air, les eaux et le territoire ont été utilisés quasi depuis toujours comme réceptacles des déchets (pas seulement énergétiques). Mais depuis quelques décennies, les capacités régénératives de ces milieux apparaissent largement insuffisantes face à l'ampleur croissante de tous ces déchets.

I. Impacts sur l'air et sur l'eau

La plupart des installations de combustion, fixes ou mobiles, relâchent dans l'atmosphère des polluants très divers, oxydes de soufre, oxydes d'azote, particules, composés organiques, oxydes de carbone, etc. D'après l'OCDE, les activités liées à l'énergie seraient responsables de 90 % de toutes les émissions anthropogéniques d'oxydes de soufre, de 90 % des émissions de plomb, de

85 % des émissions d'oxydes d'azote, de 55 à 80 % du dioxyde de carbone, de 60 à 75 % de l'oxyde nitreux, de 55 % des composés organiques volatiles, de 30 à 40 % des émissions de monoxyde de carbone, de 40 % des particules, et de 15 à 40 % des émissions anthropogéniques de méthane. Autrement dit, la production, la transformation et la consommation d'énergie seraient responsables de plus de la moitié (et parfois, de presque la totalité) des principaux polluants de l'air. Dans certaines régions, urbaines notamment, les composés organiques volatiles et les composés azotés réagissent en présence du rayonnement solaire, et produisent des oxydants photochimiques ("smog"). Même dans les régions rurales des pays moins développés, la pollution liée aux activités domestiques commence à poser des problèmes (chauffage au kérosène, foyers à charbon ou au bois, etc.).

Les oxydes de soufre ou d'azote émis par les centrales thermiques, par les industries ou par le chauffage urbain sont les principaux agents de l'acidification des pluies, et les dépôts acides dégradent progressivement les matériaux, les forêts et les plans d'eau.

Certaines activités énergétiques émettent également des polluants toxiques, tels que le benzène ou autres hydrocarbures aromatiques (traitement du pétrole brut), des métaux lourds, du plomb (carburants au plomb), voire des composés radioactifs (combustion du charbon ou des fuels lourds).

Les activités énergétiques peuvent également dégrader de diverses façons les ressources en eau. Un des aspects les plus apparents est évidemment la pollution marine due aux déversements de pétrole, "normaux" ou accidentels, lors du transport maritime. Mais les effluents des centrales thermiques ou des raffineries peuvent contenir des éléments toxiques contaminant les eaux de surface ou côtières et les réservoirs de stockage ne sont pas toujours rigoureusement étanches. La production du pétrole ou la géothermie produisent des quantités importantes d'eaux polluées qui peuvent poser des problèmes aux eaux les recevant. Les eaux de drainage des mines de charbon en activité, ou abandonnées, peuvent contaminer les eaux de surface ou souterraines. Sans parler des effets de la "pollution thermique" des cours d'eau ou de zones côtières.

Les déchets solides enfin peuvent parfois être toxiques (les déchets des usines de traitement du charbon ou de l'uranium par exemple) ou non toxiques (comme les cendres des centrales thermiques) mais poser par leur volume des problèmes d'évacuation ou de stockage : importantes surfaces nécessaires, devant être étroitement contrôlées pour éviter la pollution des nappes phréatiques. Les dispositifs de lutte contre la pollution de l'air dans les centrales thermiques (captage/rétention des particules, traitements des effluents, etc.) deviennent eux-mêmes la source de déchets solides en quantités croissantes.

II. Energie et espace méditerranéen

Les examens des consommations et des productions énergétiques d'une part, et des réserves, des ressources et des potentiels des pays méditerranéens d'autre part, ont montré une première différenciation spatiale, par la prédo-

minance des consommations dans les pays du Nord et par celle des productions et des ressources dans les pays du Sud et de l'Est. Les structures de consommation y sont également différentes, tant par le poids relatif des secteurs industriel et transport, que par la nature du secteur résidentiel et tertiaire, les besoins de chauffage étant évidemment moins importants dans les régions côtières du Sud et de l'Est.

A l'intérieur même des pays, les consommations du secteur tertiaire (résidentiel et commercial), et du secteur industriel, deux des principaux secteurs traditionnels de consommation, suivent la géographie des concentrations urbaines et/ou des concentrations industrielles ; le troisième secteur, les transports, imprime une marque différente sur l'espace, se répartissant entre transports urbains et transports interurbains, ces derniers caractérisés par des grands axes sillonnant les territoires, parfois parallèles, parfois perpendiculaires au littoral. Les productions primaires d'énergie par contre sont liées aux gisements ou aux bassins géologiques, grands bassins charbonniers d'hier, gisements de pétrole ou de gaz naturel, grands fleuves et zones montagneuses ou collinaires favorables pour l'hydroélectricité d'aujourd'hui, régions favorables à fort ensoleillement pour l'énergie de demain. Les transformations (raffinage, électricité thermique) se localisent généralement, et selon des critères technico-économiques, soit sur les zones de production ou d'importation d'énergie primaire, soit près des plus grands centres de consommation pour réduire les frais de transport ou de distribution.

Dans la mesure où elles sont des zones denses d'habitat, les régions côtières méditerranéennes représentent des zones énergétiques relativement concentrées, à fortiori quand elles possèdent ports d'exportation ou d'importation (pétrole, gaz naturel liquéfié, charbon), points autour desquels se développent souvent des bassins industriels – et d'emploi – à effet multiplicateur énergétique. Ou encore, quand elles sont des zones touristiques, qui voient leurs populations permanentes gonflées pendant la saison d'été par les populations touristiques, elles-mêmes à l'origine d'une demande accrue et soudaine d'énergie.

Les travaux du Plan Bleu ont montré que la croissance de la population dans les régions littorales a été plus forte que la moyenne nationale au cours des trois dernières décennies. En France par exemple, sur le littoral de la région Provence-Côte d'Azur, on peut même parler d'hypertrophie littorale. Au début de la décennie 80 déjà, plus de 60 % du littoral y était urbanisé, ce taux dépassant 90 % dans les Alpes Maritimes. Ce phénomène urbain et touristique se traduit dans les consommations d'énergie : avec 1,72 % de la population française, les Alpes Maritimes par exemple ont consommé en 1990 2,16 % des carburants auto du pays, soit 25 % de plus que la moyenne nationale. Par contre, la densité de population et l'absence de fleuves pour le refroidissement font qu'il n'y a qu'une centrale thermique en Provence-Côte d'Azur (à Martigues), cette région bénéficiant de la proximité et des centrales hydrauliques alpines et des centrales nucléaires situées sur le Rhône (de Bugey à Tricastin).

La "littoralisation", ou attraction de la population dans les zones côtières, est déjà très forte dans le bassin méditerranéen : près de 40 % de la popula-

tion totale se concentre sur 15 % de la superficie de l'ensemble des pays du bassin, et la densité y est deux fois et demi plus forte que la moyenne. Selon les scénarios du Plan Bleu, les populations des régions côtières méditerranéennes, estimées à environ 135 millions d'habitants en 1985, pourraient s'accroître de quelque 60 à 85 millions d'habitants d'ici 2025. Sur le littoral, les densités d'occupation vont vraisemblablement s'accroître dans de très fortes proportions, de 276 habitants par km² en 1985 en Syrie à quelque 1300 habitants par km² en 2025, de 168 habitants par km² en 1985 en Algérie à 400 ou plus en 2025, de 82 habitants par km² en 1985 en Turquie à 200 en 2025, etc., ces densités élevées accroissant d'autant les besoins en énergie concentrée. La pression de la population sur la ligne de côte est déjà très forte en Israël, en Egypte et au Liban, avec des valeurs supérieures à 10 000 habitants par kilomètre de côtes ; à l'horizon 2025, quatre autres pays dépasseront cette valeur (la Syrie, l'Algérie, l'Albanie et le Maroc).

Tout autour du bassin, indépendamment des développements touristiques, et surtout avec le recours croissant au pétrole depuis 1950, le développement industriel (voir fascicule "Industrie et Environnement", de J. GIRI) s'est traduit le plus souvent par une concentration des activités autour des ports, d'où l'émergence d'importants complexes industrialo-portuaires tels que Fos, Alexandrie, Barcelone, Rijeka, etc., incluant de vastes installations "énergétivores" de "sidérurgie sur l'eau" ou autres. Sur le littoral Nord, on pouvait recenser à la fin des années 80 près de 140 installations énergétiques : 46 ports charbonniers, 31 ports pétroliers, 32 raffineries et 28 centrales thermiques. Compte tenu de la différence des niveaux de développement industriel entre les deux rives, le phénomène était encore plus accusé sur le littoral Sud et Est, avec 170 installations : 8 ports charbonniers, 27 ports pétroliers, 18 raffineries, 34 centrales thermiques, 28 installations sidérurgiques, 56 usines chimiques et 73 établissements pétrochimiques.

Quasi tous les scénarios de développement socio-économique montrent, surtout pour les pays du Sud et de l'Est du bassin, une accentuation de ces tendances à la "littoralisation" des activités : croissance des populations et de l'urbanisation, du tourisme, développement industriel et énergétique, etc... Même la géologie semble vouloir contribuer à ce phénomène, puisque, comme on l'a vu, une partie des nouvelles zones de production de pétrole ou de gaz naturel se trouveront plus proches du littoral (Désert Occidental égyptien, zones occidentales de la Libye) ou carrément offshore (delta du Nil, offshore libyen, golfe de Gabès, etc.).

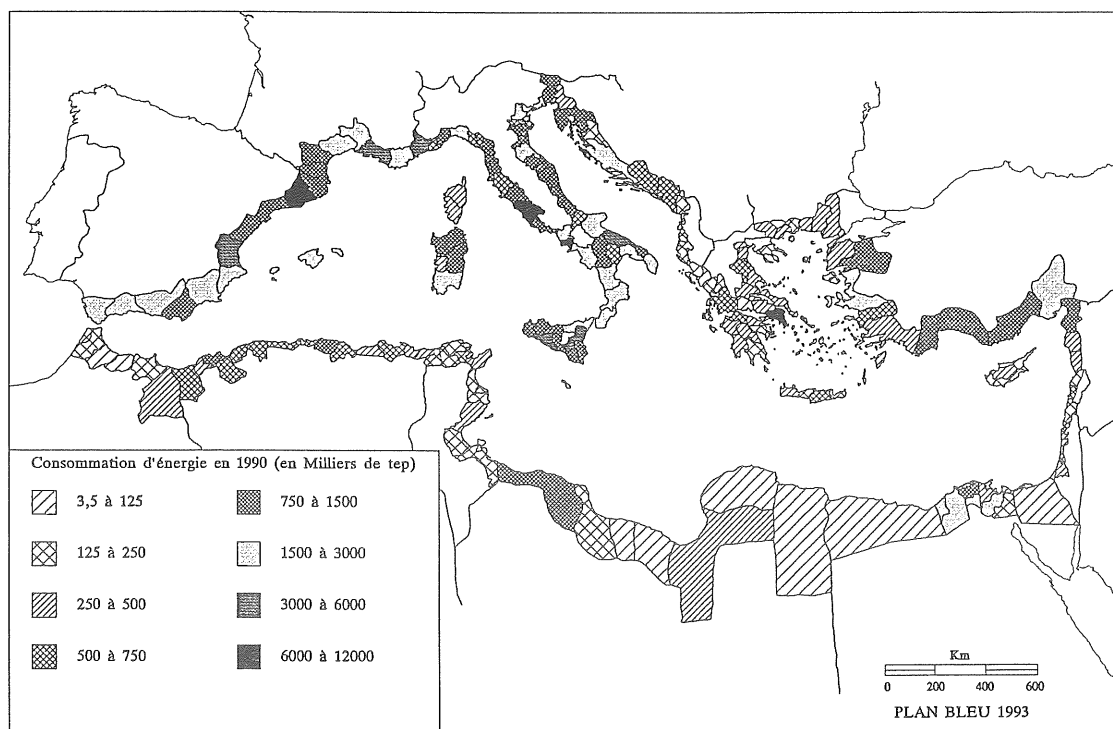
On peut donc penser que la "littoralisation" des populations induit déjà, et induira de plus en plus, une "littoralisation" de l'énergie dans le bassin méditerranéen (figure 6).

Au niveau local, l'analyse des impacts de la production d'énergie ou d'électricité sur l'espace ou le territoire est compliquée par le fait que certaines utilisations sont permanentes et d'autres temporaires (une exploitation minière en surface par exemple, peut être considérée comme temporaire si l'exploitation est suivie d'une restauration du site et du paysage), certaines sont exclusives et d'autres non-exclusives (les lignes de transport électriques n'empêchent pas les usages agricoles), et d'autres enfin satisfont simultanément

ment plusieurs objectifs différents, le meilleur exemple en étant les barrages hydrauliques (régulation des cours d'eau pour la protection de l'habitat en aval ou pour la circulation fluviale, alimentation en eau potable, usages agricoles, espaces de loisirs ou de navigation de plaisance, production d'énergie électrique). De cette diversité des utilisations pourront d'ailleurs naître des conflits plus ou moins aigus entre utilisateurs, qui s'ajouteront aux conflits propres éventuels avec la protection de l'environnement.

Figure 6

Consommation d'énergie dans les régions méditerranéennes du Plan Bleu



Source: Plan Bleu.

Ces régions sont constituées par les unités administratives qui bordent la Côte et pour lesquelles des données statistiques comparables sont disponibles.

En termes bruts de superficies occupées, les activités productives liées à l'énergie ne paraissent pas très importantes, comparées à d'autres activités, à commencer par l'agriculture, de loin la plus importante. En France par exemple, on estime (valeur moyenne 1982-1986) que la production agricole occupe près de 60 % du territoire et la production ligneuse un peu plus de 27 %, l'habitat individuel (comparativement le plus important) et collectif, environ 2,64 % et le réseau routier 1,60 %. L'industrie n'occupe que 0,24 %, et l'énergie à peu près la moitié, soit 0,13 % (représentant le double des... dépôts d'ordures et décharges avec 0,06 %).

Finalement, aux impacts directs des développements énergétiques sur les sols ou territoires, il faut ajouter des impacts indirects (souvent complexes, et dont la quantification est encore plus difficile). Parmi ces impacts indirects, on peut citer :

- des effets "linéaires", comme la présence de lignes électriques aériennes, d'oléoducs ou de gazoducs (s'ils ne sont pas enterrés) ;
- des effets régionaux, tels que les dégradations des sols liés à un certain nombre de polluants produits surtout lors des traitements des énergies primaires ou durant leur conversion en électricité ;
- des effets globaux, et spécialement le problème du CO₂ et du réchauffement des climats, pouvant aller jusqu'à induire une élévation du niveau de la mer, avec disparition progressive de territoires, ou encore pouvant altérer les conditions ou les propriétés des sols.

III. Les impacts climatiques de l'énergie

Les impacts climatiques de la production et de l'utilisation de l'énergie se situent à plusieurs niveaux. Ils peuvent être :

- locaux, comme les pollutions atmosphériques. Ce furent les premiers perçus : modifications des micro-climats, "smogs", atteintes aux monuments, etc. ;
- régionaux : pluies acides, rejets thermiques ;
- ou globaux : "effet de serre" des gaz de combustion, qui mobilise depuis quelques années un effort de réflexion croissant, des savants aux hommes politiques.

A mesure qu'augmentent la production et la consommation d'énergie, l'importance attribuée à certains de ces effets peut changer de niveau. De plus, à chacun des niveaux envisagés, ces effets environnementaux peuvent susciter des contre-réactions, le plus souvent négatives, sur le développement (effets des pluies acides, par exemple, sur le couvert végétal, donc sur le cycle de l'eau ; ou sur la composition et la vie micro-faunique de sols, donc sur leur fertilité, etc.).

Quant au réchauffement possible du climat mondial par "effet de serre additionnel" dû au CO₂, à d'autres gaz industriels (comme les chloro-fluorocarbones ou CFC) dont on perçoit de plus en plus l'importance, au méthane dont on ne comprend pas encore complètement l'origine, ou aux oxydes d'azote, le bassin méditerranéen ne contribuera bien sûr qu'assez modestement aux émissions à l'échelle mondiale. Les effets du réchauffement en revanche pourraient y être considérables, et des études ont été lancées depuis 1987 par le Plan d'Action pour la Méditerranée sur les impacts possibles au niveau de l'ensemble du bassin et des zones les plus sensibles (Jeftic *et al.*, 1993). Parmi ces effets, on pense en premier lieu au relèvement du niveau des océans, dont les conséquences méditerranéennes seront évoquées ci-après, et tout autant aux effets sur le régime des pluies et sur l'agriculture.

A. Le point de vue scientifique

L'effet de serre" est connu depuis longtemps. C'est d'ailleurs à lui qu'on doit les possibilités et l'agrément de la vie sur la terre. Une partie du rayonnement lumineux à courte longueur d'onde (centré sur une longueur d'onde de 0,6 microns, ou micromètre) qui arrive du soleil chauffe la surface terrestre (continents, eaux, glaces, etc.). Echauffée, cette surface émet à son tour du rayonnement de grande longueur d'onde (de 4 à 80 microns, centrée vers 15 microns), c'est-à-dire dans le domaine de l'infrarouge. Une partie de ce rayonnement ne peut plus traverser l'atmosphère, et est absorbée par les molécules de certains gaz, non pas des principaux, l'azote et l'oxygène, mais de gaz présents à l'état de traces, comme la vapeur d'eau, le gaz carbonique, le méthane, l'oxyde nitreux, l'ozone troposphérique, ou les fluorocarbones (d'introduction anthropogénique récente). L'effet de serre "naturel" élève la température de la surface de la terre de 33 °C, l'amenant à une température moyenne de 15 °C (à - 18 °C, l'eau serait de la glace, et la terre guère habitable...). Son amplitude a varié au cours des millénaires, notamment lors des âges glaciaires.

Pourquoi alors le débat scientifique – et politique – a-t-il pris depuis quelques années une telle ampleur ? On peut en donner deux raisons principales :

- la première est que la concentration de ces gaz-traces dans l'atmosphère est en train d'augmenter rapidement par suite du formidable développement des activités humaines au cours des dernières décennies. Au premier rang de ces activités se situe l'énergie, ou plus exactement, l'utilisation massive des combustibles fossiles. On peut craindre en conséquence un accroissement de l'effet de serre, à une rapidité n'ayant *aucune commune mesure* avec les évolutions naturelles antérieures. Depuis le début de l'ère industrielle par exemple, la teneur en gaz carbonique est passée de 280 à 354 ppmv (parties par million en volume) (figure 7) ;

- la seconde est que les connaissances (pourtant encore bien imparfaites), les moyens d'observation du globe par satellites, et les moyens d'étude et de simulation par modèles mathématiques et super-ordinateurs, ont fait depuis quelques années des progrès considérables et permettent d'avancer, sinon d'absolues certitudes, du moins de grandes vraisemblances sur l'hypothèse d'un réchauffement du climat terrestre dont les conséquences seraient extrêmement importantes pour les sociétés humaines.

Au stade des connaissances actuelles, telles que présentées par exemple dans les rapports de l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, établi spécialement à ce sujet), les principaux gaz responsables de l'effet de serre sont (tableau 9) :

- le gaz carbonique. Sa teneur, comme dit ci-dessus, a augmenté de 25 % depuis le début de la révolution industrielle, augmentation liée à la combustion des combustibles fossiles, bois, charbon, pétrole et gaz naturel d'une part (pour environ 75 % à la fin des années 80), et à la déforestation d'autre part (pour 25 %) ;

- le méthane. Sa teneur a plus que doublé, mais son origine est moins bien cernée, du moins de façon quantitative. Le méthane est lié aux processus

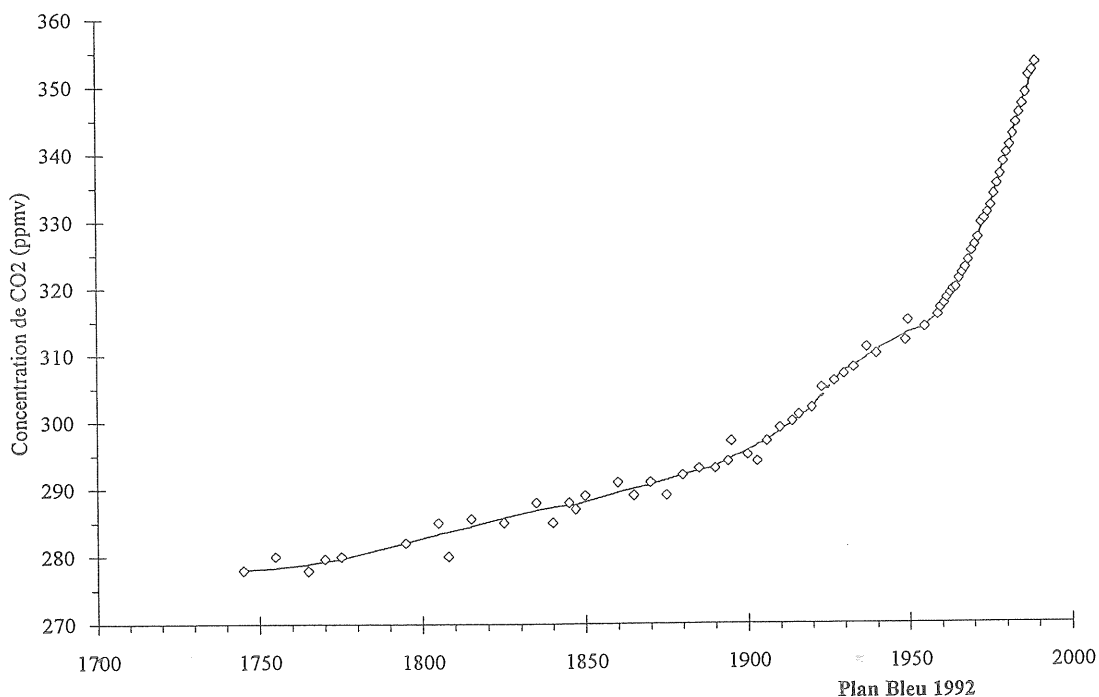
anaérobiques et soit à des actions anthropogéniques : rizières (fermentation des matières végétales sous l'eau et sans air), fermentations entériques du bétail lors du processus de rumination, décharges, combustion de la biomasse, ventilation des mines ou fuites de gaz naturel ; soit à des actions d'origine naturelle : termites, marécages, etc. On a trouvé que l'accroissement des teneurs en méthane était remarquablement corrélé à celui de la population humaine, en liaison étroite, notamment, avec les activités agricoles ;

– l'oxyde nitreux (N_2O). Son origine est liée à l'action des microorganismes dans les sols et dans l'eau (dénitrification des sols par les bactéries par exemple), et à certaines activités industrielles ;

– les chlorofluorocarbones ou CFC. Produits de l'ère industrielle, ils sont utilisés pour la réfrigération et dans les bombes à aérosols, comme agent moussant, etc.

Figure 7

Accroissement de la teneur en CO_2 de l'atmosphère depuis 250 ans



Source: Siegenthaler *et al.* (dans Jäger et Ferguson, 1991).

Les données correspondent principalement à des mesures sur l'air emprisonné dans de la glace ancienne dans l'Antarctique (jusqu'à 1960) et aux valeurs moyennes enregistrées dans l'atmosphère à Mauna Loa (Hawaii) depuis 1958.

Les longues durées de vie dans l'atmosphère de la plupart de ces gaz, montrées dans le tableau 9, font que leurs concentrations peuvent rester élevées très longtemps (un siècle ou plus) après que d'éventuelles mesures ont été prises pour diminuer leurs émissions.

L'effet spécifique de chacun de ces gaz dépend à la fois de sa concentration et de son coefficient d'absorption (fonction de la fréquence des rayonnements). Le méthane est ainsi 32 fois plus actif que le CO₂, l'oxyde nitreux 160 fois, et les chlorofluorocarbones 14 000 et 17 000 fois respectivement. On peut alors calculer les contributions relatives de ces principaux gaz-traces dans l'effet de serre additionnel (c'est-à-dire par rapport à l'effet de serre normal décrit au début de cette section) : en 1990, le CO₂ serait responsable à raison de 55 %, soit pour plus de la moitié, le méthane pour 15 % ; les CFC 11 et 12 pour 17 % et le N₂O pour 6 %. A eux deux, gaz carbonique et méthane représentent 70 % du total.

Les teneurs en gaz-traces augmentent néanmoins moins vite que les émissions correspondantes, car il existe des "puits" pour chacun d'entre eux, dans lesquels ils sont piégés, ce qui limite leur durée de vie. Pour le gaz carbonique par exemple, un des principaux "puits" est constitué par les océans, qui ont probablement piégé quelque 30 à 50 % des apports dûs aux activités humaines (les océans valent ainsi 50 fois l'atmosphère et 18 fois la biomasse terrestre, sols compris).

Tableau 9

Les gaz à effet de serre d'origine humaine et leur concentration dans l'atmosphère

Unités	Gaz carbonique ppmv	Méthane ppmv	Oxyde nitreux ppbv	CFC11 pptv	CFC12 pptv
Période pré-industrielle (1750-1800)	280	0,8	288	0	0
Actuellement (1990)	353	1,72	310	280	484
Accroissement annuel	1,8	0,015	0,8	9,5	17
% d'accroissement annuel	(0,5 %/an)	(0,9 %/ an)	(0,25 %/an)	(4 %/an)	(4 %/an)
Durée de séjour dans l'atm. (années)	entre 50 et 200	10	150	65	130

Source : IPCC.

ppmv : partie par million en volume.

ppbv : partie par mille millions en volume.

pptv : partie par million de millions en volume.

Si on combine enfin les quantités émises de gaz-traces au cours d'une année, leur activité et leur durée de vie, on peut estimer l'effet climatique cumulatif sur longue période, par exemple sur cent ans. Pour les émissions de 1990 par exemple, on trouve que la contribution relative du CO₂ serait de 61 %, celle du méthane de 15 %, celle du CFC - 12 de 7 %, celle de l'oxyde nitreux de 4 %, etc.

A partir de ces considérations scientifiques et de l'accroissement des teneurs en gaz-traces mesurées, on peut évidemment se poser la question si

on peut constater déjà un changement climatique dû à ces augmentations. Il n'existe pas aujourd'hui, dans la communauté scientifique, de véritable consensus pour constater une hausse notable de température (dont la variabilité est très grande), ou un changement climatique attribuable à l'accroissement des teneurs de gaz à effet de serre. On admet en général une hausse moyenne de 0,3 à 0,6° depuis cent ans. Au *taux actuel* d'émission des gaz à effet de serre, l'IPCC prévoit une hausse d'environ 0,3° (fourchette 0,2-0,5) par décennie. Le consensus porte plutôt sur la forte probabilité de tels changements.

Quels seraient les effets futurs résultant à la fois des teneurs actuelles des gaz-traces, et des émissions futures envisagées ? Les réponses, bien sûr, ne peuvent qu'être prudentes, d'autant plus que les modèles utilisés sur les super-ordinateurs ont encore un maillage trop grossier (quelques centaines de kilomètres en horizontal) pour décrire un phénomène aussi complexe que le climat. Autrement dit, les changements climatiques à venir semblent *inévitables*, mais leur intensité et leur rapidité sont encore à déterminer, et plus encore leurs intensités régionales.

Selon l'IPCC, la hausse moyenne de la température de la surface de la Terre serait d'environ 1,8 °C en 2030 (scénario tendanciel moyen), plus grande sur les continents que sur les océans, plus forte sur l'hémisphère Nord que sur l'hémisphère Sud (la plus faible dans les régions tropicales), et même supérieure de 50 à 100 % par rapport à la moyenne sur les hautes latitudes européennes. Pour ces hautes latitudes en Europe, les précipitations devraient également augmenter en hiver. Une hausse pouvant atteindre 2 à 5 °C se produirait en quelques décennies, soit environ cent fois plus rapidement qu'à la sortie du dernier âge glaciaire (0,01 à 0,02 °C par décennie). Et on ignore tout des rétroactions positives qui pourraient être déclenchées par cette augmentation de température, tels le changement d'albédo des régions polaires à mesure de la fonte des glaces, ou du relâchement de méthane par la toundra ou de CO₂ par la dégradation des forêts tropicales, etc.

En 2020, la hausse du niveau des mers résultant de leur expansion thermique et d'un début de fonte des glaces pourrait être de l'ordre de 20 cm, avec une fourchette de 10 à 32 cm, et en 2070 de 45 cm avec une fourchette de 33 à 75 cm.

Le plus important peut-être est que tous ces changements contribueraient aux transformations du patrimoine biologique de la planète, et pourraient aboutir à une déstabilisation des écosystèmes, avec des conséquences considérables sur les activités agricoles, la foresterie, la pêche, etc.

B. Effets possibles dans le bassin méditerranéen

Les travaux du Plan d'Action pour la Méditerranée ont passé en revue depuis 1988 tout un éventail de conséquences possibles du réchauffement des climats sur le bassin méditerranéen (Jeftić *et al.*, 1993) :

Impacts sur les paramètres marins

Le déplacement général probable vers le Nord du mode de circulation atmosphérique retentira sur la voie et la fréquence de passage des cyclones de

latitude moyenne sur quelques parties de la zone méditerranéenne et divers paramètres marins seront modifiés. Tout changement de la fréquence des vents modifiera le niveau de la mer, mais modifiera également les processus de convection verticale et de formation d'eau profonde, et, joint à d'autres effets (salinité, taux d'évaporation, etc.), modifiera finalement la circulation générale, les taux de production d'eaux profondes et intermédiaires, etc. Dans les zones peu profondes, il pourrait y avoir une stratification des masses d'eau de mer, notamment pendant les mois d'été, qui retentirait sur le régime des dépôts sédimentaires au sein et au dehors des baies, avec impacts possibles sur la navigation. Des températures estivales élevées pourraient conduire à de fréquentes conditions anaérobies dans les baies polluées (Salonique, Aboukir, Izmir).

Evolution des climats

"Rappelons que le climat a lui-même une variabilité considérable. Pour ne prendre que le cas du climat français, il a connu les grandes ères glaciaires récentes, la dernière remontant à 18 000 ans. Il y a des réchauffements entre ères glaciaires, étant entendu que nous sommes actuellement dans une telle période de réchauffement et que la précédente grande ère interglaciaire se situait il y a environ 120 000 ans. A partir d'une différence de forçage solaire moyen annuel de $0,7 \text{ W/m}^2$ au cours du dernier cycle climatique, on évalue à environ 4 à $5 \text{ }^\circ\text{C}$ la différence moyenne sur le globe entre le maximum de l'ère glaciaire et le maximum de l'ère chaude (dite interglaciaire). Toutefois, l'insolation pendant l'été a varié de 60 W/m^2 à la latitude de $65 \text{ }^\circ\text{N}$ et les variations régionales de température pouvaient être beaucoup plus élevées et très supérieures à $10 \text{ }^\circ\text{C}$. Dans cette bande de latitude, se sont développées au cours de l'âge glaciaire de grandes calottes continentales de glace, ayant un fort albédo (taux de réflexion), qui ont renforcé le forçage radiatif astronomique.

"Les dates indiquées ont illustré l'étalement sur un très long délai (qui se compte en millénaires) des changements climatiques moyens de grande amplitude (sauf exception, tel que le Dryas récent). Il semble établi qu'ils sont liés aux variations périodiques de la position de la Terre par rapport au Soleil (variation de l'excentricité de l'orbite terrestre, précession de l'axe de rotation de la Terre par rapport à un axe normal à l'écliptique et variations de l'angle d'inclinaison de l'axe de rotation par rapport à cet axe perpendiculaire à l'écliptique) en relation avec la complexité du système climatique. Ces variations d'origine astronomique agiraient indirectement sur les variations de teneurs en CO_2 de l'atmosphère par le biais notamment de la solubilité du CO_2 dans les océans, qui dépend de la température, et en fait, par celui de tout le cycle du carbone et des processus de rétroaction interne du climat. A leur tour, les changements de concentration de gaz à effet de serre contribuent à l'amplitude des variations de température observées.

"Nous avons vu que ces phénomènes naturels étaient lents. Une des nouveautés du phénomène actuel d'augmentation d'effet de serre, d'origine anthropogénique, est sa rapidité."

R. Dautray, 1990.

Impacts sur la zone côtière

Un relèvement important du niveau de la mer, combiné à des houles et des amplitudes élevées de la marée, devrait occasionner le recul des plages et

éventuellement, la transformation de certaines lagunes en baies, l'inondation des terres exondées, des remontées salines plus lointaines en amont des cours d'eau, ainsi que des dommages directs pour les ports, les villes et les routes. Les étendues du rivage qui sont déjà instables ou en recul le seront encore davantage en 2025 (Haute Adriatique, delta du Nil). S'agissant des impacts physiques, des accroissements de plus de 30 cm devraient être tenus pour modérés car ils pourraient être maîtrisés par des aménagements progressifs des défenses côtières existantes et par l'acceptation de pertes modestes. Des hausses supérieures (plus de 50 cm) auraient, du moins localement, des conséquences catastrophiques, qui nécessiteraient de difficiles décisions économiques et politiques pour ce qu'il conviendrait de protéger ou d'abandonner. Les préoccupations majeures concerneraient les assauts des vagues contre les ouvrages portuaires, le recul des promontoires, l'inondation des quartiers résidentiels et industriels et la gestion des lagunes. On a estimé qu'une élévation de 1 mètre entraînerait des travaux de protection évalués à plus de 20 milliards de dollars pour la rive Nord, et près de 15 milliards de dollars pour la rive Sud de la Méditerranée.

Impacts sur la pluviométrie et les ressources en eau

En ce qui concerne les pluies, la modification climatique la plus importante devrait consister en un déplacement vers le Nord des régimes cycloniques d'hiver affectant les parties occidentale et orientale de la Méditerranée : pluies plus irrégulières, étés plus secs, et taux d'évapotranspiration plus élevés, d'où une diminution du débit des cours d'eau et une hausse correspondante de la salinité des eaux douces. Des précipitations moindres et plus irrégulières devraient entraîner une réduction de la réalimentation de la nappe phréatique et de son niveau, et du débit des sources, ainsi que des risques plus élevés de crues et des charges plus importantes de sédiments (durée de vie des réservoirs plus courte et réduction des stockages). La durée de l'été enfin, d'un été plus aride, s'allongera au détriment des autres saisons.

Impacts sur les sols

Il existe une très grande diversité de sols dans la Méditerranée. Certains de leurs paramètres sont particulièrement sensibles aux changements de la température et des pluies, comme par exemple la composition du sol, le bilan de salinité, les processus chimiques, l'apport et la dégradation des matières organiques. L'évapotranspiration et toute réduction de la durée et de l'intensité des pluies devraient augmenter l'accumulation de sel (surtout dans les zones à pluviométrie inférieure à 600 mm par an, ou dans les zones à érodabilité inhérente élevée), aboutissant à un effritement et à la dispersion de la surface du sol.

Impacts sur les écosystèmes

L'écologie aquatique est susceptible d'être profondément altérée par une hausse de la température. Les zones marines littorales peu profondes devraient devenir plus chaudes et plus salines, et par endroits hypersalines. Les conditions des bancs de pêche (les espèces aquatiques présentent une

tolérance différente aux températures) et d'autres paramètres biologiques devraient être gravement altérés. Dans certaines zones, même une hausse de 1 °C pourrait avoir un effet adverse marqué sur la vie des poissons en raison des modifications de la concentration d'oxygène et de la chimie de l'eau.

Les modifications des profils de distribution saisonnière des pluies pourront, sans aucun doute, avoir des effets importants sur la végétation naturelle. On peut s'attendre à un déplacement des zones de végétation en raison de l'aridité croissante.

Impacts sur l'agriculture

Les fluctuations météorologiques (température, vagues de chaleur, disponibilité d'eau aux stades de croissance des végétaux, grêles ou pluies plus violentes aux stades de maturation) auront des effets dommageables sur plusieurs cultures méditerranéennes (blé, soja, betterave à sucre, tomate, tabac, agrumes et autres arbres fruitiers). La modification de la température hivernale pourrait étendre les zones de cultures sensibles au froid telles que l'olivier, les agrumes, les céréales d'hiver et les légumes. La fertilité des sols devrait avoir tendance à diminuer, les plantes disposant d'éléments nutritifs moindres en raison de la salinité accrue.

Mais il convient de souligner que les incertitudes sur toutes ces conséquences *possibles*, et surtout sur leur distribution spatiale, sont en fait beaucoup plus grandes que sur l'effet de serre additionnel lui-même. Des études spécifiques ont donc été faites sur un certain nombre de zones (deltas de l'Ebre, du Rhône, du Pô et du Nil, golfe de Salonique et lacs de Bizerte/Ichkeul). Puis, dans le cadre d'un programme général d'identification des zones à risques, un certain nombre de sites spécifiques ont été étudiés (île de Malte, îles de Cres/Losinj au sud de l'Istrie, baie de Kastela/Split, baie d'Izmir, île de Rhodes et côte syrienne), à l'aide de modèles de circulation générale dérivés de modèles globaux (modèles de simulation sur des intervalles de temps de quelques minutes sur un siècle ou plus, avec des maillages de 500 km, avec plusieurs couches atmosphériques : une simulation peut prendre un an sur un superordinateur). Quatre sous-modèles ont été utilisés et leurs résultats combinés (aucun sous-modèle individuel n'étant complètement satisfaisant) pour établir des "scénarios" de température et de pluviométrie (le terme "scénario" étant préféré au terme "prévision"). Dans l'état actuel des connaissances, il semble que ces sites ne seraient pas gravement menacés avant 2050, encore qu'on ne pourra peut-être pas faire de prédiction complètement valable pour un lieu précis avant plusieurs décennies.

Même dans l'incertitude où l'on est encore, il est bon de rappeler deux conclusions sur lesquelles existe un fort consensus scientifique :

- la variation de climat peut être inapparente et irréversible, parce qu'éventuellement en retard de plusieurs décennies sur la variation de concentration (équivalente) de CO₂ ; quand on la percevra, il sera sans doute trop tard pour agir ;

- les conditions minimales d'ores et déjà certaines, de l'accroissement futur de l'effet de serre ont un caractère suffisant à très long terme (le siècle)

pour justifier des mesures de prévention et d'adaptation qui nécessitent la plus grande vigilance et la plus grande vigueur dans la mise en train des efforts. Dans l'hypothèse la moins favorable, l'ampleur des conséquences du changement de climat peut être considérable beaucoup plus précocement.

C. *Vers l'action politique*

Les politiques se sont saisis du dossier "climat" à la fin des années 80. Certains gaz à effet de serre, les chlorofluorocarbones, parce qu'ils étaient considérés comme responsables de l'appauvrissement constaté de la couche d'ozone troposphérique qui protège la terre du rayonnement UV, ont fait l'objet d'un protocole international, signé par 25 pays, en septembre 1987 à Montréal. Ce protocole a été renforcé à Londres en juin 1990, et signé par une centaine de pays dont l'ex-Union Soviétique, la Chine et l'Inde. Il est d'autant plus important qu'on s'est aperçu que les CFC avaient également un rôle considérable dans l'effet de serre lui-même.

Parce que le problème pouvait être circonscrit à une famille de produits (les chlorofluorocarbones), et parce que des solutions de remplacement étaient à portée de la main, la concertation mondiale a pu être exemplaire et précise. Pour ce qui concerne le CO₂ la problématique est plus ouverte, les implications économiques et sociales considérables et les accords internationaux n'en sont encore qu'à leurs débuts.

L'initiative a été prise en 1988 par les pays industrialisés, responsables pour plus de 80 % des rejets de gaz à effet de serre (CO₂ en tout cas). Ils ont pris, à Toronto, la décision de réduire de 20 % leurs émissions de CO₂ entre 1988 et 2005. La Conférence de Toronto a été suivie par la Conférence de la Haye en mai 1989, le Sommet de l'Arche en juillet 1989 (le G7, réunissant les sept pays les plus industrialisés) et la Conférence sur les modifications climatiques à Noordwijk, Pays-Bas, en novembre 1989.

Au niveau mondial cette fois, l'initiative a été prise par deux grandes institutions, l'OMM (Organisation Météorologique Mondiale) et le PNUE. Un organisme commun (l'IPCC) a été mis en place et a rassemblé de nombreux scientifiques. Trois groupes ont été créés :

- sur l'observation et l'interprétation des données ;
- sur les impacts possibles d'un réchauffement climatique ;
- sur les politiques de réponse.

Puis, en 1991, il a été décidé de constituer un comité intergouvernemental de négociation pour la préparation d'une convention qui a abouti en 1992.

Dans la même période était mise en place la phase pilote d'un important fonds pour l'environnement mondial (GEF), établi conjointement par la Banque Mondiale, le PNUD et le PNUE, et dont l'un des principaux objectifs est de financer ce qu'il en coûte en plus aux pays en développement pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans leurs programmes énergétiques.

Pendant ce temps, des pays isolément (la Suède par exemple) ou en groupe (à l'OCDE) ont élaboré des politiques de réponse, tout en ayant conscience qu'elles ne pouvaient être mises en œuvre que par un mouvement

d'ensemble des 178 Etats de la planète, ou en tous cas, des plus importants en la matière. Ainsi en octobre 1990, la Commission des Communautés Européennes, voulant jouer un rôle pilote, s'est engagée à stabiliser, d'ici l'an 2000, ses émissions de gaz carbonique au niveau atteint en 1990 (qui correspond à 2,3 tonnes de carbone par européen et par an), en réduisant la consommation d'énergie dite polluante. Pour renforcer son action réglementaire (directives du Conseil), la Commission a préconisé (en septembre 1991), dans le cadre de sa lutte contre l'effet de serre additionnel, des mesures fiscales sous la forme d'une "écotaxe", double taxe sur l'énergie en général (y compris l'hydraulique et le nucléaire) et sur les émissions de gaz carbonique, tout en proposant parallèlement de renforcer les mesures d'économie d'énergie, et d'accélérer les programmes de recherche communautaire concernés. Une telle taxe a semblé plus facile à appliquer qu'une fixation impérative des niveaux d'émission, ou l'instauration d'un marché de "droits à polluer". La mise en œuvre de cette politique européenne a été subordonnée au lancement d'une politique similaire dans les autres pays de l'OCDE (Etats-Unis et Japon notamment).

Propositions de la Communauté européenne

Au niveau communautaire, les émissions de CO₂ sont attribuées à raison de 31 % à la production d'électricité (le charbon y joue encore un rôle important en Allemagne, au Royaume-Uni, au Danemark, etc.), de 26 % aux transports, et de 20 % environ chacun à l'industrie et au résidentiel tertiaire. Il est reconnu que la substitution entre combustibles n'aura pas le temps de jouer de façon valable d'ici 2000 pour des raisons à la fois techniques, politiques et économiques : le nucléaire "nouvelle version" n'est pas prêt à prendre la relève, et un transfert massif au gaz naturel ou un changement de carburant, voire de type d'énergie pour les transports, ne peuvent être réalisés en moins d'une décennie. Certes, un rôle possible est attribué aux énergies renouvelables (quelque 5 % d'ici 2000), pour autant que leur position concurrentielle soit améliorée d'une façon ou d'une autre, et que les programmes de recherche et développement les concernant (comme le programme Altener, très en retard, ou le programme Thermie) soient largement amplifiés. La biomasse, entre autres, pourrait contribuer à ces substitutions, d'autant plus que les changements à la Politique Agricole Commune pourraient se traduire par la disponibilité de quantités de terres agricoles pour d'autres usages.

Restent les économies d'énergie... Le programme SAVE ("Specific Actions for Vigorous Energy Efficiency") proposé par la Commission a été adopté en octobre 1991, encore que son budget apparaisse relativement modeste. D'autres mesures sont destinées à soutenir des actions d'économie d'énergie dans les pays membres ou à améliorer la diffusion des connaissances, une dernière catégorie visant les économies d'électricité (programme PACE, éventuellement inclus ultérieurement dans le programme SAVE). Mais la Commission, dans son document stratégique sur le CO₂, est la première à reconnaître que le processus institutionnel d'adoption de nouvelles normes (renforcé par la création éventuelle d'un label spécialisé) est long et difficile, et que la vitesse de pénétration de nouveaux équipements (industriels, électro-ménagers, automobiles, etc.) est d'autant plus lente que les équipements à remplacer ont eux-mêmes une durée de vie plus longue. Les transports, pourtant essentiels, n'ont pas été traités en profondeur.

En ce qui concerne la taxe ou l'"écotaxe", l'idée est intéressante de taxer les émissions de gaz à effet de serre ainsi que l'énergie, dans l'esprit d'en diminuer l'éventuel gaspillage ou de faire prendre conscience de son prix réel socio-économique. La taxe proposée est de

10 dollars par baril de pétrole équivalent, partant, pour assurer une transition pas trop brutale, de \$3 à partir de 1993 et augmentant d'un dollar par an pour atteindre en 2000 le niveau de \$10. Comme toute proposition de la Commission, cette taxe a provoqué des réactions ; comme toute proposition de taxe, ses opposants ont opposé ralentissement économique et chômage... A noter d'ailleurs que les réactions ont été parfois aussi vives parmi les consommateurs qui en seront frappés, que parmi des producteurs de pétrole (du Golfe Arabo-Persique entre autres)...

Le rendement de cette taxe a été estimé à environ 50 milliards d'ECUs. Parmi les questions qu'elle suscite, une des principales est la crainte de pénaliser certaines industries communautaires, à commencer par les industries fortes consommatrices, qui devraient en conséquence bénéficier d'un régime spécial. Il est évident qu'une telle taxe serait plus facilement acceptée si elle s'appliquait à tous les pays de l'OCDE, et pas aux seuls pays communautaires. Cette taxe serait basée à 50 % sur l'énergie, et à 50 % sur les émissions de gaz carbonique. A cet égard, on peut remarquer l'avantage - déjà signalé - du gaz naturel, dont les émissions sont nettement moindres que pour le charbon. Quand on brûle une tec (tonne d'équivalent charbon) en charbon, on produit environ 0,73 tonne de carbone ; quand on brûle une tec de gaz naturel, on ne produit que 0,39 tonne de carbone, soit 87 % de moins (le pétrole se situant entre les deux avec 0,53 tonne de carbone émise par tec brûlée).

La taxe proposée par la Commission est muette, par contre, sur les autres gaz à effet de serre, comme le méthane, le N_2O , etc. D'autres mesures devraient donc compléter et la taxe et les mesures proposées.

En ce qui concerne la lutte contre l'effet de serre additionnel, nouvelle dimension capitale du problème énergétique, on peut conclure en soulignant le coût économique et politique des actions à entreprendre, pouvant susciter des inflexions notables de nos modes de vie, et la nécessité de la coopération Nord-Sud si on veut que les pays du Sud puissent y participer valablement au cours de leur développement futur, développement qui risquerait sinon de les amener à devenir progressivement à leur tour les principaux émetteurs de gaz à effet de serre.

C'est pourquoi il faudra être attentif au développement de la législation et de la réglementation mondiales.

