

Ecole Nationale d'Administration

Promotion Copernic

Séminaire « *Energie et société* »

Quelle est la place des
préoccupations de sécurité
d'approvisionnement et
d'indépendance énergétique
dans la politique de l'énergie ?

Rapport du groupe 10

Thomas CAMPEAUX
Ali Ahmed GHANEM
Mikaël HAUTCHAMP
Françoise KLEIN
Thibaut SARTRE
Olivier TOCHE
Abdoulaye TOUNKARA
Gioia VENTURINI

sous la direction de

Monsieur Pedro de SAMPAIO NUNES
Directeur des énergies conventionnelles, Direction générale Transports et Energie,
Commission européenne

- Décembre 2001 -

SOMMAIRE

INTRODUCTION	4
1 LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE : DE L'OBSESSION À LA DISGRÂCE	5
1.1 LES CHOCS PÉTROLIERS : LA PRISE DE CONSCIENCE D'UNE VULNÉRABILITÉ NOUVELLE	5
1.1.1 L'OBSESSION DE LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE	5
1.1.2 DES EFFORTS CONSÉQUENTS COURONNÉS D'UN CERTAIN SUCCÈS	6
1.1.2.1 Des efforts de maîtrise de la demande	6
1.1.2.2 Le développement de l'offre interne d'énergie	7
1.1.2.3 Le renforcement de la sécurité des approvisionnements externes	8
1.2 UN OBJECTIF RELATIVISÉ PAR D'AUTRES PRÉOCCUPATIONS	9
1.2.1 LA RECHERCHE DE PRIX DE L'ÉNERGIE COMPÉTITIFS	9
1.2.2 L'ÉMERGENCE DE PRÉOCCUPATIONS RELATIVES À L'ENVIRONNEMENT	10
1.2.2.1 La limitation des émissions polluantes	10
1.2.2.2 La contestation de l'énergie nucléaire	12
1.3 NOUVEAU CONTEXTE, NOUVELLE APPROCHE DE LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE	12
1.3.1 UN SYSTÈME GÉOPOLITIQUE INTERNATIONAL PLUS UNIFIÉ	12
1.3.2 LA BANALISATION DE L'ÉNERGIE COMME MATIÈRE PREMIÈRE PAR LE DÉVELOPPEMENT DES MARCHÉS MONDIAUX	14
1.3.3 DES MARCHÉS INTÉRIEURS DE L'ÉNERGIE LIBÉRALISÉS	15
1.3.3.1 L'ouverture des marchés nationaux	15
1.3.3.2 La création d'un marché intégré de l'énergie en Europe	15
1.3.4 LA MODIFICATION DU PAYSAGE INDUSTRIEL ET DES FORMES DE CONCURRENCE PARTICIPE À LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE	17
2 DES RISQUES TOUJOURS PRÉOCCUPANTS DANS LE CADRE D'UNE DÉPENDANCE ACCRUE	18
2.1 UNE SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE QUI RESTE MENACÉE	18
2.1.1 DES RISQUES STRUCTURELS PESANT SUR LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES	18
2.1.1.1 Le risque d'épuisement physique des ressources énergétiques s'est éloigné	18
2.1.1.2 Les effets équivoques de la réforme des marchés de l'énergie	19
2.1.1.2.1 Les risques associés à la libéralisation des marchés énergétiques	19
2.1.1.2.2 Les risques attachés aux conditions dans lesquelles s'opère la libéralisation des marchés européens	20
2.1.1.3 Le poids des opinions publiques pèse davantage sur les choix énergétiques	21
2.1.2 LE RISQUE PERSISTANT DE CHOCS DE COURT TERME	22
2.1.2.1 Une dimension géopolitique renouvelée de la sécurité des approvisionnements	22
2.1.2.1.1 La concentration croissante de la production énergétique	22
2.1.2.1.2 Des zones présentant des risques de nature géopolitique	22
2.1.2.2 Le risque permanent de défaillances techniques	24
2.1.2.2.1 Des défaillances dans les structures externes de production et de transport	24
2.1.2.2.2 Des défaillances techniques affectant les systèmes énergétiques internes	24
2.1.2.3 Le système énergétique, une cible privilégiée	25
2.1.2.3.1 Un risque social ancien dont les manifestations récentes se sont multipliées	25
2.1.2.3.2 Un risque terroriste récemment réévalué	26
2.1.3 UNE VULNÉRABILITÉ PERSISTANTE DES ÉCONOMIES OCCIDENTALES AUX RUPTURES D'APPROVISIONNEMENT	26
2.1.3.1 Des effets importants mais variables selon les Etats	27
2.1.3.2 Une vulnérabilité désormais atténuée	28