A cet égard, un pas spectaculaire a été franchi, à l'occasion de la Conférence des Nations Unies sur l'Environnement et le Développement (CNUED, 3 au 14 juin 1992 à Rio de Janeiro) avec l'adoption par 156 pays de la "Convention sur les changements climatiques". L'objectif déclaré est de stabiliser les gaz à effet de serre à un niveau évitant une interférence climatique dangereuse avec le système des climats, dans un délai suffisant pour permettre aux écosystèmes de s'adapter naturellement, sans menace sur la production alimentaire mondiale et sans frein au développement, qui devra se poursuivre de façon "durable". Un large appel y est fait à la coopération internationale et les pays industrialisés sont invités à montrer l'exemple (voir encadré).

Convention sur les changements climatiques

Cette convention, adoptée lors de la Conférence de Rio sur l'environnement et le développement, comporte les principaux éléments suivants.

Objectif

"L'objectif ultime de la présente Convention et de tous instruments juridiques connexes que la Conférence des Parties pourrait adopter est de stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique. Il conviendra d'atteindre ce niveau dans un délai suffisant pour que les écosystèmes puissent s'adapter naturellement aux changements climatiques, que la production alimentaire ne soit pas menacée et que le développement économique puisse se poursuivre d'une manière durable". (Article 2)

Principes

"Dans les mesures qu'elles prendront pour atteindre l'objectif de la Convention et en appliquer les dispositions, les Parties se laisseront guider, entre autres, par ce qui suit :

1. Il incombe aux Parties de préserver le système climatique dans l'intérêt des générations présentes et futures, sur la base de l'équité et en fonction de leurs responsabilités communes mais différenciées et de leurs capacités respectives. Il appartient, en conséquence, aux pays développés d'être à l'avant-garde de la lutte contre les changements climatiques et leurs effets néfastes.

2. Il convient de tenir pleinement compte des besoins spécifiques et de la situation spéciale des pays en développement, notamment de ceux qui sont particulièrement vulnérables aux effets néfastes des changements climatiques, ainsi que des Parties, notamment des pays en développement, auxquelles la Convention imposerait une charge disproportionnée ou anormale.

3. Il incombe aux Parties de prendre des mesures de précaution pour prévoir, prévenir ou atténuer les causes des changements climatiques et en limiter les effets néfastes. Quand il y a risque de perturbations graves ou irréversibles, l'absence de certitude scientifique absolue ne doit pas servir de prétexte pour différer l'adoption de telles mesures, étant entendu que les politiques et mesures qu'appellent les changements climatiques requièrent un bon rapport coût-efficacité, de manière à garantir des avantages globaux au coût le plus bas possible...

4. Les Parties ont le droit d'œuvrer pour un développement durable et doivent s'y employer. Il convient que les politiques et mesures destinées à protéger le système climatique contre les changements provoqués par l'homme soient adaptées à la situation propre de chaque Partie et intégrées dans les programmes nationaux de développement, le développement économique étant indispensable pour adopter des mesures destinées à faire face aux changements climatiques.

5. Il appartient aux Parties de travailler de concert à un système économique international qui soit porteur et ouvert et qui mène à une croissance économique et à un développement durable de toutes les Parties, en particulier des pays en développement, pour leur permettre de mieux s'attaquer aux problèmes posés par les changements climatiques..." (Article 3)

Engagements

Les engagements très détaillés figurent à l'Article 4. Ils diffèrent selon qu'il s'agit des pays développés, des pays en développement ou de pays en transition (anciens pays socialistes). Ils prévoient notamment :

– l'établissement, le suivi et la communication à la Conférence des Parties des émissions anthropiques (sources et puits) de tous les gaz à effet de serre ;

– l'établissement, le suivi et la mise en œuvre de programmes nationaux (voire régionaux) contenant des mesures propres à atténuer les effets climatiques de ces émissions anthropiques de gaz à effet de serre ;

– le développement, l'application et la diffusion de technologies appropriées, et de la recherche scientifique, technologique, technique et socio-économique correspondante, ainsi que l'éducation, la formation et la sensibilisation du public, en y associant les organisations non-gouvernementales.

Ces politiques et mesures démontreront que les pays développés prennent l'initiative de modifier les tendances à long terme des émissions anthropiques, et toutes les formes de coopération pour atteindre ces objectifs sont très vivement encouragées. L'engagement le plus marquant consiste, pour les pays développés et les pays en transition, à ramener individuellement ou conjointement à leurs niveaux de 1990 les émissions anthropiques de CO₂ et d'autres gaz à effet de serre. Contrairement à ce qui avait été envisagé, cet engagement n'est pas fixé à l'échéance de l'an 2000, mais une Conférence des Parties doit revoir cette question en 1998".

La quasi totalité des pays riverains de la Méditerranée ont signé cette Convention. Il faut cependant noter qu'à l'échelle méditerranéenne, pas plus qu'à l'échelle européenne, il n'est possible d'arrêter des politiques communes si elles ne s'inscrivent pas dans le contexte mondial. Tout au plus peut-on envisager – et ceci a été mentionné lors de la conférence euro-méditerranéenne du Caire d'avril 1992 – le lancement en commun de politiques d'économies d'énergie, voire le développement d'interconnexions électriques. mais l'essentiel relèvera des politiques nationales : elles peuvent être lancées sans attendre en mobilisant tous les efforts pour accroître l'efficacité énergétique ou en réexaminant sous l'angle de l'effet de serre les politiques fiscales ou les politiques de subvention dont certaines sont nettement perverses (subventions plus ou moins occultes aux automobilistes et aux transports routiers dans certains pays).

Chapitre

III.

Développement pétrolier et environnement en Méditerranée

Le pétrole et le gaz naturel resteront vraisemblablement l'énergie dominante au cours des prochaines décennies.

Entre le gisement de pétrole brut ou de gaz naturel et le consommateur de carburant ou de tout autre produit spécifique pétrolier ou pétrochimique se situe une longue chaîne d'opérations, qui peut s'étendre physiquement sur plusieurs milliers de kilomètres, et dont les principaux maillons sont : la recherche/exploration, la production, le transport, le traitement de transformation, un nouveau transport éventuel, la distribution, et l'utilisation finale. Les produits manipulés étant fluides, souvent inflammables, parfois explosifs et de toxicité variable, les risques de perte et/ou de contamination de l'environnement, en particulier de la faune et de la flore, existent plus ou moins à chaque étape. Par infiltration ou ruissellement, une grande partie des quantités perdues ou répandues dans les régions côtières se retrouve à la mer, et contribue à la pollution due aux hydrocarbures (accidents maritimes et "marées noires"). Les conduites – parfois peu esthétiques – peuvent perturber des habitats naturels. Les risques d'éruption, d'explosions ou d'incendies ne sont pas nuls, et les odeurs (des raffineries notamment) peuvent être répandues sur de grandes zones. Mais dans l'ensemble, on peut dire cependant que les plus grands efforts ont été faits pour prévenir les accidents ou réduire leurs conséquences, et que les risques sont minimisés en fonctionnement normal.

Une des plus puissantes, tant par les volumes manipulés que par la diversité des opérations et des produits distribués ou par l'ampleur des montants financiers nécessaires à ses diverses étapes, l'industrie pétrolière était, il y a quelques dizaines d'années, prioritairement soucieuse de productivité. Cantonnée dans le rôle du pollueur par nécessité, cette industrie a,

depuis, progressivement envisagé chaque phase de ses nombreuses activités sous l'angle de leur impact vis-à-vis de l'environnement, et modifié tant ses procédures que ses produits pour s'adapter à cette sensibilité nouvelle.

On se limitera ici aux trois aspects les plus significatifs pour l'environnement des pays méditerranéens et pour la Méditerranée elle-même et ses régions côtières : l'exploration/ production (avec une attention spéciale pour l'exploration/production offshore), les transports maritimes et le raffinage, avec l'évolution de certains de ses produits comme les carburants (l'ensemble du problème transports faisant l'objet d'un autre fascicule).

I. Exploration et production dans le bassin méditerranéen

Les principaux pays producteurs de pétrole du bassin méditerranéen étaient en 1990 la Libye, l'Egypte, l'Algérie (au premier rang, si on ajoute les condensats du gaz naturel et les GPL), la Syrie, la Tunisie et la Turquie, tous pays du Sud et de l'Est du bassin, suivis par l'Italie, la France, la Yougoslavie, l'Espagne et la Grèce, (chacun de ces pays du Nord avec moins de 4 millions de tonnes par an).

Pétrole

Les gisements les plus importants des pays du Sud et de l'Est sont généralement situés dans des régions désertiques (Libye, Algérie, Syrie, etc.). Quelques gisements sont situés en mer (Italie en Adriatique, Espagne, Grèce, Tunisie, etc.). (figure 1 du chapitre 1).

En Algérie, les champs les plus productifs se trouvent dans le bassin Triasique qui couvre le Sahara, du Nord-Est de l'Algérie au Sud de la Tunisie, avec le gisement géant Hassi Messaoud (1,5 milliard de tonnes de réserves initiales) et le gisement de Rhourde Nouss, et dans le bassin d'Illizi-Guadamès à l'Est (au Nord du massif du Hoggar) avec de nombreux gisements moins importants, comme Zarzaïtine, Tin Fouyé, In Amenas, etc. Une partie du pétrole du bassin d'Illizi transite par Hassi Messaoud.

En Libye, le bassin le plus prolifique (produisant environ 90 % de tout le pétrole libyen) est le bassin de Sirte, une des grandes provinces pétrolières mondiales. Plus de 70 % de sa production provient de huit champs, Defa, Gialo, Bu Attifel, Nasser (anciennement Zelten), etc. Le potentiel restant à découvrir et à produire serait encore très important. Une nouvelle zone intéressante en début de production est la zone offshore de Bouri, au Nord-Ouest de Tripoli.

En Tunisie, le bassin principal est le prolongement du Triasique algérien, avec le champ de Borma, en cours d'épuisement (60 % de la production tunisienne en 1990). Le bassin Pélagien du Golfe de Gabès contient le gisement offshore d'Ashtart, lui aussi en cours d'épuisement (et le gisement de gaz de Miskar, en cours de mise en production).

En Egypte, le Golfe de Suez et Sinaï, qui a vu de belles découvertes dans les années 70, compte pour environ 95 % de la production pétrolière du pays. Les autres régions sont le Désert Occidental et le Delta du Nil (au taux de succès relativement élevé, mais plutôt favorable au gaz naturel).

En Syrie enfin, les principaux gisements sont situés dans la région Nord-Est du pays, entre la Turquie et l'Irak.

Jusqu'à présent, les activités pétrolières offshore en Méditerranée ont été peu importantes, contrairement à ce que pourrait laisser croire un regard rapide sur une carte des concessions accordées (quelque 100 compagnies concernées). Selon les années, on recense de l'ordre de dix à vingt unités de forage mobile, soit entre 1 et 3 % du total opérant dans le monde, contre 13 à 14 % en mer du Nord. En 1984 par exemple, environ 95 puits ont été forés au large de neuf pays méditerranéens (les activités dans le golfe de Suez en Egypte n'étant pas prises en compte), dont plus de 60 % sur le plateau continental italien. Début 1991, il n'y avait que 8 unités offshore de forage en opération, dont 5 au large des côtes italiennes (3 en Adriatique Nord, 1 en mer Ionienne au large du Basilicate et une au large de la Sicile Sud), les trois autres étant respectivement au large de l'Espagne, de la Tunisie et de la Libye. Les principales zones d'activité offshore sont l'Adriatique, la plateforme de l'Ebre, le plateau entre Sicile et Tunisie, le golfe de Gabès, le delta du Nil et la mer Egée. La production de pétrole offshore est inférieure à 5 millions de tonnes par an.

Gaz naturel

Il n'est pas si loin le temps où trouver un gisement de gaz naturel, au lieu du pétrole recherché et espéré, était considéré par une entreprise pétrolière comme une catastrophe... Malgré l'intérêt récent et croissant pour le gaz naturel, on continue à donner la priorité à la recherche du pétrole.

Dans la région d'Afrique du Nord, on compte six grandes zones gazières mises en valeur à ce jour.

En Algérie, la production de gaz provient de gisements de gaz sec et de la collecte du gaz associé aux champs de pétrole. Les deux plus grandes zones de production de gaz sec sont la zone d'Hassi R'Mel qui comprend principalement le gisement géant du même nom (dans le Triasique), et la zone de l'Erg Oriental avec une série de gisements moyens ; à ces deux zones s'ajoutent des champs comme Hassi Messaoud, aux importantes réserves de gaz associé (en grande partie réinjecté dans le gisement pour maintenir ses performances de production de pétrole).

Avec des réserves prouvées estimées à 2 940 G.m³ en 1991, le champ d'Hassi R'Mel est le véritable "poumon gazier" de l'Algérie. Depuis 1986, la capacité-totale de production du site est de 100 milliards de m³ de gaz brut à partir duquel peuvent être extraits 91 G.m³ de gaz sec, 18,2 Mt de condensats et 3,8 Mt de GPL. Principal lieu de production, Hassi R'Mel est aussi le point névralgique du transport du gaz en Algérie. Le gaz et les produits associés d'Hassi R'Mel et d'autres gisements au Sud-Est du pays sont acheminés vers le Nord de l'Algérie par trois artères principales ou réseaux de gazoducs vers Arzew ou Skikda, sur la Méditerranée, pour y être liquéfiés, ou vers Issers, pour l'alimentation de la région d'Alger, ou directement vers l'Italie par le gazoduc Transmed via la Tunisie et le canal de Sicile.

Dans l'Erg oriental se trouvent le site de Rhourde Nouss (au Sud d'Hassi Messaoud) et le champ d'Alrar, près de la frontière libyenne.

En Tunisie, le seul gisement en production – déclinante – est le champ pétrole et gaz d'El Borma (au Sud-Ouest du pays). Le relais sera pris prochainement par le gisement offshore de Miskar, dans le Golfe de Gabès.

En Libye, la production de gaz (associé) est principalement localisée dans la zone du bassin de Sirte. Devrait s'y ajouter prochainement le gaz associé du gisement offshore de Bouri, à l'Ouest du pays.

En Egypte, on compte trois grandes zones de production : le Golfe de Suez (gaz associé, longtemps brûlé à la torche), le Désert Occidental (gisement d'Abu-El-Gharadiq, à l'Est de la dépression de Qattara et alimentant Le Caire) et le Delta du Nil (gisement offshore d'Abu Qir) offrant le plus de possibilités à l'avenir.

Au Nord de la Méditerranée, le plus important producteur de gaz est l'Italie, dont les principaux gisements sont situés dans la vallée du Pô, offshore au large de Ravenne en Adriatique, en Basilicate et en Sicile.

En France, le gisement de Lacq, en Aquitaine, est en fin d'exploitation. Quelques petits gisements ont été découverts dans la même région, dont l'ensemble est peu important.

Les trois opérations pétrolières les plus importantes quant à leur influence éventuelle sur l'environnement sont l'exploration, la production, et l'évacuation du pétrole ou du gaz extraits.

L'exploration

Les forages d'exploration à terre sont effectués à partir d'installations fixes, et en mer à partir d'installations auto-élévatrices, submersibles ou semi-submersibles, ou de bateaux ou barges de forage. Toutes ces installations utilisent des boues au cours des opérations. Combinaisons de substances inertes et de substances chimiques telles qu'inhibiteurs de corrosion, biocides, etc., dispersées dans de l'eau, dans du pétrole ou dans des huiles minérales raffinées, ces boues de forage sont complexes, et sont manipulées de façon à minimiser les dommages à l'environnement en fonctionnement normal (les nouvelles lois en mer du Nord britannique par exemple, où l'exploration est très active, limitent les rejets de pétrole liés aux boues de forage à moins de 150 g/kg de déblai sec ; au large de la Norvège et des Pays Bas, cette limite est ramenée à 100 g/kg). Les déblais de forage peuvent être extraits à raison de 300 tonnes par 24 heures. En offshore, ils sont rejetés à la mer sous l'installation de forage. Ils étouffent généralement les organismes benthiques qui y vivent, et les effets toxiques peuvent être détectés sur une distance variable entre 500 mètres (boues à eau) et 3 000 mètres (boues à pétrole) selon le degré de traitement avant rejet. Les risques les plus graves sont liés à une éruption accidentelle. On estime ces risques à une éruption par 500 puits d'exploration forés en moyenne, les conséquences pouvant être très variables : faibles et de courte durée, à très importantes.

La production

Les opérations de production diffèrent de celles de l'exploration par la permanence des installations (20 à 30 ans ou plus) et par l'absence de boues de forage. Dans le cas du pétrole, un problème est lié à l'eau "associée" à

l'huile dans le gisement, produite en même temps, et soit réinjectée dans le gisement pour maintenir la pression motrice, soit rejetée à la mer en cas d'opération offshore, après traitement sur la plateforme (en mer du Nord, la teneur en pétrole des décharges a été limitée à 40 ppm en moyenne mensuelle), soit encore renvoyée à la côte par conduite. En plus de la contamination pétrole, ces eaux peuvent contenir des additifs chimiques destinés à accroître les performances de production, et dont certains (biocides, inhibiteurs de corrosion ou d'oxydation) sont relativement toxiques. Les risques d'éruption existent encore, mais sont moindres qu'en exploration ; on les a estimés à une éruption (aux conséquences très variables) par 3 200 puits-années. Le risque maximum se situe au moment des opérations d'entretien ou de réparation après arrêt momentané de la production. En fonctionnement normal, un puits débitant 1 000 tonnes par jour donnerait d'après certains experts un suintement d'environ 100 ppm, c'est-à-dire 100 kg d'huile par jour.

Moins graves que dans le cas des exploitations charbonnières, les exploitations pétrolières ou gazières présentent quelques risques d'affaissement de terrain. En Mer du Nord, des installations du champ Ekofisk ont ainsi dû être rehaussées. En Adriatique, en 1991, des mouvements écologistes ont suspendu des travaux de développement sur 8 gisements de gaz, évoquant des problèmes d'affaissement et d'érosion côtière.

Des efforts considérables ont été accomplis pour accroître la sécurité des opérations en mer, accélérés encore par quelques accidents récents (dont l'accident à la plateforme Piper-Alpha en mer du Nord en juillet 1988, avec 167 morts ou disparus). On estime qu'à l'échelle mondiale, au début de l'exploitation en mer, environ 2 % des installations offshore étaient perdues chaque année ; cette proportion est aujourd'hui inférieure à 0,5 %, et devrait encore sensiblement diminuer avec l'automatisation croissante des installations sur le fond (obturateurs automatiques de fond).

Une étude récente de l'Institut Français du Pétrole, portant sur 950 accidents de forage en mer enregistrés depuis 1955 (hors actes de guerre), et couvrant 74 types d'événements, 196 pays ou provinces répartis dans 30 zones géographiques majeures – du Golfe du Mexique au Golfe Persique – et 139 constructeurs différents, a montré que, dans tous les cas, la principale cause d'accident était les explosions ("blow out", jusqu'à 50 % des accidents pour les plates-formes submersibles, 34 % pour les plates-formes fixes), et en premier lieu au cours des forages d'exploration. Un des résultats les plus intéressants est que les impacts de ces accidents (nombres d'accidents annuels pondérés par un coefficient de sévérité) ont décru lentement de 1955 à 1970, plus rapidement de 1970 à 1979, avec une légère remontée entre 1980 et 1984 (due à un fort accroissement des activités liée à la "crise pétrolière" de 1979), et ont fortement décru à nouveau de 1985 à 1990. Une des zones où les accidents ont été relativement les plus nombreux a été la mer du Nord, où les conditions de temps sont de plus en plus sévères à mesure qu'on monte plus au Nord.

Sur les 950 accidents analysés, 21 ont été signalés en zone méditerranéenne (incluant le golfe de Suez, lieu de la plus grande activité). On compte un accident grave, en 1974, dans le golfe de Suez (chavirement d'une plate-

forme auto-élevatrice en cours d'installation, dû à la rupture d'un des pieds dans un sous-sol marin fragile, avec 18 morts).

L'évacuation (il s'agit ici de l'évacuation à partir du gisement, et non du transport proprement dit).

Elle se fait généralement par conduites jusqu'au point de collecte, ou dans le cas de la production offshore, jusqu'au continent par conduite ou par tankers selon l'importance et les conditions du gisement. Dans le cas du transport en conduite, les plus grands risques de pollution de l'environnement sont liés à la possibilité d'une petite fuite longtemps non détectée à cause du seuil de tolérance des mécanismes de sécurité, ou à la possibilité d'une rupture de conduite (causée offshore par l'ancre d'un navire par exemple, après que le tube enterré à l'origine ait été déterré sous l'action érosive des courants). Les risques de fuites accidentelles sont un peu plus importants lors des opérations de transfert dans le cas d'évacuation par tankers.

Une fois la production terminée, les installations doivent être enlevées, ce qui pose peu de problèmes à terre. En mer, l'enlèvement des installations est régi par la Convention de 1958 sur le plateau continental et par la Convention des Nations Unies sur le Droit de la Mer, dont les clauses ont été acceptées par tous les Etats méditerranéens. Par contre, une fois abandonnée, personne n'est plus responsable de l'entretien convenable d'une conduite en mer (en Méditerranée, l'absence de marées ou de courants associés diminue sensiblement les risques qu'elle soit déterrée, sauf en quelques endroits critiques, comme le Déroit de Messine).

Aux impacts possibles de ces trois opérations d'exploration, de production et d'évacuation sur l'environnement marin, il faut ajouter les installations associées à terre pour les services et l'intendance, et le terminal d'arrivée du pétrole ou du gaz, installations généralement situées sur le littoral et créées de toute pièce ou à partir de ports existants, et dont l'importance est liée à celle des opérations d'exploration et de production.

Les opérations en mer, et d'autres similaires concernant les matières minérales, font l'objet d'un projet de protocole en cours d'examen par les Parties Contractantes de la Convention de Barcelone, "relatif à l'exploration et l'exploitation du plateau continental, du fond de la mer et de son sous-sol". Ce protocole pourrait être signé en 1993.

Quelles sont les perspectives d'évolution des découvertes d'hydrocarbures offshore en Méditerranée pour les prochaines décennies, dans le cadre de scénarios de développement socio-économique ? Trois facteurs doivent être pris en compte : le potentiel géologique, le contexte international, et les stratégies nationales de développement énergétique et pétrolier-gazier.

Le potentiel géologique offre des perspectives non négligeables. Du pétrole et du gaz naturel ont indéniablement été trouvés sur le plateau continental méditerranéen, mais dans des petits ou moyens gisements, et on ne peut parler pour l'instant d'une grande province pétrolière. En mer profonde, on a souligné l'existence de configurations particulières, les dômes de sel. Mais les coûts croissent plus vite que la profondeur, et il faudrait trouver des champs

géants ou super-géants (supérieurs à 70 ou 700 millions de tonnes respectivement) pour justifier sans doute de telles exploitations à grande profondeur, fortement dépendantes du progrès technologique. On semble encore loin d'une "Méditerranée-Texas" ou d'une "Méditerranée-mer du Nord", à moins qu'une grande découverte ne change un jour cette image.

Le contexte international agit par le niveau des prix mondiaux du pétrole ou du gaz (il y a des seuils pour les coûts techniques), par la demande globale d'hydrocarbures, par le "climat", favorable ou non à l'exploration, ainsi que par les possibilités de coopération technologique. En ce qui concerne les prix par exemple, la chute des cours du pétrole en 1986 a eu pour effet de réduire de plus de moitié le nombre des installations de forage en mer en opération dans le monde.

Des stratégies nationales dépendent les choix, en partie politiques, de développer et utiliser ou non certaines ressources domestiques, de recourir au financement interne ou de s'ouvrir aux compagnies internationales, etc.

Un mauvais climat économique et géopolitique serait, dans l'ensemble, très peu favorable à l'amplification des efforts de prospection en Méditerranée. Par contre, si la croissance sensible de la demande pétrolière, telle qu'elle a repris depuis quelques années, devait se poursuivre, elle inciterait à utiliser au mieux toutes les ressources énergétiques disponibles, à commencer par le pétrole et le gaz naturel, en évitant de trop dépendre d'une seule source géographique comme le Moyen-Orient. Dans ces conditions, favorables aussi à un relèvement progressif des prix, l'exploration de l'offshore méditerranéen pourrait s'accroître dans la décennie 90 grâce à l'activité des compagnies internationales, et bénéficierait de l'amélioration continue des techniques (informatisation croissante des forages et des mesures, réduisant de plus en plus les risques de "puits secs" ; installations de production directement installées sur des fonds de plus en plus profonds et servies par des robots, etc.). Ces tendances pourraient être renforcées par une plus grande coopération technique et financière entre tous les pays riverains, résultant en un nombre croissant d'entreprises conjointes explorant la Méditerranée et recherchant activement pétrole et gaz naturel.

II. Les mouvements d'hydrocarbures

Il est possible de distinguer deux aspects principaux, respectivement liés aux navires et à leurs mouvements d'une part, aux points de chargement et de déchargement d'autre part. Contrairement à l'exploration-production utilisant en gros les mêmes techniques pour le pétrole et pour le gaz naturel, les transports sont assez différents pour les deux catégories d'hydrocarbures.

Des 3 800 millions de tonnes de marchandises transportées dans le monde en 1990 par voie maritime, le pétrole en représentait à lui seul 1 190 millions de tonnes, et les produits raffinés 363 millions de tonnes (soit au total plus d'une tonne sur trois). De ces 1 553 millions de tonnes, plus de 300 millions (entre le quart et le cinquième) ont transité par la Méditerranée, dont 80 millions par le canal de Suez (surtout des produits dans le sens Nord-Sud, plus de 60 % de pétrole brut dans le sens Sud-Nord), 80 millions par le SUMED

égyptien qui double le canal de Suez, et environ 40 millions par l'oléoduc irako-turc débouchant dans la baie d'Iskenderun (capacité d'environ 75 millions de tonnes par an, mais arrêté depuis Août 1990 par le conflit irakien). Ce pétrole et ces produits raffinés (en part croissante) étaient destinés soit aux pays méditerranéens, soit à des pays extra-méditerranéens (trafic Est-Ouest par Gibraltar) pour lesquels la Méditerranée est une voie maritime de transit essentielle.

Quand on compare ces chiffres (entre le quart et le cinquième du trafic pétrolier mondial) avec le rapport entre la superficie de la Méditerranée et celle de l'ensemble des mers et océans du globe (soit 0,7 %), on prend conscience de la densité exceptionnelle du trafic pétrolier sur cette mer quasi fermée, et donc de la vulnérabilité de celle-ci à l'égard des pollutions et des risques que ces transports ne peuvent manquer d'induire.

Des 135 millions de tjb (tonneaux de jauge brute) des navires pétroliers mondiaux au 1er janvier 1990, environ 22 millions (soit un peu plus de 16 %) étaient sous pavillon de pays méditerranéens, dont 70,8 % pour les pays du Nord du bassin, de l'Espagne à la Grèce. La Grèce à elle seule représentait environ un tiers, avec 7,86 M tjb, suivie par Chypre avec 5,4 M tjb, puis par l'Italie (2,6 M) et la France (1,7 M).

Pour lutter contre la pollution de la mer par les hydrocarbures, le plus souvent liée, en dehors des accidents, aux opérations de déballastage, les navires doivent être progressivement dotés, selon la convention MARPOL entrée en vigueur en 1983, de ballasts séparés et de systèmes de lavage du pétrole brut ; tous doivent posséder des détecteurs d'interface eau/huile. Au-delà de 10 000 tpb, ils doivent être équipés de séparateurs eau/pétrole et de contrôleurs de décharge. En Méditerranée toute décharge de pétrole est désormais interdite. Ces règlements semblent de mieux en mieux respectés et ont conduit à une diminution des rejets en mer des pétroliers, ainsi que d'autres navires. Des progrès parallèles ont été accomplis tant pour la sécurité des navires que pour une certaine séparation des trafics dans les zones à grande densité (création de chenaux "montants" et "descendants" sur les principales voies maritimes), et les procédures de contrôle et d'inspection ont été nettement renforcées, notamment par les Etats importateurs. Dans le même temps, des installations portuaires de déballastage ont commencé à être mises en place.

Des moyens de lutte de plus en plus puissants contre les épandages ont été mis au point et sont mis en service rapidement si nécessaire : barrages flottants, écrémeurs, centrale mobile de lavage de sable, etc. Une gamme de produits dispersants et désémulsifiants, avec des conditions d'emploi adaptées aux divers cas rencontrés, est désormais disponible.

Il est estimé qu'environ 220 000 navires jaugeant plus de 100 tonneaux croisent chaque année en Méditerranée (ce qui représente environ 30 % du volume des marchandises transportées par mer dans le monde). En permanence, environ 2 000 navires transitent en Méditerranée, dont 250 à 300 sont des pétroliers.

Entre août 1977 et juin 1992, 160 accidents de pétroliers ont été signalés au REMPEC de Malte (Regional Marine Pollution Emergency Response Centre, du Plan d'Action pour la Méditerranée), dont 67 sans déversement de

pétrole. Parmi les 93 avec déversement de pétrole, 21 ont déversé des quantités inconnues, 58 ont déversé des quantités inférieures à 1 000 tonnes, et 5 seulement plus de 10 000 tonnes : en mars 1979 au large de la Crète (12 000 tonnes), en février 1980 dans la baie de Navarin en Grèce (40 000 tonnes), en décembre 1980 à Arzew en Algérie (39 000 tonnes), en juillet 1981 au large de la Corse (18 000 tonnes), et en avril 1991, le Haven, au large de Gênes (plus de 10 000 tonnes ; accident dû à une explosion due à la présence de vapeurs d'hydrocarbures dans des citernes vides).

Une étude effectuée en 1991 par le Ministère du transport britannique a montré que 90 % des collisions des navires et 75 % des incendies ou explosions du transport maritime sont dus à l'erreur humaine. Tant à l'OMI qu'au sein de la Communauté Européenne (projet "Euret" sur les facteurs humains en transport maritime), des travaux sont en cours pour améliorer encore la sécurité et minimiser les possibilités d'erreurs humaines. Suite à la catastrophe de l'"Exxon Valdez" sur les côtes de l'Alaska, les autorités maritimes et les chantiers navals ont étudié de nouveaux concepts, telles les "doubles coques" ou au moins les double-fonds (exigés par la réglementation internationale seulement pour les produits chimiques les plus toxiques ou pour les gaz liquéfiés). Les double-coques ont, par contre, le désavantage d'augmenter de plusieurs milliers de tonnes le poids du pétrolier concerné, et donc sa consommation d'énergie. En revanche, on estime que la sécurité bénéficie des progrès de l'automatisation ainsi que de l'informatisation croissante des navires.

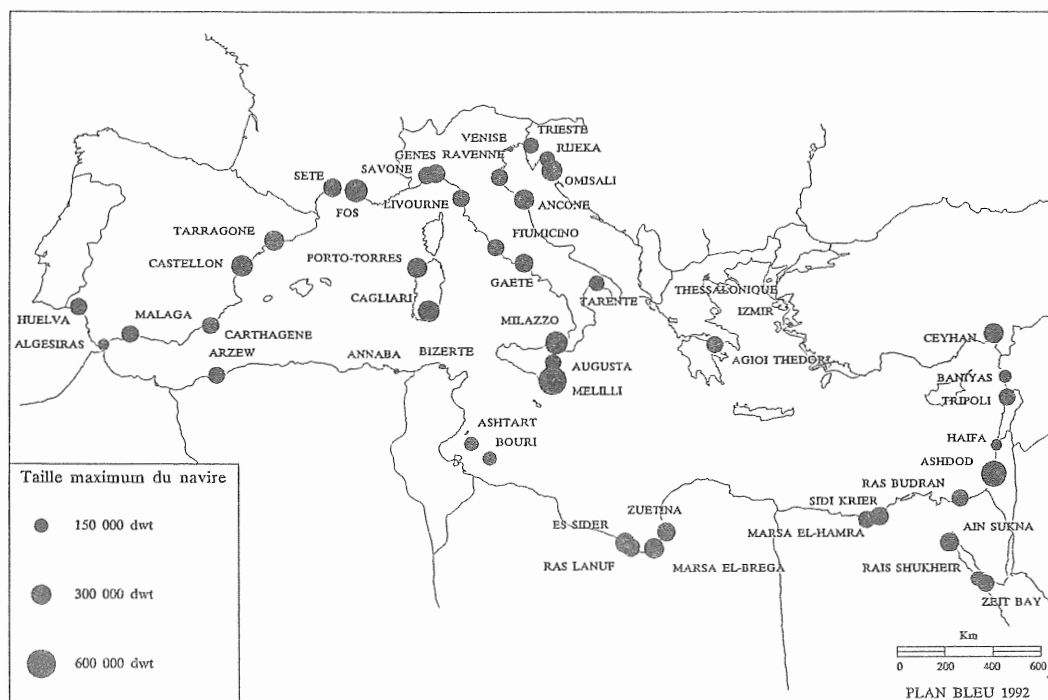
La crise maritime qui a duré quelque quinze ans et ne s'est résorbée qu'à la fin des années 80 s'est traduite non seulement par un vieillissement des flottes mais également par une diminution du tonnage placé sous les pavillons des pays maritimes traditionnels (français entre autres), avec une désaffection croissante à l'égard des métiers de la mer (instabilité de l'emploi, rémunérations insuffisantes eu égard aux inconvénients de la profession et du genre de vie). Les armateurs des pavillons de complaisance (enregistrés généralement dans de petits pays) font appel à des équipages peu nombreux et mal payés, et originaires de pays (Pakistan, Bangladesh, Philippines, etc) dont les possibilités de formation professionnelle et la tradition maritime sont évidemment différentes. Cette situation pose un problème de nature internationale.

La figure 8 et le tableau 10 montrent les points de chargement et de déchargement les plus importants dans le bassin méditerranéen. En ce qui concerne les points de déchargement sur la rive Nord, seuls les ports susceptibles de recevoir des pétroliers de plus de 150 000 tonnes ont été figurés. Il existe en fait de très nombreux autres ports qui reçoivent des navires de plus petites tailles, 80 000 ou 50 000 tonnes, allant jusqu'au cabotage côtier dans certaines zones. Les risques d'accident n'y sont pas moins grands, et on songe par exemple à Venise où les pétroliers déchargent à l'intérieur même de la lagune et où un accident serait catastrophique. De même à Chypre, Salonique, etc. Tous ces ports, des plus grands aux plus petits, sont très inégalement équipés en installations de réception permettant le déballastage. Deux enquêtes successives (en 1979 et 1983) ont montré l'importance des efforts restant à accomplir, estimés à l'époque à 130-150

millions de dollars. En attendant le renouvellement de la flotte pétrolière, (qui s'étend en général sur une vingtaine d'années), les installations de réception à terre sont actuellement insuffisantes.

Figure 8

Points de chargement et de déchargement des pétroliers (navires de plus de 150 000 t_{pl})



Source : Comité professionnel du pétrole (CPDP).

Le Canal de Suez en quelques chiffres

Le Canal de Suez a été ouvert à la circulation maritime en 1869.

Longueur totale Port Saïd-Port Tawfiq : 162,5 km

Profondeur : 19,5 m (future 23,5 m)

Capacité des navires à pleine charge : 150 000 t_{pl} (prévue 250 000 t_{pl})

Trafic en 1991

	Nord-Sud	Sud-Nord	Total
Nombre de navires (total)	9 523	8 803	18 326
dont pétroliers	1 910	1 639	3 549
Trafic marchandises (10 ³ t)			
Ensemble	119 322	153 220	272 542
dont Produits pétroliers*	14 342	70 535	84 877

Source : CPDP 1991, éléments statistiques.

* Brut et produits raffinés.

Tableau 10

Points de chargement et de déchargement des pétroliers en Méditerranée. Ports accessibles à des navires de 150 000 tonnes de port en lourd (dwt ou tpl) et plus (situation fin 1990)

Port	Taille maximum du navire* (1 000 tpl)	Port	Taille maximum du navire* (1 000 tpl)
Espagne		Turquie	
Algesiras	120 (400)	Tutunciftlik	280
Carthagène	250	Ceyhan	300
Castellon	350	Syrie	
Malaga	250	Banias	125 (210)
Taragone	325	Liban	
Huelva**	250	Tripoli	250
France		Israël	
Fos	400	Ashdod	500
Sète	270	Haïfa	110 (250)
Italie		Egypte	
Ancona	300	Marsa el Hambra	230
Augusta	250	Ras Budran	250
Cagliari	380	Sidi Kerir	285
Fiumicino	220	Ain Sukna	285
Gaete	260	Rais Shukheir	150
Gènes	270	Zeit Bay	240
Livourne	250	Libye	
Milazzo	420	Bouri	150
Melilli	600	Es Sider	300
Porto-Torres	326	Marsa El Rega	300
Ravenne	250	Ras Lanuf	265
Savone	250	Zuetina	270
Tarente	200	Tunisie	
Trieste	210	Ashtart	150
Croatie		Algérie	
Omisali	350	Arzew	250
Rijeka	200		
Grèce			
Agioi Thedori	250		
Pachi	600		

Source : CPDP.

* Les chiffres entre parenthèses indiquent la taille maxima du pétrolier susceptible d'être reçu après s'être partiellement allégé.

** Près de Gibraltar (en Atlantique).

Il faut rappeler enfin qu'on estime à quelque 600 000 tonnes par an les déversements de pétrole dans la Méditerranée, dont environ 60 % seraient dûs aux navires pétroliers, aux opérations de déballastage et de déchargement, et au lavage des cales et des citernes. Le reste serait imputable aux décharges d'origine tellurique et au ruissellement (eaux usées municipales et eaux usées industrielles), et pour environ 5 % aux retombées atmosphériques. Les concentrations d'hydrocarbures dissous ou dispersés résultantes sont très

inégales selon les régions, et ont été estimées entre 0 et 5 microgrammes par litre, un faible nombre de valeurs relevées dépassant 10 microgrammes par litre. Selon des observations effectuées entre 1969 et 1985, les concentrations moyennes de goudrons pélagiques s'échelonnaient entre 0,2 et 130 milligrammes par mètre carré, et les quantités moyennes enregistrées sur les plages variaient entre 0,2 et 4,4 grammes par mètre carré (on estime que les quantités ont diminué après 1980, surtout en Méditerranée orientale). Les hydrocarbures auraient tendance à s'accumuler lentement dans les sédiments. Quant aux taux relevés dans les organismes marins, les études en sont encore relativement rares, et insuffisantes (entre autres pour les effets de longue durée).

Les consommations pétrolières des pays du Nord du bassin, de l'Espagne à la Grèce, devraient augmenter peu, mais celles des pays du Sud et de l'Est (dont certains sont des producteurs ou proches de la grande source d'approvisionnement que restera le golfe Arabo-Persique) devraient continuer à croître. Ceci ne devrait pas contribuer beaucoup à l'accroissement du trafic maritime pétrolier intraméditerranéen. Pourrait augmenter par contre le trafic transméditerranéen par le canal de Suez (agrandi ?), par le SUMED (du Golfe de Suez à près d'Alexandrie, et dont la capacité annuelle de 80 millions de tonnes est en train d'être portée à 120 millions de tonnes), par l'oléoduc Kirkouk-Baie d'Iskenderun, ou par d'autres oléoducs en projet (comme Aqaba-Ashkelon). Le pétrole provenant du golfe Arabo-Persique est – et sera – destiné aux pays de l'Europe du Nord ou aux Etats-Unis, à mesure que l'épuisement progressif des gisements de certains pays producteurs accroît l'importance relative des grandes zones productrices du Moyen-Orient.

Plus significative peut-être sera la modification progressive des parts pétrole brut/produits finis dans le commerce maritime, liée aux développements du raffinage et de la pétrochimie dans les pays producteurs d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient. Ce progrès du commerce des produits finis varie avec le type de scénario, étant le plus important dans les scénarios de coopération Nord-Sud où les pays consommateurs (et raffineurs) du Nord acceptent de s'ouvrir aux produits finis ou intermédiaires du Sud (accords CEE-Conseil de Coopération du Golfe). Aujourd'hui, la plupart du trafic des produits blancs (y compris vers le Japon) est assurée par des navires de la catégorie 25 000-35 000 tpl (tonnes de port en lourd), les commandes de transporteurs de produits étant dans la gamme 25-75 000 tpl. L'utilisation de très gros navires (supérieurs à 150 000 tpl) suppose des installations de stockage et de commercialisation bien adaptées, que seules possèdent en général les grandes compagnies intégrées et ayant le contrôle absolu de toute la chaîne des opérations (y compris celle du raffinage). Ce transport primaire de produits est complété par un cabotage actif, surtout en Méditerranée occidentale.

Les transports de produits devraient donc se développer, avec des navires de tonnages 25-75 000 tpl, donc plus nombreux à quantité totale transportée égale, ces produits ayant de plus des caractéristiques différentes de celles du pétrole brut quant à leur volatilité, leur solubilité, leur toxicité, etc.

Cas du gaz naturel

En raison de l'abondance relative de ses ressources mondiales et méditerranéennes, de la croissance vive de sa consommation et de ses impacts moins sévères sur l'environnement, le gaz naturel est en train de changer le paysage énergétique méditerranéen. Par le développement de ses "liaisons fixes" (gazoducs et chaînes GNL), le gaz naturel crée des solidarités entre les pays, et devrait contribuer à la stabilité de la région.

Le gaz naturel est transporté par gazoducs sous forme gazeuse ou par méthaniers sous forme liquéfiée, à très basse température (GNL). Les méthaniers, dont la technologie est relativement sophistiquée, ont connu un développement spectaculaire à la fin des années 60 et au début des années 70, développement qui s'est ralenti depuis, et reprend vigoureusement depuis le début de la décennie 90. Mais ces méthaniers ne sont qu'un des maillons d'une chaîne dans laquelle les opérations de liquéfaction consomment une fraction importante du gaz naturel concerné (de 12 à 20 %).

Le tableau 11 montre le trafic maritime de GNL à partir de l'Algérie et de la Libye à destination de la France, de l'Espagne et de l'Italie (ainsi que vers la Belgique et l'Angleterre, les Etats-Unis et le Canada). Des trafics nouveaux sont prévus d'Algérie vers la Grèce et la Turquie (1993-1995). En général, le transport de gaz naturel ne présente pas de problèmes de pollution comparables à ceux du pétrole, mais comporte des risques d'accidents technologiques majeurs (rares par définition, mais aux conséquences graves), plus spécialement quand les points de débarquement se trouvent dans des zones industrielles peuplées.

L'infrastructure d'exportation de GNL en Méditerranée est composée en 1992 de cinq usines de liquéfaction, dont quatre en Algérie et une en Libye. La capacité totale installée de ces usines situées sur le littoral méditerranéen est de 35,8 G.m³ par an (en 1990, elles n'ont fonctionné qu'à 58 % de leur capacité et n'ont produit que 20,5 G.m³). La réhabilitation des usines algériennes est en cours de réalisation (pour un coût d'environ 1,5 milliard de dollars), et elles devraient produire à leur capacité maximale en 1995. Trois de ces usines sont installées à Arzew (Algérie), avec une capacité totale (design) de liquéfaction de 24 G.m³ par an, et une capacité de stockage de 683 000 m³ de gaz liquéfié. Une quatrième usine algérienne se trouve à Skikda, avec une capacité de liquéfaction de 8,4 G.m³ par an et une capacité de stockage de 308 000 m³ de gaz liquéfié. L'usine de Marsa El Brega, en Libye, dispose d'une capacité annuelle de liquéfaction de 3,4 G.m³ de gaz naturel et d'une capacité de stockage de 96 000 m³ de gaz liquéfié.

Pour assurer les exportations de GNL algérien et libyen, une vingtaine de méthaniers circulent en Méditerranée, dont 8 avec une capacité d'environ 125 000-130 000 m³, 6 d'une capacité de 40 000 m³, et 6 de 30 000 m³. Douze de ces méthaniers sont utilisés pour un commerce strictement intra-méditerranéen. (Un 125 000 m³ peut faire 13 à 15 voyages vers les Etats-Unis et transporter 1 à 1,2 G.m³ par an, alors qu'il peut faire 32 à 36 voyages et transporter entre 2,4 et 2,7 G.m³ de gaz par an sur un trajet comme Arzew-Montoir). Pour compléter la flotte mondiale de 71 méthaniers, 19 étaient en commande à fin 1991, dont 3 en Méditerranée.

Tableau 11

Trafic maritime de gaz naturel liquéfié (GNL) en Méditerranée (début 1991)

Origine	Destination		Volume contractuel* (Gm ³ /an)	Période des livraisons
Algérie				
Arzew	Le Havre	(F)**	0,5	1965-2002
Skikda	Fos-sur-Mer	(F)	3,5	1973-2013
Bethionia	Montoir	(F)**	5,15	1982-2013
Arzew	Fos	(F)	1,0	1992-2002
Skikda	Barcelone	(E)	3,8	1973-2013
Arzew	Zeebrugge	(B)**	3	1982-2013
Arzew	Canvey island	(GB)**	0,2	1988
Skikda	Revithousa/Athènes	(G)	0,6	1994-2015
Arzew	Ereglisi/Istanbul	(T)	2	1993-2015
Arzew	Everett	(E.U.)**	1,5 à 1,7	1988-2008
Arzew	Lake Charles	(E.U.)**	4,5	1989-2008
Arzew	Shell Columbia	(E.U.)**	2,4	1994-2010
Skikda	Enel	(I)	1 à 2	1995-1996-2010
Arzew Skikda	Setubal	(P)	0,7	1995-2015
Arzew Skikda	Finlande		1	1996
Arzew Skikda	Québec	(C)	2,8	n.a.
Libye				
Marsa El Brega	Barcelone	(E)'	1,1	1971
Marsa El Brega	La Spezia	(I)	2,3	1972

Source : CPDP & CEDIGAZ.

* La plupart de ces contrats ont été révisés ou modifiés.

** Origine en Méditerranée, Destination hors Méditerranée.

Note : Ces contrats sont soumis à des modifications fréquentes".

En ce qui concerne les terminaux de regazéification (30 dans le monde, dont 5 en Méditerranée), il faut noter les installations suivantes :

– Barcelone (Espagne), avec une capacité installée de regazéification de 30 M.m³/jour (10 G.m³/an) et une capacité de stockage de 240 000 m³ de gaz liquéfié. Cette usine, construite en 1969, est alimentée par du gaz algérien de Skikda et du gaz libyen de Marsa El Brega ;

– Carthagène (Espagne), avec une capacité de regazéification de 0,9 M.m³/jour (0,3 G.m³/an) et 55 000 m³ de capacité de stockage. Ce terminal récent (1989) est alimenté par du GNL algérien de Skikda et d'Arzew ;

– Huelva (Espagne, après Gibraltar), mise en service en 1988, dispose d'une capacité de regazéification de 2,3 M.m³/jour (0,8 G.m³/an), d'une capacité de stockage de 60 000 m³ (en cours d'augmentation de 100 000 m³), et reçoit du GNL d'Arzew ;

– La Spezia (Italie), construite en 1969, dispose d'une capacité de regazéification de 11 M.m³/jour (3,6 G.m³/an), et d'une capacité de stockage de 100 000 m³. Elle recevait du GNL libyen par le passé, et reçoit actuellement des livraisons spot algériennes (livraisons à long terme en cours de discussion) ;

– Fos-sur-Mer (France), qui date de 1972, avec une capacité de regazéification de 22 M.m³/jour (7,3 G.m³/an) et une capacité de stockage de 152 000 m³ de gaz liquéfié. Elle reçoit du GNL algérien de Skikda et d'Arzew.

De nouveaux terminaux de regazéification sont en construction (6 dans le monde, dont 2 en Méditerranée) ou en projet (15 en projet ou étude dans le monde, dont 3 en Méditerranée) : en Turquie (Marmara-Ereglisi, 17 M.m³/jour, pour recevoir du gaz algérien à partir de 1993), en Grèce (Revithousa, 2,5 M.m³/jour, à partir de 1993-1994), en Italie (Montalto di Castro en 1997, en liaison avec la centrale nucléaire en cours de transformation en centrale à gaz ; et Brindisi ou Trieste ultérieurement).

Un développement très important pour le gaz naturel en Méditerranée a été l'achèvement en 1983 du gazoduc algéro-italien "Transmed" (baptisé parfois l'"autoroute du gaz méditerranéen"), d'Hassi R'Mel à La Spezia, à travers l'Algérie (550 km), la Tunisie (370 km), le Canal de Sicile (155 km, avec des fonds de 600 mètres), la Sicile (350 km), le Détroit de Messine (15 km) et la péninsule italienne (915 km), soit une longueur totale de 2 355 km, dont 170 sous-marins à des profondeurs importantes (trois tronçons de 20 pouces à chaque fois, au lieu des 42 ou 48 pouces des sections terrestres). Depuis février 1992, la Slovénie reçoit du gaz algérien par cette voie.

Les deux partenaires du projet (la Sonatrach algérienne et la SNAM italienne) ont décidé en 1991 de doubler pratiquement la conduite (avec un parcours différent pour le Détroit de Messine, plus profond mais plus long, pour éviter des conditions de courants de fond estimées trop sévères). La capacité totale sera portée à 24 G.m³/an dans une première étape, et ultérieurement à 30 G.m³/an.

Un second projet de gazoduc transméditerranéen a été décidé en 1991-1992, le "Gazoduc Ouest" ou "Maghreb-Europe", reliant Hassi R'Mel à Séville, et destiné à alimenter en gaz algérien le Maroc, l'Espagne et le Portugal, et ultérieurement les pays d'outre Pyrénées. La longueur est de 1 255 km, dont 527 km en Algérie (diamètre 48 pouces), 545 km au Maroc (diamètre 48 pouces), 27 km de Détroit de Gibraltar (deux conduites de 20 pouces), et 156 km en Espagne (44 pouces). Les premières livraisons au Maroc et à l'Espagne sont prévues pour 1995, et pourraient atteindre entre 8 et 10 G.m³/an en 2000, et, en incluant l'au-delà des Pyrénées, 20 G.m³ par an ultérieurement par adjonction de stations de compressions.

La Libye et l'Italie sont en train d'étudier la construction éventuelle d'un troisième gazoduc transméditerranéen, reliant les champs pétroliers (à gaz associé) offshore libyens du complexe de Bouri avec l'Italie : gazoduc entièrement sous-marin, de 570 km de long et de 6 G.m³/an (une autre possibilité étant de rejoindre, par gazoduc terrestre courant le long du littoral, le Transmed en Tunisie).

D'autres projets d'interconnexion gazière Algérie-Tunisie-Libye, ou Libye-Egypte, laissent entrevoir un réseau de gazoducs reliant tous les pays du Nord de l'Afrique (et ceux-ci à l'Europe), et ultérieurement l'Europe et le Nord de l'Afrique aux pays du Golfe Arabo-Persique. Ne parle-t-on pas aussi d'un gazoduc Iran-Europe à travers la Turquie ?

Ces réalisations industrialisantes et structurantes (on se souvient du "miracle italien" stimulé, voire suscité par le gaz de la vallée du Pô), forment un véritable "maillage" gazier en Méditerranée.

Dans un terminal, le GNL sous pression est amené à la température ambiante par échange thermique avec l'eau de mer, ou par utilisation de regazéificateurs à brûleurs immergés. En principe, tous les terminaux ne doivent pas rejeter d'eau à moins de 7 °C, pour éviter les impacts sur la faune et la flore. Mise à part l'emprise sur le littoral des installations terminales, les impacts sur l'environnement méditerranéen sont relativement peu importants, ce qui est un argument supplémentaire en faveur du gaz naturel.

Il faut souligner par contre l'ampleur des investissements nécessaires. Une usine de liquéfaction est estimée coûter entre 1,6 et 2,5 milliards de dollars pour 5 à 7 G.m³ par an, entre 2 et 3 milliards de dollars pour 10 G.m³ par an. Un méthanier de 125 000 m³ coûte environ 260 millions de dollars. Et un terminal méthanier, 500 à 600 millions de dollars pour 5 G.m³/an, 900 à 1 100 millions de dollars pour 10 G.m³ par an. (Tous coûts donnés en dollars 1990).

Pour une chaîne Algérie-Europe, les coûts unitaires sont donc de l'ordre de \$1,45/MBTU (million de BTU, unité usuelle des gaziers) pour la liquéfaction, \$0,45/MBTU pour le transport liquéfié, et \$0,30/MBTU pour la regazéification, soit \$2,20/MBTU (équivalent à \$13,2 par baril de pétrole équivalent), non compris le prix du gaz à l'entrée de l'usine de liquéfaction (prix à la tête de puits, plus traitement, plus évacuation) et le prix du transport et de la distribution à partir de l'usine de regazéification.

L'investissement pour le gazoduc Transmed a été de 3 milliards de dollars.

Ces considérations amènent à deux remarques en guise de conclusion sur le gaz naturel :

- quel sera son prix futur, pour permettre le développement des nouveaux projets d'approvisionnement ?

- l'ampleur des investissements nécessaires conduit de plus en plus à des opérations conjointes entre pays consommateurs, grands opérateurs et pays producteurs. Aux "liaisons fixes", physiques, s'ajoutent des liaisons et des solidarités financières, particularité nouvelle du gaz naturel.

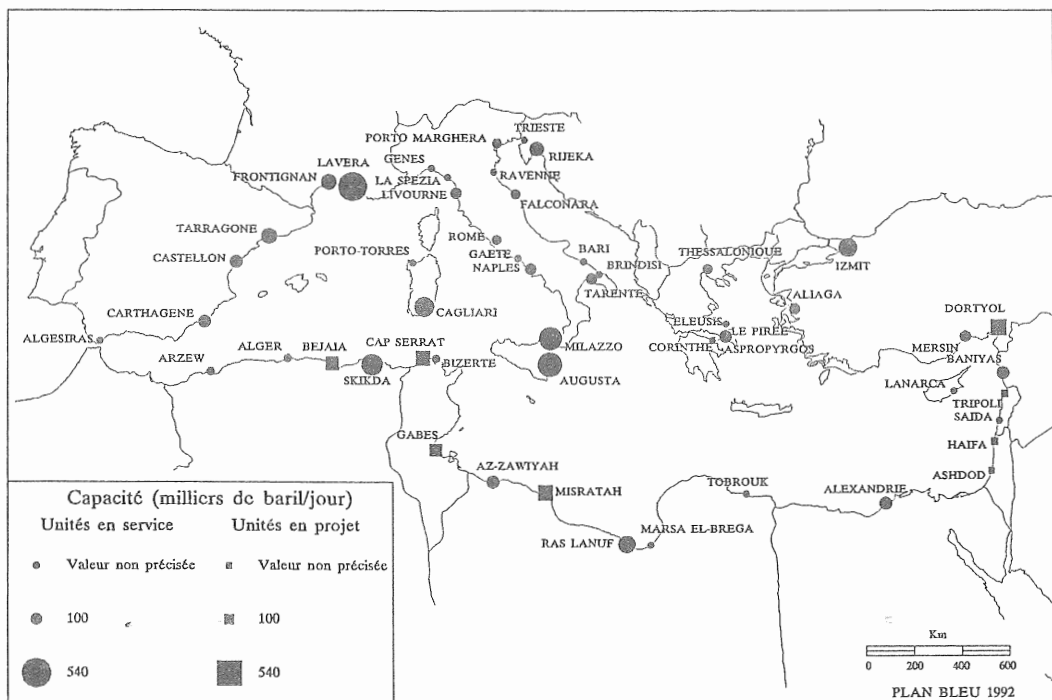
III. Le raffinage

Le raffinage est un maillon essentiel de la chaîne pétrolière. C'est une opération industrielle complexe conduisant à une gamme de produits très divers, depuis les gaz de pétrole liquéfiés (ou GPL) jusqu'aux huiles lourdes et aux asphaltes, en passant par les divers carburants et par les grands intermédiaires destinés à la pétrochimie (éthylène, propylène, benzène, etc.). Chacun de ces produits nécessite des opérations physico-chimiques particulières effectuées dans des installations industrielles pouvant opérer sur des millions de tonnes par an et présentant des risques de pollution, usuelles ou accidentelles, et des risques d'accidents (explosions, incendies, matières plus ou moins toxiques, etc.).

En 1990, la capacité mondiale de raffinage était d'environ 3 710 millions de tonnes de pétrole brut par an, en diminution d'environ 10 % par rapport au maximum atteint en 1980. Un peu moins de 12 %, soit 440 millions de tonnes, étaient installés dans les pays méditerranéens (tableau 12), en diminution d'environ vingt cinq pour cent par rapport au maximum en 1980. Les réductions les plus importantes (environ 40 %) ont eu lieu dans les pays du Nord : diminution de 47 % en France, de 45 % en Italie et de 21 % en Espagne, ces trois pays représentant encore 60 % du total méditerranéen, après en avoir il est vrai représenté plus de 85 % en 1970. La Turquie et l'Egypte sont parmi les rares pays à avoir augmenté sensiblement leurs capacités au cours des dernières années (près de 17 millions de tonnes en 1980, environ 34 millions de tonnes à fin 1990 pour la Turquie ; 14,5 millions de tonnes en 1980 et 26,2 millions de tonnes en 1990 pour l'Egypte). Les capacités de raffinage installées sur le littoral méditerranéen sont de l'ordre de 280 Mt (figure 9).

Figure 9

Les raffineries sur le littoral méditerranéen



Source : Plan Bleu.

Les capacités de raffinage au Sud et à l'Est sont progressivement passées de 33,5 millions de tonnes en 1970 à près de 131 millions de tonnes en 1990. Elles devraient continuer d'augmenter d'ici le début du prochain siècle, tant pour les besoins du marché intérieur des pays que pour l'exportation de pro-

duits, se substituant progressivement aux exportations de brut. Une bonne partie de ces augmentations de capacité se fera vraisemblablement par extension des sites existants. La demande de sites littoraux nouveaux pourrait donc être limitée à quelques grands sites (raffineries, pétrochimie, installations portuaires d'expédition, entre autres en cas de découvertes importantes offshore).

En ce qui concerne les impacts sur l'environnement, des efforts considérables ont été accomplis pour les réduire et/ou les éliminer. Par exemple, d'après une enquête du CONCAWE (Conservation of Clean Air and Water in Europe, association de raffineurs), le volume moyen pondéré d'effluents liquides déversés a été divisé par 20 entre 1960 et 1970 (de 6,37 à 0,38 m³ par tonne de pétrole brut traité) dans les raffineries européennes, et leur teneur moyenne pondérée en hydrocarbures a été divisée par 60 dans la même période (de 56 à 0,92 kg d'effluents hydrocarbures par 1 000 tonnes de pétrole brut traité). Les eaux usées, en plus des hydrocarbures, contiennent de l'huile et des graisses, des phénols, de l'ammoniaque, des solides dissous ou en suspension, des sulfures, du chrome, etc, et peuvent être acides ou basiques. Après traitement, les effluents ne contiennent plus que de très faibles concentrations de ces divers polluants. Les déchets et les polluants, classés en trois catégories selon qu'ils sont inflammables, corrosifs (pH inférieur à 2 ou supérieur à 12,5) ou réactifs et engendrant des toxiques, font l'objet de réglementations de plus en plus sévères.

Le PNUE a estimé (1975) que les 60 raffineries situées sur les côtes méditerranéennes apportaient à la mer environ 20 000 tonnes de pétrole par an. Ce chiffre doit sans doute être fortement minoré, car ces déversements étaient généralement liés à des raffineries anciennes, à consommation d'eau élevée et sans traitement poussé des effluents.

Encore qu'il ne soit pas possible de parler d'une "raffinerie type", les installations différant par leurs tailles, par les pétroles bruts traités, par les teneurs en soufre de ceux-ci, par les procédés utilisés et par les unités spécifiques de traitement installées en fonction de la gamme de produits voulus, le PNUE (1985, étude comparative des émissions polluantes liées à l'énergie) donne les ordres de grandeur suivants pour les effluents atmosphériques, par million de tonnes de brut traitées : 820 tonnes d'oxydes de soufre, 700 tonnes d'oxydes d'azote, 170 tonnes de monoxyde de carbone, 1 200 tonnes d'organiques, 90 tonnes d'ammoniaque et 100 tonnes de poussière (chiffres obtenus à partir d'une raffinerie de 25 millions de tonnes par an).

L'amélioration de la qualité demandée aux combustibles pour réduire les émissions (surtout de soufre) a exigé une meilleure récupération du soufre extrait. Ces progrès ont été obtenus grâce à de nouveaux investissements en désulfuration concernant les coupes moyennes, et ceci malgré un contexte de raréfaction des bruts peu soufrés pour ce qui est des fuels lourds.

Les emprises au sol peuvent varier entre 1,5 et 35 hectares par million de tonnes de brut traité, ces chiffres pouvant être doublés par l'étendue des zones de sécurité. Les besoins en eau varient entre 100 et 2 000 m³ par million de tonnes de brut traité, le refroidissement des équipements se faisant le plus fréquemment en circuit fermé.

Tableau 12

Capacité de raffinage des pays méditerranéens (milliers de tonnes)

Pays	1970	1973	1980	1985	1989	1990
Espagne	34 800	43 700	78 100	64 400	62 200	62 200
France	116 500	153 900	166 050	108 800	84 600	84 600
Italie	150 200	188 670	195 600	123 400	117 000	117 000
Ex-Yougoslavie	12 500	11 900	20 200	14 800	19 800	19 800
Albanie	1 800	1 800	3 700	3 700	3 700	3 700
Grèce	4 625	7 125	21 310	19 500	18 200	18 200
Turquie	7 375	14 475	16 830	23 600	36 100	35 100
Chypre	0	600	750	800	800	800
Syrie	2 950	2 950	11 100	11 390	12 140	11 900
Liban	3 000	3 000	2 590	1 850	1 850	1 850
Israël	5 600	6 000	9 460	8 500	9 000	9 000
Egypte	8 500	9 000	14 540	21 200	24 400	26 200
Libye	500	500	6 500	17 000	17 000	17 000
Tunisie	1 000	1 000	1 690	1 690	1 690	1 690
Algérie	2 875	5 790	21 900	23 240	23 240	23 240
Maroc	1 650	2 900	7 700	7 700	7 700	7 700
Total Méd.	353 875	453 310	578 020	451 570	439 420	439 980
Total mondial	2 543 000	3 205 000	4 116 000	3 655 670	3 661 930	3 709 100

Source : CPDP 1990, Statistiques de l'industrie pétrolière.

En ce qui concerne l'utilisation des produits pétroliers, l'industrie du raffinage est parvenue à réduire considérablement les émissions de soufre (SO_2), cause présumée de l'acidification des lacs du Nord de l'Europe et du dépérissement des forêts, notamment germaniques. La teneur en soufre du fuel domestique a été abaissée en France de 0,7 à 0,5 % entre 1973 et 1976, puis à 0,3 % dès 1980. Le dernier projet de directive de la Commission européenne prévoit une réduction à 0,2 % d'ici octobre 1994 et 0,1 % d'ici octobre 1999 (0,05 % pour les gazoles en 1996).

Pour l'ensemble des combustions industrielles, les réductions sont dues à des améliorations de rendement énergétique, à la mise en place de traitement de fumées, à la substitution par des combustibles moins soufrés (passage du fuel No 2 ordinaire aux combustibles "BTS" à Basse Teneur en Soufre, voire "TBTS" à Très Basse Teneur en Soufre).

Compte tenu du rapide accroissement du trafic automobile, le raffinage a été également amené à modifier les caractéristiques des carburants produits. La réduction de la teneur en plomb a été un des premiers objectifs. L'utilisation de pots catalytiques a rendu nécessaire l'utilisation des essences sans plomb, afin de réduire les émissions polluantes du type NO_x , monoxyde de carbone (CO) et hydrocarbures (composés volatiles et imbrûlés). Malgré ces efforts, il faut noter que le secteur des transports reste le seul pour lequel les émissions continuent à augmenter...

L'amendement 1990 du Clean Air Act aux Etats-Unis a amené à revoir fondamentalement la composition du "pool essence" et à développer les

composés oxygénés. En effet, l'obligation d'une concentration minimale en oxygène peut être traduite en "reformulation" des essences pour y incorporer des éthers : le méthyl-tertio-butyle-éther (MTBE) ou ses homologues supérieurs ETBE ou TAME, voie préférée à celle de l'éthanol. D'où un gigantesque accroissement en cours des capacités de production de ces produits, non seulement aux Etats-Unis, mais dans le monde entier, y compris en Méditerranée (projets d'une unité d'isobutane et d'une usine MTBE en Algérie). Mais ceci illustre aussi la nécessité de bien peser les décisions prises : il a été montré que, si la présence de composés oxygénés dans l'essence contribue bien à la réduction des teneurs en monoxyde de carbone ou en hydrocarbures imbrûlés, elle contribue par contre à un accroissement de la teneur en oxydes d'azote, et génère en outre de nouveaux polluants, formaldéhyde ou acétaldéhyde. Le pot catalytique à trois voies (oxydation/réduction) devrait permettre de réduire l'ensemble de ces polluants au niveau souhaité, mais il n'est pas complètement satisfaisant lors de la période de mise en route ou pendant les phases froides de fonctionnement, et il dégage du protoxyde d'azote (NO_2), particulièrement actif (160 fois le CO_2) dans l'effet de serre... Il est donc nécessaire d'étudier de manière conjointe et approfondie l'adéquation entre les carburants (voire les lubrifiants) et les moteurs. Plus généralement, c'est sur toute la chaîne que constitue l'utilisation d'un produit (fabrication, emballage, distribution, mise à disposition, utilisation, élimination) qu'il faut maintenant étudier les impacts et comparer les substituts proposés.

L'amélioration de qualité des coupes moyennes, la reformulation des carburants et la nécessaire diminution des fractions lourdes issues du raffinage vont accroître sensiblement la consommation d'énergie de celui-ci : son auto-consommation devrait passer de 5-7 % à 11-13 %, sans parler des effets sur les coûts. En France, la seule suppression du plomb dans les essences correspond à un programme d'investissement de près d'un milliard d'ECUs entre 1985 et 1994. Au niveau européen, le projet d'abaissement de la teneur en soufre du gas-oil à 0,05 % devrait se traduire par un ensemble d'investissements de l'ordre de 2 à 3 milliards d'ECUs... et une émission de 2 millions de tonnes de CO_2 supplémentaires.

Un développement intéressant en ce qui concerne les véhicules automobiles est l'utilisation de GPL (mélange de propane et de butane) ou de gaz naturel (dit GNV ou gaz naturel véhicule) afin de réduire la pollution (ainsi qu'une trop grande dépendance, dans certains cas, à l'égard des produits pétroliers). Le GNV utilise le gaz naturel à l'état comprimé, nécessitant un "kit" de conversion, et un ou plusieurs réservoirs de stockage.

En France, Gaz de France, en association avec Renault et Peugeot, poursuit de nombreuses recherches, visant à développer en trois ans un prototype de voiture à gaz naturel. A plus long terme, on travaille également sur une turbine à gaz appliquée à l'automobile pouvant aussi servir à recharger des batteries électriques pour la circulation en ville..

L'Italie est le plus grand promoteur du développement du gaz naturel carburant depuis plus de 40 ans. Les ventes sont de 300 millions de m^3 actuellement, par un réseau de distribution constitué de quelque 240 postes

publics de ravitaillement, dont 150 alimentés directement à partir du réseau national de gazoducs (et les autres par camions citernes).

En Algérie, le programme vise la conversion, à l'horizon 2005, de 215 000 véhicules, dont 48 000 véhicules Diesel et 167 000 véhicules à essence, et la réalisation de 700 stations de distribution de gaz naturel comprimé. La quantité de gaz naturel qui serait consommée à l'horizon 2005 a été estimée à près de 2 milliards de m³.

Un problème actuellement non résolu pour les GNV est lié aux pertes de méthane lors du remplissage des réservoirs (selon la nécessité de purge). Les préoccupations causées par les gaz à effets de serre ont conduit à donner une attention particulière à cet aspect.

*
* *

En conclusion, les pays méditerranéens vont dépendre, pour longtemps encore, du pétrole et du gaz naturel, avec une part croissante de ce dernier, qui est plus favorable à la protection de l'environnement. Les deux causes principales de pollution restent les transports automobiles et le transport maritime du pétrole.

En ce qui concerne les transports automobiles, et principalement le transport urbain où les effets de pollution sont les plus nocifs, afin d'éviter de recourir aux solutions les plus extrêmes (comme l'interdiction temporaire de trafic, à Athènes, à Rome, etc.), des solutions diverses sont à l'essai : emploi des GPL et du GNV, mais aussi voiture électrique ; en France, 22 sites pilotes – dont Sophia-Antipolis et Avignon – ont été choisis par les ministères de l'environnement et de l'industrie fin 1992 pour la mise en place d'un réseau urbain de véhicules non polluants, réseaux qui devraient être opérationnels à partir de 1995. Notons cependant que cette solution, si elle apporte une incontestable amélioration des conditions environnementales en ville, risque de reporter les effets négatifs pour l'environnement au niveau régional ou global (pluies acides et effet de serre) si l'électricité n'est pas produite dans de bonnes conditions pour l'environnement.

Quant au transport maritime du pétrole en Méditerranée, il doit faire face à une augmentation du trafic, surtout transméditerranéen à destination de l'Europe du Nord et des Etats-Unis. Quelques accidents récents, au large du Maroc en 1992 et aux îles Shetland début 1993 ont amené les ministres européens de l'environnement à réagir, en vue d'accroître la sécurité et le contrôle des navires, pouvant aller (comme il est pratiqué aux Etats-Unis suite à l'accident de l'Exxon Valdez en Alaska) jusqu'à l'interdiction d'accès aux ports par les navires non conformes malheureusement encore beaucoup trop nombreux.

La production d'électricité et l'environnement en Méditerranée

Dans le bassin méditerranéen, l'électricité est produite à partir de sources très variées : charbon, pétrole, gaz, nucléaire, hydraulique et géothermie principalement. A partir d'une même source, plusieurs procédés très différents peuvent être utilisés : turbine à vapeur, turbine à gaz, cycle combiné, etc. A partir d'un même procédé, l'attention portée à la protection de l'environnement et au contrôle des pollutions peut varier entre un minimum et le recours aux techniques les plus sophistiquées (dépoussiérage, traitement des fumées, etc), techniques qui sont actuellement en pleine évolution. C'est dire la difficulté de toute prospective de l'environnement à 10, 20, ou 30 ans. Il faut donc se limiter à dégager quelques tendances, à identifier les changements possibles les plus importants, et à réfléchir sur quelques chiffres.

Avec quelque 1 060 TWh produits en 1990 (tableau 13) et une capacité installée d'environ 272 GWé, le parc de production électrique des pays riverains de la Méditerranée représente les deux tiers de celui de la CEE et plus du dixième du parc mondial. Il est caractérisé par une grande diversité, certains pays ayant privilégié le charbon (Grèce, Yougoslavie), d'autres le nucléaire (France), et d'autres le gaz naturel (Algérie, Egypte, Tunisie). La France concentrait en 1990 39,5 % de la production totale (à 75 % d'origine nucléaire), suivie par l'Italie (21 %), l'Espagne (14 %) et la Yougoslavie (8 %). Les pays du Sud et de l'Est ne représentaient que 15 % (157 Twh) de la production globale, alors que leur population était sensiblement égale à la moitié de la population totale des pays riverains.

Les différents niveaux de développement économique des pays se traduisent par une consommation électrique par habitant variant dans le rapport de 1 à 18, 360 kWh pour le Maroc, 6600 kWh pour la France. Les

réseaux au Nord sont fortement interconnectés, et le deviennent progressivement au Sud et à l'Est, avec de nombreux projets en cours.

La croissance de la production (et de la consommation) est forte au Nord, proche de 5 % par an pour la plupart des pays (entre 1971 et 1990), et très forte au Sud et à l'Est avec quelque 9 % par an, et même plus dans certains pays.

Tableau 13

Production d'électricité dans les pays méditerranéens en 1990 par source (Gwh)

Pays	Electricité en Gwh						% par source/total				
	Total	Charbon	Pétrole	Gaz	Hydro & Nucl.	Geoth.	Char- bon	Pé- trole	Gaz	Hydro & Géoth.	Nucl.
Espagne	147 620	56 300	8 700	2 170	26 180	54 270	38	6	1	18	37
France*	419 360	33 000	8 000	6 350	57 990	314 020	8	2	2	14	75
Italie	216 820	33 700	103 000	45 000	35 120	0	16	48	21	16	0
ex-Yougoslavie	83 651	47 325	4 303	2 016	25 871	4 135	57	5	2	31	5
Grèce	34 950	24 800	8 000	150	2 000	0	71	23	0	6	0
Nord	902 401	195 125	132 004	55 686	147 161	372 425	22	15	6	16	41
Turquie	57 543	20 181	3 942	10 192	23 228	0	35	7	18	40	0
Syrie	8 110	0	5 538	562	2 010	0	0	68	7	25	0
Israël	19 215	9 039	10 176	0	0	0	47	53	0	0	0
Egypte	43 422	0	15 600	18 090	9 732	0	0	36	42	22	0
Libye	9 880	0	8 980	900	0	0	0	91	9	0	0
Tunisie	5 491	0	1 600	3 844	47	0	0	29	70	1	0
Algérie	15 441	0	326	14 980	135	0	0	2	97	1	0
Maroc	9 024	2 237	5 630	0	1 157	0	25	62	0	13	0
Sud	168 126	32 457	51 792	48 568	36 309	0	19	31	29	21	0
Méditerranée	1 070 527	226 582	183 796	104 254	183 470	372 425	21	17	10	17	35

Source : AIE, CCE/DG-XVII et OME

* y compris 48 TWh d'exportations nettes.

Le nucléaire est présentement "gelé" dans tous les pays, sauf en France (partiellement en Espagne), et on assiste à un développement vigoureux des centrales à gaz et des centrales à charbon.

I. Le charbon

En 1990, le charbon était encore la source de 42 % de l'électricité mondiale (le fuel ne contribuait que pour 7 %, contre 25 % en 1974). Dans les pays méditerranéens, le charbon n'a contribué que pour 21 % seulement à la production d'électricité, mais celle-ci a utilisé les deux tiers de tout le charbon consommé dans ces pays (le charbon à coke représentant une trentaine de millions de tonnes métriques).

A cause de leurs réserves importantes de charbon et de leur production encore importante (tableau 14), l'Espagne, la Yougoslavie, la Grèce et la Turquie ont accordé une part importante à ce combustible dans leur parc de production électrique. Malheureusement, ces ressources sont généralement

de mauvaise qualité : lignites, à faible ou très faible pouvoir calorifique – moins de 10 MJ/kg pour la plupart d'entre eux –, à fortes teneurs en soufre – généralement voisines de 5 % – et à fortes teneurs en cendres ou en humidité. Ces charbons posent d'importants problèmes d'environnement, y compris à la production, obtenue souvent par exploitations minières de surface, aux impacts importants sur les paysages ou sur les ressources en eau (lessivage des terrains, pollution des nappes phréatiques). En ce qui concerne la combustion, les directives européennes sur les normes d'émissions atmosphériques ont d'ailleurs dû prévoir, à la demande de la Grèce, des dérogations importantes en faveur des combustibles d'origine locale dans le bassin méditerranéen. D'autres pays, comme l'Italie et le Maroc, ont aussi opté – partiellement – pour le charbon pour leur production d'électricité, mais en faisant appel aux importations (charbons de bonne qualité à basse teneur en soufre, posant moins de problèmes environnementaux).

Tableau 14

Production de charbon dans le bassin méditerranéen (en millions de tonnes)

Pays	Total	Production de charbon 1990	
		Bitumeux	Sous-bitumeux + lignite
Espagne	36,0	14,9	21,1
France	13,5	11,2	2,3
Italie	1,6	0,1	1,5
ex-Yougoslavie	71	0,4	70,5
Grèce	54	–	54
Turquie	47,5	2,8	44,7
Méditerranée	223	29	194
Monde	4 740	3 575	1 165
% Méd/Monde	4,7	0,8	16,7

Source : "Coal Information" AIE 1991.

En 1990, la capacité thermique-charbon installée dans les pays méditerranéens était de 52 Gwé, avec une production de 227 Twh :

- 56 TWh en Espagne, 38 % de la production électrique nationale ;
- 48 TWh en Yougoslavie, 55 % de la production électrique nationale ;
- 34 TWh en Italie, 16 % de la production nationale ;
- 33 TWh en France, mais 8 % seulement de la production électrique nationale ;
- 25 TWh en Grèce, 71 % de la production nationale, proportion la plus élevée de la Méditerranée ;
- 20 TWh en Turquie, 35 % de la production nationale ;
- 9 TWh en Israël, 47 % de la production nationale ;
- 2 TWh au Maroc, 22 % de la production nationale.

Parmi les pays utilisant de façon importante le charbon pour leur production d'électricité, on peut donc distinguer deux catégories : ceux utilisant

leurs ressources locales, généralement du lignite (Grèce, ex-Yougoslavie, Turquie et Espagne) et ceux recourant au charbon vapeur importé (principalement Italie, Israël et Maroc).

La Grèce, la Yougoslavie et la Turquie ont été proportionnellement parmi les plus gros utilisateurs de charbon de la région (en Turquie et en Yougoslavie, le complément était fait essentiellement par l'hydraulique). La production de houille de ces pays est faible (environ 3 Mt par an en Turquie), mais ces trois pays ont fait un effort tout particulier en matière de production de lignite, qui a plus que doublé entre 1980 et 1990. On peut cependant s'interroger sur la pérennité de cette tendance, à cause des exigences environnementales croissantes. La Turquie, par exemple, s'est donnée les moyens de développer également des centrales brûlant de la houille durant la présente décennie.

En Espagne, la consommation de produits pétroliers dans les centrales thermiques a sensiblement décru, mais celle de charbon a augmenté d'une quantité équivalente, et la quantité d'électricité produite grâce à ce combustible a pratiquement doublé. La production nationale de houille a plafonné à 10 millions de tonnes par an, et devra vraisemblablement diminuer dans les années à venir par manque de compétitivité par rapport aux charbons importés. La production de lignite a augmenté de 4,6 à plus de 6 millions de tonnes, mais il est peu probable que cet effort puisse être amplifié, là aussi à cause des problèmes d'environnement.

En France, le nucléaire a réduit considérablement le rôle du charbon (ainsi que des produits pétroliers). Parallèlement, l'épuisement des gisements a obligé à réduire la production nationale, passée de 18 millions de tec à 10 millions de tec, et l'importation de charbon vapeur a elle-même baissé de 19 à 11,5 millions de tonnes (minimum de 4 Mt en 1988). Quelque 10 milliards de francs ont été versés entre 1982 et 1992 aux charbonnages pour que le déclin s'effectue en bon ordre : fermeture des sites les moins rentables, retraites anticipées, transferts de salariés, aide à la création d'entreprises, etc., panoplie de mesures qui a sans doute permis d'éviter des explosions sociales.

Pour les trois autres pays, l'Italie, Israël et le Maroc, l'électricité est produite à plus de 45 % par des produits pétroliers ou du gaz. Ces trois pays ne produisent pas de quantités significatives de charbon, mais ont néanmoins augmenté sensiblement leur production d'électricité à partir de charbon importé. La politique italienne, basée aussi en partie sur le gaz naturel, consiste à installer des centrales susceptibles de consommer, selon les opportunités, des produits pétroliers, du gaz ou du charbon. Dans la période 1980-1990, l'Italie a accru ses importations de charbon vapeur de 6 à 12 millions de tonnes.

Si ces tendances se poursuivent, elles renforceront la position du pourtour méditerranéen comme grande zone importatrice sur la scène charbonnière mondiale. Dans les années récentes, deux zones d'approvisionnement ont joué un rôle particulier : les Etats-Unis (qui, par le grand nombre de leurs petits producteurs entrant ou sortant du marché selon les prix, confèrent une grande souplesse aux approvisionnements internationaux) et l'Afrique du

Sud (ce qui pourrait poser à terme des problèmes, en cas d'instabilité politique).

D'ici 2000, la production d'électricité à partir du charbon pourrait presque doubler d'après les projets en cours, pour atteindre quelque 426 TWh, avec des développements importants prévus en Espagne (+ 29 TWh) et en Italie (+ 61 TWh, centrales de Brindisi, Gioia Tauro et Tavazzano, de 2,5 GWé chacune), en Turquie (+ 25 TWh, centrales de Yumurtalik, Iskenderun et Marmara) et en Egypte (+ 13 TWh, centrales de Zafarana et Ein Moussa), ainsi qu'en Grèce (+ 16 TWh), etc. Sauf en Grèce, ces développements se feront presque exclusivement à partir de charbon importé.

La réalisation effective de ces programmes pourrait être remise en cause en raison des problèmes d'environnement (émissions sulfurées d'une part, émissions de CO₂ d'autre part). La continuation de ces tendances au-delà de 2000 dépend aussi en partie de la reprise ou non du nucléaire (voir ci-dessous). Mais étant donné le temps nécessaire à la mise en œuvre d'un programme nucléaire, le charbon pourrait de toute façon être appelé à jouer un rôle majeur. C'est ainsi que d'après certains programmes du début des années 90, la capacité thermique charbon pourrait atteindre environ le tiers de la production électrique totale en 2010.

De telles perspectives posent néanmoins le problème des infrastructures nécessaires. Il existe aujourd'hui, y compris les extensions en cours de construction, ou quelques projets, quelque 54 ports charbonniers d'importation dans le bassin méditerranéen (dont 26 pour la seule Italie, sur un total mondial d'environ 220). La capacité totale de ces ports d'importation (tableau 15), actuellement de l'ordre de 107 millions de tonnes par an – dont une partie pour les besoins des industries sidérurgiques et les cimenteries – est à comparer aux 240 millions de tonnes de charbon qui seraient consommées en 2010 pour la seule production électrique. Vingt cinq seulement de ces 54 ports peuvent recevoir des navires de plus de 80 000 tonnes, et 18 de plus de 85 000 tonnes. Ceci donne une première idée des infrastructures qui seraient à réaliser.

On a évoqué en Méditerranée la possibilité d'un ou plusieurs "ports d'éclatement" judicieusement situés (projets en Turquie, à Malte, etc.). Cette dernière solution favoriserait le recours aux grands vraquiers (200 000 tonnes et plus, contre 50 000 à 150 000 tonnes aujourd'hui). Après 2000, et si tous les projets et de centrales et de ports se réalisaient, les tonnages de charbon transportés par voie maritime en Méditerranée pourraient progressivement dépasser ceux du pétrole.

On estime à environ 1 pour mille du tonnage transporté les poussières de charbon émises lors des diverses manutentions et du stockage.

Les centrales à charbon sont actuellement la source la plus importante de polluants atmosphériques : CO₂, SOx, NOx, CO, hydrocarbures, poussières, traces de métaux lourds, radon, etc. Elles produisent aussi en quantités importantes des effluents liquides pollués (acide sulfurique, organiques, chlorures, phosphates, bore, etc.) et des déchets solides, cendres et cendres volantes récupérées. Des efforts très importants sont en cours aux Etats-Unis, au Royaume Uni, en Suède, mais aussi en Espagne, en France, en

Yougoslavie, en Turquie, etc, pour réduire ces nuisances et mettre au point des procédés "propres" de conversion du charbon en électricité. Une certaine priorité a été donnée au dépoussiérage, à la diminution des émissions de soufre, et on s'attaque maintenant aux oxydes d'azote dont les centrales sont la seconde source (après les transports routiers). Indépendamment de la préférence donnée aux charbons peu sulfureux, les procédés peuvent être distingués selon qu'ils visent :

- à mélanger des charbons (en Espagne, par exemple, charbon national mélangé à des charbons du Wyoming et d'Indonésie, dans les centrales de Teruel et de Puentes) ;

- à purifier le charbon avant emploi par nettoyage ;

- à disperser les effluents gazeux par hautes cheminées (hauteur de l'ordre de 200 m), méthode de réduction des émissions de soufre considérée aujourd'hui comme dépassée comme l'a montré la Conférence de Stocholm de 1982 sur l'acidification de l'environnement ;

- à désulfurer les gaz de combustion, avec transfert du soufre dans un autre milieu pour l'évacuer (plus de 100 procédés connus aujourd'hui, par voie sèche ou par voie humide, dont les essais en Espagne à Almería et à la centrale de Cers). Les procédés par voie humide, nécessitant de disposer d'abondantes quantités d'eau, peuvent poser des problèmes dans les pays où celle-ci est rare, comme en rive Sud et Est de la Méditerranée. De plus, la production annuelle de boue (environ 100.000 m³ pour une centrale de 600 MWé), sans régénération à la chaux ou au calcaire, peut être inacceptable dans les régions densément peuplées ;

- à éliminer les oxydes d'azote.

L'élimination des poussières et particules est aujourd'hui relativement bien maîtrisée (à l'exception peut-être du problème des poussières micrométriques), avec le recours à quatre procédés : collecteurs à cyclones, dépoussiéreurs hydrauliques, précipitateurs électrostatiques (rendements supérieurs à 99,5 voire 99,9 %), et installations de filtres à sacs.

Un problème majeur reste lié à la production des déchets solides résultant de l'extraction et de l'utilisation du charbon, surtout dans les régions densément peuplées. On peut se faire une idée de l'échelle du problème en notant que l'industrie européenne du charbon a produit en 1980 205 millions de tonnes de déchets solides, dont 170 millions de tonnes de résidus de houille et 35 millions de tonnes de cendres, à comparer aux 90 millions de tonnes de résidus urbains.

Les procédés les plus prometteurs sont basés sur la combustion à lits fluidisés avec des calcaires fixant les composés sulfurés, ou sur une gazéification préliminaire du charbon.

Combustion à lits fluidisés

Les principaux avantages de la combustion à lits fluidisés portent sur la diminution des émissions de SO₂ et de NO_x, l'extraction facile des cendres et, enfin, l'utilisation d'une large gamme de combustibles, y compris des combustibles pauvres comme les lignites, et même les schistes bitumineux (recherches en cours au Maroc).

Tableau 15a

Ports charbonniers d'importation en Méditerranée (capacité en millions de tonnes par an)

Pays	Capacité			Nombre de ports dans le bassin méditerranéen existants ou en projet					
	Total*	dont Méd.*	Sid. + cim. Méd.**	30-44	45-84	85-124	125-174	175 +	Total
Espagne	48,8	21,8	0,5	—	3	2	1	2	8
France	47,2	7,4	7,4	—	—	—	1	1	2
Italie	58,3	58,3	5,7	7	13	3	2	1	26
Ex-Yougoslavie	10,4	10,4	—	—	1	—	—	2	3
Grèce	5,8	5,8	4,2	4	2	—	1	—	7
Turquie	4,9	3,0	3,0	—	—	—	1	—	1
Israël	7,5	7,5	—	—	1	—	2	—	3
Egypte	1,2	1,2	—	1	1	—	—	—	2
Algérie	2,0	2,0	2,0	—	1	—	—	—	1
Maroc	2,0	2,0	—	—	1	—	—	—	1
Total	188,1	119,4	—	12	23	5	8	6	54

Source : AIE 1991.

* Y compris les projets.

** Capacité méditerranéenne utilisée pour la sidérurgie et la cimenterie.

Tableau 15b

Capacités et caractéristiques des ports charbonniers d'importation dans le bassin méditerranéen

Pays Port, terminal	Capacité (Mt/an)	Débit (t/h)	Stockage (Kt)	Max Dwt (Kt)	Commentaires
Espagne					
Algeciras	3,8	2 250	750	270	
Barcelone	0,5	200	30	85	Ciment. locale
Carboneras-Hornos Ibericos	0,5	170	—	60	
Pucarsa + Exten.	6,0	1 500	600	160	Centr. Endesa
(Huelva-Quai J. Gonzalo)	2,0	400	—	50	(Déroit Gib.)
Malaga (Quais 6 et 7)	1,0	2 600	70	45	
Tarragone-Aragon et Castille	4,2	2 800	100	80	
Tarragone-Quai Catalogne	5,3	2 000	1 000	180	
Valencia-Môle nord	0,5	4 000	15	100	
France					
Fos-Port public	3,8	3 200	1 200	125	
Fos-Solmer (aciérie)	3,6	4 000	350	260	Port privé
Italie					
Ancône (Quais 1 et 2)	0,6	625	8	55	Direct camions
Bagnoli (Quai ILVA nord)	2,8	1 000	170	80	
Brindisi-Quai Morena Olga	3,0	1 500	500	55	Pour ENEL
Brindisi-Quai ENEL	2,5	500	400	135	Futures centr.
Civitavecchia-Quai 14	0,5	300	—	50	Direct camions
Gênes-Cornigliano	2,8	1 000	40	80	Acierie
Gênes-Rubbattino	1,3	1 100	40	90	2 quais
Gênes-San Giorgio	1,0	900	25	50	2 quais

Tableau 15b (suite)

Pays Port, terminal	Capacité (Mt/an)	Débit (t/h)	Stockage (Kt)	Max Dwt (Kt)	Commentaires
La Spezia-Calata Paita	1,0	700	10	30	Italiana Coke
La Spezia-Jetée ENEL	2,5	500	500	80	
Milazzo	6,0	3 000	700	120	En construct.
Monfalcone-Quai ENEL	2,0	800	150	30	
Palermo-Sammuzzo	0,2	320	25	35	
Piombino-Usin. Ac. & Fe	2,3	1 000	180	65	Acier et fer
Savona-quai Miramare	2,1	1 400	600	35	
Taranto-quai ILVA N°4	6,0	4 800	1 000	300	2 quais
Trieste-Quai 5	0,7	—	15	45	Autorit. port.
Trieste-Quai 7	4,0	1 800	—	150	ENEL, barges
Trieste-Servola Hauts F.	0,6	600	100	80	HF (Ex-AIT)
Tierni (quai prévu)	4,8	2 000		120	Prioritaire
Vado Ligure – San Raffaele	3,1	800	100	55	Italiana Coke
Venise-Quai Emilia	2,2	1 000	90	65	Autor. portu.
Venise-Jetée ENEL Fusina	2,7	500	500	80	
Venise-Quai Veneto	1,1	200	150	40	Autor. portu.
Venise-Marghera	1,0	200	100	30	Italiana Coke
Ravenna	1,5	1 000	300	30	
Ex-Yougoslavie					
Bakar	8,4	2 000	500	225	
Koper (Slovénie) vrac	0,5	500	300	225	
Ploce (Croatie)	1,5	1 200	270	50	
Grèce					
Drepanon	0,7	250	30	30	Ciment. Titan
Eleusis-Halivourgiki	0,5	170	—	60	Direct camions
Eleusis-Ciments Titan			—	40	Direct camions
Milaki-Coal Med. Est	3,5	700	450	170	Cim. Heracles
Pyrrhéa Q. Charb. St-Georges	0,2	160	150	30	
Salonique	0,5	—	—	75	Dt cim. Titan
Volos-qu. charb. & minerais	0,4	225	50	40	Quai en cons.
Turquie					
Iskenderun	3,0	1 000	45	170	Pour aciéries
Israël					
Ashdod-Quai 9	2,5	1 900	675	150	Elec. Ashkelon
Hadera-Quai Elect. Co.	4,5	1 200	1 100	170	En cours à 7Mt
Haïfa Est vrac	0,5	1 500	50	65	240 m quais dév.
Egypte					
Alexandrie	1,2	400	120	40	
Zafarana (projet)	—	—	—	70	Centr. future
Algérie					
Annaba	2,0	2 000		65	Aciérie Hadjar
Maroc					
Mohammedia	2,0	2 000		80	Expans. prévue
Total Méditerranée*	119	65 470	13 558		

Source : AIE 1992.

* Y compris projets en cours.

Le lit fluidisé peut être à pression atmosphérique, soit dense (air à faible vitesse), soit circulant (air à grande vitesse). L'ENEL en Italie est en train de construire une centrale de ce dernier type (deux unités de 75 MWé), pour démontrer la capacité de cette technologie à satisfaire les normes très rigoureuses imposées depuis peu par la législation italienne pour les émissions dans l'atmosphère. L'inconvénient de cette technique est que la taille des chaudières devient très importante dès que la puissance augmente.

L'autre solution est d'utiliser un lit fluidisé sous pression. Les gaz de combustion chauds peuvent alors alimenter une turbine à gaz en amont de la turbine à vapeur, encore que les problèmes de corrosion au niveau de la turbine ne soient pas encore complètement résolus.

Sur le bassin français de Provence se construit à Gardanne la plus grosse chaudière à lit fluidisé actuellement prévue, d'une puissance de 250 MWé. Cette réalisation est largement extrapolée de la chaudière du même type construite en Lorraine à Carling, qui fournit depuis 1990 125 MWé.

Dans le but de trouver une utilisation propre à ses lignites noirs d'Aragon, la société d'électricité Endesa (Espagne) a décidé en 1986 la construction d'une centrale de démonstration à Escatron, dans la Manche (voir encadré).

Il n'est pas sans intérêt de souligner que deux des projets les plus importants à l'échelle mondiale se trouvent dans des pays méditerranéens.

Programme espagnol pour l'utilisation du charbon

L'Espagne produit encore plus de 40 % de son électricité à partir du charbon, provenant en majorité des mines nationales. Les teneurs en cendres sont élevées, généralement supérieures à 40 %, et les teneurs en soufre des lignites noirs peuvent atteindre jusqu'à 8 %. Le programme espagnol pour l'utilisation propre du charbon vise à satisfaire aux normes environnementales les plus exigeantes, à savoir moins de 400 mg/Nm³ pour les émissions de soufre dans les fumées, et moins de 450 mg/Nm³ pour les oxydes d'azote, soit des réductions de l'ordre du quart à la moitié par rapport aux chaudières actuellement en usage dans le pays.

Une des étapes importantes de ce programme est la centrale de démonstration à lits fluidisés d'Escatron de 80 MWé à cycle combiné (turbine à gaz de 12 MWé), décidée par ENDESA en 1986 pour utiliser les lignites noirs d'Aragon (36 % de cendres et 7 % de soufre) et mise en fonctionnement en 1990. En ajoutant la consommation élevée de calcaire, un des problèmes les plus importants est le grand volume de solides à manipuler, tant pour l'alimentation que pour l'évacuation. Après de nombreuses études, il a été choisi un mélange de charbon trituré à moins de 6 mm (débit 18 kg/sec) avec du calcaire moulu à 200 microns (débit 7 kg/sec). Le charbon est très réactif, et son mélange avec le calcaire retarde et homogénéise le procédé, qui se réalise en totalité dans le lit.

La rétention de soufre a dépassé 90 %, et les émissions de NOx ont été inférieures à 150 ppm, avec moins de 20mg de particules par Nm³.

Les principaux problèmes sont liés aux cyclones de dépoussiérage. La grosseur des particules non retenues est supérieure aux prévisions de 5 microns, avec risque d'érosion de la turbine à gaz.

On espère démarrer la construction d'une centrale commerciale de plus grande capacité en 1994, pour mise en service en 1998.

Source : Revue de l'Energie, Septembre 1992.

Gazéification du charbon

Une technique de gazéification (utilisée par exemple à la centrale de Coolwater de 110 MWé en Californie) consiste à pulvériser le charbon, à le mélanger à de l'eau (à raison de 60 % de charbon) et à le brûler dans une chaudière fonctionnant à l'oxygène, pour produire un gaz à pouvoir calorifique modéré (2 500 kcal/m³), mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone. La haute température de la combustion entraîne en quelque sorte la fusion des cendres qui, une fois mélangées avec de l'eau, peuvent être retirées sous forme de nodules peu polluants. Les émissions polluantes sont diminuées d'un facteur au moins égal à 10. Cette technique connaît un regain d'intérêt, y compris en Europe, avec le développement des centrales à gaz (et mieux, à cycles combinés) :

- centrale de Demkolec de 250 MWé en Hollande, au rendement prévu de 43,2 %.

- projet Puertollano en Espagne, d'entreprises électriques espagnoles, française (EDF, pour 35 %) et portugaise, accepté par la CEE comme centrale européenne de démonstration, de 303 MWé et prévue pour 1996. La gazéification se réalisera à haute température avec oxygène. On a choisi une turbine à gaz de grande puissance, avec une température de combustion d'environ 1 250 °C, avec laquelle on espère un rendement thermique d'environ 44 %.

N'était le problème fondamental du CO₂, ces techniques semblent très prometteuses, et pourraient à terme redonner leur intérêt aux ressources charbonnières mondiales et méditerranéennes. Elles pourraient alors prendre en temps utile la relève du gaz naturel, lorsque les réserves de celui-ci commenceront à s'épuiser.

En attendant la généralisation éventuelle de ces procédés, les experts de l'OCDE estiment qu'actuellement les procédés disponibles augmentent les investissements d'une centrale thermique à charbon de 15 à 20 %, et le prix du kWh produit de 20 à 25 %.

Centrales sans CO₂

Peut-on concevoir des centrales ne relâchant pas de CO₂, c'est-à-dire possédant des installations de piégeage du CO₂ (sous forme liquide ou solide), comme il en est du SO₂ et autres polluants ?

Généralement, le charbon est brûlé dans des chaudières à la pression atmosphérique, et le CO₂ fait donc partie des gaz de combustion. Il pourrait en être séparé par des solvants organiques, par condensation à très basse température, ou en utilisant de l'oxygène à la place de l'air dans le procédé de combustion (produisant en final un gaz riche en hydrogène alimentant une turbine à gaz). De tels procédés sont possibles, mais très coûteux en points de rendement thermique. Avec les solvants ou la combustion à l'oxygène, les rendements chutent à 20-24 %, et la condensation ferait perdre encore 4 points supplémentaires. Ces diminutions de rendement semblent exclure le recours à de tels procédés, encore qu'une centrale sans CO₂ fonctionne aux Etats-Unis.

Le CO₂ récupéré pourrait être utilisé en tant que matière première dans l'industrie (méthanol ou autres carburants synthétiques), ou injecté dans les gisements de pétrole ou de gaz naturel, mais les quantités récupérées risquent de dépasser la somme de tous les usages possibles. L'évacuer dans les océans (à Gibraltar par exemple, où l'eau sortant de la Méditerranée "plonge" dans l'océan profond) pourrait avoir des impacts écologiques qu'on ne sait pas estimer actuellement.

II. Le gaz naturel

Le développement de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité est un phénomène mondial qui s'explique par le faible coût des centrales (turbines à gaz – TAG – ou cycles combinés) et par le plus faible niveau des émissions d'oxydes d'azote, d'oxydes de soufre et de CO₂. Dans les pays méditerranéens, la part du gaz dans la production d'électricité est encore faible au niveau global (8 %), mais a déjà doublé en moins de 5 ans et augmente très fortement, surtout au Sud et à l'Est du bassin, certains pays étant exclusivement gaziers (Algérie) ou fortement gaziers (Egypte, Tunisie). Un accroissement du thermique-gaz de 33 GWé est prévu d'ici 2000, dont 22 GWé pour les pays du Sud et de l'Est, la production globale devant passer de 104 à quelque 270 TWh (soit 17 % de la production totale d'électricité).

Au Nord, longtemps freiné par une directive de la CCE tendant à limiter le gaz naturel à ses "usages nobles" (révoquée en 1990/1991), le pays le plus avancé est l'Italie. La part du gaz y est déjà importante, 45 TWh en 1990, 21 % de la production électrique, et devrait passer à environ 84 TWh en 2000 et 26 % de la production d'électricité, à cause de l'arrêt du nucléaire et du retard pris par les centrales à charbon, mais aussi pour limiter les niveaux de pollution.

Un certain nombre de pays, peu ou non gaziers jusqu'à présent, tels que l'Espagne, l'ex-Yougoslavie, la Turquie et la Grèce, vont recourir au gaz naturel pour couvrir des besoins de pointe et même des besoins de base, ou pour limiter la pollution dans des zones sensibles telles qu'Athènes.

Compte tenu de la croissance rapide de la demande d'électricité et des ressources en gaz disponibles, l'essentiel du développement devrait toutefois se produire au Sud et à l'Est du bassin, favorisé par le coût moindre des centrales (une centrale à cycle combiné est deux fois moins coûteuse qu'une centrale à charbon) et les avantages d'une construction modulaire. L'Egypte devrait ainsi voir sa production thermique-gaz passer de 18 TWh en 1990 à 49 TWh en 2000 (61 % de la production domestique d'électricité), l'Algérie de 15 à 37 TWh (quasiment 100 % de la production électrique), la Libye de quelques TWh à 22, et la Turquie de 10 à près de 25 TWh (soit un facteur 2,5 ; gaz importé d'Algérie et d'URSS). Au-delà de 2000 ou 2010 devraient s'ouvrir les possibilités d'approvisionnement à partir du Moyen-Orient, où les ressources sont considérables (Iran, Qatar, Emirats, etc.).

Quatre types d'installations utilisent actuellement le gaz naturel :

– *Les centrales à vapeur classiques.* Elles sont caractérisées par une technologie mûre, qui a atteint il y a quelques années une limite de taille de

1 300 MWé avec des générateurs de vapeur à pression supercritique de 240 bar. Ces caractéristiques extrêmes n'étant pas économiquement justifiées, on a réduit la taille et la condition de vapeur en sacrifiant un peu le rendement : puissance électrique entre 500 et 900 MWé, conditions de vapeur à l'entrée de la turbine de 165 bar et 656 °C, rendement thermique de "design" de 40 % (sans pénalité pour la désulfuration) et rendement pratique de l'ordre de 34 % (au niveau d'un parc). Le coût d'investissement est entre 800 et 1 500 dollars par kWé, en fonction de la taille, du combustible, des conditions de site, du système de réfrigération, etc. Une telle centrale est généralement installée à proximité des centres de consommation et sur le bord d'un important fleuve ou de la mer.

– *Les turbines à gaz (TAG).* Dérivées des réacteurs d'aviation et de la recherche d'un rendement de plus en plus élevé, ce sont des machines relativement complexes. Tout récemment, les turbines industrielles viennent de faire un bond technologique, lié à l'augmentation de la température, de 1 000 °C jusqu'à 1 300 °C à l'entrée du premier étage de la turbine, grâce à de nouveaux alliages (à base de cobalt/nickel/molybdène) et de solutions de refroidissement très élaborées. Ces progrès permettent de construire aujourd'hui des TAG de puissance unitaire maximale de 200 MWé, requérant un minimum de structures secondaires. Leur durée de construction est très courte (6 mois sur le site), car elles sont complètement assemblées en usines. Elles peuvent démarrer et atteindre leur puissance maximale en 5 ou 20 minutes.

Le coût d'investissement d'une centrale TAG dépend fortement de sa taille : de 465 dollars par kWé pour 50 MWé installés, à 290 dollars par kWé pour les grandes turbines entre 150 et 200 MWé (coûts qui devraient encore décroître). Leurs principaux inconvénients sont des rendements encore assez faibles de 30 à 36 % (ce qui est effectivement un inconvénient quand on utilise un combustible cher), des durées de vie moindres que celles des centrales à vapeur (à cause des conditions plus sévères de fonctionnement) et, pour des pays chauds comme les pays du Sud et de l'Est du bassin méditerranéen, la variation de leur puissance et de leur rendement avec la température ambiante. Par contre, elles peuvent accepter une gamme variée de combustibles : gaz naturel, GPL, gasoil ou distillats légers.

Alors qu'en Europe, les TAG sont surtout utilisées aux heures de pointe, en Algérie, où le gaz n'est pas cher, elles sont utilisées en semi-base. De plus, du fait qu'elles ne nécessitent pas d'eau de refroidissement (cycle de Brayton, ouvert), on peut les installer ailleurs que près d'un fleuve ou sur le littoral, ce qui représente un avantage important dans les pays du Sud et de l'Est méditerranéen, pauvres en fleuves ou au littoral déjà très chargé. En Algérie par exemple, sur un parc TAG de 2 377 MWé en 1990, seulement 248 MWé sont installés dans trois villes situées sur le littoral, alors que la totalité du parc de centrales à vapeur (1 984 MWé) est installée sur le littoral.

Un développement récent (les STIG ou Steam Injected Gas Turbines, utilisant le cycle dit Cheng) injecte de la vapeur dans la chambre de combustion, conduisant à des rendements proches de ceux des cycles combinés, tout en économisant l'installation d'une turbine à vapeur.

— *Les centrales à cycle combiné.* Combinant turbine à gaz et turbine à vapeur, les gaz d'échappement de la turbine sont envoyés dans une chaudière à récupération où on produit de la vapeur. Par l'heureuse combinaison d'un cycle Brayton et d'un cycle Rankine, on obtient, avec les matériels disponibles actuellement, des rendements dépassant 50 % (demain peut-être 60 %), supérieurs à ceux qu'on peut espérer, même à moyen terme, des futures centrales à vapeur les plus avancées. Une centrale à cycle combiné peut être composée d'une ou plusieurs tranches, soit une turbine à gaz et une turbine à vapeur, soit deux turbines à gaz et une turbine à vapeur de puissance unitaire égale à celle des deux turbines à gaz. Les plus grandes centrales à cycle combiné construites aujourd'hui ont des puissances de 1 300 MWé. A cause des rendements plus élevés et la moindre consommation de combustible, l'impact environnemental est beaucoup plus faible que pour les technologies concurrentes. Les besoins en eau sont environ trois fois moins importants que pour une centrale à vapeur de même puissance, et ces centrales sont bien adaptées aux pays arides comme le Nord de l'Afrique.

— *La cogénération.* Production combinée de chaleur et de force, la cogénération consiste à utiliser la vapeur basse température résultant de la production d'électricité comme vapeur de procédé dans l'industrie ou bien pour le chauffage résidentiel. Une installation à cogénération peut atteindre un rendement global d'environ 85 %. La cogénération permet aussi la décentralisation de la production d'électricité, notamment dans les régions bien alimentées en gaz naturel. On peut ainsi, non seulement augmenter le rendement de production, mais aussi limiter les pertes dues au transport et minimiser la gêne occasionnée par les câbles aériens. A Monaco, l'usine de récupération et traitement des ordures ménagères de Fontvieille produit par cogénération de l'électricité, de la chaleur et du froid (réseau de climatisation). En Italie, la cogénération connaît un fort développement, favorisée par une loi visant à l'encourager : le groupe Fiat, par exemple, est en train d'équiper plusieurs de ses usines. L'Espagne s'y intéresse également de plus en plus.

On retiendra de ces paragraphes l'évolution vers des rendements thermiques de plus en plus élevés, qui présentent le double avantage de diminuer les consommations d'énergie, et parallèlement les impacts sur l'environnement, à commencer par les émissions de CO₂.

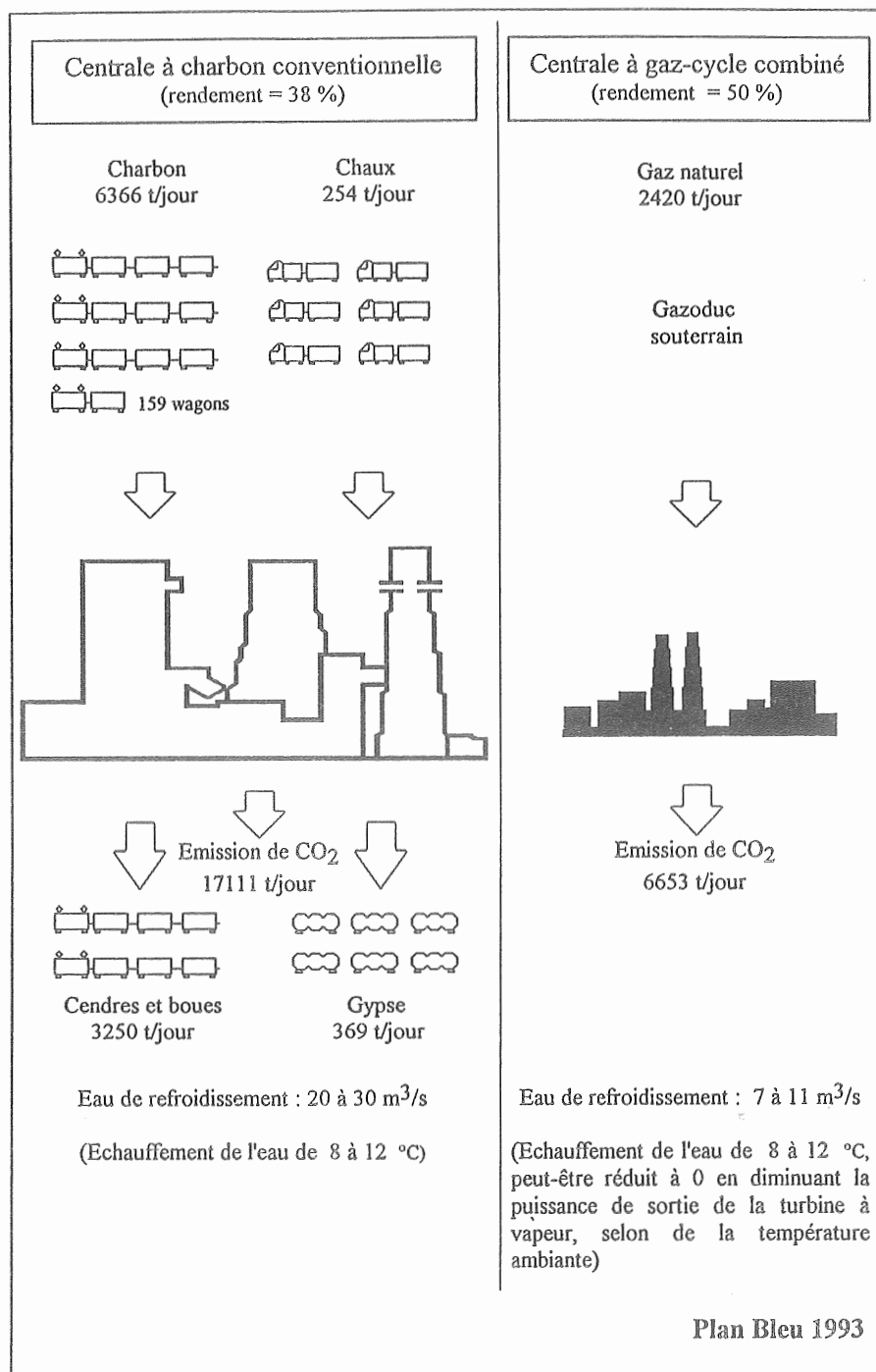
Le tableau 16 compare les effets environnementaux de diverses installations de production d'électricité thermique.

Ces moyens de production ont, en plus d'être très favorables du point de vue environnemental, l'avantage d'une construction rapide et modulaire, permettant de "suivre" la demande et d'immobiliser le minimum de capitaux (construction rapide et faibles coûts). Par contre, la technologie des TAG est relativement sophistiquée, et l'expérience manque encore pour affirmer que les matériels pourront effectivement fonctionner en base pendant au moins 20 ans, soit quelque 160 000 heures. Sans parler, bien sûr, de l'inconnue du prix du gaz naturel à moyen et long terme...

La figure 10 illustre quelques différences entre une centrale classique à charbon et une centrale à gaz à cycle combiné.

Figure 10

Centrales électriques et environnement : comparaison charbon-gaz. Capacité installée 700 MW



Source : Siemens-KWU-BEICIP (IFP).

Tableau 16

Rendements et émissions atmosphériques pour la production électrique

Technologie	Combustible	Rendement (1) (PCI) %	Oxyde d'azote NOx (g/kWh)	Anhydride sulfureux SO ₂ (g/kWh)	Gaz CO ₂ (g/kWh)
Turbine à gaz à cycle simple (2)	Gaz	35-37	1,5 (0,35) (2)	0	550
Cycle combiné	Gaz	45-50	1,3 (0,25) (2)	0	420
Turbine à gaz Cheng	Gaz	40-42	0,3	0	480
Chaudière avec	Gaz	38-42	1,25	0	500
turbine à vapeur	Fioul	38-42	1,4	1,3-3,8 (3)	700
	Charbon	36-40	2-7 (4)	1,9-5,9 (4)	900

1) Le rendement est calculé sur la base du pouvoir calorifique inférieur (PCI) et se réfère à de nouvelles centrales.

2) Sans injection de vapeur ou d'eau. Le chiffre entre parenthèses se réfère à des TAG avec injection d'eau ou vapeur.

3) Selon la quantité de soufre dans le fuel.

4) Dépend de la nature du charbon.

Source : OME.

III. Le nucléaire

De tous les usages envisagés pour le nucléaire aux débuts de son développement (du dessalement de l'eau de mer aux explosions "pacifiques" pour percer des canaux ou stimuler les productions d'hydrocarbures dans des formations peu perméables...), seule est passée dans les faits – et à grande échelle – la production d'électricité : quelque 66 tranches dans les pays méditerranéens (dont environ la moitié sur le littoral méditerranéen ou dans le bassin versant) représentant une puissance installée d'environ 64 000 MWé, sur un total mondial de 423 tranches et 330 000 MWé.

Après le premier choc pétrolier, la quasi-totalité des pays méditerranéens avait décidé d'entreprendre un programme d'équipement en centrales nucléaires. Les difficultés techniques, le coût de tels programmes, et une certaine inadaptation des réseaux d'une part, les craintes suscitées par l'accident de Tchernobyl en avril 1986 ainsi que par le sort des déchets d'autre part (sans parler du problème de la "prolifération" des armements nucléaires sous couvert de programmes civils), ont considérablement réduit ces programmes. Aujourd'hui, les seuls pays nucléaires du bassin méditerranéen sont :

– la France, avec 56 GWé installés et 314 TWh produits en 1990, soit 75 % de la production totale d'électricité nationale, dans le cadre d'un programme progressivement ralenti. Des 53 réacteurs en service au 1er janvier 1991, 15 sont situés sur le Rhône dans le bassin versant Rhône-Méditerranée (centrales du Bugey, de Saint-Alban, de Cruas et de Tricastin), ainsi que les deux

prototypes de réacteurs surégénérateurs, Phénix (Marcoule) et Super-Phénix (Creys-Malville) ;

- l'Espagne, avec 7 GWé et 54 TWh (les centrales de Vandellos et de Asco sont sur la Méditerranée), soit 37 % de sa production totale d'électricité, mais pas de nouvelles centrales en projet ;

- et la Croatie, avec une centrale de 660 Mwé construite en 1981, une production de 4,14 TWh en 1990, soit 5 % de sa production totale d'électricité, mais sans nouveau projet...

L'Italie, avec ses centrales de Caorso et de Trino-1 arrêtées, et les centrales de Montalto di Castro et de Trino-2 dont les constructions ont été stoppées, a pour l'instant complètement arrêté son programme, suite au référendum de novembre 1987. La centrale de Montalto di Castro est en cours de transformation, en centrale à gaz à cycle combiné.

Les projets d'Akkuyer en Turquie (700 Mwé) et d'El Dabaa en Egypte (1 000 Mwé) sont actuellement suspendus.

Au-delà de 2000, on ne peut exclure, comme l'ont exploré les scénarios du Plan Bleu et sous l'influence de la Convention sur les changements climatiques, une reprise du nucléaire dans un certain nombre de pays, en Italie et en Espagne notamment et un début de réalisation dans certains pays du Sud et de l'Est du bassin, en particulier en Turquie et en Egypte, où les besoins sont considérables, ainsi qu'au Maroc, où des études se poursuivent.

Comme pour le pétrole, le cycle nucléaire, entre l'uranium qui se trouve dans le sol et le consommateur final d'électricité, est relativement complexe : extraction minière de l'uranium et traitement du minerai (souvent à très faible teneur, d'où un volume considérable de déchets solides), enrichissement en isotope fissile 235, fabrication des assemblages combustibles, opération du réacteur et, selon les cas, stockage de très longue durée du combustible irradié ou, en cas de recyclage, retraitement radio-chimique, suivi de reconditionnement du combustible et finalement du stockage des déchets. Un tel cycle présente des risques de pollution et/ou d'accident de deux natures : "classique" (et on peut dire que les performances de sécurité dans les installations nucléaires sont généralement parmi les plus élevées de toutes les branches industrielles) et radioactive.

En fonctionnement normal, la pollution radioactive de chacune des étapes du cycle est inférieure – et parfois largement inférieure – aux normes très sévères qui ont été imposées, et on peut citer l'énergie nucléaire comme un exemple d'industrie ayant effectivement tenté d'internaliser dans son développement toutes les contraintes environnementales (que ceci soit estimé ou perçu par les populations comme suffisant ou non est un autre problème...). Restent les accidents, dont les plus graves peuvent intéresser (dans l'ordre de gravité décroissante) : les réacteurs, les usines de traitement, les transports radioactifs, les installations de stockage. Les accidents les plus graves envisageables appartiennent à une catégorie nouvelle d'accidents industriels, ceux dont les probabilités d'occurrence sont très faibles (voire infinitésimales, mais non absolument nulles) et dont les conséquences éventuelles sont d'amplitude considérable, partiellement comparables à de grandes catastrophes naturelles. En ce qui concerne le stockage des déchets radioactifs à très long terme, des

solutions techniques ont été proposées, mais n'ont pas encore été décidées à l'échelle industrialo-commerciale ou comme solution définitive, et se heurtent à des résistances locales des populations résidant à proximité des sites envisagés.

En France, le Ministère de l'Industrie a décidé, en avril 1988, la mise en œuvre expérimentale d'une échelle d'évaluation des incidents et accidents dans les réacteurs nucléaires. Cette échelle a été étendue aux autres types d'installations nucléaires, afin, notamment, de porter rapidement à la connaissance du public les événements regardant la sûreté nucléaire. Cette échelle comprend six degrés :

- 1 : anomalies de fonctionnement ;
- 2 : incidents susceptibles de développements ultérieurs ;
- 3 : incidents affectant la sûreté ;
- 4 : accidents sur l'installation ;
- 5 : accidents présentant des risques à l'extérieur du site ;
- 6 : accidents majeurs.

En 1992, des fissures ont été découvertes sur les couvercles des cuves des réacteurs de diverses centrales ; cet incident a été classé au niveau 2 de l'échelle de gravité des incidents de centrales.

Parmi les événements les plus craints par Electricité de France figurent les ruptures de tubes des générateurs de vapeur à cause de la corrosion (quatre générateurs par tranche de 1 300 MW^é, énormes structures de 20 mètres de haut et plus de 300 tonnes, contenant chacune quelque 3 400 tubes de 2 cm de diamètre et 1 mm d'épaisseur). Par précaution, EDF a entrepris la tâche coûteuse (15 % des dépenses de maintenance) de remplacer un certain nombre de ces générateurs.

Dans l'ensemble, les bulletins de santé de l'électricité nucléaire française sont jugés satisfaisants : en 1989, 58 tranches en service ont fourni quelque 80 % de l'électricité avec seulement 142 arrêts fortuits par suite d'incidents. Depuis le début du programme, il n'y a eu que deux alertes sérieuses, en 1980 sur le réacteur-graphite gaz de Saint-Laurent-des-Eaux (filiale abandonnée) et en 1984 au Bugey avec la perte successive des alimentations électriques. EDF a estimé cependant en 1991 à quelques 2 à 3 % la "probabilité de voir survenir un accident grave sur une des tranches dans les vingt ans à venir". Estimation vraisemblable si on prend une probabilité d'accident par réacteur de 1 sur 100 000, avec une cinquantaine de tranches d'une durée de vie de 40 ans, et qui a conduit à renforcer les sécurités et multiplier les précautions.

Les centrales électro-nucléaires produisent le plus gros volume de déchets solides radioactifs, comparativement aux autres étapes du cycle nucléaire. On distingue deux catégories de tels déchets :

- les déchets dits "de procédé", liés à l'exploitation, tels que filtres et pièges, et principalement les résines échangeuses d'ions, de loin les plus actives et pouvant contenir du césium (ce qui conduit à prévoir une durée de stockage de 300 ans, soit dix fois sa période). L'activité des résines varie nettement selon le circuit où elles sont utilisées, entre 800 curies et quelques dixièmes de curie par mètre cube. Les résines ne représentent en volume que 8 % des déchets, mais elles en représentent 80 % en radioactivité.

– les déchets dits "technologiques", provenant des travaux d'entretien, déchets généralement plus ou moins compactables ; leur activité est de l'ordre de 0,04 curie/m³, portée à 0,2 curie/m³ après compactage dans des fûts de 200 litres.

La production moyenne de déchets pour une tranche de 900 MWé avec un réacteur à eau sous pression est estimée à 173 m³ en volume, et 1 150 curies en activité.

Un problème ouvert, mais qui se posera très bientôt, est le sort post-fonctionnement des réacteurs nucléaires : enterrement sous pyramide de terre ou de béton, ou démantèlement. Quelques opérations expérimentales de démantèlement ont été effectuées dans le monde : elles sont à la fois très difficiles et coûteuses. Pour réduire la radioactivité des composants, une proposition est d'attendre environ une centaine d'années. Par contre, les durées de vie des centrales, estimées à une vingtaine d'années au début des programmes nucléaires, pourraient être plutôt de l'ordre de 30 à 40 ans.

Impacts spécifiques du cycle nucléaire sur le territoire

Pour un cycle associé à un réacteur à eau légère à uranium enrichi, sans retraitement, le PNUE a estimé les superficies nécessaires (valeurs moyennes, pondérées sur des installations supposées fonctionner pendant 20 ans) aux chiffres suivants :

– 0,015 ha/TWh pour les besoins en territoire liés à la fabrication du combustible ;

– 0,54 ha/TWh pour l'enrichissement de l'uranium, plus 23 m²/TWh pour le stockage des déchets ;

– 1,17 ha/TWh pour la conversion de l'oxyde d'uranium en hexafluorure d'uranium, plus 11,4 m² pour le stockage des déchets ;

– 0,2 ha/TWh pour le traitement du minerai, dont 0,16 ha/TWh pour le stockage des déchets.

En ce qui concerne les opérations minières, celles-ci dépendent naturellement fortement des conditions géologiques. On mentionnera ici deux cas extrêmes :

– un minerai classique à 0,1 % d'U₃O₈ (réacteur alimenté par 4,21 tonnes d'uranium par TWh, soit 4,18 tonnes d'U-238 et 0,03 tonne d'U-235). Dans le cas d'une mine de surface, environ 11,4 à 22,8 hectares par TWh seraient concernés, plus 0,13 ha/TWh à titre permanent.

– un minerai à très faible teneur. Les ressources mondiales d'uranium (réserves prouvées, réserves probables et réserves possibles ou potentielles restant à découvrir) ont été estimées à quelque 25 millions de tonnes d'uranium contenu, dans des gisements à teneurs supérieures à 0,05 %. Mais il existe, au-delà, de nombreux corps uranifères aux teneurs de plus en plus faibles, y compris certains schistes (teneurs entre 30 et 300 ppm), les granits et... l'eau de mer. Diverses études ont été par exemple consacrées aux schistes noirs du Chattanooga, à teneurs moyennes de 70 ppm d'uranium. A quantité d'énergie produite égale, avec des réacteurs nucléaires à eau légère, le problème minier dépasserait en ampleur le cas du charbon, les surfaces pertur-

bées pouvant être 2 à 3 fois plus importantes, ainsi que les quantités de déchets solides devant être stockées.

Le démantèlement des centrales nucléaires

A mesure que les centrales nucléaires vieillissent - bien que plus lentement qu'initialement prévu, puisqu'on parle maintenant de durées de vie de l'ordre de 40 ans - on va progressivement entrer dans l'"ère du démantèlement". L'expérience déjà n'est pas négligeable, tant pour des réacteurs de puissance ou des installations industrielles que pour des réacteurs ou installations de recherche.

On estime actuellement que le coût de démantèlement d'un réacteur représente environ 15 % de son coût de construction, ou environ 2,5 % de son chiffre de production vendue. En France, Electricité de France provisionne ces montants dès maintenant. A fin 1992, il y avait dans le monde 19 actions de démantèlement en cours ou terminées, 150 installations en cours de déclassement ; 250 installations expérimentales et 60 réacteurs de puissance seront déclassés d'ici 2000, plus de 1 000 dans les 30 ans à venir.

En France, EDF a opté pour un démantèlement partiel de niveau voisin de 2, avec confinement, repoussant le démantèlement total (niveau 3) d'une cinquantaine d'années (sauf cas d'urgence), pour bénéficier d'une décroissance de la radioactivité (un facteur 1 000 par exemple pour le cobalt 60). Le Commissariat à l'Energie Atomique, de son côté, a déjà procédé à de nombreux démantèlements de réacteurs ou installations nucléaires au cours des 20 dernières années, dont un certain nombre dans des régions méditerranéennes :

- cellules radioactives à Marcoule ; unité d'enrichissement à Pierrelatte ;
- réacteurs G1 (confiné), G2 et G3 (en fin de démantèlement, niveau 2) à Marcoule ;
- réacteurs César, Peggy et Marius (démantelés), Pégase (partiellement démantelé) et Rapsodie (prototype de réacteur surgénérateur à neutrons rapides ; en fin de démantèlement, niveau 2) à Cadarache.

Source : Revue de l'Energie, novembre 1992.

Il est évident que le recours aux surgénérateurs réduirait considérablement le problème minier. Pour l'évolution de la consommation des réserves d'uranium conventionnelles, une question importante est de savoir à quel moment ce type de réacteur pourra être introduit.

Aujourd'hui, parmi les pays méditerranéens, seule la France a développé sa propre filière de réacteurs et la quasi-totalité du cycle de l'uranium, de l'extraction du minerai jusqu'au retraitement des combustibles irradiés (Pointe de La Hague, en Normandie), en passant par l'enrichissement de l'uranium (à Pierrelatte, dans la vallée du Rhône). Par contre, il n'a pas encore été possible de sélectionner un site pour le stockage souterrain "définitif" des déchets nucléaires, l'opinion publique ayant manifesté localement son opposition.

En plus de la France, divers pays méditerranéens possèdent des ressources en uranium (Espagne, Italie, Grèce, Turquie, Algérie, Maroc, etc.), généralement non exploitées vu l'absence de programme national ou les conditions du marché international.

On peut tentativement esquisser pour l'ensemble des pays méditerranéens une "image nucléaire future", en supposant (sans préciser la date) une fourchette de 100 à 150 tranches nucléaires de 1 000 MWé (soit entre un tiers

de plus, et un peu plus du double qu'en 1990, valeur peu éloignée de celle des programmes envisagés il y a quelques années), dont environ la moitié seraient localisées sur le littoral méditerranéen. L'uranium nécessaire a été estimé entre 17 000 et 25 000 tonnes par an, soit l'équivalent de 46 à 68 % de la production mondiale en 1986, et correspondant par exemple entre 22 et 34 millions de tonnes de minerai d'oxyde d'uranium à 0,1 %, ce qui signifierait un effort minier relativement important. Sans retraitement des combustibles irradiés, 2 400 à 3 600 tonnes par an d'uranium irradié – contenant 21,7 à 32,5 tonnes de plutonium – devraient être stockés. Le retraitement du combustible irradié produirait environ entre 280 et 420 millions de curies par an de produits de fission à vie longue.

Au nucléaire de fission à partir d'uranium, il convient d'ajouter les potentialités du thermonucléaire dit nucléaire de fusion d'atomes légers (isotopes de l'hydrogène : deutérium, tritium, tels qu'utilisés dans la bombe à hydrogène). La tâche pour réaliser cette filière est gigantesque : il ne s'agit de rien moins que de chauffer un gaz (ou plasma) à quelques centaines de millions de degrés, de le maintenir à ces températures et de l'alimenter en combustibles pour que se produisent des réactions de fusion entretenues, ce qui suppose de le confiner (par des moyens électro-magnétiques). Les défis scientifiques et techniques sont énormes, mais n'ont pas découragé les chercheurs (dont des équipes à Cadarache, près d'Aix-en-Provence) qui depuis plus de quarante ans inventent les machines les plus complexes pour essayer de maîtriser l'énergie de fusion. En principe, les réacteurs à fusion devraient produire moins de déchets radioactifs que les réacteurs "classiques" à fission, mais il est encore trop tôt pour être plus quantitatif sur cet aspect (radioactivité induite du tore et de ses équipements).

La machine à ce jour la plus performante est le JET (Joint European Torus) de la Communauté Européenne à Culham (Royaume Uni), qui a approché les conditions critiques. On pense que celles-ci pourraient être atteintes avec la prochaine machine, déjà dans les cartons, le NET (Next European Torus), qui serait le premier réacteur expérimental (les autres machines étant plutôt des engins de physique et d'engineering des plasmas), ou, plus international encore, l'ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor), associant l'Europe, le Japon, les Etats-Unis et la Russie, chacun ayant jusqu'à présent poursuivi des programmes indépendants (projet de 1 000 MW, chiffré à quelque 5 milliards de dollars).

En cas de succès, deux autres étapes devraient encore être franchies : la démonstration industrielle, et la démonstration de compétitivité commerciale. Après quelque quarante ans de développement, c'est dire qu'il en reste sans doute encore autant pour atteindre le but.

IV. Besoins en eau des centrales thermiques classiques et nucléaires

La chaleur quittant le condenseur des turbines à vapeur est déchargée dans l'atmosphère par divers moyens, dont les principaux sont les cycles directs ou ouverts, les cycles fermés à tour de refroidissement, et les bassins (avec ou sans aspersion, peu utilisés en Méditerranée).

Le refroidissement direct pompe l'eau d'une source abondante (rivière, lac, estuaire ou mer), la fait circuler dans le condenseur où sa température s'élève de 8 à 11 °C, et la retourne échauffée à la source, à quelque distance du prélèvement. C'est généralement la méthode la moins coûteuse, et qui pendant longtemps a été la plus utilisée. Elle a le désavantage d'avoir les effets les plus sévères sur l'environnement : destruction des écosystèmes aquatiques par effet thermique, échauffement parfois inacceptable du cours d'eau à proximité de la centrale, et nécessité d'une eau abondante et de qualité convenable, de plus en plus rare dans le bassin méditerranéen. D'où le recours croissant aux cycles fermés.

Les tours de refroidissement peuvent être de deux types :

- sans évaporation d'eau (échangeurs à air, très coûteux, et difficiles dans les pays arides à cause de la température élevée de l'air ambiant) ; elles sont encore peu répandues ;

- avec évaporation d'eau : 1 à 3 % de l'eau utilisée est évaporée, contribuant à environ 75 % du refroidissement du condenseur, les 25 % restants étant dûs à la conduction. Le courant d'air quitte la tour très proche de la saturation. Les tours peuvent être à circulation naturelle de l'air (gigantesques structures), ou à circulation forcée par des ventilateurs mécaniques. Les tours à circulation naturelle sont évidemment plus sensibles aux conditions météorologiques.

En ce qui concerne ces conditions de refroidissement des centrales thermiques classiques ou nucléaires, il ne faut pas confondre la consommation d'eau par évaporation avec le prélèvement suivi d'une restitution à la source froide (à une température supérieure d'une dizaine de degrés), tous deux variant considérablement suivant le mode de refroidissement utilisé, comme le montre le tableau 17. On a vu d'autre part ci-dessus le cas particulier des centrales à gaz naturel, soit à turbines à gaz seules (pas de besoins d'eau de refroidissement) soit centrales à cycle combiné (besoins en eau réduits des deux tiers).

Tableau 17

Prélèvements et consommations d'eau par les centrales thermiques (en h.m³/TWh)

		Prélèvements	Consommations
Centrales thermiques classiques	Circuit ouvert	145	1
	Circuit fermé	10 à 20	1,35
Centrales nucléaires	Circuit ouvert	165	1,55
	Circuit fermé	3	2,1

Source : D'après J. Margat/Plan Bleu (EDF).

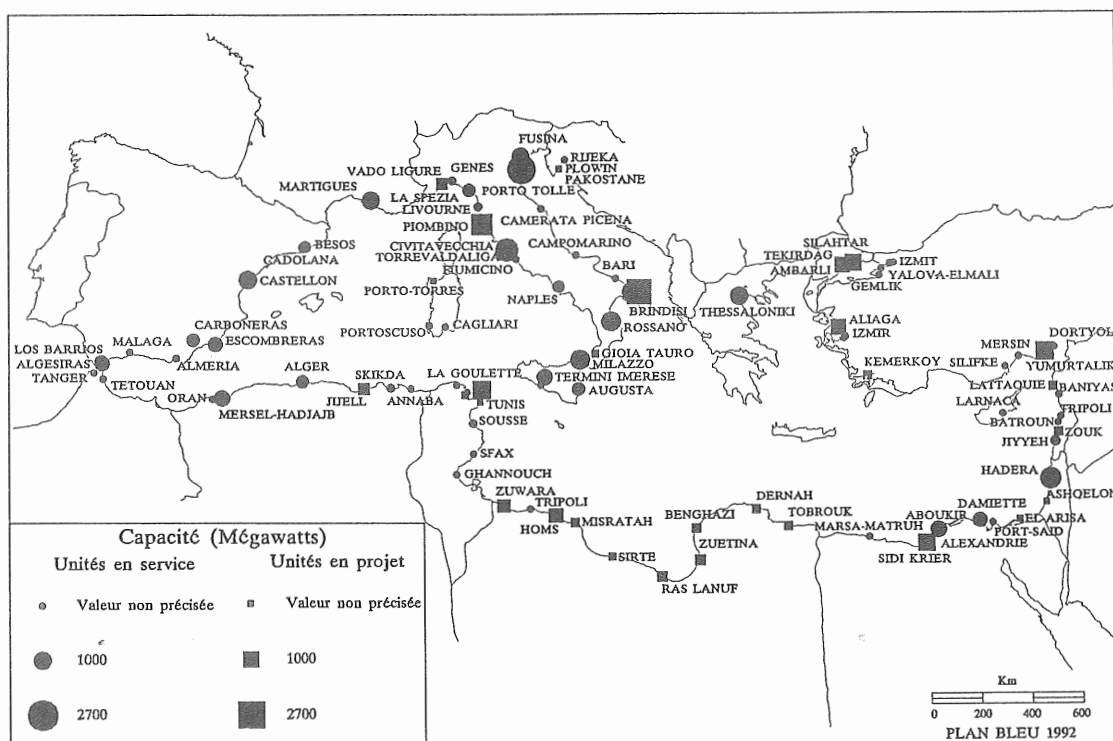
Dans ces conditions, il est extrêmement difficile de faire toute prospective des besoins en eau pour les centrales thermiques dans le bassin méditerranéen, compte tenu des incertitudes sur la structure du futur parc électrique,

sur les choix technologiques et sur les localisations des centrales (sur le littoral, avec utilisation possible d'eau de mer, ou à l'intérieur des terres, nécessitant l'utilisation d'eau douce fluviale). Tout au plus peut-on souligner que, du Maroc à la Syrie, où le développement de l'électricité est particulièrement vigoureux, les ressources en eau sont rares (ce qui n'est pas le cas pour la Turquie).

Il faudra naturellement aussi tenir compte des besoins des autres secteurs, mais également de la répartition géographique des populations (urbanisation littorale) et des activités industrielles et touristiques. La plupart des centrales électriques en projet dans les pays du Sud et de l'Est du bassin (la Turquie seule, et l'Egypte en partie, ayant une certaine marge de manœuvre) devraient être implantées sur le littoral méditerranéen, ce qui est déjà le cas pour la plupart des centrales existantes (figure 11).

Figure 11

Les centrales thermiques sur le littoral méditerranéen



L'augmentation moyenne de température pour l'ensemble de la Méditerranée, correspondant à quelque 2 000 à 3 000 TWh thermiques rejetés pour 1 000 à 1 500 TWh électriques produits, serait naturellement négligeable. Mais l'effet pourrait être significatif à une échelle locale : sur certains

tronçons du littoral, jusqu'à 2 ou 3 km du rivage, la mer pourrait être échauffée d'un ou deux degrés, avec des effets possibles sur la reproduction et les nurseries de poissons.

De plus, de façon à empêcher la fixation d'organismes (tels que les moules) à l'intérieur du circuit d'eau de réfrigération, il est nécessaire pendant certaines périodes de l'année d'injecter du chlore (stocké sous forme liquéfiée) ou de l'eau de javel en continu dans le circuit de rejet. Pour éviter ces transports et stockages encombrants, on peut aussi produire l'hypochlorite par électrolyse de l'eau de mer (solution systématiquement employée en France pour les centrales nucléaires). Le taux optimal d'injection ne peut être fixé que site par site, après des études in situ s'étendant sur un ou deux ans. Les teneurs de l'eau de mer en composés organiques et ammoniaqués ont en effet une influence prépondérante. L'optimum est obtenu lorsque les risques de mortalité des micro-organismes planctoniques sont minimisés, tout en respectant l'objectif visé.

V. Besoins en territoire des centrales thermiques classiques et nucléaires

Même si un certain nombre de sites existants sont étendus pour des installations plus puissantes (plusieurs tranches par site), le problème du choix des sites de centrales thermiques classiques ou nucléaires sera de plus en plus difficile dans le bassin méditerranéen, et aura de nombreux impacts sur le littoral et sur l'environnement. La surface moyenne d'une centrale thermique peut varier entre 10 et 100 hectares, le territoire occupé effectivement pouvant varier dans d'assez larges limites selon les pays et selon les attitudes des autorités vis-à-vis de la gestion de l'espace. Une étude récente a confirmé ces chiffres, donnant 100 à 260 m²/MWé, à l'exclusion des besoins associés aux opérations minières ou au stockage des déchets. A puissance égale, des différences sont introduites, en ce qui concerne les centrales thermiques classiques, par les types de combustibles et plus précisément par leurs besoins de stockage. Une centrale à cycle combiné par exemple ne nécessite en moyenne que 80 m² par MWé, contre environ 200 m²/MWé installé pour une centrale classique. Cet atout, associé au faible besoin en eau, offre une flexibilité de localisation attrayante en faveur des centrales à gaz.

Plus que l'aspect quantitatif peut-être, il convient de souligner l'aspect qualitatif et la difficulté croissante de trouver des sites acceptables et... acceptés par une opinion publique parfois de plus en plus réticente. En Italie, le programme de construction de centrales thermiques a pris de ce fait un retard notable, comme on peut le voir sur la figure 11.

Dépendant du nombre de lignes et de la hauteur des pylônes, on compte en moyenne 30 à 120 mètres de largeur de couloir pour le transport haute tension, et jusqu'à 400 mètres dans certains cas. Si la distance dépasse quelques dizaines de kilomètres, l'espace concerné peut devenir supérieur à celui occupé par la centrale. Bien qu'il s'agisse ici d'un usage non exclusif, n'empêchant pas d'autres activités (agricoles entre autres), il ne faut pas oublier que la beauté et l'harmonie des paysages constituent une des ressources essentielles des régions méditerranéennes.

VI. Les énergies renouvelables et l'électricité

On se limitera ici à une revue rapide des développements des énergies renouvelables pour la production d'électricité centralisée ou décentralisée et leurs principaux impacts environnementaux, les applications non-électriques étant traitées avec les économies d'énergie dans le chapitre suivant.

A la différence des trois sources d'énergie précédentes (charbon, gaz naturel et nucléaire), les énergies renouvelables présentent des avantages considérables au plan de l'environnement puisqu'elles ne produisent pas de CO₂ et ne présentent pas de risques industriels majeurs. Cependant, l'état de leur développement et l'expérience acquise n'atteignent pas ceux de ces trois sources (sauf pour l'hydraulique). Il est donc plus difficile pour certaines de leurs applications de procéder à des estimations précises des coûts économiques ou des impacts sur l'environnement de leur utilisation à très grande échelle.

Il n'en est pas de même pour la production d'électricité décentralisée dans des zones rurales ou isolées, pour lesquelles les coûts d'entretien et de fonctionnement de réseaux classiques sont très lourds, pour des quantités faibles d'énergie distribuée.

A. L'hydraulique

La production hydro-électrique des pays méditerranéens a représenté environ 178 TWh en 1990, soit de l'ordre de 17 % de la production électrique totale de ces pays, essentiellement en France (58 TWh), en Italie (35 TWh), en Espagne (34 TWh), en Yougoslavie (26 TWh), en Turquie (18 TWh) et en Egypte (10 TWh), la capacité totale installée étant de 80 GWé. Pour l'Espagne et la Turquie, environ un tiers de la production provient des bassins versants méditerranéens, les deux tiers pour la France (Margat, 1992).

Le potentiel français est quasiment exploité en totalité. D'ici 2000, l'Espagne et l'Italie comptent accroître leur production respectivement d'une quinzaine et d'une dizaine de TWh, la Turquie de plus de 30 TWh, pour atteindre 48 TWh en 2000 et 70 TWh en 2010, au prix il est vrai d'un effort financier très lourd pour le pays ; l'ex-Yougoslavie envisageait une quinzaine de TWh additionnels. A l'exclusion de l'Espagne, de l'ex-Yougoslavie, de la Grèce et surtout de la Turquie, les perspectives sont faibles au-delà de 2000.

En Grèce, il est prévu de construire 21 projets totalisant 1 255 MWé, s'ajoutant aux 2 300 MWé existants.

Extérieur au bassin versant méditerranéen, le programme de loin le plus important est la série de 22 barrages prévus sur l'Euphrate turc, appelés à fournir quelque 27 TWh, et permettant d'irriguer, dans la conception maximum, environ 1,6 million d'hectares dans le Sud-Est anatolien. Le barrage le plus important, Atatürk, d'un coût estimé de 2 milliards de dollars, a commencé son remplissage en janvier 1990, prévu de durer entre deux et trois ans. D'une hauteur de 180 mètres et équipé de 8 turbines de 300 MW chacune, il sera le cinquième plus grand barrage au monde. Installé dans une vallée encaissée, il inondera près de 800 km². Mais ce programme est un facteur de friction entre la Turquie et ses voisins en aval, la Syrie et l'Irak, qui

craignent de voir diminuer leurs allocations d'eau quand tout le système GAP (Great Anatolian Project) fonctionnera à plein régime...

La construction des barrages peut conduire à inonder des terres agricoles, et même parfois des villages entiers ; elle perturbe également les cycles de migration et de reproduction de certaines espèces de poissons, peut favoriser une érosion accrue des sols, et par retenue des sédiments, elle peut entraîner le dégraissement des plages ; elle détériore enfin la qualité de l'eau dans les réservoirs. En ce qui concerne les accidents, les ruptures de barrages appartiennent elles aussi à la catégorie des risques à faible probabilité d'occurrence mais à conséquences catastrophiques (barrage de Malpasset, près de Fréjus, en décembre 1959, plus de 400 tués). En "petite hydraulique", basée sur l'équipement de sites en micro-centrales, il faut bien mettre en balance les faibles quantités d'électricité produites avec les risques de modification des sites, et les impacts sur la faune et la flore et sur les paysages. Les écologistes ont souvent souligné – même au plan du climat local – les inconvénients d'un ensemble de micro-centrales.

Les surfaces concernées par les grands barrages sont considérables, souvent plusieurs milliers de km². D'après une étude présentée à l'UNESCO sur six grands barrages dans le monde, dont les capacités électriques s'étagaient entre 240 et 8000 MWé, les puissances unitaires variaient entre 0,1 et 8,9 MWé par km² (ou inversement, les surfaces occupées entre 0,11 et 10 km² par MWé) et les personnes déplacées entre 4 et 167 par MWé, ce qui est considérable (Furtado et al., 1991).

A cette surface brute du plan d'eau, il convient d'associer d'autres impacts sur le territoire, qu'on se bornera à évoquer rapidement :

- les impacts liés aux ouvrages et installations annexes : détournement éventuel de cours d'eau, évacuateur de crues, etc ;
- les impacts liés aux travaux de génie civil ;
- les déplacements éventuels de population ;
- les impacts indirects et parfois lointains, dont un des exemples les plus frappants est l'érosion du delta du Nil, conséquence du barrage d'Assouan : avant le barrage, la croissance du delta par les sédiments (environ 60 millions de tonnes par an) compensait l'érosion due aux vagues de la saison d'hiver ; cette compensation n'a plus lieu, et l'érosion pose désormais un problème majeur ;
- les effets sismiques induits par la masse, qui peuvent menacer des territoires proches ou éloignés, etc.

Il faut néanmoins remarquer que ces impacts des grands barrages ne sont pas imputables à la seule production d'électricité, car la plupart de ces aménagements, surtout les plus grands, ont des buts multiples : d'abord l'irrigation, puis l'énergie et la sécurité (prévention des inondations) et parfois l'alimentation en eau potable. Nombre de ces barrages ne seraient pas construits si leur but était exclusivement la production hydroélectrique.

B. *La géothermie*

Actuellement, 521 MWé de centrales géothermiques fonctionnent en Italie, et cette capacité devrait tripler d'ici 2000. L'ENEL a mis en service une unité géothermique de 15 MWé en 1990, et a annoncé qu'entre 1991 et 2000, elle construira 35 unités géothermiques, ajoutant ainsi 1 000 MWé à la capacité existante. (Début 1991, le Gouvernement a fait savoir qu'il était disposé à subventionner à plus de 40 % le coût des investissements des projets d'énergie renouvelables).

Des petites centrales sont également en fonctionnement en Grèce et en Turquie, dont le potentiel est de 5 Gwé. En Grèce, il existe depuis 1986 une unité de démonstration de 2 MWé à Milos, et une plus grande unité d'environ 20 MWé devrait y être installée d'ici 2000. En Turquie, il existe quelques applications géothermiques, et un projet d'unité géothermique de 20 MWé est prévu à Denizli, en Anatolie Centrale.

Ce mode de production, comme les autres énergies renouvelables, nécessite un assez fort investissement de départ, de l'ordre de 1 500 à 2 000 dollars par kWé. De plus, la ressource ne permet que rarement des centrales d'une capacité supérieure à 100 MWé.

Quant aux relations avec l'environnement, on se plaît à remarquer qu'à Larderello en Italie, l'exploitation se poursuit depuis plus de 60 ans sans effets sur l'utilisation des terres agricoles alentour, et les canalisations traversent vignes et vergers sans dommages notables.

La subsidence (atteignant jusqu'à 6,7 mètres à Wairakei en Nouvelle Zélande, depuis 1956, et portant sur une zone de 65 km²), est susceptible de se produire à distance (comme à Cerro Prieto au Mexique) mais peut être évitée par réinjection.

Intéressante quand elle est disponible dans de bonnes conditions thermiques et géologiques, la production d'électricité par géothermie reste actuellement très marginale. La mise au point de méthodes d'exploitation des roches sèches avec injection d'un fluide caloporteur – difficile à cause de la nécessité de fractionner la roche pour disposer de grandes surfaces de contact – a fait l'objet de nombreuses études, mais n'a pas débouché pour l'instant. En cas de succès technologique et économique, elle changerait la dimension des ressources disponibles dans le bassin méditerranéen où le volcanisme est très présent.

C. *L'énergie éolienne*

Les sites les plus prometteurs dans les pays méditerranéens se situent sur les côtes espagnoles, en Grèce et dans le Sud du Maroc. Cette énergie est très attrayante pour les petites îles. Elle est déjà largement utilisée pour le pompage en Sicile, aux Baléares, etc. Elle pourrait être davantage utilisée pour l'électrification rurale, grâce à des systèmes éoliens-diesels.

De nombreux projets sont en cours de réalisation, qui totalisent près de 100 MWé, dont 40 MWé en Italie (deux unités de 10 MWé chacune en Molise et en Sardaigne). En Grèce, le Ministère de l'Energie a approuvé de nombreuses licences d'installations éoliennes de plus de 1000 kWé de puissance

unitaire, et déjà plusieurs MWé (4,5, dont certains en cours d'achèvement), sont installées dans les îles de Mykonos, Karpathos, Kythnos, etc. Plus de 24 MWé seront installés prochainement dans les îles de la mer Egée, à Lesbos, en Crète, etc. D'ici l'an 2000, la Grèce pourrait avoir une capacité installée de plus de 150 MWé.

En Israël, le potentiel de l'énergie éolienne a été estimé à 1000 MWé. Actuellement, six turbines (de 55 à 225 kWé) ont été installées, d'une puissance globale de 950 kWé sur les hauteurs du Golan, produisant 2,5 GWh. Plusieurs projets de fermes "multi-mégawatts" sont prévues et pourraient atteindre 50 à 100 MWé d'ici 1995 et 200 à 500 MWé d'ici 2000.

En Algérie, il existe une unité de production d'éoliennes peu coûteuses, adaptées aux spécificités des régions.

Il a été estimé qu'avec une politique volontariste, il serait possible de produire 5 TWh à l'horizon 2010-2020 (avec 2 GWé installés, ce qui est la capacité actuellement installée en Californie) dans chaque pays du Nord du bassin (sites favorables dans la vallée de l'Ebre et en Andalousie en Espagne, dans les vallées de l'Aude et du Rhône en France, en Sardaigne et en Sicile, dans les Cyclades en Grèce, etc.) et peut-être 4 TWh au Maroc étant donné son excellent potentiel éolien (au Sud de la côte atlantique, malheureusement assez loin des principaux centres de consommation). A court terme, des installations décentralisées pourraient produire jusqu'à 1 TWh/an au total.

Les machines les plus performantes sur le marché ont une puissance nominale d'environ 300 kWé et ont deux ou trois pales de 30 m de diamètre. La productivité dépend bien sûr de la vitesse du vent ; les éoliennes commencent à produire pour des vitesses supérieures à 4 m/s, et atteignent leur puissance nominale vers 14 m/s. Dans un site assez venté, c'est-à-dire ayant une vitesse moyenne annuelle du vent de 7,5 m/s, la production annuelle est d'environ 2 500 kWh par kWé installé (à un coût qui devient compétitif par rapport aux sources d'énergies fossiles). D'importants programmes de recherche-développement et de démonstration sont en cours en Europe grâce à des financements nationaux ou de la CEE, visant à améliorer la fiabilité et à mettre au point des machines de grandes puissances (supérieures à 1 MWé) dont certains prototypes fonctionnent déjà.

Les nuisances sont d'abord liées au bruit, dans des sites nécessairement exposés à l'érosion et à la corrosion, surtout pour les grandes installations. Il y a également des risques de désintégration des rotors, de perte de partie des hélices et de dommages éventuels aux oiseaux.

L'importance des impacts de l'énergie éolienne sur le territoire peut être illustrée par une étude récente de l'Italie. D'après son Plan Energétique National (PEN), il serait possible d'installer en Italie 700 à 800 MWé d'ici 2000, pouvant produire 1.500 GWh par an, équivalents à environ 300 000 tep, soit environ 0,5 % de la consommation totale d'électricité prévue à cette date (estimée au moment de l'étude à 285 TWh). Les régions envisagées, aux vents supérieurs en moyenne à 6 m/sec, sont la Sardaigne, la Sicile, la Molise et les Pouilles, et la Calabre.

Suivant les lignes directrices de la CEE, avec un espacement des machines de huit fois le diamètre de la turbine, les impacts territoriaux ont été estimés à

- 0,45 km²/MWé pour des installations de type MEDIT, type déjà développé, avec rotor de 32 m et pylône de 26 m, puissance 225 kWé ;

- 0,3 km² par MWé pour des installations de type GAMMA, en développement, avec rotor de 60 m et pylône de 60 m, puissance 1,5 MWé.

Pour atteindre l'objectif de 0,5 %, il faudrait occuper 356 km² avec le type MEDIT, 251 km² avec le type GAMMA. Il n'est pas sûr qu'il soit possible, ou facile, de trouver ces surfaces dans un pays peuplé comme le Sud de l'Italie.

Dans le symposium d'Helsinki (mai 1991) sur l'électricité et l'environnement, le chiffre moyen de 75 000 m²/MWé a été donné pour la surface occupée par les champs éoliens, inférieur aux chiffres ci-dessus. Cependant, même en supposant qu'un pour cent seulement de cette surface est effectivement occupée par les machines et auxiliaires, les besoins en territoire sont encore sept fois plus élevés que pour une centrale au gaz naturel.

Les contraintes territoriales qui imposent une production centralisée d'énergie éolienne sont donc importantes, mais balancées par les avantages de ne produire ni pollution atmosphérique, ni pollution des eaux, ni gaz carbonique.

D. *L'énergie solaire*

Le bassin méditerranéen est particulièrement favorable au développement de l'énergie solaire, de nombreux systèmes isolés fonctionnent déjà au niveau domestique ou hospitalier, et des centrales solaires de petite puissance y ont été construites. La capacité installée en 2000 pourrait atteindre 30 MWé (à comparer aux quelque 680 MWé fonctionnant déjà en Californie), mais pourrait être beaucoup plus importante en cas de programmes gouvernementaux volontaristes.

Deux filières ont été explorées et sont actuellement utilisées pour la production d'électricité sur le réseau :

- le solaire thermique, où l'énergie solaire sert à chauffer un fluide caloporteur intermédiaire pour alimenter chaudière et turboalternateur ;

- le solaire photovoltaïque basé sur la conversion directe en électricité du rayonnement solaire.

De nombreux prototypes de centrales solaires thermiques ont été construits (à Odeillo et à Targassonne dans les Pyrénées françaises, en Corse, en Espagne à Almeria, en Italie, en Turquie, en Israël, etc.). Ces installations comprennent toutes des miroirs qui réfléchissent le rayonnement solaire soit vers un point focal où se trouve une chaudière en haut d'une tour (centrales dites "à tour"), soit par des collecteurs semi-cylindriques ou semi-paraboliques où circule en leur axe un fluide caloporteur. Un rendement assez élevé peut être obtenu (30 %).

De véritables centrales de ce dernier type (brevets Luz) ont été construites en Californie : environ 680 MWé installés ou en cours d'installation (avant 1994), utilisant le rayonnement solaire comme source d'énergie primaire, une chaudière au gaz naturel servant d'appoint. Le champ solaire est composé de miroirs cylindro-paraboliques d'une ouverture de 5,7 m, pilotés pour suivre

le soleil, avec un tube placé suivant la ligne focale où circule le fluide caloporteur (de l'huile). Ce fluide est utilisé pour convertir l'eau en vapeur surchauffée dans un échangeur de chaleur, alimentant un turbogénérateur. La chaudière auxiliaire à gaz naturel permet d'assurer une production de courant même lorsque l'ensoleillement est faible. La conception modulaire (modules de 80 MWé actuellement, modules de 200 MWé à l'étude) permet une flexibilité dans les dimensions de la centrale, ainsi qu'un temps de construction réduit, environ 18 mois à partir du stade de l'étude initiale de site jusqu'à la mise en service.

Ce type de centrale ne nécessite pas un personnel particulièrement spécialisé. La conception modulaire facilite la maintenance et permet une bonne rentabilité. Les composants sont conçus pour une durée de vie de 30 ans et, de toute façon, sont faciles à remplacer. En Californie du Sud (désert de Mojave), les réalisations SEGS (Solar Electric Generating Systems) n'ont subi aucun dommage important au cours de leur dizaine d'années d'existence, malgré des conditions sévères (grêle, orages, gel, etc.). A fin 1991, la production cumulée dépassait 2 TWh, et le coût d'une centrale de ce type était estimé à 2875 dollars par kWé, soit un coût de production de 8 US cents/kWh ou environ 0,40 F/kWh (en moyenne, y compris une part de 25 % due à la production à partir du gaz naturel). Un module de 80 MWé peut produire 177 GWh/an à partir du solaire, soit environ 2 200 kWh par kWé installé, avec un rendement de l'installation de 14 %. Un tel module occupe un terrain de 150 hectares, dont 47 hectares (environ le tiers) pour le champ de miroirs cylindro-paraboliques, soit 18 750 m²/MWé tout compris.

L'expérience californienne peut être considérée comme un succès, du fait de facteurs favorables :

- un fort ensoleillement, et la présence d'étendues désertiques (comme au Sud de la Méditerranée) ;
- la pointe de consommation d'électricité coïncidant plus ou moins avec la période d'ensoleillement la plus forte à la mi-journée, à cause des besoins de la climatisation ;
- des actions de type législatif, telles la loi PURPA en faveur des énergies renouvelables.

De nouveaux développements sont en cours et devraient être incorporés dans les futures centrales. L'évolution majeure concerne la production directe de vapeur dans les canalisations du champ de collecteurs ; elle permettrait de réduire sensiblement les coûts d'investissement, en éliminant le fluide caloporteur intermédiaire et les échangeurs de chaleur.

Cette technologie paraît particulièrement bien adaptée en Méditerranée, où même le couplage solaire-gaz naturel semble indiqué. Des projets de ce type sont effectivement à l'étude, au Maroc et en Egypte par exemple.

En Espagne ont été lancées des études de faisabilité d'un projet de centrale thermique solaire de 80 MWé sur trois sites différents, près d'Almería, de Badajoz et de Teruel. Les surfaces estimées varient entre 0,854 et 1 km² (soit entre 10 675 et 12 500 m²/MWé), pour des radiations globales moyennes annuelles de 1 640 à 1 860 kWh/m²/an. La production annuelle pour un

fonctionnement en pointe a été estimée à 263 GWh (dont 68 % par le solaire) et à 367 GWh (dont 49 % solaire et 51 % gaz) en semi-base, avec un temps de retour de l'investissement estimé à 15 ans dans ce dernier cas.

En Espagne également, un projet de 4 MWé (11 500 m² de miroirs) est en cours sur le site de l'Agence Internationale de l'Energie à Almería, destiné à expérimenter l'ensemble des améliorations et développements de ces dernières années.

En Italie, une étude de faisabilité de deux sites (Gela et Puglia) pour une installation thermique solaire de type LUZ (30 à 100 MWé) a été réalisée pour l'entreprise d'électricité ENEL. Les données de rayonnement solaire direct utilisées dans cette étude font l'objet d'estimations car on ne dispose pas de données expérimentales fiables. Pour le projet de référence de Gela, de 30 MWé, la surface du champ de miroir serait d'environ 183 000 m², et la production annuelle totale prévue de 102 GWh, dont 52 % solaires. Les coûts de production ont été considérés assez proches de ceux des centrales thermiques classiques fonctionnant en semi-base, et la rentabilité des centrales solaires pourrait encore être accrue grâce à un tarif préférentiel de rachat du kWh du même type que celui existant pour les centrales éoliennes ou photovoltaïques.

Une centrale pour le dessalement de l'eau de mer à Trisaia (Sicile) est aussi à l'étude au centre de l'ENEA. Les conditions réelles de radiation solaire dans le Sud de l'Italie sont moins favorables qu'en Californie (environ 1 800 kWh/m²/an d'ensoleillement global annuel contre 2 500, avec une radiation directe plus faible). Le projet comprend une petite centrale thermique solaire avec quatre concentrateurs d'une surface totale de miroirs de 2 100 m² (complétée par une petite unité au fuel). Le débit d'eau dessalée sera de 7,7 m³/h, et la centrale est prévue pour fin 1993.

L'intérêt pour ce type de centrales est grand en Algérie, où le gisement solaire est gigantesque. La demande future, uniquement pour le développement de l'agriculture et de l'irrigation dans le Sud du pays, serait de 500 MWé (et les besoins en eau-nappes fossiles – de l'ordre de 7 milliards de m³). Ces centrales sont aussi bien adaptées pour les zones urbaines isolées (oasis sahariennes, Tamanrasset, Béchar), dépendant aujourd'hui de groupes Diesel (alimentés par camions citernes) et de turbines à gaz.

Au Maroc enfin, il est prévu de construire une centrale de 80 MWé de type Luz, en cours de discussion avec la CEE. L'étude de faisabilité devra tenir compte des conditions particulières du pays, qui ont été précisées de façon très claire (conditions valables en fait pour la plupart des pays méditerranéens du Sud et de l'Est du bassin) :

- choix des sites en fonction de l'ensoleillement, des combustibles disponibles, du raccordement aux réseaux électriques existants ou prévus ;
- matériels à importer, incidence des droits de douane ;
- transfert de technologie vers le Maroc ;
- durée de construction ;
- maintenance de l'installation ;
- disponibilité en eau pour le refroidissement du condenseur et pour le nettoyage des miroirs.

Pour les pays méditerranéens ayant des zones à ensoleillement direct supérieur à 1 800 kWh/m². an, des scénarios (établis en 1991) ont estimé un potentiel de 550 MWé par petites installations de quelques kWé, et un potentiel beaucoup plus important par des centrales de type LUZ : quelque 3 500 MWé d'ici 2005, pouvant atteindre 23 000 MWé en 2025. Si ce type de développement devenait véritablement prioritaire pour la Communauté Européenne, des programmes coopératifs méditerranéens pourraient élever ces chiffres à 13 500 MWé en 2005 et 63 000 MWé en 2025, ouvrant ainsi la porte à des exportations d'électricité dans le sens Sud-Nord.

En ce qui concerne les impacts sur le territoire, le symposium organisé à Helsinki sur "électricité et environnement" a donné le chiffre moyen de 30 000 m²/MWé, inférieur à celui de l'énergie éolienne (AIEA 1991).

L'électricité photo-voltaïque obéit à des principes tout à fait différents : la conversion du rayonnement solaire direct ou diffus en électricité. Les cellules photovoltaïques permettant cette conversion sont généralement fabriquées à partir de silicium, mais peuvent aussi utiliser l'arséniure de gallium, le tellure de cadmium ou le diséléniure de cuivre et d'indium. Les récepteurs sont des plans (efficacités actuelles de l'ordre de 5 à 15 %), éventuellement avec concentration (efficacités 15 %), et les tailles des centrales, en principe illimitées, sont en pratique limitées à 1 000 MWé, et s'étagent actuellement entre quelques kWé et 5 MWé.

Les systèmes commerciaux actuels utilisent des cristaux de silicium, les systèmes à silicium amorphe étant moins chers, mais moins performants (avec quelques interrogations sur leur stabilité à long terme). Les rendements sont aujourd'hui seulement de l'ordre de 6 à 12 % mais pourraient atteindre 20 ou 25 % vers 2020. Quand les installations sont connectées aux réseaux, elles n'ont pas besoin de systèmes de stockage, et fonctionnent en pointe, avec des facteurs de charge inférieurs à 30 %, approximativement équivalents à 2 500 heures d'ensoleillement annuel. A cause du potentiel de production de masse des cellules, les réductions de prix potentielles sont importantes, sans parler des percées technologiques espérées, qui pourraient diviser les prix par un facteur cinq.

Les premières applications de l'électricité photo-voltaïque sont apparues il y a une quinzaine d'années, et cette filière concentre aujourd'hui une grande partie des efforts de recherche et développement, aux Etats-Unis, en Europe et au Japon. La production totale mondiale de modules est passée de 2 à 40 MWé/an (1989), pour des marchés spécialisés (stations de télécommunication, garde-côtes, maisons isolées, pompage, etc.). En laboratoire, des rendements de 28 % ont pu être atteints.

Dans le bassin méditerranéen, on peut citer

- la centrale prototype de Delphos (1 MWé), et le projet de 4 MWé de l'ENEL en Italie, ainsi que de petits générateurs photovoltaïques à l'île de Giglio au sud de Rome, aux îles Lipari et en Sardaigne ;

- les centrales de Kythnos et Aghia Roumeli (100 et 50 kWé), en Grèce, sur un total de 260 kWé installés sur 6 sites (îles Gavdos, Anticythère, Arki), et l'intention d'installer 1 MWé d'ici 2000 ;

- la centrale de Tabarco (100 kWé, en Espagne) ;

– la centrale de Paomia (50 kWé, en Corse), etc.

Ce type de technologie se prête particulièrement bien aux sites isolés (de 100 à 1 000 W), aux îles, etc. (voir fascicule Plan Bleu n° 5 : Brigand, 1991).

Les facteurs de capacité annuelle peuvent atteindre 30 % ou plus, illustrant la bonne disponibilité des matériels. A court et moyen terme c'est l'électrification rurale des zones les plus isolées qui paraît l'objectif le plus logique. Si elle ne correspond pas à des quantités d'énergie considérables puisque les besoins initiaux des populations sont faibles (quelques centaines de kWh par an et par ménage), c'est la condition essentielle de développement des zones, nombreuses dans les arrières-pays du Sud et de l'Est du bassin, qui ne seront pas dans un avenir immédiat raccordées au réseau. On en mesure l'importance quand on prend conscience que cela concerne plus de 60 millions d'habitants en 1990. A plus long terme, l'objectif est de permettre la production d'électricité à grande échelle et à un coût compétitif à partir de 2000-2010, le développement technologique devant être une des clés des baisses de prix. L'impact de ces développements pourrait être considérable en Méditerranée à moyen ou long terme (au-delà de 2010), surtout pour les pays du Sud et de l'Est du bassin, à cause entre autres de la combinaison de deux facteurs très favorables : un ensoleillement très élevé et la présence d'étendues désertiques à des distances relativement faibles de zones densément peuplées.

La production des générateurs photovoltaïques génère les mêmes substances toxiques que l'industrie des semi-conducteurs, qui a su réduire considérablement ses risques. Une attention particulière devra cependant être donnée lors des processus de fabrication des cellules photovoltaïques, ainsi qu'à la fin de la vie utile des modules, pour minimiser les impacts environnementaux. Par contre, les systèmes photovoltaïques ne produisent pas d'émissions nocives en fonctionnement (ni CO_2), et sont généralement considérés comme favorables à l'environnement.

A noter enfin, que la production d'énergie électrique, centralisée ou non, à partir de cellules photo-électriques ne suppose aucune présence d'eau, ce qui représente un avantage considérable dans de nombreuses zones du Sud et de l'Est du bassin où la pénurie d'eau est souvent encore plus préoccupante que celle d'électricité.

On peut citer enfin les "étangs solaires" (solar ponds) développés en Israël. Une unité a été construite par Ormat à Beit Ha'Arava, l'étang couvrant 250 000 m², alimentant une turbine de 5 000 kW (couplée au réseau en juillet 1984 ; 5 000 kW pendant 1 000 heures par an en demande de pointe, ou 2 500 kW pendant 2 000 heures par an), succédant à une unité pilote de 150 kW et 7 500 m² (à Ein Boqeq, sur les bords de la Mer Morte). L'insolation moyenne est de 210 W/m². Basée sur le principe de l'eau salée à stratification, la couche la plus lourde et la plus profonde peut atteindre 70-80 °C, alimentant un turbogénérateur à cycle Rankine à liquide organique. Chaque km² a un rendement thermique équivalent à environ 40 000 tonnes de fuel par an.

Une dernière remarque, en ce qui concerne les besoins en territoire de l'énergie solaire. On a fait parfois remarquer que, pour importants qu'ils semblent, ces besoins sont finalement faibles si on les compare aux superfi-

cies occupées par l'agriculture : à peine plus que les surfaces consacrées à la culture des pommes de terre à l'échelle mondiale, moins que pour le coton, 100 fois moins peut-être que pour le blé, si on voulait produire la totalité de l'énergie commerciale mondiale à partir d'énergie solaire...

E. Les déchets urbains

Les déchets urbains peuvent être utilisés pour la production d'électricité, soit directement (combustion ou pyrolyse), soit indirectement par la combustion des gaz relâchés dans les décharges. La combustion est un procédé industriel largement répandu, alors que la pyrolyse est encore en développement. Dans les deux cas, on peut produire de l'électricité et de la chaleur pour les usages urbains (cogénération). Une unité brûlant entre 100 000 et 400 000 tonnes de déchets par an a une capacité électrique entre 6 et 24 MWé, ou peut produire 10 à 12 Mm³ de biogaz par 100 000 tonnes de déchets.

Un avantage de la combustion est qu'elle ne produit pas plus de gaz à effets de serre (CO₂ et méthane) qu'en laissant les matières organiques se décomposer lentement. Par contre, les volumes sont réduits, et facilitent les problèmes de stockage. La production d'effluents hautement toxiques (aromatiques, hydrocarbures chlorés comme les dioxines, métaux lourds comme le cadmium et le mercure, etc.) peut être évitée par des techniques avancées, telles que les scrubbers à deux étages ou les systèmes dépoussiéreurs. Mais peut-être serait-il plus intéressant de réduire la formation de déchets au minimum...

F. L'hydrogène

Il y a quelques années, un grand intérêt avait été manifesté pour l'hydrogène. Rappelons que ce n'est pas une source d'énergie, mais un vecteur – ou une énergie secondaire – au même titre que l'électricité, et avec des avantages comparables. Le principal est que la combustion de l'hydrogène produit en principe de la simple vapeur d'eau et pas de CO₂.

L'hydrogène se prête en fait aux usages les plus multiples. Dans les années 70, l'Institut américain de la technologie du gaz avait construit une maison entièrement alimentée en hydrogène (chauffage et climatisation à l'hydrogène, éclairage par lampes à hydrogène, etc). Il circule, de par le monde, de nombreux véhicules à l'hydrogène, voitures de démonstration ou même quelques flottes urbaines captives. Et on avait parlé de l'avion à hydrogène, et même de la "civilisation hydrogène"...

Parmi les problèmes non encore résolus, ou qui le sont de façon coûteuse, il faut citer, en plus des problèmes de sécurité, ceux de la distribution (encore qu'une ville comme Bâle soit partiellement alimentée en hydrogène), surtout dans le cas de l'automobile, ainsi que ceux du stockage à bord des véhicules (comprimé, ou sous forme chimique comme les hydrures de terres rares).

La question la plus importante peut-être est la provenance de l'hydrogène. A l'heure des plus grands espoirs, dans les années 70, on avait misé sur des cycles chimiques complexes de décomposition de l'eau ou de composés

hydrogénés, l'énergie thermique nécessaire étant fournie par des réacteurs nucléaires à haute température. La complexité de ces cycles, les exigences d'étanchéité quasi absolue des installations, et les difficultés d'acceptation du nucléaire, ont reporté ces projets à des dates très lointaines. Par contre, beaucoup plus simple serait l'électrolyse de l'eau... à partir d'électricité nucléaire (valorisation des heures creuses) ou à partir de l'énergie solaire.

La question de l'hydrogène ne semble pas encore cependant pour l'instant d'une grande actualité.

VII. Les interconnexions et les échanges d'électricité

Du fait d'un contexte politique plus favorable et de la très forte croissance de la consommation d'électricité dans les pays du Sud et de l'Est du bassin méditerranéen, l'interconnexion des réseaux électriques est en train de s'accélérer, avec des projets nombreux qui devraient permettre de mettre en place, d'ici le début du prochain siècle, un réseau interconnecté tout autour de la Méditerranée. Ce développement complète et renforce celui qui a été évoqué dans le chapitre précédent pour le gaz naturel et contribue, par la multiplication des "liaisons fixes", au "maillage de solidarité" entre les pays riverains, et à l'établissement d'une nouvelle géographie énergétique méditerranéenne. Cette évolution nécessitera une collaboration renforcée, tant au niveau du financement et de la construction des interconnexions que de leur gestion.

Parmi les avantages de l'interconnexion et des échanges d'électricité, il convient de rappeler :

- l'amélioration de la sécurité de l'alimentation, grâce aux possibilités de secours instantané ou programmé ;
- une meilleure coordination de l'exploitation avec réduction des coûts de production, en utilisant les centrales au plus faible coût de production ;
- la réduction des suréquipements grâce au décalage des pointes de consommations et au partage des réserves tournantes ; autrement dit, la marge totale de production nécessaire à plusieurs pays est plus faible que la somme des marges que chacun d'eux devrait prévoir s'il était isolé ;
- la construction de centrales de tailles plus importantes, qui est un avantage dans les pays, comme au Sud et à l'Est de la Méditerranée, où les capacités des réseaux sont encore faibles ;
- l'optimisation des investissements en choisissant, dans la mesure du possible, de construire des centrales là où elles ont les coûts de production les plus bas.

Les pays de la rive Nord sont interconnectés depuis les années 50, et les échanges sont importants, en particulier entre l'Espagne, la France et l'Italie. Au Sud de la Méditerranée, déjà, les réseaux du Maroc, de l'Algérie et de la Tunisie sont interconnectés et il existe également des liaisons, de faible capacité, à l'Est entre la Jordanie et la Syrie, et entre la Syrie et la Turquie.

Les principaux projets décidés concernent (figure 12) :

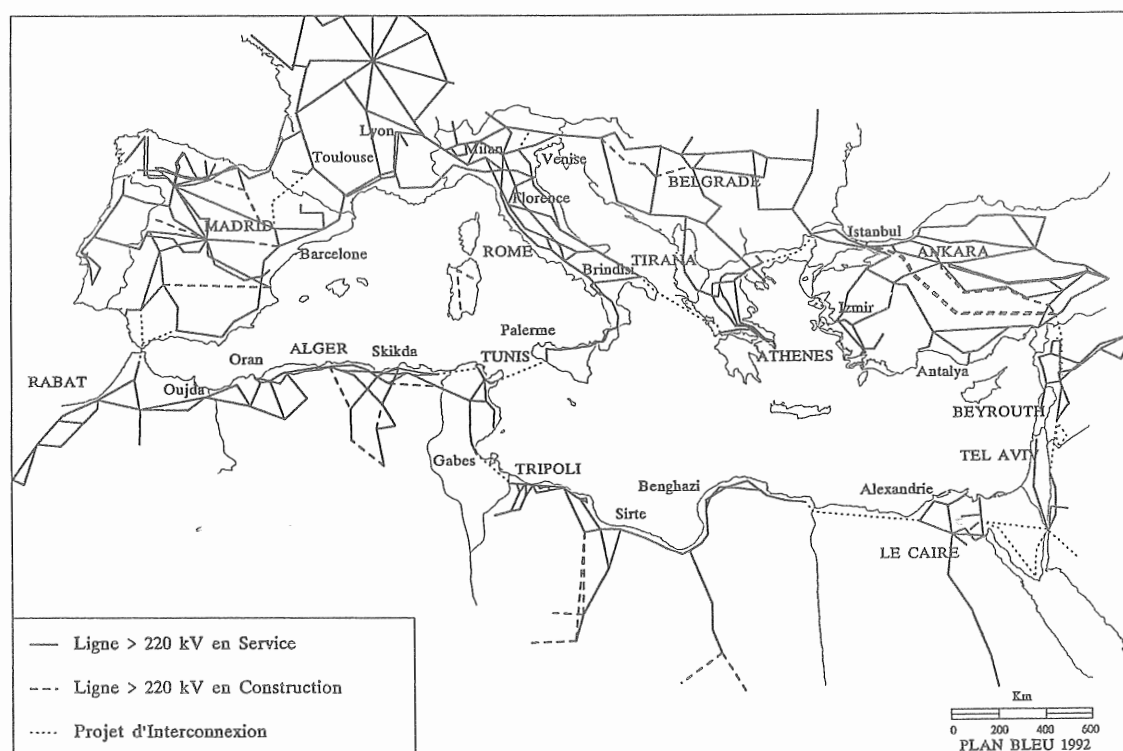
- Le renforcement des interconnexions en 400 kV entre les pays de la rive Nord-Ouest (Espagne, France et Italie, auxquels on adjoint le Portugal).

L'Espagne est reliée actuellement par 10 liaisons de 380 kV, 225 kV et 150 kV à la France (5 lignes) et au Portugal (5 lignes). Quant à l'Italie, elle est reliée à la France à travers 4 liaisons de 380 et 220 kV. Les capacités nominales de ces interconnexions sont de 2,3 GWé pour les liaisons Espagne-Portugal, de 3,4 GWé pour les liaisons Espagne-France et de 4,4 GWé pour les liaisons France-Italie. D'ici 1995, ces liaisons vont être renforcées, et d'ici l'horizon 2000, les interconnexions entre ces pays auront une capacité d'échanges de 14 GWé, et il est prévu que les échanges continueront à se développer.

— L'établissement d'une liaison entre l'Espagne et le Maroc, à travers le Détroit de Gibraltar (véritable noeud de "liaisons fixes", gazières, électriques et un jour peut-être routières). La réalisation des interconnexions Nord-Sud Espagne-Maroc (et éventuellement, ultérieurement, Italie-Tunisie), conduira à une meilleure gestion des parcs de production et permettrait ultérieurement l'exportation d'électricité du Maghreb vers l'Europe du Sud. D'une longueur sous-marine de 24 km, cette liaison de 300 MWé (ultérieurement 600 MWé) sous 400 kV, devrait entrer en service en 1994.

Figure 12

Les interconnexions électriques dans les pays méditerranéens



Source : Plan Bleu.

– L'établissement d'une liaison directe entre l'Italie et la Grèce, soutenue par la Commission des Communautés Européennes. Les interconnexions sont déjà développées entre l'Italie, les pays de l'ex-Yougoslavie, l'Albanie et la Grèce, mais les échanges demeurent modestes, de l'ordre de 3 TWh, soit 1 % de la production. Ces échanges sont appelés à croître dans l'avenir avec la réalisation de l'interconnexion directe entre l'Italie et la Grèce (longueur 124 km, 600 MWé, 300 kV en courant continu), prévue vers 1995, et ultérieurement peut-être entre la Grèce et la Turquie.

– Le renforcement de l'interconnexion en 225 kV des pays d'Afrique du Nord, Maroc, Algérie, Tunisie, Libye et Egypte. Le Maroc, l'Algérie et la Tunisie sont interconnectés par des liaisons à 225 et 90 kV ; ces liaisons permettent déjà la mise en commun de réserves tournantes (150 MWé) pour un secours mutuel, ainsi que des échanges d'électricité, qui ont atteint 500 GWh en 1990 et 930 GWh en 1991, soit près de 3 % de la production totale (mais à bilan nul).

En complément de la liaison 225 kV entre le Maroc et l'Algérie (mise en service en 1992), les projets d'interconnexion concernent de nouvelles lignes 225 kV liant l'Algérie à la Tunisie, la Tunisie à la Libye et la Libye à l'Egypte. Ce renforcement des interconnexions des pays d'Afrique du Nord devrait permettre une meilleure gestion du parc de production, l'utilisation d'unités de taille plus importante (palier 300 MWé) et la valorisation des ressources gazières de la zone (Algérie, Libye, Egypte). A l'horizon 2000, ces interconnexions permettraient des échanges importants, qui pourraient atteindre environ 10 % de la production, soit près de 10 TWh, la capacité des interconnexions étant de 1,4 GWé.

– L'établissement de lignes à 400 kV de l'Egypte à la Turquie. La Turquie, la Syrie et la Jordanie ont déjà des réseaux électriques interconnectés, mais les capacités d'échange sont relativement faibles. Afin de développer l'interconnexion, de très importants projets sont envisagés pour relier, via des lignes 400 kV, l'ensemble des pays depuis la Turquie jusqu'en Egypte, en passant par la Jordanie et la Syrie.

D'autres projets sont également envisagés :

– L'établissement d'une liaison entre la Tunisie et l'Italie, avec la construction d'une centrale thermique au Cap Bon en Tunisie (4 unités de 335 MWé, dont une pour les besoins tunisiens, en "redevance"), dédiée pour les trois quarts à l'exportation.

– L'interconnexion entre la Turquie et la Grèce. Il existe déjà des interconnexions entre les pays des Balkans (Turquie-Bulgarie, Yougoslavie-Bulgarie et Roumanie) et avec ou entre les pays du Golfe (Turquie-Iran, Turquie-Irak, projet Egypte-Arabie Saoudite). L'interconnexion avec les pays du Golfe permettrait de valoriser leurs énormes réserves de gaz naturel.

– A plus long terme, un projet est également à l'étude pour relier l'Europe et l'Afrique du Nord à l'Afrique Equatoriale, ce qui permettrait de valoriser les énormes ressources hydrauliques du Zaïre (étude de faisabilité en cours).

Pour les projets déjà décidés (tels que les liaisons Espagne-Maroc, Jordanie-Syrie-Turquie, Italie-Grèce, etc.), les études sont quasiment terminées. Certains financements ont déjà été obtenus, et plusieurs appels d'offres

devraient être prochainement lancés pour leur construction. La construction de l'interconnexion Tunisie-Libye, quant à elle, devrait démarrer prochainement.

Echanges et perspectives

En 1990, les échanges ont atteint au total 26,6 TWh (ex-Yougoslavie, Albanie et Grèce incluses), dont 22,4 TWh entre les pays du Nord-Ouest du bassin : 15,6 TWh entre la France et l'Italie (exportation de l'électricité nucléaire française), 3,4 TWh entre la France et l'Espagne (et 3,4 TWh entre l'Espagne et le Portugal).

Au Maghreb, les échanges sont encore modestes (0,51 TWh en 1990 et 0,93 TWh en 1991) mais pourraient atteindre 1 à 2 GWé en 1992.

La capacité nominale des interconnexions existantes dans le bassin méditerranéen avoisine donc 15 GWé, dont seulement 0,8 GWé pour les pays du Sud et de l'Est.

Pour l'ensemble de la région méditerranéenne, la réalisation des interconnexions déjà décidées et, à moyen terme, le renforcement de leurs capacités (plus de 25 GWé d'ici l'horizon 2000) amèneront des bénéfices importants. Les échanges seront vraisemblablement très accrus : ils devraient largement dépasser les niveaux actuels et ont été estimés pouvoir être de l'ordre de 30 à 50 TWh (soit 2 à 3 % de la production) entre 2000 et 2025. En particulier, dans les pays du Sud et de l'Est méditerranéens, les échanges totaux pourraient atteindre quelques dizaines de TWh, avec une capacité d'échange de 3 à 4 GWé.

Il est finalement intéressant de situer ces échanges d'électricité par rapport aux échanges d'hydrocarbures dans la région. En 1990, les échanges d'électricité ont représenté 6 Mtep (équivalence à la production), ce qui est relativement faible par rapport aux échanges intraméditerranéens de pétrole (61 Mtep) et de gaz (24 Mtep). Les 30 à 50 TWh prévus représenteraient l'équivalent de 8 à 12 Mtep, se rapprochant du niveau des échanges gaziers actuels. Au niveau des réseaux, il suffit de superposer les images des interconnexions gazières et des interconnexions électriques pour constater le "maillage" d'échanges énergétiques évoqué ci-dessus.

En conclusion, l'électricité constitue bien un enjeu important de l'énergie et du développement pour les pays méditerranéens et ceci à un double titre : d'abord parce que la mise à disposition de ses services dans les régions du Sud et de l'Est du bassin qui n'en disposent pas constitue une base indispensable du développement social et économique ; ensuite parce que les solutions adoptées peuvent avoir des impacts très différents en matière d'environnement. C'est pourquoi les électriciens devront être très attentifs dans leurs choix pour privilégier, à service final rendu égal, les moyens les plus favorables à la fois au développement mais aussi à l'environnement, local, régional et global.

Chapitre

V.

La maîtrise de l'énergie

Les consommations d'énergie peuvent-elles continuer à croître quasi indéfiniment, comme on l'avait imaginé il y a deux ou trois décennies ? Que ce soit au niveau mondial ou au niveau méditerranéen, la réponse est aujourd'hui négative.

En plus des impacts croissants sur l'environnement, plusieurs facteurs s'y opposent, à commencer par la limitation des ressources énergétiques. Certes, beaucoup de pétrole et de gaz naturel ont été trouvés, et on continue à en trouver, bien qu'avec des rendements décroissants. Il a été dit qu'il faudrait doubler les efforts de prospection tous les sept à dix ans pour trouver la même quantité de pétrole. Mais on en devine une fin, fut-elle floue, pour des raisons géologiques. De plus, au cours des dernières années, les réserves restantes de pétrole se sont dangereusement concentrées dans la même région, le Golfe Arabo-Persique, bien petite au point de vue géographique, bien instable au point de vue géopolitique. Augmenter les consommations de pétrole pose donc question, et le gaz naturel, relais confortable certes, ne sera pas non plus inépuisable... ni gratuit. Par ailleurs, la Convention sur le changement climatique impose maintenant une limitation des émissions de CO₂.

Existe-t-il des réserves ou des ressources d'énergie quasi "infinies" et ne produisant pas de CO₂ ? En principe, oui : le nucléaire, et le solaire.

Le nucléaire, non plus basé sur l'uranium naturel (enrichi) – dont les ressources sont limitées et/ou de plus en plus difficiles à produire, et aux impacts croissants sur l'environnement – mais sur le cycle du plutonium avec les réacteurs surgénérateurs, offre une solution de type "réserves ou ressources quasi-infinies". Peut-on imaginer une France de cent Super-Phénix, dont l'obsolescence signifierait la construction, et le démantèlement, de quelque

trois Super-Phénix par an ? Ou une Méditerranée de 500 ou plus Super-Phénix, avec la construction – et le démantèlement – de 15 ou 20 Super-Phénix par an ? La fusion thermonucléaire ? On en a souligné les inconnues, qui interdisent tout scénario.

Restent évidemment les énergies renouvelables, qui se développent lentement. Elle sont loin de bénéficier pour la recherche et le développement des milliards de dollars qu'on avait généreusement consacrés au nucléaire, en des temps il est vrai plus faciles. Il est difficile aujourd'hui par exemple d'imaginer à court ou moyen terme une production d'énergie solaire à l'échelle de besoins toujours croissants, et quelles en seraient les conséquences sur les ressources en matériaux, sur l'espace, sur les paysages et sur l'environnement en général. Mais il faut ajouter que tous les efforts doivent être faits pour maîtriser ces énergies renouvelables et pour les développer, afin que leur contribution augmente de façon significative.

La voie de l'accroissement des ressources énergétiques étant ou bouchée, ou incertaine, ou lointaine, que peut-on dire des consommations, et de leur croissance ? *Peut-on limiter les consommations ?* Au lieu de "stratégies de l'offre", peut-on concevoir des "stratégies de la demande", visant une plus grande efficacité énergétique ? Pour ce faire, est-on sûr de bien connaître les consommations et leurs mécanismes, de les bien comprendre pour mieux les maîtriser ? Poser ces questions, c'est ouvrir l'important chapitre des économies d'énergie et de la "maîtrise de l'énergie". Maîtrise de l'énergie dont un effet bénéfique sera en général de réduire par voie de conséquence les impacts sur l'environnement, et que souvent d'ailleurs on associe, dans une optique de changement de stratégie, à un recours croissant aux énergies renouvelables.

Sans parler de "gaspillage" – et les cas n'en sont pas rares – ou d'orientations perverses, on peut effectivement réduire sensiblement des consommations qui ne furent pas pensées dans un contexte d'"économies", qui furent naguère encouragées, que l'abondance et le coût extrêmement bas du pétrole ne favorisaient pas, voire ne justifiaient pas. On peut d'ailleurs se poser la question s'il en aurait été de même au cas où les seuls combustibles disponibles seraient restés les combustibles solides, comme le charbon et le bois.

I. L'approche par l'"intensité énergétique"

L'"intensité énergétique" est la quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité de produit économique, c'est-à-dire la consommation d'énergie par unité de PIB.

On a longtemps cru que la consommation d'énergie d'un pays s'expliquait uniquement et univoquement par le niveau de son activité économique telle que la mesure le PIB. D'abord très simple, la relation n'a cessé d'être nuancée pendant la décennie 60, au point d'être mise en doute au lendemain du premier choc pétrolier de 1973.

A partir de coupes instantanées des consommations d'énergie de plusieurs dizaines de pays, puis de chroniques pour un même pays, on a d'abord cru

que la consommation d'énergie était proportionnelle au PIB (2 800 ktep par millier de dollars aux Etats-Unis dans la décennie 60, valeur élevée). En 1971, on s'est aperçu (J. Darmstadter) que la relation entre consommation d'énergie et PIB était étroite, mais que la dispersion (autour de la droite de régression) était importante. Autrement dit, le PIB par habitant n'était certainement pas la seule variable explicative de la consommation d'énergie par tête, la structure de consommation (entre les secteurs industrie, résidentiel, tertiaire) et les prix de l'énergie jouant aussi un rôle.

Des modèles à double élasticité (élasticité-produit ou par rapport au PIB, et élasticité-prix) pour les pays de l'OCDE ont montré :

- que l'élasticité-produit, proche de l'unité sur la période 1960-1973, avait fortement diminué de 1973 à 1987 vers des valeurs comprises entre 1,10 et 0,50 (ample découplage entre les deux croissances, mais aussi grandes différences d'un pays à l'autre) ;

- que l'élasticité-prix expliquait en partie ce découplage, atteignant après 1973 des niveaux significatifs (plus élevés à long terme, de $-0,4$ à $-0,8$, qu'à court terme, de $-0,1$ à $-0,2$), encore que l'extrême dispersion de ces coefficients les rendent peu opérationnels ;

- qu'il reste toujours une évolution de long terme, que les relations économétriques (élasticité-produit et élasticité-prix) appréhendent mal. (J.-M. Martin et C. Hourcade).

Trois tendances principales se dégagent de ces analyses de long terme :

- l'écart actuel entre les intensités énergétiques des divers pays semble se réduire ;

- toutes les intensités énergétiques (en excluant la consommation du bois) passent par un maximum, c'est-à-dire décrivent une courbe en cloche. La date de ce maximum varie d'un pays à l'autre : 1882 pour le Royaume-Uni, 1930 pour la France, 1973 pour le Japon, l'Italie, les Pays-Bas, etc ;

- ces maxima sont généralement d'autant plus faibles qu'ils sont plus tardifs.

En résumé, l'évolution technologique sur longue période, bien que ni linéaire dans le temps ni uniforme dans l'espace, irait bien dans le sens d'une utilisation plus efficace des sources d'énergie. Sa généralisation à la totalité des pays dépend des possibilités de diffusion des nouvelles technologies, autrement dit, du développement des échanges commerciaux et des capacités industrielles d'accueil.

Ces quelques considérations, tirées de l'évolution des pays capitalistes industrialisés, peuvent fournir des guides à la réflexion pour les pays en cours d'industrialisation.

A l'échelle de l'ensemble du bassin méditerranéen, la comparaison des taux de croissance des consommations d'énergie primaire et des PIB révèle bien une succession de phases distinctes. Jusqu'en 1973, sous la double impulsion de l'industrialisation et de l'urbanisation, la consommation d'énergie croît, en règle générale, beaucoup plus rapidement que le PIB. Entre 1973 et 1975, la croissance des consommations d'énergie se ralentit, en particulier dans les pays importateurs de pétrole, alors que la croissance des PIB, même légèrement amortie, se poursuit. Dans les pays exportateurs de

pétrole, la croissance des consommations d'énergie se poursuit à un rythme supérieur à celui des PIB.

De 1975 à 1979, la croissance des consommations reprend dans la plupart des pays, mais elle tend à s'aligner sur la croissance des PIB dans les pays importateurs de pétrole. En Algérie, en Libye et en Tunisie, tous pays exportateurs, on observe au cours de cette période une véritable "explosion" des consommations d'énergie.

De nouveau, entre 1979 et 1981, la croissance des consommations d'énergie se ralentit brutalement dans les pays importateurs alors que la croissance des PIB se poursuit, quoiqu'à des rythmes sensiblement inférieurs à ceux de la période antérieure.

De 1981 à 1985, alors que la croissance des PIB s'infléchit sensiblement par rapport à la décennie précédente, les consommations d'énergie primaire au Sud de la Méditerranée continuent à croître à un rythme soutenu, généralement supérieur à celui des PIB.

Dans les pays exportateurs, les nouvelles politiques de prix et l'impact de la mauvaise conjoncture économique font toutefois sentir leurs effets et contribuent à infléchir sensiblement les rythmes de croissance des consommations.

L'observation de la période 1971-1990 révèle donc une très forte tendance à la croissance des consommations d'énergie dans les pays du Sud et de l'Est (phase ascendante de la courbe en cloche), quelle que soit la conjoncture économique. Elle est modulée, à certains moments, par les fortes hausses des prix de l'énergie (frein pour les importateurs, stimulant pour les exportateurs).

En chiffres : les économies développées ont dans l'ensemble vu décroître leur intensité énergétique de 29 % entre 1970 et 1990, de 524 kep/1 000 \$ à 372 kep/1 000 \$. Entre 1973 et 1985, la consommation d'énergie par tête a diminué de 6 %, alors que le PIB par tête augmentait de 21 %. Deux facteurs ont joué un rôle important :

- le changement de structure industrielle. Les industries consommant le plus d'énergie ont fermé, ou ont migré vers d'autres pays. La part de l'industrie est ainsi tombée de 37 % à 32 % dans l'OCDE entre 1974 et 1989 ;
- le recours à des technologies plus efficaces. Ces améliorations sont souvent progressives, mais se produisent aussi parfois par bonds, tel le procédé de conversion à l'oxygène en sidérurgie, qui consomme moitié moins d'énergie que le haut-fourneau classique.

Le Japon a été le pays le plus efficace : entre 1973 et 1987, son PNB a cru de 72,1 % en termes réels, alors que sa consommation totale d'énergie n'augmentait que de 4,3 %, soit une amélioration de son intensité énergétique de plus de 36 %. La France, également, a été un des pays les plus efficaces dans le secteur industriel, en réduisant ses consommations énergétiques de 30 %.

Les résultats sont différents dans les pays en développement. L'industrie y consomme parfois jusqu'à cinq fois plus d'énergie pour le même procédé, dû à la vétusté des installations (et souvent, au manque de tout stimulant en

faveur des économies d'énergie). Un facteur supplémentaire d'augmentation des consommations d'énergie est le remplacement d'énergies non-commerciales (bois de feu, charbon de bois, déchets animaux ou végétaux) qui n'étaient pas comptabilisées, par des énergies commerciales comme le pétrole ou l'électricité. Les premières phases de l'industrialisation sont également basées sur des industries fortes consommatrices d'énergie, comme la sidérurgie, les cimenteries, etc. L'intensité énergétique des pays en développement s'est ainsi accrue de 30 % en deux décennies, de 432 kep/1 000\$ en 1970 à 572 kep/1 000\$ en 1990.

La plupart des pays du Sud et de l'Est du bassin méditerranéen ont diminué leurs intensités énergétiques entre 1970 et 1990, encore qu'elles restent généralement supérieures à celles des pays industrialisés du Nord du bassin. C'est ainsi que l'intensité énergétique de la Turquie est passée de 900 kep/1 000\$ en 1970 à environ 550 en 1990, l'Algérie de 740 à 450, la Tunisie de 660 à 420 et le Maroc (pauvre en énergie) de 650 à 300. L'Egypte par contre a peu varié de 990 à 925. (Curieusement, pour de tels calculs, les chiffres pour l'énergie sont plus "fiabiles" que ceux des PNB ou PIB, à cause des taux de changes) (figure 13).

Il faut noter que les évolutions constatées des consommations énergétiques soulignent l'importance du facteur "niveau de développement" (et structures énergétiques), et sous-tendent l'hypothèse que le rattrapage économique et industriel s'effectue parfois à travers une intensité énergétique croissante, car des facteurs différents interviennent. La période considérée correspond en effet à une période exceptionnelle d'expansion économique, au cours de laquelle s'est diffusé, au Sud et à l'Est de la Méditerranée, un schéma d'activité industrielle et un modèle de consommation comparables à ceux des pays du Nord du bassin. Les années 80 par contre semblent marquer un tournant pour les pays méditerranéens du Sud et de l'Est en cours d'industrialisation. Globalement, les revenus et la consommation d'énergie par habitant régressent sensiblement. D'une région à l'autre, la croissance relativement homogène des différents indicateurs dans les années 70, fait donc place à des évolutions plus contrastées dans les années 80. C'est ainsi que les pays de l'Est de la Méditerranée présentent les niveaux d'intensité énergétique les plus élevés de la région, les pays du Maghreb venant au deuxième rang.

Malgré cette diminution presque générale des intensités énergétiques les facteurs d'une croissance des consommations d'énergie demeurent, en dépit des deux chocs pétroliers et des considérations relatives à l'environnement.

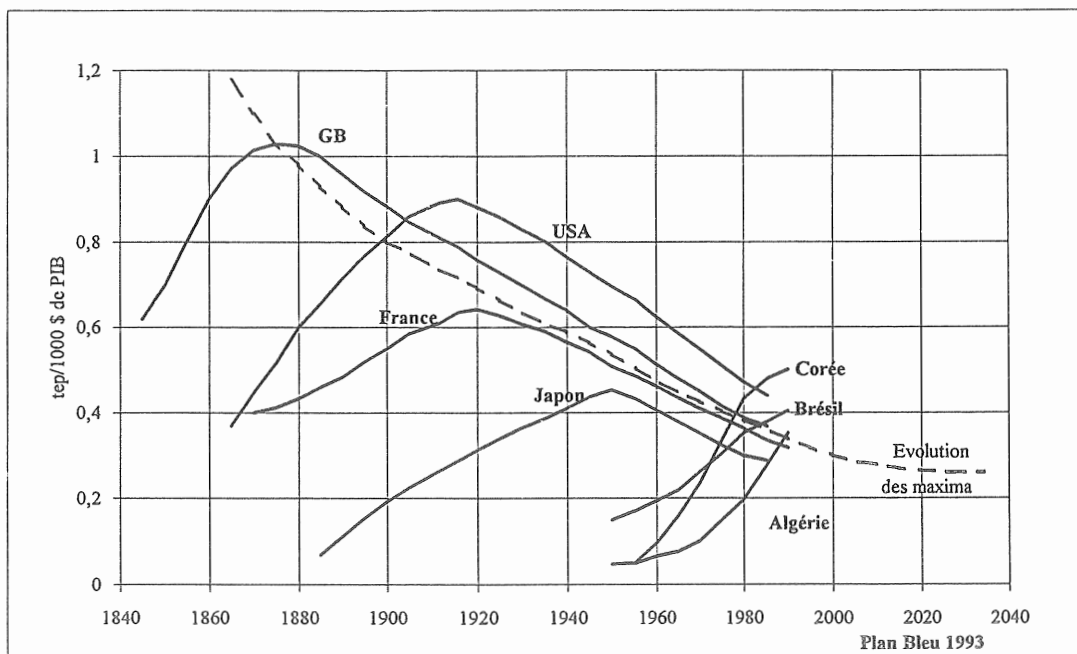
Le premier de ces facteurs tient aux mutations de structures économiques et sociales qu'implique nécessairement la croissance économique des pays en cours d'industrialisation au Sud et à l'Est, et dont la poursuite semble irréversible et nécessaire pour le moment. Qu'elles soient liées au processus d'industrialisation, ou à celui concomitant de l'urbanisation, ces mutations structurelles conduisent toutes vers une accélération de la croissance de la consommation d'énergie commerciale.

Toutefois, comme on l'a dit, la croissance économique engendre aussi des processus "régulateurs" de la croissance des consommations d'énergie : phénomènes de saturation dans les taux d'équipement et dans les taux d'utilisation

de ces équipements, introduction et diffusion de technologies plus efficaces, dégagement de capacités financières supplémentaires pour soutenir une politique de rationalisation des consommations énergétiques.

Figure 13

Intensité énergétique et développement



Source : Plan Bleu (d'après T. Gaudin, 1990 et J. Goldemberg, 1990).

II. Les potentiels d'économie d'énergie

L'objectif de l'utilisation rationnelle de l'énergie est de réduire les consommations d'énergie utile, finale et primaire pour un service donné. Quatre voies différentes peuvent être utilisées :

- éviter les consommations non-nécessaires ;
- réduire les besoins énergétiques spécifiques (ce à quoi on pense le plus souvent) ;
- accroître l'efficacité d'utilisation ;
- récupérer une partie de l'énergie non consommée.

1) Les consommations non-nécessaires, c'est laisser tourner une machine ou un moteur inutilement, chauffer des logements ou des bâtiments plus que de besoin, utiliser plus d'eau chaude qu'il serait suffisant, etc. C'est plus souvent une affaire d'information, de sensibilisation du public, ou de responsabilité des gestionnaires, que de technologie.

2) La technologie par contre offre de nombreuses possibilités de réduire les consommations spécifiques d'énergie. Une bonne isolation thermique de l'habitat et une régulation des températures permettent de diminuer les

consommations d'énergie de chauffage. Des résultats semblables en matière de climatisation peuvent d'ailleurs être obtenus par le recours au "solaire passif". En matière de transport, on pense en premier lieu à la substitution des transports collectifs urbains aux transports individuels et à l'utilisation du rail plutôt que de la route. Dans ce domaine intervient aussi une conception plus aérodynamique des véhicules et une amélioration du rendement des moteurs. L'emploi d'énergie mécanique au lieu du chauffage pour le séchage peut réduire d'un facteur 100 les besoins en énergie par kg d'eau extrait. Le recyclage des matériaux fait partie de cette catégorie, sans parler des emballages, qui entrent pour une part croissante dans le contenu énergétique d'un produit (ainsi, dans un pot de yaourt, la valeur calorique du yaourt ne représente que 18 % du contenu énergétique total, alors que l'emballage en représente 41 %).

3) Les consommations d'énergie peuvent également être réduites par une conception différente des installations ou des équipements, une meilleure instrumentation de contrôle, ou le remplacement d'équipements peu performants par des équipements plus modernes et mieux adaptés. Dans l'industrie, le recours à la cogénération d'électricité et de chaleur permet des économies importantes (comme évoqué lors de l'examen de la production d'électricité à partir de gaz naturel).

Pour l'automobile, encore qu'on assiste à deux effets contraires, des moteurs plus économes par unité de puissance, mais la demande de moteurs plus puissants, les consommations spécifiques d'énergie n'ont cessé de diminuer : d'après l'Institut français du Pétrole, entre 1975 et 1990, les consommations moyennes des modèles automobiles ont été réduites de plus de 2 litres (de 10,9 à 8,4 l pour 100 km) pour les modèles à essence et de l'ordre de 3 l pour les modèles Diesel (de 10,1 à 6,7 l pour 100 km). En fait, cet exemple permet d'illustrer un autre aspect des économies d'énergie : une étude a montré que, pour une quinzaine de modèles Fiat en 1988, les consommations moyennes s'établissaient à 4,9 litres d'essence aux 100 km en France à une vitesse de 90 km/h, contre 7,6 litres au Brésil. Ainsi, les progrès technologiques réalisés dans les pays industrialisés ne sont pas toujours transférés dans les pays du Sud.

Pour la réfrigération des aliments par exemple, il existe des réfrigérateurs à très basse consommation, 90 kWh par an, soit 3 à 4 fois moins qu'un appareil traditionnel de même volume. Pour l'éclairage, les lampes fluo-compactes à basse consommation consomment 4 à 5 fois moins que les lampes traditionnelles, pour une durée de vie 6 à 8 fois supérieure.

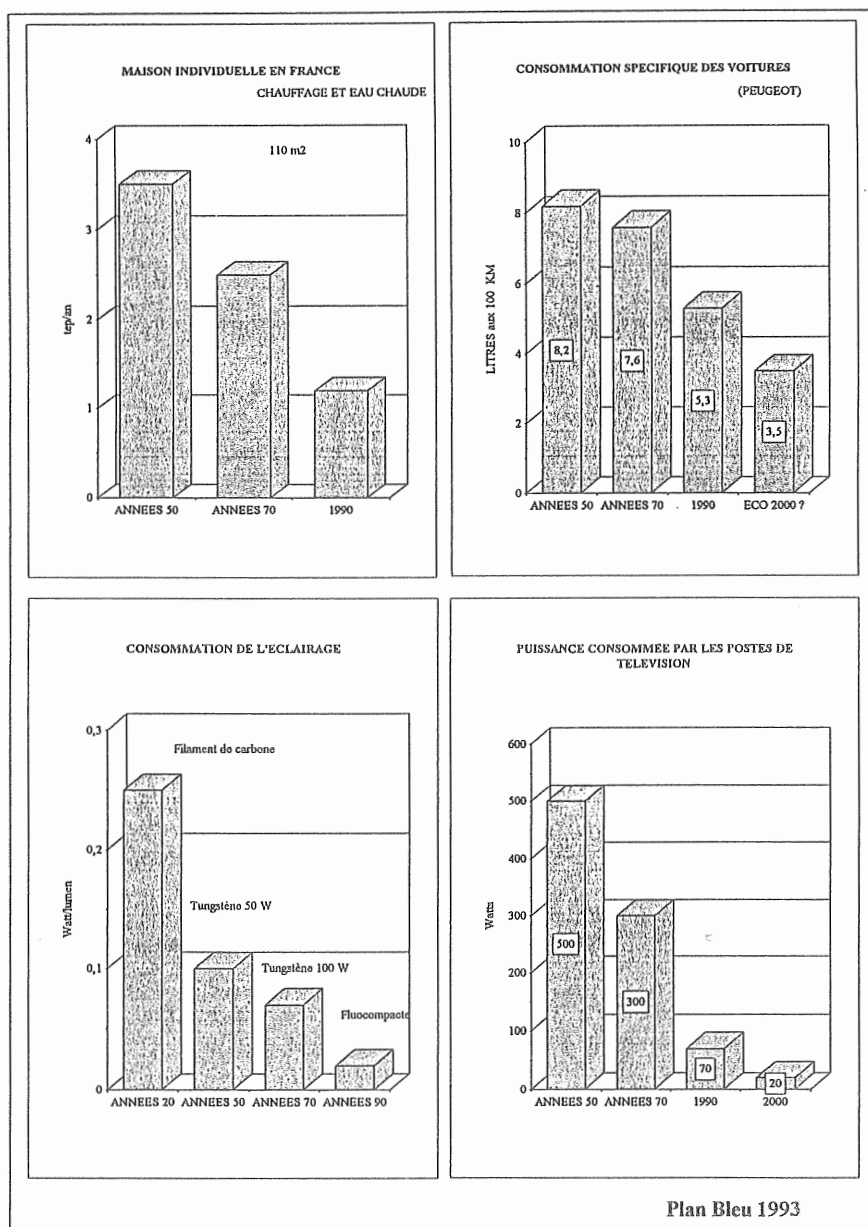
La figure 14 et le tableau 18 donnent quelques exemples. Selon le PNUE, en dépensant 240 millions de dollars pour améliorer l'efficacité énergétique de 3 millions de réfrigérateurs, l'électricité économisée éviterait de construire une centrale à charbon de 600 millions de dollars, soit une économie de 360 millions de dollars. (UNEP 1990)

Parmi les progrès les plus spectaculaires, on rappelle que l'efficacité des centrales thermiques, qui était de 5 % au début du siècle et de 30 % en 1950, approche ou dépasse aujourd'hui, comme on l'a vu avec les centrales à gaz à cycle combiné, les 50 %.

4) La récupération d'énergie, exceptionnelle pour l'énergie mécanique (volants de stockage) est monnaie courante pour l'énergie thermique (déjà proposée par Léonard de Vinci), mais pourrait être sensiblement amplifiée, y compris dans l'habitat.

Figure 14

Le progrès technique : la consommation énergétique des services finaux à l'utilisateur diminue rapidement



Source : CNRS- PIRSEM.

Tableau 18

Quelques exemples d'économies d'énergie (basés sur des technologies disponibles)

Utilisation	Valeur normale	Valeur potentielle	Economie (en %)
Eclairage commercial	86 kWh/m ² /an	16 kWh/m ² /an	81
Réfrigérateur ("Frost-free")	1 100 kWh/an	200 kWh/an	82
Chauffe-eau électrique	4 500 kWh/an	1 000 kWh/an	78
Fenêtres dans bâtiments commerciaux	190 000 kcal/m ² /an	54 000 kcal/m ² /an	71
Fenêtre dans maisons d'habitation	9 Mkcal/an	3,5 Mkcal/an	60
Voiture/camionnette	1 600 l/an	800 l/an	50

Source : UNEP "Industry and environment" 1990.

III. Le rôle des énergies renouvelables

On a vu dans le chapitre précédent l'utilisation et les potentialités des énergies renouvelables pour la production d'électricité. D'autres utilisations non-électriques sont naturellement aussi possibles – certaines remontent même aux époques les plus lointaines – et elles contribuent aux économies d'énergie, encore que leur contribution aux bilans énergétiques soit parfois difficile à établir avec précision. Les principales contributions proviennent, ou pourraient provenir à l'avenir de la géothermie (applications thermiques), du solaire surtout, et des déchets urbains ou agricoles (utilisations thermiques et/ou combustibles, voire carburants, dont les estimations sont difficiles).

La géothermie basse température a donné lieu à diverses utilisations thermiques dans les pays méditerranéens :

- en France, exploitation de la nappe du Dogger en région parisienne pour le chauffage de grands ensembles d'immeubles à Melun, Creil, etc. Le bilan énergétique se monte à quelque 150 000 tep par an, sur un potentiel estimé de l'ordre de 2 Mtep ;

- en Israël, le potentiel géothermique a été estimé équivalent à 6 Mtep par an sur 30 ans. Pour l'instant, seules de petites installations ont été réalisées, surtout pour utilisation dans le domaine agricole ;

- en Algérie, une serre agricole est chauffée par les eaux chaudes de Hammam Chellala ;

- en Grèce, 200 000 m² de serres agricoles bénéficient de la géothermie et permettent d'économiser 6 750 tep par an, sur un potentiel estimé à 150 000 tep par an ;

- en Turquie, il existe quelques applications géothermiques.

L'énergie solaire, on l'a vu, a en Méditerranée un avenir certain. En dehors de la production d'électricité, il existe de nombreux modes d'utilisation, du solaire passif à la construction d'immeubles, aux applications agricoles (pompage de l'eau) ou à la production d'eau chaude sanitaire.

Economies d'énergie dans l'industrie égyptienne

La situation en Egypte se caractérise par une assez forte demande énergétique, un accroissement annuel élevé de la consommation d'énergie, une utilisation inefficace de l'énergie et des prix de l'énergie fortement subventionnés. Une meilleure efficacité énergétique est donc considérée comme une question prioritaire, car elle permettrait de réaliser des économies substantielles. Une politique nationale visant l'utilisation efficace de l'énergie dans l'industrie a été lancée, incluant la création d'un "Centre de conservation de l'énergie industrielle" (CCEI), la formation et le perfectionnement des spécialistes en gestion de l'énergie et l'introduction de technologies d'amélioration du rendement énergétique dans les installations industrielles.

Au cours du dernier Plan Quinquennal (1982-1987), la production de pétrole a augmenté de 30 %, de 30 à 40 millions de tonnes par an, et la production d'électricité de 150 %, de 18 à 45 TWh. Le secteur industriel consomme environ 30 % du pétrole utilisé par le pays, et 60 % de toute l'électricité produite. Lors d'une série de contrôles dans 36 usines, on a pu constater que les pertes d'électricité atteignaient en moyenne 37 % (soit au total plus de 30 GWh par an). Il y a donc un potentiel considérable d'économies d'énergie, en commençant par tout un arsenal de mesures effectivement peu coûteuses.

Par exemple, des améliorations ont été apportées aux fours industriels des installations de l'"Egyptian Copper Works". Les économies d'énergie avaient été estimées à 2 500 tonnes de mazout pour une productivité de 12 tonnes par heure. Grâce à des améliorations de la combustion et d'un accroissement de la zone de température, la productivité des fours a été portée à 18 t/heure, parfois même jusqu'à 20 t/heure, donnant lieu à des économies de 4200 tonnes de mazout par an.

Le programme du CCEI a été soutenu par le PNUD et l'ONUDI, et a permis de former plus de 250 ingénieurs ou responsables pendant ses premières cinq années de fonctionnement. Un "Energy Bus" (informations, contrôles, mesures, etc) a visité plus de trente cinq installations industrielles. La vérification et l'ajustement des 35 chaudières à vapeur a résulté en des économies de 5 000 tonnes de mazout par an, estimées à \$500 000 par an. Les brûleurs et les techniques de combustion comptent parmi les principales causes d'inefficacité énergétique dans l'industrie.

Mais il n'est pas suffisant de se concentrer sur les plus grosses installations, et le CCEI va s'attaquer aussi aux petites entreprises.

Source : (d'après "Industry and Environment, Energy efficiency n° 2", UNEP, 1990).

Une des applications les plus répandues est le chauffage de l'eau sanitaire dans des capteurs solaires. En 1980 par exemple, environ 68 000 m² de capteurs solaires ont été vendus en Italie, 63 000 m² en France (vendus par une quarantaine d'entreprises), 50 000 m² en Grèce et en Turquie, et 15 000 m² en Espagne. Quand le prix du pétrole a baissé au milieu des années 80, les projets solaires sont devenus moins rentables au plan économique et le temps de retour de l'investissement de plus en plus long. En Italie comme en France et en Espagne, le marché des équipements solaires s'est contracté : en 1990, 14 000 m² de panneaux solaires en France, 6 000 seulement en Italie et en Espagne. La Grèce, avec 130 000 m² en 1990, et la Turquie surtout, avec 400 000 m², ont par contre continué à développer vigoureusement cette technique. En France, la moitié de la production 1990 était composée de capteurs non vitrés pour des piscines, et plus de la moitié des capteurs vitrés ont été exportés (surtout vers les Départements d'Outre Mer) ; ce qui signifie

que seulement 6 000 m² de capteurs vitrés ont été vendus en France métropolitaine en 1990, ce qui est comparable avec le marché des Pays-Bas.

En se basant sur un type de chauffe-eau solaire à basse température (inférieure à 100 °C), un rendement énergétique annuel de 40 % pour un ensoleillement supérieur à 1 100 kWh/m²/an et une durée de vie supérieure à 15 ans, avec des capteurs au coût inférieur à 2 400 F/m², il a été estimé que le potentiel annuel des pays méditerranéens dans la décennie 1990 pourrait être de l'ordre de 4 millions de tep. (Dessus, Devin et Pharabod, 1992)

IV. Enjeux de la maîtrise de l'énergie

Il faut préciser tout d'abord que la maîtrise ou utilisation rationnelle de l'énergie n'est pas une simple correction marginale du système énergétique. C'est une approche nouvelle de l'économie dans son ensemble, ayant pour objectif de réduire les consommations d'énergie pour un usage ou un service donné, afin d'améliorer les conditions économiques et environnementales du développement, et qui s'inscrit dans une approche plus globale de réduction des consommations matérielles. L'utilisation rationnelle de l'énergie vise à réduire les besoins énergétiques par unité de produit (ou de "bien-être"), sans affecter le développement socio-économique et sans introduire de rupture dans les styles de vie. C'est le pilier central de ce que l'on appelle développement durable.

De manière à assurer une politique d'utilisation rationnelle de l'énergie, de nombreux pays, dont un certain nombre de pays méditerranéens, ont mis en place depuis quelques années des structures ou organismes institutionnels chargés d'élaborer, de coordonner et de promouvoir des actions pour accroître l'efficacité d'utilisation de l'énergie. Pour les pays en cours d'industrialisation, le manque de ressources financières, les insuffisances technologiques, le manque d'information, des politiques de prix parfois "irréalistes", et l'absence de réglementation efficace, ou les difficultés de la faire appliquer, justifient l'intervention publique, et la création de structures (le plus souvent "Agences de maîtrise de l'énergie") chargées de la programmation et de l'impulsion des programmes.

Les pays au Nord de la Méditerranée (Espagne, France, Grèce), les pays du Maghreb (tableau 19) et l'Égypte ont mis en place des structures chargées de la mise en œuvre des programmes de maîtrise de l'énergie. Les principales missions attribuées à ces organismes se sont articulées autour des fonctions suivantes :

- la réglementation ;
- les opérations de démonstration ;
- la communication et l'information ;
- les études technico-économiques et de programmation ;
- la formation à la maîtrise de l'énergie ;
- la mise en œuvre des financements.

On peut citer à titre d'exemple l'instauration de l'audit énergétique obligatoire en Tunisie, avec 172 établissements assujettis à un audit obligatoire et périodique (81 établissements dans l'industrie, 27 dans le transport et 64 dans

le tertiaire, ces établissements représentant 2,8 Mtep, soit quelque 59 % de la consommation énergétique totale des trois secteurs). Environ 20 % de ces audits énergétiques ont fait l'objet de contrats programmes avec l'Agence de Maîtrise de l'Energie, pour des projets d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Dans les pays industrialisés du Nord de la Méditerranée, l'essentiel du potentiel d'économie d'énergie (dit "statique") est lié à l'amélioration des installations et des équipements anciens (isolation des logements par exemple), et par le renouvellement anticipé des équipements rendus obsolètes ou non performants.

Tableau 19

Agences de maîtrise de l'énergie dans le Maghreb

	Tunisie	Algérie	Maroc
Nom de l'agence	AME	APRUE	Pas d'agence spécifique ; renforcement de CDER avec une mission de maîtrise de l'énergie
Tutelle	Ministère de l'Economie et des Finances	Ministère des Mines et de l'Industrie	Ministère de l'Energie et des Mines
Statut	EPIC	EPIC	
Première année de service	1985	1987	1979 (année des premières actions)
Effectifs	65	30	6 cadres à la direction de l'énergie
Ressources financières	Budget de l'Etat Participation des entreprises Coopération internationale	Ressources propres	Fonctionnaires Coopération internationale
Activités	Instauration de l'audit obligatoire et périodique Réglementation et législation Suivi d'audits et conclusions de contrats- programme Participation aux commissions Aides à la décision et incitations fiscales Etudes de planification et d'évaluations Observatoire de l'énergie	Etudes Analyse des consommations d'énergie	Information et sensibilisation Diagnostics énergétiques Information des consommateurs Etudes techniques

Source : Revue de l'Energie, septembre 1992.

Dans les pays du Sud et de l'Est du bassin, les enjeux sont davantage liés aux installations neuves (potentiel "dynamique"). Il faut insister en effet sur l'importance de l'enjeu que représente la recherche d'une meilleure efficacité énergétique pour les pays qui sont en pleine phase d'industrialisation. En effet les investissements lourds qu'ils consentent pour leur infrastructure logistique et industrielle fonctionneront longtemps. Les choix initiaux auront donc des conséquences importantes sur les consommations futures. Il est ainsi indispensable que le critère efficacité énergétique apparaisse comme majeur dans les choix initiaux du développement pour les pays du Sud et de l'Est du bassin qui abordent cette phase de leur développement.

Une étude pour la Tunisie a montré que le cumul des réserves d'économie d'énergie et des énergies renouvelables (toutes utilisations) raisonnablement accessibles entre 1990 et 2000 étaient du même ordre de grandeur que les réserves fossiles (pétrole et gaz) qu'on pouvait attendre d'une relance des programmes d'exploration et d'exploitation (de l'ordre d'une quinzaine de Mtep). Avec un avantage aux économies d'énergie et aux énergies renouvelables lié aux coûts de fonctionnement notamment plus faibles.

Pour l'électricité, la diffusion de technologies d'appareillages électriques à haut rendement est un enjeu essentiel. Il faut souligner que la rentabilité des investissements en économies de consommation électrique est généralement très forte, surtout si on la compare au coût de l'augmentation des capacités de production, sans parler des avantages pour l'environnement. Des études ont montré que les économies d'électricité coûtent trois à dix fois moins cher que la production d'électricité (selon une expression attribuée à A. Lovins, les "négawatts" coûteraient beaucoup moins cher que les mégawatts).

On sait par ailleurs que dans de nombreux pays l'électricité n'est pas vendue à son prix, parfois même au tiers ou à la moitié seulement de son coût de production. Alors que les tarifs ont augmenté en moyenne de 1,4 % par an en termes réels dans les pays de l'OCDE entre 1979 et 1988, ils ont diminué de 3,5 % par an pour l'ensemble des pays en développement, bas prix qui ne reflètent nullement des progrès technologiques dans la production ou la distribution.

En ce qui concerne la distribution, les pertes en ligne sont également prohibitives (pouvant atteindre dans certains pays jusqu'à 30 %, contre 7 à 8 % dans les pays industrialisés), dues autant à certaines déficiences des réseaux qu'aux vols, et autres branchements sauvages. Pour remédier à ces inconvénients, et aux charges de plus en plus lourdes imputées aux budgets de l'Etat, la plupart des pays méditerranéens se sont lancés, depuis quelques années, dans des opérations de relèvement de tarifs d'électricité, y compris en Egypte.

Cette vérité des prix va sans doute s'appliquer progressivement à tous les services énergétiques. A titre de comparaison, le tableau 20 montre les prix du supercarburant et du gasoil dans les pays méditerranéens.

En conclusion, la maîtrise de l'énergie apparaît non seulement comme une nécessité, mais aussi comme une source de modernisation des économies et de développement respectueux de l'environnement. Il convient donc d'entreprendre tous les efforts d'information, de réglementation et d'incitations économiques indispensables à sa mise en œuvre.

Tableau 20

Prix et taxes des essences et gas-oil dans les pays méditerranéens

Pays	Année	Super US \$	dont taxes %	Gas-oil US \$	dont taxes %
Portugal	1992	1,01	75	0,69	65
Espagne	1992	0,92	69	0,70	63
France	1992	0,94	77	0,62	64
Italie	1992	1,24	75	0,91	71
Ex-Yougoslavie	1992	0,83	n.d.	0,66	n.d.
Grèce	1992	0,81	65	0,56	54
Turquie	1991	0,74	52	0,54	52
Syrie	1992	1,56	n.d.	0,18	n.d.
Liban	1991	0,28	n.d.	0,32	n.d.
Israël	1987	0,53	n.d.	0,34	n.d.
Egypte	1992	0,30	n.d.	0,09	n.d.
Tunisie	1992	0,59	n.d.	0,34	n.d.
Algérie	1992	0,28	33	0,13	3
Maroc	1992	0,78	35	0,44	23
Allemagne	1992	0,95	71	0,65	63
Japon	1990	0,93	46	0,55	35
USA	1991	0,31	32	0,29	35
CEE - 12	1992	0,61	—	0,40	—

Source : OME, AIE et CPDP 1991.

Des scénarios énergétiques à moyen et long terme

Des scénarios énergétiques à moyen et long terme (2000 et 2025) ont été établis dans le Plan Bleu, comme éléments essentiels de scénarios globaux méditerranéens analysant les relations entre développement et environnement. Ces scénarios, basés sur des fourchettes de populations aux horizons 2000 et 2025 (y compris leurs répartitions spatiales possibles : urbanisation et "littoralisation"), ont exploré simultanément les perspectives agro-alimentaires, industrielles, énergétiques, touristiques, et de transport. Ces scénarios énergétiques ont été actualisés et complétés par l'"Observatoire méditerranéen de l'énergie" et périodiquement mis à jour.

I. A propos de scénarios

Cinq types de scénarios globaux méditerranéens avaient été choisis par le Plan Bleu (voir annexe 3) :

- trois scénarios tendanciels : un tendanciel de référence T-1 ; un tendanciel avec aggravation des conditions économiques T-2 ; un tendanciel avec amélioration des conditions économiques T-3 ;

- deux scénarios alternatifs : un alternatif de référence A-1 ; un alternatif avec agrégations de pays de l'Est et du Sud du bassin, A-2.

D'une façon logique – bien que non rigoureusement démontrée – on a associé dans les scénarios du Plan Bleu les plus forts taux de croissance démographique aux types de développement socio-économique les plus lents et/ou les plus difficiles, adoptant en somme le principe que le meilleur frein à la croissance démographique est le développement. C'est ainsi que les scénarios tendanciels de type "aggravé" T-2 ont associé forte croissance

démographique, faible croissance économique, urbanisation la plus incontrôlable, agriculture traditionnelle et peu performante, manque de moyens pour la protection de l'environnement et pour la gestion rationnelle des ressources, etc. Les scénarios tendanciels de type "modéré" T-3, au contraire, ont combiné une croissance démographique moins forte, une croissance économique plus vigoureuse, une urbanisation mieux contrôlée (promotion des villes petites et moyennes), l'intensification de l'agriculture, et des moyens plus importants pour l'environnement et pour la gestion des ressources naturelles (bien qu'encore insuffisants par rapport aux scénarios alternatifs et n'empêchant pas certaines dégradations irréversibles).

Des scénarios sont des *outils* pour explorer l'avenir, et leur but est d'apporter aux décideurs des éléments de connaissance et de réflexion. Ce ne sont pas des *prévisions*, et un exercice scénarios consiste souvent à combiner des hypothèses de même type – ou "tout rose" ou "tout noir" – de façon à obtenir les résultats les plus contrastés possibles.

Que "valent" les scénarios ? On a souvent dit que la plupart des scénarios tendanciels s'avéraient faux. Ou plus précisément, qu'ils étaient contredits en raison même des comportements qu'ils induisent. Il en a été ainsi, après 1973, des scénarios très pessimistes de "crise énergétique" qui furent contredits effectivement par les mesures d'économies d'énergie prises pour éviter le futur noir qu'ils présentaient. Furent-ils vraiment inutiles ?

Quant aux scénarios "alternatifs", généralement accueillis avec scepticisme, il suffit de rappeler que certains d'entre eux, établis au cours des années 70 (Leach en 1979 pour le Royaume-Uni, la Fondation Ford en 1974 pour les Etats-Unis, etc) ont fourni des évaluations des consommations énergétiques 2000 bien plus proches de la réalité anticipée aujourd'hui que celles issues des scénarios "conventionnels" de l'époque.

Lorsqu'on établit des scénarios, une question importante est le choix des futurs taux de croissance. Dans le cas de l'énergie, ce problème se présente sous deux aspects :

- l'irrégularité des vingt dernières années complique l'analyse de tendances ;

- sur longue à très longue période (20 ou 40 ans), des taux de croissance généralement considérés comme modestes, ne serait-ce que par rapport à un passé récent – pour les pays du Sud et de l'Est du bassin par exemple – conduisent à des multiplicateurs élevés : facteur supérieur à 3,2 pour un taux de croissance de 3 % par an, et facteur légèrement supérieur à 7 pour 5 % par an. Un taux de 7 % par an correspond à la "loi du doublement décennal" (chère aux électriciens de l'après guerre), à un facteur supérieur à 100 pendant la durée d'une vie humaine de 70 ans, et à un facteur 1 000 au bout d'un siècle. Un compromis doit donc être trouvé entre des taux qui, sur plusieurs décennies, conduiraient à des niveaux de consommation d'énergie totalement incompatibles tant avec les possibilités d'approvisionnement (national ou mondial) qu'avec les contraintes environnementales, et des taux plus faibles qui, comparés à ceux de la croissance démographique dont on sait qu'elle continuera à être vigoureuse pendant quelques décennies encore dans de nombreux pays, aboutiraient en fait à une stagnation, voire une

régression du niveau de vie des populations. Ce dernier point de vue peut certes être nuancé en supposant une modification sensible des structures de consommation et des efficacités énergétiques (ce qui sera effectivement exploré dans un scénario volontariste). Mais une certaine prudence reste nécessaire quant aux pesanteurs sociales et aux difficultés d'une mise en œuvre rapide de politiques d'économies d'énergie dans les pays en voie d'industrialisation, dont la croissance des besoins alimentaires, et des besoins industriels de base, et donc énergétiques, restera vraisemblablement élevée.

Un mot enfin sur les échelles de temps. En matière d'énergie, secteur traditionnellement "lourd", l'an 2000 paraissait déjà proche en 1985, au début de l'élaboration des scénarios du Plan Bleu. Ce n'en est que plus vrai aujourd'hui, et les scénarios sont en fait assez difficiles à différencier à cet horizon. Ceci est une des raisons pour lesquelles une attention croissante a été donnée à l'horizon 2010.

Mais les scénarios du Plan Bleu ont bien mis en évidence les changements et d'échelle et de nature au delà de 2000 (populations, urbanisation, technologies, etc), ce qui incite à porter le regard au delà même de 2010, où un certain nombre de ces changements seront en cours et n'auront pas encore produit pleinement leurs effets, et auxquels s'ajouteront les effets de la Convention sur les changements climatiques. Ceci est la raison pour laquelle restent intéressantes les estimations pour 2025, auxquelles il faut surtout prêter une certaine vertu "d'éclairage".

II. Les scénarios du Plan Bleu

Les hypothèses des scénarios énergétiques du Plan Bleu, élaborés à partir de 1986, ont d'abord porté sur les taux de croissance de la consommation énergétique nationale en liaison avec les hypothèses de croissance économique et industrielle, puis sur la structure possible des approvisionnements en fonction du contexte international et des choix énergétiques nationaux : coûts des approvisionnements en fonction de l'état des marchés, plus ou moins grande dépendance internationale, arbitrages entre dépendance croissante et approvisionnement au coût minimum, ou entre le moyen et le long terme, et avantages ou inconvénients à l'égard de l'environnement.

Devant tenir compte à la fois des niveaux de consommation d'énergie par tête déjà relativement élevés (entre 2 000 et 4 000 kep ou kilogrammes d'équivalent pétrole) et des programmes d'équipement en cours, les scénarios pour les pays du Nord du bassin, de l'Espagne à la Grèce, ont été en général relativement peu contrastés jusqu'en 2000, et plus largement différenciés au delà.

Partant de niveaux de consommation par tête relativement faibles, entre 300 et 1 000 kep par an (sauf la Libye et Israël), consommations de plus largement basées – à raison de 80 à 90 % ou plus – sur les hydrocarbures (pétrole, sauf en Algérie), les scénarios pour les pays du Sud et de l'Est du bassin, du Maroc à la Turquie, ont pu être à la fois plus ouverts et plus contrastés et explorer un large éventail de futurs possibles différents.

Dans tous les cas, il a été supposé que la tendance à l'électrification se poursuivrait, moyenne à forte au Nord, forte à très forte au Sud et à l'Est. C'est une hypothèse très lourde pour le développement énergétique des pays, tant au niveau des investissements nécessaires qu'en ce qui concerne les structures possibles des approvisionnements. C'est également une hypothèse très lourde au point de vue occupation du territoire : un scénario du Plan Bleu n'évoquait-il pas l'image d'une centrale thermique tous les vingt kilomètres de littoral du Maroc à la Turquie ?

Les scénarios tendanciels correspondent à une certaine continuation des tendances de consommation et d'approvisionnement, avec une faible pénétration des énergies nouvelles et renouvelables, pénétration croissante néanmoins du scénario tendanciel "aggravé" T-2 au scénario tendanciel "modéré" T-3, le scénario tendanciel T-1 se situant généralement entre les deux autres.

Ces scénarios, relativement contrastés, ont conduit aux principaux résultats suivants :

– *Scénario tendanciel aggravé T-2* : consommations totales d'énergie passant d'un peu plus de 600 millions de tep en 1985 à 710 millions de tep en 2000 et à près de 900 millions de tep en 2025, soit une croissance annuelle moyenne relativement faible de 1,02 % pendant 40 ans, (à comparer au taux moyen de 5,3 % par an pendant 35 ans, de 1950 à 1985), le taux de croissance de la consommation d'énergie étant, dans certains pays du Sud et de l'Est, inférieur au taux d'accroissement démographique (ce taux étant justement le plus fort, par hypothèse, dans ce type de scénario). Avec un taux moyen de 1,6 % par an, la consommation totale d'électricité atteindrait environ 1 770 TWh en 2025, partant de quelque 900 TWh en 1985.

Dans un tel scénario, les structures d'approvisionnement évolueraient peu. Représentant encore en 2025 environ 40 % de l'approvisionnement énergétique total, la consommation de pétrole passerait pour l'ensemble du bassin de 300 millions de tonnes en 1985 à 360 millions de tonnes en 2025, les pays du Nord les plus industrialisés plafonnant ou continuant à réduire leurs consommations. Ce type de scénario n'étant pas favorable au commerce international, les pays ayant des ressources charbonnières nationales (de faibles qualités), comme l'Espagne, la Yougoslavie, la Grèce et la Turquie continueraient à les développer, malgré leurs impacts environnementaux. Ces ressources seraient complétées, au niveau du bassin, par des importations, portant les consommations totales de charbon de 110-120 millions de tonnes en 1985 à 175-200 millions de tonnes en 2025 (mais les équipements anti-pollution ne seraient pas toujours installés). La progression du gaz naturel serait lente, de 80 millions de tep en 1985 à 145 millions de tep en 2025. Le nucléaire verrait plus ou moins l'achèvement des programmes lancés au Nord, et redémarrerait à faible vitesse après 2010 (commandes passées après 2000).

– *Scénario tendanciel modéré T-3* : ce type de scénario postule une forte croissance économique entraînant une forte croissance des consommations d'énergie et d'électricité, et suppose aussi une meilleure prise en compte de l'environnement, facilitée par le renouvellement et/ou le développement des parcs de production, mais partiellement freinée cependant par un dyna-

misme économique parant au plus pressé ou reportant à plus tard certaines contraintes.

Les consommations totales d'énergie des pays méditerranéens atteindraient 855 millions de tep en 2000 et près de 1 500 millions de tep en 2025. Multipliées par trois pour l'ensemble du bassin, les consommations d'électricité feraient, elles aussi, un bond pour atteindre quelque 2 800 TWh en 2025, les pays du Sud et de l'Est consommant en fin de période plus du tiers du total (environ 14 % en 1985).

Une telle croissance ferait naturellement appel à toutes les sources d'approvisionnement, et les soumettrait à des pressions continues : consommation de pétrole supérieure à 450 millions de tonnes, recours à certaines sources non-conventionnelles comme les schistes bitumineux (abondantes dans quelques pays méditerranéens, mais aux lourds impacts environnementaux), consommations de charbon pouvant atteindre (pour la production d'électricité et les autres usages industriels) 300 à 350 millions de tep en 2025 (soit quelque 450 à 500 millions de tonnes d'équivalent charbon, le tonnage réel pouvant dépasser 500, voire 600 millions de tonnes, vu les faibles qualités des charbons nationaux), etc. L'électricité primaire dans ce type de scénario serait pratiquement à son maximum, le potentiel hydraulique étant largement exploité à plus de 60-70 %, la géothermie étant développée de l'Italie à la Turquie, et le nucléaire démarrant effectivement après 2010 dans les pays du Sud et de l'Est du bassin, dans le cadre d'accords de coopération internationaux.

Les possibilités d'augmenter les productions nationales ne sont pas très importantes pour le charbon comme on l'a vu (sauf en Turquie, mais avec les contraintes environnementales qu'on sait) et pour le pétrole (sauf en Libye), mais pourraient être plus élevées pour le gaz naturel. L'énergie solaire, et plus généralement, les énergies nouvelles et renouvelables, bénéficieraient de conditions plus favorables, sans atteindre encore toutefois les conditions optimums des scénarios alternatifs ou volontaristes.

Il n'est pas sans intérêt de comparer ces scénarios contrastés à un scénario "projectif" établi depuis lors par l'Observatoire méditerranéen de l'énergie et périodiquement mis à jour. Ce scénario se base essentiellement sur les tendances les plus récentes observées au cours de ces dernières années, comme un scénario tendanciel, mais surtout tient compte de tous les projets en construction ou déclarés de façon ferme d'ici 2010, principalement pour l'électricité (les niveaux de population d'un tel scénario correspondent approximativement à ceux du scénario tendanciel modéré T-3 du Plan Bleu). A cause de ces conditions, l'horizon principal est l'année 2010 ; l'horizon 2025 garde une valeur indicative.

Avant de présenter les principaux résultats de ce scénario "projectif", signalons qu'un des résultats les plus intéressants de cette comparaison a été de constater que la consommation totale d'énergie des pays riverains déduite des prévisions des grands opérateurs énergétiques du bassin méditerranéen suivait une courbe proche de la moyenne des deux scénarios tendanciels du Plan Bleu ci-dessus, mais que la consommation totale d'électricité suivait, elle, une courbe plus proche de celle du scénario tendanciel modéré T-3.

Autrement dit, la croissance de la consommation d'électricité telle qu'on peut la projeter au début des années 90 s'annonce plus vigoureuse encore qu'envisagé dans les scénarios du Plan Bleu de 1986. Mais les valeurs de ce scénario "projectif", que ce soit pour les consommations totales d'énergie ou pour les consommations d'électricité, sont restées dans les fourchettes envisagées par le Plan Bleu.

III. Un scénario "projectif" à moyen et long terme

De 694 Mtep en 1990 (610 Mtep en 1985), la consommation d'énergie primaire des pays du bassin méditerranéen passerait à 846 Mtep en 2000, à 988 Mtep en 2010 (tableau 21 pour une évaluation des structures de consommation), et à 1 153 Mtep en 2025 (à comparer à près de 1 500 Mtep dans le scénario T-3 de 1985). Selon les prévisions des grands opérateurs énergétiques, avec 211 Mtep en 2010 (soit 316 Mtec), un peu plus du double qu'en 1990, le charbon représenterait 21 % de l'énergie primaire totale (contre 15 % en 1990). Le gaz naturel (251 Mtep, soit un peu plus de 25 % du total) ferait plus que doubler. En 2010, le pétrole resterait encore la première source d'énergie primaire, avec 331 Mtep, en légère diminution par rapport à 1990 (350 Mtep), son pourcentage dans le bilan primaire étant passé de 50 % en 1990 à 33 % du total en 2010. On remarquera que ce scénario envisage un démarrage du nucléaire en Turquie et en Egypte d'ici 2010. Par contre, aucune mention n'y est faite des énergies renouvelables ni dans la situation de départ (énergies traditionnelles, bois, déchets) ni dans l'évolution jusqu'en 2010 bien que leur pourcentage tout en demeurant faible, soit appelé à progresser.

Cette perspective annonce un accroissement de 42 % de la demande d'énergie primaire entre 1990 et 2010. Les pays du Nord de la Méditerranée, qui représentaient près de 80 % du total en 1990, n'en représenteraient plus que 65 % en 2010, et 58 % en 2025, leur consommation totale primaire passant de 550 à 650 Mtep, celle des pays du Sud et de l'Est de 144 à 337 Mtep (multiplication par 2,34) en 2010.

C'est le secteur *résidentiel-tertiaire* qui croîtrait le plus vite (environ 33 % du bilan final en 2010, contre 31 % en 1990), encore que cette croissance moyenne masque de fortes disparités régionales : très faible progression au Nord, forte progression au Sud et à l'Est, liée à l'évolution démographique de cette région mais aussi à son faible taux actuel d'équipement ménager dont la demande potentielle est élevée (et qui devrait se traduire par un essor important des consommations d'électricité !).

Le *secteur industriel*, avec quelque 39 à 40 % du bilan final, resterait le plus important, caractérisé par une très faible croissance au Nord (de l'ordre d'une dizaine de pour cent sur la période 1990-2010, à cause de la saturation des activités, de la restructuration des branches les plus intensives en énergie, et de la modernisation favorable aux économies d'énergie dans certains pays, etc), et une croissance soutenue au Sud et à l'Est (de l'ordre de 150 %), les hypothèses de croissance les plus fortes concernant la Turquie, l'Algérie et la Libye.

Le secteur *transports* lui aussi connaîtrait une forte augmentation au Sud et à l'Est, liée au rythme des activités industrielles d'une part, à la moindre motorisation des ménages (et à la taille relativement importante de la cellule familiale) d'autre part. Au Nord, le parc automobile croîtrait à un rythme décroissant, et les consommations de carburant augmenteraient moins rapidement que les trafics à cause d'une réduction progressive des consommations unitaires sous l'effet des progrès techniques. Ces progrès prévisionnels dans les pays du Nord ne devraient toutefois se généraliser aux pays du Sud et de l'Est qu'avec un certain décalage dans le temps.

Tableau 21

*Consommation d'énergie primaire dans les pays méditerranéens en 2010 (Mtep)
(scénario "projectif")*

Pays	Source en Mtep						% par source/total				
	Total	Char- bon	Pétrole	Gaz	Hydro	Nuc.	Char- bon	Pétrole	Gaz	Hydro	Nuc.
Espagne	127	39	48	20	9	11	30	38	16	7	9
France	242	14	73	37	15	102	6	30	15	6	42
Italie	183	47	61	60	105	0	25	34	33	8	0
ex-Yougoslavie	65	26	13	13	12	0,9	39	20	20	19	1
Grèce	33	14	12	4	2	0	44	37	13	6	0
Nord	650	140	208	135	54	114	21	32	21	8	18
Turquie	120	46	39	18	16	1,4	38	33	15	13	1
Syrie	25	2	10	13	1	0	8	38	50	4	0
Israël	19	9	10	0	0,4	0	46	52	0	2	0
Egypte	63	7	23	27	2,3	3,4	12	37	43	4	5
Libye	26	0	12	14	0	0	0	47	53	0	0
Tunisie	9	0,6	4	5	0,2	0	6	33	61	0	0
Algérie	60	3	20	37	0,1	0	6	33	61	0	0
Maroc	15	4	5	4	1	1,2	27	34	25	6	8
Sud	337	72	123	116	21	6	21	36	34	6	2
Méditerranée	988	211	331	251	74	120	21	33	25	8	12

Source : OME.

Cas de l'électricité

De 1070 TWh en 1990, les productions d'électricité passeraient, selon les prévisions des compagnies établies au début des années 90, à 1570 TWh en 2000, à 2000 TWh en 2010 (tableau 22), et à 2660 TWh en 2025 (à comparer aux 2800 TWh du scénario T-3 du Plan Bleu pour la même date). L'augmentation de 88 % entre 1990 et 2010 est deux fois plus importante que pour la consommation d'énergie primaire (42 %). Les pays du Nord de la Méditerranée, qui représentaient 84 % du total des consommations électriques en 1990, n'en représenteraient plus que 71 % en 2010, et 61 % en 2025. A noter que ces prévisions prennent en compte les programmes d'économies d'énergie en cours et prévus dans les années à venir (mais pas un

renforcement de ces programmes, comme envisagé dans les scénarios alternatifs), mais aussi, pour trois pays du Sud et de l'Est du bassin, un certain démarrage du nucléaire, certes intentionnel, mais qui devient plus problématique à mesure que le temps passe (et qui pourrait être remplacé par des centrales à gaz, ou au fuel).

En 1990, le parc de production des pays méditerranéens avait une capacité totale installée de 273 GWé (tableau 23), dont 52 GWé en thermique charbon, 50 GWé en thermique fioul, 29 GWé en thermique gaz, 80 GWé en hydraulique et 64 GWé en nucléaire. La capacité installée des pays du Nord du bassin représente 84 % du total (228 GWé dont 103 en France, 55 en Italie et 42 en Espagne), celle des pays du Sud et de l'Est étant plus modeste (45 GWé, soit à peu près la capacité espagnole), les deux principaux pays étant la Turquie (16 GWé) et l'Egypte (11 GWé).

Tableau 22

*Consommation d'électricité dans les pays méditerranéens en 2010 par source (Twh)
(scénario "projectif")*

Source/total pays	Electricité en Twh						% par				
	Total	Char- bon	Pétrole	Gaz	Hydro	Nuc.	Char- bon	Pétrole	Gaz	Hydro	Nuc.
Espagne	260	142	10,1	19	40	49	55	4	7	15	19
France	563	20	8	12	69	455	4	1	2	12	81
Italie	370	174	30	100	66	0	47	8	27	18	0
ex-Yougoslavie	153	88	2	5	55	4	57	1	3	36	3
Grèce	71	57	2	4	9	0	79	2	6	12	0
Nord	1 417	480	51	140	238	508	34	4	10	17	36
Turquie	201	75	0,4	49	70	6,3	37	0	25	35	3
Syrie	49	9	0,1	36	4,5	0	18	0	73	9	0
Israël	42	35	5	0	2	0	84	11	0	5	0
Egypte	118	27	7	60	10	15	23	6	50	9	13
Libye	45	0	10	35	0	0	0	22	78	0	0
Tunisie	16	2	1	12	1	0	12	6	76	6	0
Algérie	71	7	0	63	0,5	0	10	1	89	1	0
Maroc	33	18	0	6	4	5	54	0	18	12	15
Sud	576	172	24	261	92	26	30	4	45	16	5
Méditerranée	1 993	652	74	401	330	534	33	4	20	17	27

Source : OME.

Les nouvelles centrales prévues d'ici 2000 sont :

– des centrales à charbon, pour 32 GWé, principalement en Italie et en Espagne (et en ex-Yougoslavie), ainsi qu'en Turquie (mais sans tenir compte des interrogations en cours, liées à la Convention sur les changements climatiques) ;

– des centrales à gaz, pour 34 GWé (en Italie, 7 GWé ; en Turquie, en Syrie, en Egypte, en Libye, en Algérie, etc.) ;

– de l'hydraulique pour 23 GWé, surtout en Turquie, en ex-Yougoslavie et en Grèce ;

– du nucléaire, pour 8 GWé, essentiellement en France.

La capacité installée en fioul devrait légèrement décroître (de 3 GWé).

A cet horizon, la consommation annuelle de charbon serait alors de l'ordre de 150 millions de tonnes, et celle de gaz de 70 G.m³. Si pour le gaz, les livraisons nécessaires sont en général déjà contractées, il n'est pas sûr que toutes les infrastructures charbonnières (centrales et ports) soient mises en service à temps.

Tableau 23

Capacités électriques installées dans les pays méditerranéens en 1990 (en GWé)

Pays	Charbon	Pétrole	Gaz	Hydro	Nucléaire	Total
Espagne	10	7	2	15,6	7	41,7
France	13,7	8	1	24,3	56	102,8
Italie	7	18	12	18,3	0	55,3
ex-Yougoslavie	9	1	1	8	1	20
Grèce	4,3	1,8	0	2,5	0	8,6
Nord	44	36	16	69	64	228
Turquie	5,2	2,1	2,2	6,8	0	16,3
Syrie	0	2	1	1	0	3,0
Israël	2	2	0	0	0	4,0
Egypte	0	4	4	2,7	0	10,7
Libye	0	2,5	0,5	0	0	3,0
Tunisie	0	0,3	1,2	0	0	1,5
Algérie	0	0,2	4,2	0,2	0	4,6
Maroc	0,5	1	0	0,6	0	2,1
Sud	8	14	13	11	0	45
Total	52	50	29	80	64	273

Source : OME.

En l'absence d'un redémarrage vigoureux du nucléaire au Nord de la Méditerranée après 2000 (un démarrage prudent étant supposé dans ce scénario pour quelques pays du Sud et de l'Est), les compagnies ont prévu que l'accroissement ultérieur des capacités serait quasi principalement réalisé avec des centrales à charbon ou à gaz. En 2010 (tableau 24), le parc installé serait de 432 GWé (313 au Nord, 119 au Sud et à l'Est), dont 117 GWé au charbon, 28 GWé au fioul (fortement réduit), 84 GWé au gaz, 114 GWé hydrauliques, et 91 GWé nucléaires (dont 79 en France).

La consommation de charbon atteindrait alors 240 millions de tonnes dont au moins 150 millions de tonnes importées, ce qui est considérable (c'est à peu près l'équivalent de tout le transport charbonnier maritime mondial à la fin des années 80), tandis que la consommation de gaz naturel dépasserait 90 G.m³.

Tableau 24

Capacités électriques installées dans les pays méditerranéens en 2010 (en GWé)
(scénario "projectif")

Pays	Charbon	Pétrole	Gaz	Hydro	Nuc.	Total
Espagne	22	4	3	17	7	53
France	7	6	6	25	79	123
Italie	35	10	22	23	0	90
ex-Yougoslavie	14	0	1	16	0	31
Grèce	9	2	1	4	0	16
Nord	87	22	33	85	86	313
Turquie	13	0	10	20	1	44
Syrie	1	0	6	2	0	9
Israël	6	1	0	0	0	7
Egypte	5	1	12	3	3	24
Libye	0	3	7	0	0	10
Tunisie	0	1	3	1	0	4
Algérie	1	0	12	1	0	14
Maroc	4	0	1	2	1	8
Sud	30	6	51	29	5	119
Total	117	28	84	114	91	432

Source : OME.

Une question importante suggérée par ces prévisions (correspondant, rappelons le, à de nombreux programmes en cours, au moins jusqu'en 2000) est le rôle prévu pour le charbon. Indépendamment des problèmes environnementaux (dont le CO₂), des niveaux d'importation de l'ordre de 150 millions de tonnes par an posent le problème des infrastructures portuaires, de plus en plus difficiles à faire admettre, sur un littoral convoité. Au début des années 90, il existait une dizaine de ports en Méditerranée pour alimenter des centrales électriques, principalement en Espagne et en Italie. La consommation annuelle de charbon pour l'électricité était de l'ordre de 90 millions de tonnes par an, dont une vingtaine importées. Les importations en 2010 amèneraient à multiplier le trafic charbonnier maritime par 8 ou 10, avec la construction de plus de 30 ports charbonniers de 4 millions de tonnes de capacité unitaire moyenne le long du littoral méditerranéen (chaque port alimentant en moyenne une centrale de 2 GWé).

IV. Des scénarios alternatifs

Les scénarios "alternatifs" supposent une remise en cause des tendances précédentes, et sont basés sur une "philosophie" d'évolution différente, tant au point de vue de la politique économique générale qu'au point de vue politique énergétique : bonnes croissances économiques mais économes en énergie, coopérations actives Nord-Sud et Sud-Sud, et internalisation de la

prise en compte de l'environnement dans les processus décisionnels et dans le choix des procédés techniques.

Encore que les scénarios alternatifs du Plan Bleu et les scénarios de l'OME aient été établis antérieurement à la Conférence de Rio, de tels scénarios doivent s'inscrire dans l'esprit de la Convention sur les changements climatiques. Ils ont effectivement cherché à minimiser les émissions de CO₂, et satisfont pratiquement à l'objectif de ne pas dépasser en 2000 le niveau des émissions de 1990 pour les pays de la CEE. Cet objectif sera difficile à atteindre pour ces pays. Il ne peut évidemment pas l'être pour les pays en cours d'industrialisation du Sud et de l'Est.

Priorité y serait donnée à la maîtrise de l'énergie et au démarrage des énergies renouvelables, dans le cadre d'une active coopération Nord-Sud. On peut ainsi concevoir des scénarios alternatifs où les niveaux des consommations totales dans le bassin méditerranéen seraient en 2000 et en 2010 peu supérieurs au niveau de 1990 et, ne dépassant pas 800 Mtep, resteraient sensiblement inférieurs aux niveaux des scénarios "projectifs" présentés ci-dessus. Ces niveaux n'empêcheraient pas cependant une croissance économique soutenue, grâce au recours aux technologies les plus performantes et naturellement les moins polluantes (entre autres gaz naturel, énergies renouvelables, etc.). Il ne faut cependant pas assimiler ce type de scénarios aux scénarios établis par Goldemberg *et al.*, dont l'objectif (sans en nier la valeur normative) paraît lointain pour une grande partie des pays considérés.

C'est ainsi qu'en 2010, les consommations d'énergie primaire ont été estimées à 785 Mtep, à comparer aux 694 Mtep de 1990, mais plus encore à comparer aux 988 Mtep du scénario "projectif". C'est dire que, par rapport à celui-ci, les "économies d'énergie" seraient d'environ 21 %. Les consommations de charbon, de 100 Mtep en 1990 et de 211 Mtep en 2010 dans le scénario "projectif", ne seraient que de 140 Mtep dans ce scénario alternatif, alors que la consommation de gaz naturel serait à peine diminuée (de 250 Mtep dans le "scénario projectif" à 225 Mtep dans le scénario alternatif).

Les consommations d'électricité, de 1070 TWh en 1990 et de près de 2000 TWh en 2010 selon le scénario "projectif", atteindraient 1660 TWh en 2010 selon le scénario "alternatif", une "économie" de 340 TWh (à peu près la production de l'Espagne et de l'Italie en 1990), soit près de 20 %.

En ce qui concerne les énergies nouvelles et renouvelables, hors électricité, les potentiels sont relativement difficiles à saisir, sauf dans quelques cas comme l'eau chaude sanitaire, ou des applications industrielles spécifiques (serres, séchage, pompage dans les zones arides, éventuellement dessalement, etc.). L'estimation a donc été concentrée surtout sur la production d'électricité (les chiffres étant valables pour la période entre 2010 et 2015, dépendant de la vitesse à laquelle les programmes nécessaires seront effectivement démarrés) :

- hydraulique : utilisation quasi complète d'ici 2000 du potentiel hydroélectrique méditerranéen, prolongé dans les pays du Nord du bassin et en Turquie par un développement de la micro-hydraulique ;

- géothermie : on peut supposer que le potentiel de géothermie humide pourrait être quasi totalement exploité d'ici 2025, soit environ 20 TWh, pour

3 GWé installés, en Turquie, en Grèce et en Italie (où fonctionnent déjà 521 MWé) ;

– énergie éolienne : de nombreux projets sont en cours de réalisation dans le bassin méditerranéen, totalisant 100 MWé, dont 40 en Italie, 15 en Grèce, etc. Il serait possible de produire 1 TWh vers 2000 avec 300 MWé installés dans les pays du Nord du bassin, et 0,3 TWh au Maghreb, notamment au Maroc, où le potentiel éolien est très élevé dans le Sud du pays (potentiel de 4 TWh en 2025 ?). La production pourrait plafonner au Nord à quelque 5 TWh vers 2010-2015 (Espagne en particulier), les meilleurs sites étant occupés. A cet horizon, il serait possible d'avoir une capacité éolienne installée de 7 GW, avec une production annuelle de 20 TWh. Une capacité de 7 GWé représente 14 000 machines de puissance unitaire 500 kWé. Comme dit ci-dessus, les meilleurs sites se trouvent au Sud de l'Espagne et de l'Italie, en Grèce, en Egypte sur les rives de la Méditerranée et de la mer Rouge, au Sud du Maroc, etc.

– électricité solaire : une première incertitude est liée au mode d'exploitation, thermique ou photovoltaïque ; la deuxième incertitude est financière, car les coûts, appelés certes à décroître, sont encore relativement élevés. A l'horizon 2010-2015, la part de l'électricité solaire pourrait passer à quelque 10 % ou plus dans les pays du Sud et de l'Est (Maroc, Algérie, Egypte et Turquie entre autres). Au Nord par contre, la part du solaire serait limitée faute d'espace disponible, sauf éventuellement en Espagne ou en Grèce. A l'horizon 2010-2015, une trentaine de centrales du type Luz, de 200 MWé de capacité unitaire, pourraient fonctionner dans les pays méditerranéens ; la capacité totale serait de l'ordre de 6 GWé et la production annuelle de l'ordre de 15 TWh.

Des estimations indépendantes ont été faites (par un consortium d'organismes allemands), basées sur des centrales de type Luz solaire-gaz, à l'horizon 2010, pour les pays du Sud et de l'Est du bassin :

– avec 188 modules de 80 MWé, la production d'électricité solaire représenterait 5 % de la production totale d'électricité de ces pays, permettant d'économiser 164 Mtep sur 25 ans ;

– avec 363 modules de 80 MWé, la part de l'électricité solaire atteindrait 10 %, et 328 Mtep seraient économisés sur 25 ans ;

– enfin, avec 500 modules de 80 MWé (ou 200 modules de 200 MWé), – soit 273 km² pour les champs de collecteurs – la part de l'électricité solaire atteindrait 15 %, et 492 Mtep seraient économisés sur 25 ans (investissements estimés à 140 milliards de dollars dans ce dernier cas).

Il est souligné qu'un tel programme ne serait possible que dans le cas d'une coopération très importante entre les pays du Nord et les pays du Sud et de l'Est du bassin. Les pays européens pourraient participer au cofinancement des centrales, et être rétribués grâce à l'importation d'électricité des pays du Sud et de l'Est, dans le cadre des interconnexions électriques en projet.

On peut de plus envisager près de 1 GWé de solaire photovoltaïque installé (centrales, mais aussi maisons individuelles, sites isolés, etc.), avec une production de 2,5 TWh.

La production solaire thermique et photovoltaïque pourrait donc dépasser 17 TWh (dans le cas moyen d'une trentaine de modules Luz de 200 MWé).

Au total, la production annuelle des énergies nouvelles et renouvelables (hors hydraulique) pourrait atteindre, entre 2010 et 2015, de l'ordre de 60 TWh, un peu moins de 4 % de la production d'électricité prévue dans le scénario alternatif. Le solaire, quant à lui, pourrait continuer à augmenter et apporter une contribution croissante au delà de 2010-2015.

Une dernière remarque : il ne faut pas donner à tous ces chiffres plus d'importance qu'ils n'en méritent ; ils sont établis seulement pour dégager des ordres de grandeur et des incitations pour l'action, afin de mieux apprécier les enjeux et la prospective de l'énergie à moyen et long terme.

V. Scénarios et climats

On peut faire une estimation rapide de fourchettes possibles d'émissions de CO₂ dans le bassin méditerranéen, en s'appuyant sur des scénarios comme ci-dessus.

Mise à part la production de ciment, qui est bien connue, et la combustion de la biomasse (bois de feu), pour laquelle on ne dispose pas de chiffres très précis, le CO₂ résulte essentiellement de la combustion des combustibles fossiles (charbon, pétrole et dérivés, gaz naturel), utilisés pour les usages domestiques ou industriels, pour les transports, ou pour la production d'électricité. La figure 15 donne les émissions annuelles de CO₂ provenant des combustibles solides, liquides et gazeux produits industriellement dans les pays méditerranéens en 1989, exprimés en milliers de tonnes de CO₂. Ces émissions sont souvent exprimées en poids de carbone équivalent, obtenus en divisant les chiffres de la figure par 3,664. L'ensemble des pays méditerranéens émet près de 1 500 000 tonnes de CO₂ par an. A titre de comparaison, les chiffres pour les Etats-Unis, l'Inde et la Chine sont respectivement d'environ 5 000 000 t, de 650 000 t et de 2 300 000 t. La figure 16 rapporte les émissions par pays de la figure 15 aux émissions par habitant. On notera que la moyenne par habitant des pays méditerranéens est pratiquement égale à la moyenne mondiale.

Il est intéressant de considérer les émissions dues à la seule production d'électricité, celle-ci se prêtant le mieux à des études comparatives d'une part (à cause de la diversité possible des sources), ce secteur étant le plus apte aux substitutions entre combustibles, d'autre part.

Les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité dans les pays du bassin méditerranéen ont été estimées à environ 124 millions de tonnes de carbone en 1990 (tableau 25), soit 2 % des émissions mondiales, estimées à 6,1 milliards de tonnes, toutes sources confondues. Elles seraient naturellement inchangées si tout l'accroissement de la production d'électricité à partir de cette date provenait du nucléaire ou des énergies renouvelables, sans changement de la structure du parc existant. Elles pourraient atteindre quelque 280 millions de tonnes de carbone en 2010 selon le scénario projectif et 475 millions de tonnes avec un "scénario tout charbon".

Tableau 25

*Emissions de CO₂ dans les pays du bassin méditerranéen en 1990
(en millions de tonnes de carbone)*

	Charbon	Pétrole	Gaz	Total	Dont électricité
Espagne	20,8	35,5	2,8	59,0	16,5
France	25,2	67,4	15,0	107,6	12,1
Italie	16,3	70,9	24,8	112,0	42,4
Malte	0,2	0,3	0,0	0,5	0,4
Ex-Yougoslavie	19,4	13,1	3,5	36,0	13,7
Albanie	1,0	1,5	0,2	2,7	0,8
Grèce	9,0	11,9	0,1	21,0	7,7
Nord	91,9	200,6	46,3	338,8	93,6
Turquie	25,0	18,2	1,8	45,0	8,2
Chypre	0,1	1,1	0,0	1,3	0,5
Syrie	0,0	5,6	0,6	6,2	1,6
Liban	0,0	2,3	0,0	2,3	1,0
Israël	2,6	6,7	0,0	9,3	4,9
Egypte	3,9	16,3	4,1	24,3	7,7
Libye	0,0	7,1	2,3	9,4	2,4
Tunisie	0,9	2,3	0,7	3,9	1,3
Algérie	1,1	7,0	8,5	16,6	3,6
Maroc	3,2	4,1	0,0	7,3	1,8
Sud et Est	36,8	70,8	17,9	125,6	33,1
Méditerranée	128,7	271,4	64,2	464,4	126,8
CEE - 12*	303,5	411,1	119,2	833,8	258,6
Etats-Unis	477,6	595,1	242,9	1 315,7	500,6
Chine	553,8	86,3	7,2	647,3	146,0
Inde	119,9	45,4	4,5	169,8	63,6
Monde	2 309,9	2 372,1	931,5	5 613,6	1 995,0

Source : AIE et OME.

* Y compris ex-RDA.

Ce tableau donne les émissions de CO₂, exprimées en poids de carbone, en fonction des trois grandes filières charbon, pétrole et gaz. L'année de référence et les sources d'information sont différentes de celles des figures 15 et 16, ce qui explique la légère différence dans les chiffres totaux.

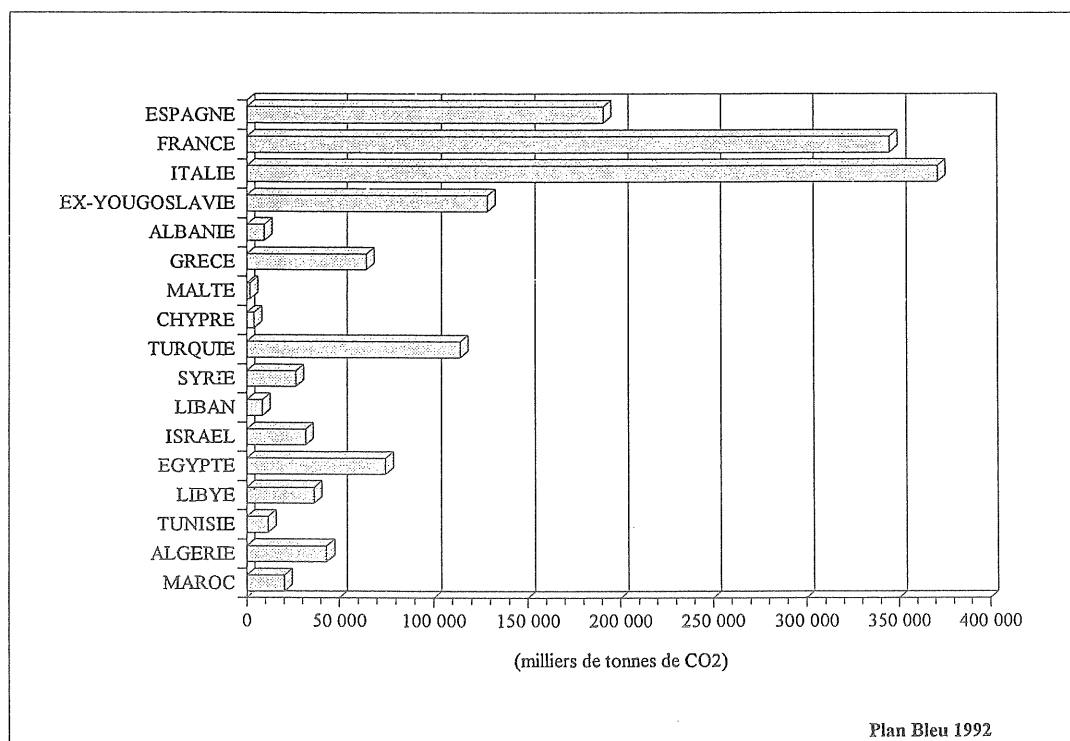
En ce qui concerne la modification du parc de production existant, rappelons que le nucléaire et l'hydraulique (inoffensifs quant aux émissions de CO₂) représentent environ 52 % de la production d'électricité en 1990 dans l'ensemble des pays méditerranéens, le charbon représentant presque la moitié du restant du parc. Les marges de réduction ne sont donc pas considérables.

Les chiffres d'émission ci-dessus ont été calculés à partir du scénario projectif, on a vu que les scénarios alternatifs laissaient prévoir une réduction

– ou économie – de la production d'électricité de l'ordre de 20 %, ce qui diminuerait d'autant les 280 millions de tonnes de carbone calculées pour l'ensemble des pays méditerranéens. En ce qui concerne les pays du Nord du bassin, responsables d'environ 77 % des émissions en 1990 (soit 95 millions de tonnes de carbone), les émissions dépasseraient un peu 100 millions de tonnes de carbone en 2000, valeur assez proche des objectifs de stabilisation de la CEE.

Figure 15

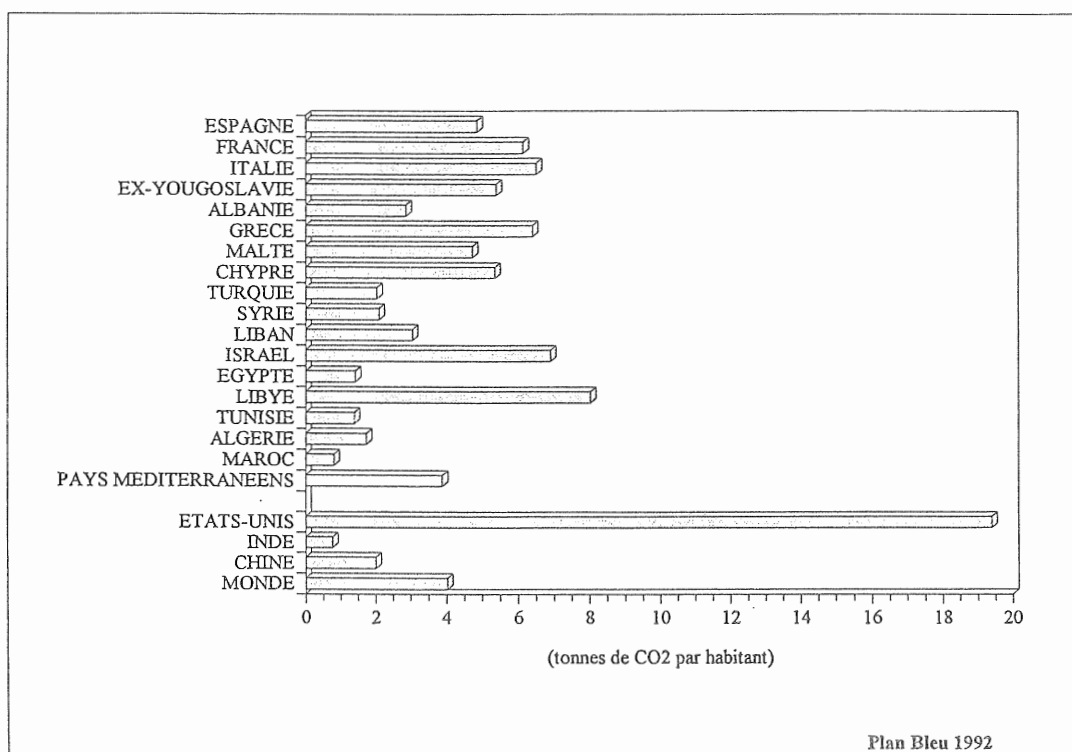
Emissions de CO₂ d'origine énergétique dans les pays méditerranéens en 1989



Source : Carbon Dioxide Information Analysis Centre, Oak Ridge.

Quant au méthane, une étude récente (Groupe Alphanatania, 1989) a estimé à 11 millions de tonnes par an les fuites liées à la production gazière commercialisée à l'échelle mondiale, ou à une vingtaine de millions de tonnes l'ensemble des fuites liées à toutes les opérations gazières (gaz sec et gaz associé), valeur à comparer aux estimations les plus fréquentes de 30 à 40 millions de tonnes par an (encore que des chiffres plus alarmants aient été signalés concernant l'industrie gazière ex-soviétique...). La contribution des pays du bassin méditerranéen se situait, en 1990, entre 5 et 6 % de ces vingt millions de tonnes.

Figure 16

Emissions de CO₂ par habitant (en tonnes de CO₂ annuelles)

Source : Carbon Dioxide Information Analysis Centre, Oak Ridge.

Il faut souligner que pour des raisons économiques, et plus encore de sécurité, l'industrie gazière mène une chasse permanente aux fuites, notamment en plaçant des détecteurs aux endroits critiques et, pour la distribution en aval (partie la plus difficile à bien contrôler, mais à basse pression) en remplaçant progressivement les anciennes canalisations par des nouvelles plus étanches.

En conclusion, les scénarios énergétiques de 1986 du Plan Bleu avaient dans l'ensemble assez bien encadré l'évolution constatée dans les années qui les ont suivis : la forte croissance de l'électricité s'est poursuivie, et le rôle du gaz naturel s'est considérablement amplifié dans la plupart des pays méditerranéens. Cette dernière tendance est renforcée par la Convention sur les changements climatiques, puisque 0,58 t de carbone seulement n'est émise par tep de gaz naturel, alors que les émissions correspondantes sont de 0,83 t par tep de pétrole et de 1,12 t par tep de charbon (soit presque deux fois plus que pour le gaz). Mais naturellement la Convention devrait favoriser encore plus la pénétration des énergies renouvelables sans émission de CO₂.

Chapitre

VII.

Conclusions et orientations pour l'action

A la lumière de ce qui précède, les conclusions ne peuvent manquer d'être assorties d'un certain nombre d'interrogations sur ce secteur si sensible et si capital que représente l'énergie.

La première interrogation concerne le degré d'efficacité énergétique du développement futur des pays du bassin méditerranéen. On a en effet vu que la maîtrise de l'énergie pouvait infléchir de façon sensible les scénarios de demande énergétique à court et surtout à moyen terme. Si le découplage croissance énergétique-développement a été expérimenté avec succès dans les pays de l'OCDE entre 1973 et 1986, la consommation énergétique de ces pays s'est remise à croître depuis 1986 à un rythme soutenu. Au niveau mondial en 1991 les consommations ont augmenté de 1 % et ceci en dépit d'une assez forte décroissance dans les pays de l'Est (de l'ordre de 4 %) ; les pays européens de l'OCDE ont vu leur consommation augmenter de 1 % également (la France de + 5,3 %). La consommation de charbon a faiblement diminué, de 0,7 % ; la consommation de pétrole n'a augmenté que de 0,2 %, le gaz naturel de 3,2 %, l'énergie nucléaire de 4,8 % (équivalente au total à quelque 515 millions de tep), et l'hydroélectricité de 2,4 %. (Statistiques de la BP). On peut remarquer que ce sont les énergies les moins défavorables à l'effet de serre (nucléaire, hydraulique et gaz naturel, les chiffres des énergies renouvelables n'étant pas connus) qui ont augmenté le plus.

C'est dire que la maîtrise de l'énergie ne va pas de soi et qu'elle suppose une volonté claire des pays du bassin et la mise en place de politiques publiques sur longue période (réglementations, vérité des prix des énergies, incitations économiques, formation et information).

L'inertie des comportements ainsi que la permanence des équipements et des procédés maintiennent le rôle fondamental des hydrocarbures dans le bassin méditerranéen, mais leur croissance se fait surtout par l'intermédiaire du gaz naturel. En ce qui concerne le pétrole, peut-être plus significatives que les niveaux actuels de consommation, il convient d'analyser les consommations cumulées entre 1985 et 2025 pour l'ensemble des pays méditerranéens : de 13 à 16 milliards de tonnes, à comparer aux 5 et quelque milliards de tonnes de réserves actuellement connues dans l'ensemble de la région et aux 2 à 6 milliards de tonnes de ressources additionnelles possibles. D'où un problème d'approvisionnement à moyen et long terme, dont on a déjà souligné l'acuité, compte tenu de la difficulté de remplacement de cette source d'énergie et, du point de vue géopolitique, de la concentration croissante des réserves restantes dans la zone géographique du Moyen-Orient. Le monde sera indéniablement, au cours du premier quart du prochain siècle, dans une véritable "transition énergétique", mais il est bien difficile de dessiner cette transition, ce qui constitue la deuxième interrogation.

Le gaz naturel jouera-t-il un rôle majeur dans cette transition ? Ses avantages sont nombreux, tant du point de vue environnemental (pas de soufre, moins de NOx et moins de CO₂) que du point de vue réserves et ressources, en augmentation continue. Au niveau du bassin méditerranéen, son rôle est croissant ; il pourrait encore être amplifié, par une utilisation plus intensive dans ses secteurs traditionnels et par sa pénétration progressive dans de nouveaux secteurs, apte à libérer éventuellement des quantités de pétrole, plus facile à exporter. En ce qui concerne l'effet de serre, on dit parfois que le gaz naturel, de par ses émissions de CO₂ environ moitié moindres que celles du charbon, "achète du temps", ce qui est toujours très utile en période de transition.

Qu'en sera-t-il du charbon ? C'est sûrement une des interrogations majeures... Ses réserves mondiales sont considérables ; ses ressources, même mal connues, sont immenses, et on sait le produire à des coûts intéressants (actuellement, livré au consommateur européen, entre 40 et 50 dollars la tonne, soit entre 8 et 10 dollars le baril de pétrole équivalent). Ses techniques d'utilisation font des progrès constants : combustion à lits fluidisés, gazéification, etc. Mais ses impacts environnementaux, et surtout ses émissions de CO₂ font peser d'autre part – dans le cadre de la Convention sur les changements climatiques – une grande incertitude sur son avenir à moyen et long terme, sans parler de l'ampleur des infrastructures charbonnières qui seraient nécessaires dans le cas de scénarios énergétiques méditerranéens fortement charbonniers et qui affecteraient en outre gravement un littoral déjà très chargé.

Les énergies renouvelables, et surtout le solaire, soulèvent-elles vraiment une interrogation ? Elles vont continuer à se développer, encore que leur voie royale semble bien la production d'électricité : production décentralisée, mais aussi et surtout centralisée permettant une pénétration massive. On peut penser qu'il faudrait peu de choses pour leur démarrage effectif : quelques progrès technologiques et économiques encore, un peu plus de détermination aussi, surtout dans le bassin méditerranéen qui leur offre un domaine de

grand potentiel. Ne va-t-il pas se passer la même chose que pour le gaz naturel, où les sceptiques d'il y a seulement quelques années sont aujourd'hui les promoteurs des projets les plus ambitieux ?

En ce qui concerne enfin le problème central de la consommation et de la production d'électricité, une interrogation majeure est de savoir, ou de prévoir, à partir de quelles sources cette électricité sera produite à long terme, vus les niveaux de production/consommation envisagés. Compte tenu des durées de construction des centrales (entre 5 et 10 ans, sauf pour les centrales à gaz) et de durée de vie des équipements (30 ou 40 ans), c'est bien d'une génération à un demi-siècle qu'il s'agit. On continuera sans doute à recourir pendant les deux ou trois prochaines décennies à toutes les sources possibles, sans trop d'exclusives. Mais après ? Il est évident que les impacts sur l'environnement et sur le climat, pèseront de plus en plus lourd dans les choix qui seront faits.

Autant d'interrogations, mais aussi autant de possibilités et de choix. Sans oublier que l'énergie n'est que l'un des secteurs du développement socio-économique (fut-il un des plus lourds) et que ces choix devront être arbitrés avec bien d'autres options de développement, avec bien d'autres choix d'investissements, tout aussi difficiles, sur l'urbanisation, l'éducation et la santé, les infrastructures nécessaires, la production alimentaire, le développement industriel, et la protection de l'environnement tant local que global.

Du nombre et de la complexité de ces interrogations découlent des incertitudes pour l'action et de la prudence quant aux orientations proposées.

I. Recherche scientifique et modélisation

Comme on l'a souligné plus haut, il reste beaucoup à faire, que ce soit au niveau des connaissances scientifiques relatives aux mécanismes d'impact sur l'environnement et d'impact sur le climat, c'est-à-dire au niveau de la connaissance du système énergie-environnement-société. Cette connaissance se développe au niveau mondial, mais il importe que les pays méditerranéens prennent part à ce processus, notamment pour connaître les effets probables des changements climatiques sur leur production agricole, sur leurs ressources en eau, etc.

II. Réserves et ressources énergétiques fossiles

En ce qui concerne les ressources énergétiques de la région, un effort devrait être fait pour mieux cerner les ressources potentielles de pétrole et de gaz naturel restant à découvrir dans les pays du bassin méditerranéen. Le cumul des consommations, tel qu'on peut le déduire des scénarios, a montré que les réserves actuelles seraient insuffisantes à partir du milieu du prochain quart de siècle. Une meilleure appréciation géologique des ressources, fenêtres sur l'avenir, permettrait une meilleure planification de la production et des consommations et/ou des exportations. Un bon exemple est constitué par les réserves gazières de l'Algérie, aujourd'hui de l'ordre de 3 200 milliards de mètres cubes. Compte tenu de l'accroissement de la population et des con-

sommutations intérieures, et des engagements importants d'exportation (60 milliards de m³/an à la fin du siècle, objectif de 80 G.m³ parfois annoncé, dans le cadre de contrats de 20 ans ou plus), un débat, ouvert dans le pays, entre accroître les exportations (source essentielle de devises), ou réserver le gaz pour la consommation intérieure et le développement socio-économique et industriel à moyen et long terme, a permis d'aboutir à un modèle national de consommation énergétique (volume de gaz de 1 500 G.m³ pour la consommation interne sur la période 1990-2035, et 60 G.m³ par an d'exportations sur la période 1995-2020). Il est sûr qu'une meilleure connaissance des ressources restant à découvrir, estimées aujourd'hui avec une très grande plage d'incertitude (entre 200 et 2 000 G.m³, peut-être plus) apporterait un complément d'appréciation important pour la stratégie gazière nationale, notamment pour des exportations additionnelles à partir de nouvelles réserves prouvées.

On a souvent évoqué aussi des ressources potentielles considérables, à l'échelle mondiale, de pétroles ou de gaz non-conventionnels (huiles lourdes, sables asphaltiques, schistes bitumineux pour le pétrole, gaz des formations peu perméables ou des zones de géopression, gaz des gisements de charbon, etc.). Certaines de ces ressources ont été identifiées dans le bassin méditerranéen, dont les importants gisements de schistes bitumineux du Maroc, d'Israël, de Sicile. Bien qu'à un horizon lointain, et généralement dommageables pour l'environnement à cause de l'ampleur des exploitations nécessaires (liées aux teneurs généralement faibles), il serait bon de garder une attention sur ces développements, où les percées technologiques dans l'exploitation ou dans l'utilisation ne sont pas exclues.

Pour le charbon, le problème est moins urgent, vu l'ampleur des réserves et des ressources mondiales, encore qu'une meilleure connaissance des charbons peu sulfureux exploitables en surface puisse être intéressante en cas de recours massif à ce combustible. Les techniques d'utilisation "propre", comme on l'a dit, ont fait des progrès importants, et les plus performantes sont généralement au stade des installations de démonstration, en vue d'accumuler l'expérience nécessaire. Il est souhaitable que ces études soient poursuivies, et que les bilans CO₂ des nouvelles techniques d'utilisation du charbon soient soigneusement établies.

En ce qui concerne les hydrocarbures, les techniques de production sont en progrès constants, et une coopération existe déjà au sein des entreprises associées dans les exploitations de pétrole et de gaz. Des aménagements récents de certaines législations (en Algérie entre autres) pointent vers un renforcement de ces coopérations.

Sans quitter le domaine des réserves et des ressources, il faut souligner que, contrairement à ce qu'on pense (en croyant parfois qu'ils sont "infinis"), les potentiels des énergies renouvelables ne sont pas toujours connus, ces potentiels étant d'ailleurs souvent liés aux techniques d'utilisation. On connaît moyennement par exemple les réserves de géothermie humide dans le bassin méditerranéen, mais fort mal les réserves de géothermie sèche. Pas plus que n'ont été démontrés de façon concluante les moyens de domestiquer cette nouvelle ressource des roches chaudes, ni surtout quels seraient les effets d'une exploitation intensive.

L'estimation des potentiels "raisonnablement mobilisables" pour chacune des technologies renouvelables revêt une importance majeure, qu'il s'agisse de l'hydraulique, du solaire, de l'éolien ou des diverses biomasses. La prise de conscience par les décideurs de l'importance de ces énergies passe en effet par une estimation chiffrée des possibilités réelles de chacune d'elles en fonction des technologies de transformation et des activités socio-économiques dans chacun des pays concernés.

Au-delà de l'amélioration des connaissances sur la distribution spatiale et temporelle du soleil ou du vent nécessaire à l'optimisation des centrales de production d'électricité, l'analyse précise des caractéristiques de la demande énergétique des populations est indispensable pour adapter au mieux chacune des technologies aux besoins réels. C'est tout particulièrement le cas pour les zones à l'écart des réseaux de gaz ou d'électricité.

III. Développement des énergies renouvelables

Pour rester avec les énergies renouvelables, et indépendamment du problème d'estimation de leur potentiel évoqué ci-dessus, une priorité plus grande devrait leur être accordée dans les programmes de développement et de démonstration, et ceux-ci devraient être insensibles aux fluctuations du prix du pétrole !

Dans le bassin méditerranéen, comme on l'a dit, le potentiel solaire est considérable, et des techniques compétitives existent déjà pour les zones hors réseau avec le photovoltaïque pour les besoins domestiques ou le pompage de l'eau.

La priorité devrait être accordée à la "pré-électrification" des zones rurales des pays du Sud et de l'Est du bassin qui n'ont pas d'espoir, à court terme, d'être atteintes par le réseau électrique et dont le développement dépend grandement de quelques services de base de l'électricité (éclairage, froid, audio-visuel).

En ce qui concerne les centrales solaires de grande taille des techniques compétitives dans certaines conditions commencent à être disponibles (centrales Luz). Un effort devrait être fait pour renforcer les programmes de perfectionnement en cours, et la construction de quelques modules de démonstration devrait être plus encouragée, y compris par des moyens de financement originaux. Les études de faisabilité d'un projet de centrale solaire doivent s'appuyer sur la connaissance des conditions locales : courbe de charge annuelle, conditions économiques et ensoleillement du site. La mauvaise connaissance de l'ensoleillement direct normal handicape sérieusement l'évaluation globale, et plus encore, l'estimation de sites particuliers. Un programme de coopération pour l'acquisition des données, utilisant des systèmes de mesures au sol et d'observations satellitaires semble nécessaire.

Dans un autre ordre d'idées, un développement des centrales solaires dans le bassin méditerranéen implique l'existence d'une ou plusieurs sociétés industrielles maîtrisant cette filière et capables d'assurer la construction de la centrale et l'assistance technique. Ceci paraît constituer un domaine fécond ouvert au partenariat entre divers pays méditerranéens pour lequel des

tentatives timides ont déjà été faites mais sans grand succès, par suite de l'appui insuffisant donné au solaire en général.

En ce qui concerne les autres énergies renouvelables on insistera sur les problèmes du bois de feu avec ses différentes facettes ; extension de la ressource mobilisable dans les pays du Nord du bassin, développement de technologies modernes de transformation énergétique à haut rendement et non polluante, attention toute particulière aux problèmes de déforestation des pays du Sud et de l'Est du bassin. Dans ce dernier cas, l'amélioration des foyers de cuisson domestique, la substitution par des combustibles mieux adaptés à l'usage (GPL, etc.) et la reforestation doivent être menés de front.

IV. Nucléaire

L'électricité nucléaire, malgré un ralentissement de son développement (ralentissement accru par l'accident de Tchernobyl), a continué sa croissance dans un certain nombre de pays : Etats-Unis et Canada en Amérique du Nord, Argentine et Mexique en Amérique du Sud, Finlande, France, Pays Bas et Suède en Europe, Corée du Sud, Japon et Taïwan en Asie, quelques uns de ces pays poursuivant activement leur programme d'équipement. Les inquiétudes liées à l'effet de serre dû aux combustibles fossiles ont amené à ouvrir une nouvelle réflexion sur les potentialités du nucléaire.

Il est évidemment nécessaire de poursuivre ces réflexions, ainsi que les efforts faits dans un certain nombre d'organisations pour le "nucléaire intrinsèquement sûr", dépendant de mécanismes naturels pour sa sécurité et non pas d'organes mécaniques redondants mais complexes, plus susceptibles de défaillances. Les pays méditerranéens du Sud et de l'Est, qui ont adopté des positions d'attente par rapport à leurs programmes d'il y a quelques années, devraient pouvoir participer activement à ces réflexions et suivre ces efforts. Les interconnexions électriques en cours ou en projets pourraient être favorables à de premières réalisations éventuelles en commun, en coopération avec l'Agence Internationale de l'Energie Atomique.

V. Interconnexions

On a souligné le développement actif des interconnexions électriques et gazières dans le bassin méditerranéen. Leur portée politique s'ajoutant à leur intérêt économique, la Banque Mondiale, la Commission des Communautés Européennes, la Banque Européenne d'Investissement, le Fonds Arabe de Développement Economique et Social, etc., suivent ces projets avec le plus grand intérêt, et les soutiennent déjà par leurs financements.

Du point de vue technique, les interconnexions appellent des progrès dans les transports de l'énergie à longue distance, (ainsi que dans certains moyens de stockage), surtout en vue d'en diminuer les coûts.

Une plus grande attention devrait être accordée aux interactions entre les interconnexions électriques et les interconnexions gazières, du fait que, de plus en plus, dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, mais aussi

dans certains pays du Nord du bassin, la production d'électricité est, et sera effectuée à partir du gaz naturel. Les sites des centrales dépendent des gisements ou des cheminements du gaz naturel, et influent sur la nature et le tracé des interconnexions électriques, et vice versa.

VI. Utilisation et maîtrise de l'énergie

C'est sans doute le domaine où les actions doivent être les plus nombreuses et les plus diversifiées. La plupart de ces actions auront le double effet de diminuer les consommations, et de réduire, quantitativement et qualitativement, les impacts sur l'environnement.

L'ampleur des enjeux de l'énergie dans les pays du Sud et de l'Est du bassin méditerranéen a été maintes fois souligné. Mais les obstacles à la disponibilité d'énergie (manque ou menace d'épuisement des ressources physiques, énormes besoins de financement) y sont importants, et peuvent constituer un frein au développement socio-économique de ces pays. Ces contraintes devraient conduire les gouvernements à chercher des solutions vers les économies d'énergie et vers les énergies renouvelables. Or, quelle que soit la volonté de ces gouvernements de développer les recherches et les réalisations, les moyens disponibles restent souvent inférieurs et/ou en retard par rapport à ceux des pays du Nord du bassin. Une coopération semble donc plus que souhaitable.

Une première action, qui dépend des gouvernements, est d'opérer la "vérité des prix", c'est-à-dire que l'énergie soit vendue à son véritable prix, reflétant non seulement les coûts réels de production, mais aussi les coûts de protection de l'environnement. Ceci s'applique certes aux pays du Sud et de l'Est du bassin, où une telle opération est amorcée dans le cadre des politiques d'ajustement structurel menées actuellement, mais aussi à certains pays du Nord, où ne sont pas absentes les subventions ou les distorsions de prix, et où l'environnement n'est guère pris en compte.

Une deuxième catégorie d'actions est l'établissement de normes, conjointement par les autorités et par les professionnels, pour les équipements et les appareillages, ainsi que pour les constructions, et un système éventuel d'étiquetage (tel que proposé par exemple par la Commission des Communautés Européennes) permettant au consommateur ou à l'utilisateur de connaître les performances énergétiques et les impacts environnementaux réels. D'une façon générale, il faut chercher à promouvoir les équipements et les appareillages les plus économes en énergie, et/ou les moins nocifs pour l'environnement. Relativement aisés, les transferts de technologie liés à la "maîtrise de l'électricité" pourraient conduire à de nombreux partenariats industriels entre les deux rives de la Méditerranée.

Mais ce type de politique énergétique fondée sur la rationalisation de la demande finale de chaque usage ne peut se développer sans la constitution d'une capacité technique et administrative locale au niveau de chacun des pays. La création d'agences publiques pérennes capables de prendre en main l'animation sectorielle dans ce domaine très diversifié apparaît comme une priorité incoutournable.

Dans le même esprit, et dans l'état actuel des connaissances, il semble souhaitable de promouvoir les utilisations du gaz naturel, recourant aux techniques les plus modernes et les plus performantes, y compris pour la production d'électricité (cycles combinés) et la cogénération, qui devrait être encouragée, ou pour les transports.

La recherche technique devrait contribuer plus valablement à de tels efforts, et ses résultats devraient être plus largement diffusés. Sur le modèle du système du PNUE (International Cleaner Production Clearing House), un système d'information pourrait être mis au point pour les techniques ou appareillages plus spécifiquement adaptés au bassin méditerranéen. De son côté, le secteur des transports, consommateur d'énergie et pollueur majeur, devrait rester une cible prioritaire des programmes de recherche : carburants et moteurs de plus en plus efficaces et de moins en moins polluants, nouveaux types de véhicules (électriques ou à gaz, surtout pour les transports urbains). Comme on l'a souligné, les bilans ne doivent pas s'appliquer à un produit (les carburants par exemple) ou à un équipement (la centrale nucléaire), mais à l'ensemble du cycle, ou du système dont ils ne sont qu'un composant. Une attention particulière (comme illustrée par l'exemple des pots catalytiques) devra être portée aux effets pervers, pas toujours suffisamment appréciés dans l'enthousiasme d'avoir résolu un problème particulier.

On a souligné au début de ce fascicule l'énorme croissance urbaine qui allait se produire dans le bassin méditerranéen au cours des prochaines décennies, ce qui veut dire qu'une part croissante de l'énergie sera consommée dans les agglomérations. La ville est effectivement un "puits à énergie", et des améliorations considérables peuvent y être apportées, par une meilleure conception et organisation des réseaux d'énergie urbains, et une meilleure connaissance de la géographie énergétique des villes. Tous les acteurs sont ici concernés, des autorités nationales ou locales aux entreprises et aux usagers. Des études diverses sont en cours, encouragées par la CEE, explorant les divers aspects de la consommation énergétique, les impacts sur l'environnement urbain et les potentialités d'économies d'énergie dans des villes méditerranéennes (comme Ben Arous en Tunisie, Mersa Matrouh en Egypte, Iskenderun en Turquie, etc.) : habitat "économe", diffusion des équipements électriques à faible consommation, meilleure gestion du trafic automobile, apport éventuel de la cogénération (production d'électricité et de chaleur et/ou de froid), etc. Les recommandations issues de ces études devraient être progressivement étendues à de nombreuses villes méditerranéennes.

VII. Energie et climats

Une grande part des actions évoquées ci-dessus correspond aux impératifs de la Convention sur les changements climatiques, par une meilleure utilisation de l'énergie et une limitation de ses impacts.

En ce qui concerne plus spécialement les interactions entre l'énergie et les climats, la première recommandation, comme on l'a dit, est d'améliorer l'état

des connaissances dans un certain nombre de domaines, tels que les cycles des gaz à effet de serre, ou les impacts éventuels d'un réchauffement.

La remarque faite ci-dessus sur la nécessité d'apprécier le système complet s'applique particulièrement dans le cas des changements climatiques. A cause de son importance croissante, l'électricité paraît mériter une priorité : les sources en sont nombreuses (charbon, fioul, gaz, nucléaire, solaire, voir déchets urbains ou biomasse) et pour chaque source, les techniques en sont diverses (de la combustion simple ou à lits fluidisés aux piles à combustible ou photovoltaïque). A cause des conditions du bassin méditerranéen, où le gaz et le potentiel solaire sont élevés – et à fortiori leur combinaison – les recherches et développements pourraient se concentrer en priorité sur ces deux sources, sans oublier leur combinaison (centrales avec module à gaz à cycle combiné et module solaire), et éventuellement sur la géothermie.

L'incertitude qui a été soulignée sur l'estimation des effets possibles d'un réchauffement climatique dans le bassin méditerranéen montre l'intérêt d'une poursuite des études mondiales et régionales, tant sur les effets eux-mêmes que sur les estimations économiques des parades éventuelles, en commençant par les zones apparemment les premières menacées.

VIII. Coopération intraméditerranéenne

Les techniques d'utilisation rationnelle de l'énergie devraient s'étendre aux pays du Sud et de l'Est du bassin, et y connaître un important développement. Dans l'industrie, les transports, l'habitat, les services, une évolution assez similaire à celle déjà engagée dans les pays industrialisés devrait se produire : à côté du marché des services (études, audit, maintenance, assistance) devrait donc se développer progressivement un marché de procédés et de matériels d'équipements ouverts aux partenariats. Les équipements et les techniques de l'industrie et des transports sont assez proches de ceux utilisés dans les pays industrialisés, mais sont plus spécifiques pour l'habitat. L'utilisation rationnelle de l'énergie et le volet énergies renouvelables devraient systématiquement être intégrés dans les programmes de coopération bilatérale ou multilatérale en Méditerranée.

Dans le secteur rural, les opérations de reforestation et d'utilisation rationnelle du bois devraient se développer compte tenu de leur importance écologique, de l'ampleur des besoins locaux en bois de feu et de la sensibilisation croissante des autorités. En ce qui concerne les énergies renouvelables, à leurs avantages spécifiques dans ces pays s'oppose encore leur coût relatif assez élevé. Mais on peut penser que les baisses prévisibles de ces coûts leur seront progressivement favorables, dans la mesure où seront mis au point les matériels et équipements adaptés ainsi que les systèmes de financement, national permettant de mobiliser l'épargne locale et internationale. Déjà, certains pays du tiers-monde (Brésil, Inde) commencent à proposer aux pays moins avancés un appui dans certains créneaux techniques (biomasse, solaire) alors que d'autres se regroupent sur une base régionale pour optimiser leurs moyens. Le renforcement de cette évolution amènera certains pays

du Sud et de l'Est de la Méditerranée à exercer une pression pour qu'une part croissante de l'industrie soit transférée chez eux.

C'est dire que la coopération entre les deux rives doit être adaptée à une diversité croissante, diversité entre les pays, diversité entre les technologies dont certaines seront progressivement maîtrisées par les pays du Sud ou au moins par certains d'entre eux, dont d'autres ne seront encore que partiellement maîtrisées et dont quelques unes, les plus sophistiquées, resteront encore pour un temps l'affaire des pays industrialisés. Dans tous les cas, l'ampleur des besoins est telle que les occasions de coopération ne feront que se développer et les marchés s'élargir. Ces actions devraient être orientées en priorité vers les pays du Sud et de l'Est du bassin importateurs de pétrole, mais sans oublier les autres pays dont les besoins restent importants.

Dans l'esprit de ce qui précède, sans aucune prétention à l'exhaustivité, et uniquement à titre d'exemples, on a résumé un certain nombre d'axes prioritaires de coopérations bilatérales ou multilatérales, venant compléter les politiques nationales, qui pourraient être engagées avec fruit pour trois groupes de pays différents :

Groupe I. Pays importateurs nets d'énergie (Turquie, Liban, Israël, Maroc) :

- mise en place d'entités énergétiques interlocutrices (agences de maîtrise de l'énergie ou similaires) ;
- planification énergétique et définition de systèmes tarifaires ;
- formation de techniciens de l'énergie ;
- utilisation rationnelle de l'énergie, orientée prioritairement vers l'industrie (Turquie, Maroc), l'habitat, le transport (Turquie), le tertiaire (Maroc) ;
- développement des énergies renouvelables, hydraulique (Maroc, Turquie), solaire (Israël, Maroc), biomasse (Maroc, Turquie), éolienne (Maroc).

Groupe II. Pays en transition énergétique, dont le délai d'autonomie est limité à court ou moyen terme (Egypte, Tunisie, et Syrie) :

- mise en place d'entités énergétiques interlocutrices ;
- planification énergétique et systèmes de planification ;
- utilisation rationnelle de l'énergie et développement des énergies renouvelables ;
- problèmes énergétiques dans les villes, habitat et transport en particulier (entre autres, pour l'Egypte) ;
- développement des services d'audits et de diagnostics, dans le but de favoriser un flux d'exportation de technologies énergétiques appropriées.

Groupe III. Pays exportateurs nets d'énergie (Algérie, Libye) :

- promotion des technologies du solaire (compte tenu des divers projets en cours) pour valoriser la situation climatique locale, les techniques solaires étant de plus bien adaptées aux conditions locales (réfrigération, climatisation, dessalement d'eau, pompage, éclairage, serres, etc.) ;
- promotion de projets conjoints de recherche-développement, particulièrement en solaire thermique et photovoltaïque.

Ce découpage n'est pas exclusif, et des formes de coopération énoncées pour un groupe de pays peuvent convenir parfaitement aux autres.

*
* *

Ouverts par les premiers transports de pétrole d'Algérie et de Libye vers l'Europe méditerranéenne il y a plus d'un tiers de siècle, les échanges d'énergie entre les deux rives de la Méditerranée se sont considérablement amplifiés, et connaissent depuis quelques années une modification profonde par l'importance croissante des "liaisons fixes" : chaînes de gaz naturel liquéfié, gazoducs transméditerranéens, interconnexions électriques. L'ampleur des enjeux et des investissements, mais aussi des risques partagés, a créé un réseau de solidarités, que viennent renforcer la coopération technologique et les partenariats industriels, qui pourrait déboucher demain sur une exploitation partagée du potentiel solaire.

Solidarités, entreprises communes, c'est une nouvelle Méditerranée des échanges que l'énergie aide à construire, donnant un caractère plus concret au concept actuel de développement durable.

ANNEXE 1

Références principales

- Adelman M.A. (1972). *The world petroleum market*. Johns Hopkins University Press. Baltimore, USA.
- AIE (1987). *Sources d'énergie renouvelables*, OCDE, Paris.
- AIE (1989). *Production d'énergie et environnement*, OCDE, Paris.
- AIEA (1991). Senior Expert Symposium on Electricity and the Environnement (Helsinki, 13-17 mai 1991), AIEA, Vienne.
- Alazard N., Laherrère J. et Perrodon A. (1992). Réserves et ressources de pétrole et de gaz des pays méditerranéens. *Revue de l'Energie*. Les Editions Techniques et Economiques, Paris.
- Allal S., Ben Abdallah M., Dessus B. & Martinez N. (1992). Les enjeux comparés des réserves d'énergie fossile, d'économie d'énergie et d'énergies renouvelables en Tunisie. Conseil Mondial de l'Energie, XVe Congrès, Madrid.
- Barrère M. ed. (1992). *Terre, patrimoine commun*. La découverte/Association Descartes, Paris.
- Ben Abdallah M., Caillouet M., Dumort A. (1990). *Energie et Méditerranée*. Publisud, Paris.
- Brigand L. et al. (1991). *Les îles en Méditerranée : enjeux et perspectives*. Les fascicules du Plan Bleu, numéro 5. Economica, Paris, 98 p.
- Centre Régional Méditerranéen pour l'Intervention d'Urgence contre la Pollution Marine Accidentelle (1992). Liste des Alertes et Accidents en Méditerranée, PNUE/PAM, Malte.
- Conseil Mondial de l'Energie (1992). Actes. XVe Congrès Mondial, Madrid. (Le Conseil Mondial de l'Energie (antérieurement, Conférence Mondiale de l'Energie), par ses congrès tous les trois ans et par les actes régulièrement publiés lors de chaque réunion, est une source fondamentale de toute documentation sur l'énergie. Dans le même cadre, sont également publiées régulièrement depuis 1984, des "Enquête sur les Ressources Energétiques").
- Conseil Mondial de l'Energie (1989). *Horizons énergétiques mondiaux 2000-2020*. Technip, Paris.
- Criqui P., Kouznetzoff N. (1987). *Energie 1995 : après les chocs*. Economica, Paris.
- Dessus B., Devin B., Pharabod F. (1992). Le potentiel mondial des énergies renouvelables. *La Houille Blanche*, n° 1, 1992, Paris.
- Darmstadter J. (1971). *Energy in the world economy*. Baltimore.
- Dautray R. (1991). L'effet de serre et ses conséquences climatiques. Evaluation scientifique. Institut Français du Pétrole (Profils 91-2), Paris.
- Dower R., Zimmerman M.B. (1992). *The right climate for carbon taxes*. World Resources Institute. Washington, 38 p.
- Fettweis G. (1979). *World Coal Resources*. Elsevier, New York.
- Forum du Tiers-Monde (1992). *Stratégies et politiques énergétiques au Maghreb et en Egypte*. Editions Salammbô, Paris.
- Furtado S., dos Pearce D., Butcher J., Mitchell J., Markandya A. (1991). Managing the impacts of large hydropower dams in the tropics. *Energy, environment, quality of life*. Interscience Enterprises Ltd/UNESCO.
- Gaudin T. (1990). *2100, récit du prochain siècle*. Payot, Paris.
- Giraud A., Boy de la Tour X. (1987). *Géopolitique du pétrole et du gaz*. Technip, Paris.
- Giraud P.-N., Coiffard J., Suissa A., Cretin D. (1991). *Géopolitique du charbon*. Economica, Paris.
- Giri J. et al. (1991). *Industrie et environnement en Méditerranée : évolution et perspectives*. Les Fascicules du Plan Bleu, numéro 4. Economica, Paris. 115 p.
- Goldemberg J., Johansson T.B., Reddy A.K.N., Williams R.H. (1988). *Energy for a sustainable world*. Wiley Eastern Limited, New Delhi. Publié en Français (1990). *Energie pour un monde viable*. La Documentation Française, Paris.
- Grenon M. (1992). Interconnexions gazières et électriques dans le bassin méditerranéen. Proceedings of the 15th annual International Conference of the International Association of Energy Economics, Tours.
- Grenon M., Batisse M. (1988). *Le Plan Bleu : Avenirs du bassin méditerranéen* (existe aussi en anglais, arabe et espagnol). Economica, Paris.

- IIASA (1981). *Energy in a finite world*. Ballinger. Cambridge, USA.
- Institut Economique et Politique de l'Energie de Grenoble (quatre numéros parus : 1987/1988, 1988/1989, 1989/1990 et 1990/1991). *Energie Internationale*. Economica, Paris.
- Jäger J.J et Ferguson H.L. eds. (1991). Climate change : science, impacts and policy. Proceedings of the *Second World Climate Conference*.
- Jacquard P. (1992). L'environnement et l'industrie pétrolière. Institut Français du Pétrole (*Ve Séminaire Pétrolier International*, Paris.
- Jeftić L., Milliman J.D. et Sestini G. eds (1993). *Climatic change and the Mediterranean*. Edward Arnold, Londres.
- Khennas S. (1992). *Le défi énergétique en Méditerranée*. L'Harmattan, Paris.
- Klaiss H. et Winter C.S. (1992). Systems comparison and potential of solar thermal installations in the Mediterranean Area. *Revue de l'Energie*, n° 441. Août-septembre, Paris. 6 p.
- Marchand H. et al. (1990). *Les forêts méditerranéennes : enjeux et perspectives*. Les Fascicules du Plan Bleu, numéro 2. Economica, Paris. 108 p.
- Margat J. (1992). *L'eau dans le bassin méditerranéen*. Les Fascicules du Plan Bleu, numéro 6. Economica, Paris.
- Martin J.-M. (1991). *Economie et politique de l'énergie*, Armand Colin, Paris.
- Masseron J. (1980). *L'économie des hydrocarbures*. Technip, Paris.
- Observatoire Méditerranéen de l'Energie. (1991). Perspectives des centrales thermiques solaires dans la région méditerranéenne. *Atelier Sophia Antipolis*.
- Observatoire Méditerranéen de l'Energie. (1988). Perspectives du gaz naturel dans le bassin méditerranéen. *Séminaire Antibes*.
- Observatoire Méditerranéen de l'Energie. (1989). Problèmes et perspectives de l'électricité dans le bassin méditerranéen. 2 volumes, *Séminaire Rabat*. T. 1, 417 p., T. 2, 1076 p.
- Observatoire Méditerranéen de l'Energie. (1989). Stratégies, Financements et Projets d'utilisation du gaz naturel dans le bassin méditerranéen. *Atelier, Rome juin 1989*.
- OCDE. (1990). *Uranium, Ressources, Production et Demande*, OCDE Paris.
- OCDE. (1991). *Les transports maritimes*, 1990, OCDE Paris.
- OCDE. (1991). *L'état de l'environnement*. OCDE, Paris.
- Odell P., Rosing K.E. (1980). *The future of oil*. Kogan Page. Londres.
- Percebois J. (1989). *Economie de l'énergie*, Economica, Paris.
- Pharabod F. (1989). *Atlas Mondial de l'Energie*, Aditech, Paris.
- SEMA. (1981). *Evaluation des énergies renouvelables pour les pays en développement*. SEMA, Paris.
- Senior Expert Symposium on Electricity and the Environment. (1991). Helsinki.
- Spottiswoode D., Ball J., Amanda D. (1990). *Methane leakage from natural gas operation*. (Alphatania group), CEDIGAZ, Paris.
- Tester J.W., Wood D.O. et Ferrari N.A., eds. (1991). Energy and the environment in the 21st century. *Conférence MIT*, Cambridge, Massachusetts, USA, 26-28 mars 1990. MIT Press, Cambridge.
- UNEP. (1990). Energy efficiency n°2. *Industry and Environment*. Centre pour l'industrie, Paris.
- UNEP. (1992). Report of the meeting on implications of climatic changes on mediterranean coastal areas. Mediterranean Action Plan, (OCA/Med WG.55/7), Athènes.

Statistiques

Les statistiques énergétiques sont assez nombreuses, bien que de qualité inégale, et pas toujours cohérentes entre elles. En ce qui concerne les bilans énergétiques, la meilleure source est fournie par les "Statistiques et bilans énergétiques mondiaux" de l'Agence Internationale de l'Energie, complétés par les autres publications annuelles de la même agence telles que "Coal Information", "Energy Policies of IEA countries", "Energy prices and taxes" et quelques publications non-annuelles telles que "Natural gas, projects and policies", "Electricity supply in the OECD", etc.

En ce qui concerne le pétrole et le gaz naturel, la base de données la plus riche est celle de Petroconsultants (Genève).

A signaler également l'"Annual statistical Bulletin" de l'OPEP.

Présentant des données beaucoup plus agrégées, les publications annuelles de la British Petroleum, "Energy Statistics" (depuis une quinzaine d'années) et "Natural Gas Statistics" (plus récente), distribuées gratuitement sur demande, sont d'utiles outils de travail.

Le Comité Professionnel du Pétrole (CPDP) publie annuellement un volume de statistiques énergétiques et pétrolières collectées de diverses sources.

Parmi les revues professionnelles publiant des statistiques, mention doit être faite de l'"Oil and Gas Journal", qui a rassemblé ses abondantes statistiques techniques et économiques sur le pétrole et le gaz naturel en une importante base de données.

Revues sur l'énergie

Des nombreuses revues sur l'énergie, il convient de mentionner :

- "*Bulletin CEDIGAZ*" (une cinquantaine de numéros par an) ;
- "*Global Energy Issues*" (*International Journal of*), trimestriel, UNESCO, Paris et Interscience Enterprises Ltd, Genève ;
- "*Global Oil Report*" du Centre for Global Energy Studies (Londres) ;
- "*Industry and Environment*" PNUE ; Bureau de l'Industrie, Paris ;
- "*Oil and Gas Journal*", hebdomadaire, complété par une publication annuelle "International Petroleum Encyclopedia". PennWell Publishing Co., 1421 S. Sheridan Road, Tulsa, Oklahoma ;
- "*OPEC Review*", trimestrielle. Pergamon Press, Headington Hill Hall, Oxford OX3 OBW, Royaume Uni ;
- "*Oxford Energy Forum*", Oxford Institute of Energy Studies (Robert Mabro) ;
- "*Pétrole et gaz arabe*", bi-mensuel, complété par l'"Arab Oil and Gas Directory", annuel (Nicolas Sarkis) ;
- "*Petroleum Intelligence Weekly*" ;
- "*Revue de l'Energie*", mensuel, dont le numéro spécial d'Août-Septembre 1992 pour le Congrès Mondial de l'Energie à Madrid était spécialement consacré à la coopération énergétique en Méditerranée. Les Editions Techniques et Economiques, 3 rue Soufflot, 75005 Paris ;
- "*Systèmes solaires*", mensuel. 8 rue de Richelieu, 75001 Paris.

ANNEXE 2

Quelques adresses utiles

Algérie

Ministère de l'Energie
80, avenue Ahmed Ghermoul
16000 ALGER
Tél. : (213) 2 673 300
Fax : (213) 2 662 862
Telex : 65 092 - 65 094

APRUE (Agence de Promotion et de Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie)
40, rue Ben M'Hidi
ALGER
Tél. : (2132) 64 43 43
Telex : 67 407 APRUE DZ

Centre de développement des énergies renouvelables
BP 62
Route de l'Observatoire
Bouzareah
ALGER

SONATRACH (Entreprise Nationale Pétrolière et Gazière)
10, rue du Sahara
HYDRA-ALGER
Tél. : (2132) 60 56 34
Fax : (2132) 60 37 91

SONELGAZ (Société Nationale de l'Electricité et du Gaz)
2, Bd Salah Bouakouir
Telemly
16000 ALGER
Tél. : (2132) 63 97 23
Fax : (2132) 61 54 77
Telex : 66 526

Chypre

Electricity Authority of Cyprus
P.O. Box 4506
NICOSIA
Tél. :
Fax : (3572) 36 07 35

Egypte

Ministry of Electricity and Energy
Abbasiah – Nasr City
CAIRO
Tél. : (202) 261 6519
Fax : (202) 261 6512

Egyptian Electricity Authority
Embaba
CAIRO Postal n°12411
Tél. : (202) 340 66 58
Telex : 92 097 POWER UN

EGPC (Egyptian General Petroleum Corporation)
Osman Abdel Hafez Street
Nasr City 6 P.O. Box 2130
CAIRO
Tél. : (202) 60 38 99/60 30 87/83 61 05

Egyptian Solar Energy Society
P.O. Box 487
Dokki-GIZA
Fax : (202) 78 12 36
Telex : 92 135 ENFAC UN

New and Renewable Energy Supreme Council
Nasr City
Abassiah-CAIRO
Tél. : (202) 83 06 41
Telex :

Espagne

Ministère de l'Industrie et de l'Energie
Paseo de la Castellana 160
28071 MADRID
Tél. : (341) 259 41 15/250 02 02
Fax : (341) 458 61 09

ENAGAS
Avenida de America 38
28028 MADRID

IER (Instituto de Energias Renovables)
Av. Complutense 22
28040 MADRID
Tél. : (341) 346 66 74
Fax : (341) 346 60 05

IDAE (Instituto para la Difersificación y Ahorro de la Energía)
Paseo de la Castellana 95
Planta 21
28046 MADRID
Tél. : (341) 556 84 15
Fax : (341) 555 13 89
Telex : 42 885

RED ELECTRICA
Paseo de la Castellana 95
28046 MADRID
Tél. : (341) 411 42 87
Fax : (341) 556 76 60
Telex : 41 935 REE E

REPSOL
Paseo de la Castellana 278, 280
28046 MADRID
Tél. : (341) 348 80 00
Fax : (341) 314 28 21

France

Ministère de l'Industrie
Direction de l'Energie

97, rue de Grenelle
75700 PARIS
Tél. : (331) 45 56 36 36
Telex : 204 231

ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie)
27, rue Louis Vicat
75737 PARIS CEDEX 15
Tél. : (331)
Fax : (331) 46 45 52 36

CNRS/CIREN (Centre international de recherche environnement et développement)
1, rue du 11 novembre
92120 MONTROUGE

CNRS/PIRSEM (Programme interdisciplinaire de recherche sur l'énergie et les matières premières)
1, rue du Cerf
92125 MEUDON
Tél. : (331) 45 07 59 34
Fax : (331) 45 07 59 34

EDF (Electricité de France)
2, rue Louis Mirat
75384 PARIS CEDEX
Tél. : (331) 40 42 22 22
Fax : (331) 47 42 54 86

ELF-AQUITAINE
Tour-Elf
CEDEX 45
92078 PARIS-LA DEFENSE
Tél. : (331) 47 44 45 46

GDF (Gaz de France)
23, rue Philibert Delorme
75017 PARIS CEDEX
Tél. : (331) 47 54 20 20
Fax : (331) 47 54 22 47

IEPE (Institut Economique et Politique de l'Energie)
B.P. 47
38040 GRENOBLE CEDEX
Tél. : (33) 76 42 45 84

TOTAL-CFP (Compagnie Française des Pétroles)
Tour-Total-La Défense
24, Cours Michelet
92069 PARIS-LA DEFENSE
Tél. : (331)
Fax : (331) 47 43 71 16

Grèce

CMSU (Communication and Management Systems Unit)
31 Evelpidon Street
11362 ATHENES
Tél. : (301) 363 7235
Fax : (301) 363 73 12

DEPA (Entreprise Nationale de Transport du Gaz Naturel)
Messogeion Ave. 203-207
Neo Psyehiko
11527 ATHENES

PPC (Entreprise Nationale de l'Electricité)
30 Chalcocondyli Street
10432 ATHENES
Tél. : (301) 523 43 01
Fax : (301) 523 74 60
Telex : 225 295 DEI GR

Israël

Ministère de l'Industrie et de l'Infrastructure
Jaffa Street 234
P.O. Box 13106
91130 JERUSALEM

Building Centre of Israël
Energy Conservation Bureau
POB 39027
University St. 40, Ramat-Aviv, TEL-AVIV
Tél. : (03) 42 52 21
Fax : (03) 41 02 74

Energy Research Centre
The Hebrew University of Jerusalem
91904 JERUSALEM
Tél. : (2) 58 55 61

Israël Institute of Petroleum & Energy
POB 17081
Chaim Levanon St.26, Ramat-Aviv, 61171 TEL-AVIV
Tél. : (03) 14 12 71

Solar Research Facility Unit
Weizman Institute of Science
POB 26, REHOVOT, 75100
Tél. : (8) 34 29 35
Fax : (8) 34 41 17

National Building Research Institute
Technion-Israël Institute of Technology
Technion City, HAIFA, 32000
Tél. : (04) 29 22 48
Fax : (04) 29 27 26

Italie

Ministère de l'Industrie et du Commerce
Via Molise 2
00187 ROME
Tél. : (396) 46 47 05
Fax : (396) 46 47 48

Agenzia per la Promozione dello Sviluppo per il Mezzogiorno

Piazzale John Kennedy 20

00144 ROME

Tél. : (396) 59 91 79 01

Fax : (396) 59 91 78 46

Telex : 61 2583

AGIP

Via Emilia 1

San Donato Milanese

20097 MILAN

Tél. : (392) 52 04 66

Fax : (392) 52 03 524

ENEA (Comité National de Recherche d'Energie Nucléaire
et Energies Alternatives)

Viale Regina Margherita 125

00198 ROME

Tél. : (396) 85 281

Fax : (396) 85 28 25 91/85 28 27 77

ENEL (Ente Nazionale Elettricità)

Via G. B. Martini 3

00198 ROME

Tél. : (396) 85 09 36 09

Fax : (396) 85 09 30 51

Telex : 610 518

ENI (Ente Nazionale Idrocarburi)

Piazzale Enrico Mattei 1

00144 ROME

Tél. : (396) 59 001

Telex : 61 082

Fondation Enrico Mattei

Via Sofia 27

20122 MILAN

Tél. : (392) 52 03 69 34

Fax : (392) 52 03 69 46

SNAM (Società Nazionale Metano Dotti)

Piazza Vanoni 1

San Donato Milanese

20097 MILAN

Tél. : (392) 52 04 66

Fax : (392) 52 03 524

Liban

Association Libanaise pour la Maîtrise de l'Energie

Furn El Chebbak

B.P. 50184

BEYROUTH

Tél. : (961) 99 37 655

Electricité du Liban

rue du Fleuve

B.P. 131

BEYROUTH

Tél. : (961) 44 27 20

Telex : 43 370/44 834

Libye

NOC (National Oil Corporation)
P.O. Box 2655
TRIPOLI
Tél. : (21821) 46 810
Fax : (21821) 61 908/21 31 930
Telex : 901 20 681/901 20 270

Centre for Petroleum Research
Gargaresh
TRIPOLI

Maroc

Ministère de l'Energie et des Mines
RABAT-AGDAL
Tél. : (2127) 76 40 47
Fax : (2127) 752 97

ONE (Office National de l'Electricité)
65, rue Aspirant Lafuente
CASABLANCA
Tél. : (2122) 22 41 65
Fax : (2122) 22 00 38
Telex : 22 780/22 603

SNPP (Société Nationale des Produits Pétroliers)
24, Bd Brahim Roudani
CASABLANCA
Tél. : (212) 27 84 16
Fax : (212) 26 86 33
Telex : 22 991/22 022

Syrie

SPC (Syrian Petroleum Company)
Al Moutabani Street
DAMAS
Tél. : (96311) 71 42 53/71 63 69
Telex : 411 724 SYPCO/SY

Tunisie

Ministère de l'Economie
Direction de l'Electricité et du Gaz
et de la Maîtrise de l'Energie
Immeuble BNDT
Ave. Mohamed V
1002 TUNIS BELVEDERE
Tél. : (2161) 28 46 74/78 03 70
Telex : 14 652

AME (Agence de Maîtrise de l'Energie)
3, rue 8000 Montplaisir
1002 TUNIS BELVEDERE
Tél. : (2161) 78 77 00/78 24 19
Fax : (2161) 78 46 24
Telex : 15 286

ETAP (Entreprise Nationale d'Activités Pétrolières)
27 bis, Ave. Kheireddine Pacha
1002 TUNIS-BELVEDERE
Tél. : (2161) 28 76 90/78 22 88/78 32 33

STEG (Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz)
38, rue G. K. Ataturk
TUNIS
Tél. : (2161) 34 14 38
Fax : (2161) 34 99 81

Turquie

Ministère de l'Energie et des Ressources Naturelles
Bakanlikbar Milli, Müdofa Caddesi
ANKARA
Tél. : (904) 213 49 79/41 23 81 80
Fax : (904) 223 69 84
Telex :

Ministère de l'Environnement
Istanbul Caddesi 88
06060 ANKARA
Tél. : (904) 341 83 79
Fax : (904) 341 13 56
Telex : 189 44 620

BOTAS
Gunes Sokkak 11
Guvenver
ANKARA
Tél. : (904) 167 01 50
Fax : (904) 128 2646

TEK (Turkish Electric Authority)
Inönu Bulvari 27 - Bahcelievler
ANKARA
Tél. : (904) 222 89 17
Fax : (904) 213 88 70
Telex : 42 245

Mechanical Engineering Department
Middle East Technical University
Eskisehir Yolu
ANKARA 06531
Tél. : (904) 223 71 00
Fax : (904) 223 30 54

Solar Energy Institute
Aegean University
Boznova, 35100 İZMİR
Tél. : (51) 186 025

Turkish Solar Energy Research and Development Foundation
Kizilelma Caddesi
Edali Sokak 9
Findikzade, İSTANBUL
Tél. : (1) 588 12 53
Fax : (1) 588 15 00

EX-YOUGOSLAVIE

Federal Secretary of Energy and Industry
Bd. Avneh 104
11070 BELGRADE
Tél. : (3811) 69 57 34
Fax : (3811)
Telex :

INA-Energy Product and Research and Development
P.O. Box 1014 - Proleierskih Brigada
41000 ZAGREB
Tél. : (3841) 51 04 99
Fax : (3841) 53 89 82
Telex : 21 223

JUGEL (Union Yougoslave d'Electricité)
rue Balkanska 13-15
1100 BELGRADE
Tél. : (3811) 68 67 63
Fax : (3811) 68 63 98
Telex : 11 876

Organisations internationales

AIE (Agence Internationale de l'Energie)
2, rue André Pascal
75775 PARIS CEDEX 16/FRANCE
Tél. : (331) 45 24 82 00
Fax : (331) 45 24 85 00

AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique)
Wagramerstrasse 5
P.O. Box 100
1400 VIENNE/AUTRICHE
Tél. : (432) 22 23 60
Fax : (432) 22 23 45 64

Commission des Communautés Européennes
Direction Générale de l'Energie (DG-XVII)
200, rue de la Loi
1049 BRUXELLES/BELGIQUE
Tél. : (2322) 295 11 11/295 59 32
Fax : (2322) 235 0150

EURELECTRIC (Comité Européen des Entreprises d'Electricité)
Galerie Ravenstein 4 - Bte.6
1000 BRUXELLES/BELGIQUE
Tél. : (2322) 512 55 71
Fax : (2322) 512 73 69

IEPF (Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français)
56, rue St-Pierre - 3e étage
GIK 4AI QUEBEC/CANADA
Tél. : (418) 69 25 727
Fax : (418) 69 25 644

ISES (International Solar Energy Society)
POB 124
Caulfield East, 3145, Victoria/AUSTRALIE
Tél. : 61-3-571 75 57
Fax : 61-3-563 68 60

PNUE (Programme des Nations Unies pour l'environnement)
Centre pour l'industrie et l'environnement
Tour Mirabeau
39-43, Quai André Citroën
75739 PARIS CEDEX 15/FRANCE
Tél. : (331) 40 58 88 50
Fax : (331) 40 58 88 74

UNESCO
Division des sciences de l'ingénieur
1, rue Miollis
75732 PARIS CEDEX 15/FRANCE
Tél. : (331) 45 68 39 01
Fax :

World Energy Council (Conseil Mondial de l'Energie)
34 St-James Street
LONDON SW 1A 1HD/ROYAUME UNI
Tél. : (441) 930 39 66
Fax : (441) 925 04 52

ANNEXE 3

Les scénarios du Plan Bleu

Les scénarios tendanciels décrivent des évolutions qui ne marquent pas de fortes ruptures par rapport aux tendances stratégiques établies jusqu'à maintenant.

Les scénarios alternatifs décrivent au contraire des évolutions qui s'écartent des tendances observées jusqu'à maintenant, et qui sont marquées par une attitude plus volontariste, tant sur le plan intérieur qu'international de la part des gouvernements méditerranéens.

I. Les scénarios tendanciels

Le moteur économique des scénarios tendanciels est l'expansion d'un marché international qui demeure marqué par une prépondérance économique et technologique américano-japonne. Le dynamisme américain permet entre autres aux Etats-Unis de conserver une avance durable sur l'Europe dans les technologies de pointe. Dans ce contexte, et que ce soit au point de vue politique, économique, culturel, etc., l'Europe n'arrive pas à s'affirmer autant qu'elle le voudrait. De même en Méditerranée, les pays individuellement s'accommodent plus ou moins bien, au Nord comme au Sud, de cette prépondérance du binôme Etats-Unis/Asie de l'Est.

Dans ces conditions, il est apparu nécessaire de distinguer trois scénarios tendanciels qui diffèrent l'un de l'autre selon que le schéma ci-dessus est plus ou moins poussé, le *scénario tendanciel de référence T-1* de "continuation" des tendances actuelles se situant entre deux scénarios relativement contrastés. Dans le *scénario tendanciel aggravé T-2*, la croissance économique internationale continue à rester faible, en particulier parce que les partenaires dominants de l'économie mondiale n'arrivent pas à coordonner leurs politiques dans les domaines politique, financier et macro-économique. Il en résulte notamment que le problème de la dette du tiers-monde reste aigu. Dans le *scénario tendanciel modéré T-3*, au contraire, une meilleure coordination des politiques économiques entre la Communauté européenne, les Etats-Unis et le Japon permet une croissance économique relativement soutenue.

En ce qui concerne l'environnement, les trois scénarios tendanciels amènent à moduler les efforts des gouvernements en fonction des potentialités économiques, plus grandes dans le tendanciel modéré T-3 que dans le tendanciel aggravé T-2. Alors que dans ce dernier scénario dominant les actions ponctuelles, souvent dictées par l'urgence, on trouve dans le scénario tendanciel modéré T-3 une certaine vision à long terme, bien qu'insuffisamment coordonnée, et des actions fréquemment décidées avec retard, et en conséquence d'autant plus coûteuses.

II. Les scénarios alternatifs

La principale caractéristique des deux scénarios alternatifs est un plus grand poids des pays méditerranéens, permis par la formation d'une structure mondiale multipolaire, où s'affirment l'Europe Occidentale, les Etats-Unis, le Japon et peut-être un ou deux autres pays ou groupes de pays. En particulier existe une Europe politique plus présente, encore que jouant un rôle différent dans les deux scénarios.

Les deux scénarios alternatifs choisis ont été essentiellement différenciés par les relations qui s'établissent entre les pays du bassin méditerranéen, à savoir :

— Pour le *scénario alternatif de référence A-1*, une conception "méditerranéenne" des relations entre riverains, les pays de la Communauté européenne et les autres pays de la Méditerranée, qu'ils soient fortement industrialisés ou en cours d'industrialisation, s'efforçant de constituer tous ensemble une zone de développement harmonieuse avec une ouverture optimale de leurs échanges et des flux migratoires convenus entre eux. Dans ce scénario alternatif de référence, les échanges méditerranéens sont orientés en majeure partie Nord-Sud, la Communauté européenne ayant un certain rôle d'"entraînement".

— Pour le *scénario alternatif avec agrégation A-2*, une conception plus "régionale" de ces relations, la coopération économique concernant préférentiellement des groupes de pays, par exemple les pays de la Communauté européenne élargie, les pays du Maghreb, l'Orient arabe, etc., avec ouverture maximale des échanges et des migrations au sein de ces groupes, mais maintien de certaines barrières entre ces mêmes groupes, des pays souhaitant se proté-

ger partiellement des influences internationales. Dans ce scénario A-2, le rôle de la Communauté Européenne est moins marqué et les pays riverains non membres de la Communauté européenne parviennent à se constituer en sous - ensembles relativement intégrés.

Les stratégies de développement dans les scénarios alternatifs peuvent être dites "autocentrées", ce terme étant ici entendu comme la recherche d'une complémentarité entre le développement d'un secteur "moderne", inspiré par celui des sociétés industrialisées avancées, et le développement au sein des sociétés urbaines de petites et moyennes entreprises, formelles ou informelles. Ceci est d'ailleurs plus facile dans le scénario A-2, l'agrégation permettant une meilleure planification et des marchés plus larges.

Dans les scénarios alternatifs, les politiques de l'environnement et de l'aménagement du territoire sont mieux internalisées dans la prise de décision et dans les plans de développement. Par exemple, la préférence est systématiquement donnée aux procédés de fabrication peu polluants, aux processus biologiques, aux méthodes économes en eau pour l'irrigation. L'approche est également beaucoup plus "systématique" que mécanique ou sectorielle, visant à une planification intégrée du développement et de l'environnement

Réalisé en P.A.O. par STDI - Route de Couterne - 53110 LASSAY-LES-CHATEAUX
Imprimé en France. - JOUVE, 18, rue Saint-Denis, 75001 PARIS
N° 210734E - Dépôt légal : Juin 1993

Les fascicules du Plan Bleu

sous la direction de Michel Batisse

7

ÉNERGIE ET ENVIRONNEMENT EN MÉDITERRANÉE

Enjeux et prospective

par Michel Grenon et al.

Les pays méditerranéens, au Nord comme au Sud, connaissent actuellement de rapides changements démographiques, sociaux, culturels, économiques et écologiques. Où mènent ces changements ? Que sera l'avenir des pays méditerranéens ? Comment doivent-ils agir individuellement et collectivement, pour faire face à leurs difficultés croissantes ? L'objet du Plan Bleu – récemment publié par Economica – est de tenter de répondre à ces questions, selon un jeu de « scénarios » prospectifs jusqu'à l'horizon 2025 portant sur l'ensemble des secteurs économiques et des milieux géographiques.

En se fondant sur ces travaux et sur l'expérience acquise il a paru opportun de creuser plus avant la problématique et l'évolution de chaque secteur et de chaque milieu en région méditerranéenne. Tel est l'objet des Fascicules du Plan Bleu, qui sortiront progressivement et peuvent être lus indépendamment de l'ouvrage principal dont ils utilisent la partie prospective et actualisent ou complètent les données.

Le présent fascicule porte sur un secteur qui se situe au cœur de toutes les activités de production et de transport et joue un rôle majeur dans la vie domestique. Dans le même temps, il est marqué par les pollutions et les risques qu'il fait peser sur l'environnement terrestre et maritime, tant au niveau local qu'au niveau planétaire avec le changement possible du climat. L'évolution récente, les difficultés rencontrées et les avenir possibles pour la production et la consommation de l'énergie dans l'ensemble du bassin méditerranéen sont analysés ici.

*
* *

Michel GRENON, auteur principal de ce fascicule auquel ont coopéré un certain nombre d'experts méditerranéens, est un spécialiste de l'énergie et de l'analyse des systèmes. Il a été chef du département de technologie à Euratom et membre du groupe d'étude sur l'énergie de l'Institut international pour l'analyse des systèmes appliquées à Luxembourg (Autriche). Dès 1980 il a participé aux travaux du Plan Bleu, dont il a assuré la direction scientifique de 1984 à 1989. Auteur de plusieurs ouvrages consacrés à la prospective de l'énergie, il dirige actuellement un "Observatoire méditerranéen de l'énergie" à Sophia-Antipolis et continue de collaborer au Plan Bleu.

Michel BATISSE qui dirige cette série, a consacré la plupart de sa carrière internationale à l'environnement et aux ressources naturelles. Il a notamment organisé la Décennie hydrologique internationale et le Programme de recherche sur l'Homme et la Biosphère (MAB). Ancien Sous-Directeur général (Sciences) de l'UNESCO, il préside le Centre d'Activités Régionales du Plan Bleu pour la Méditerranée depuis sa création en 1985.