2.2 LA DÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE : UN CONSTAT QUI NE PEUT ÊTRE MODIFIÉ QU'À LA MARGE	29
2.2.1 LES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DE L'EUROPE VONT S'APPAUVRI	29
2.2.1.1 La production d'hydrocarbures en Europe est condamnée à terme	30
2.2.1.2 La production de charbon va poursuivre son déclin	30
2.2.1.3 Des marges de manœuvre dans le choix des filières de production d'électricité	30
2.2.1.3.1 La production d'électricité nucléaire : un atout pour la sécurité énergétique	31
2.2.1.3.2 Les énergies nouvelles et renouvelables : un atout pour l'avenir	32
2.2.2 LA MAÎTRISE DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE : L'EVENTAIL DES CHOIX	34
2.2.2.1 Des scénarios contrastés	35
2.2.2.2 Quelles recommandations de politique énergétique ?	36
2.2.3 RÉDUIRE LA VULNÉRABILITÉ ASSOCIÉE AUX RISQUES ET À LA DÉPENDANCE CROISSANTE	36
 3 POUR UNE STRATÉGIE DE SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE GLOBALE	 38
3.1 RECHERCHER UNE COOPÉRATION DE LONG TERME ENTRE PAYS PRODUCTEURS ET PAYS CONSOMMATEURS	38
3.1.1 DES INTERDÉPENDANCES EXISTANTES, DES INTÉRÊTS PARFOIS CONVERGENTS	38
3.1.1.1 Garantir l'adéquation entre offre et demande à long terme	38
3.1.1.1.1 Préserver une capacité d'investissement suffisante	38
3.1.1.1.2 Garantir un environnement juridique et fiscal favorable	39
3.1.1.2 Rechercher des prix modérés et stables	41
3.1.2 LE DIALOGUE ENTRE PAYS PRODUCTEURS ET CONSOMMATEURS EST UN MOYEN DE FAIRE CONVERGER CES INTÉRÊTS COMMUNS	41
3.1.2.1 Le partenariat stratégique avec la Russie : une garantie à long terme des approvisionnements de l'Union européenne	42
3.1.2.1.1 Une interdépendance forte et croissante	42
3.1.2.1.2 Des difficultés à surmonter	42
3.1.2.2 Un dialogue avec l'OPEP est-il possible ?	43
3.1.2.2.1 Un dialogue nécessaire	43
3.1.2.2.2 Le dialogue avec l'OPEP a toujours été difficile	43
3.1.2.2.3 Les ambitions du dialogue avec l'OPEP doivent rester réalistes	43
3.1.2.3 Elargir les partenariats énergétiques aux principaux fournisseurs de l'Union européenne	44
3.1.2.4 Ouvrir la voie d'un dialogue entre pays consommateurs	44
3.2 CONSERVER DES OUTILS OPÉRATIONNELS DE RÉACTION AUX CRISES	45
3.2.1 QUELLE UTILISATION DES STOCKS STRATÉGIQUES ?	45
3.2.1.1 Des stocks pétroliers constitués initialement à des fins purement stratégiques	45
3.2.1.2 Utiliser les stocks stratégiques pétroliers à des fins économiques ?	46
3.2.1.2.1 L'utilisation des stocks à des fins de régulation conjoncturelle des cours n'est pas souhaitable	46
3.2.1.2.2 Le déstockage peut être justifié dans des circonstances précises et sous de strictes conditions d'efficacité	47
3.2.1.3 La nouvelle problématique des stocks gaziers	49
3.2.2 ADAPTER LES AUTRES INSTRUMENTS DE RÉACTION AUX CRISES	49
3.2.2.1 Des mécanismes complémentaires des stocks	49
3.2.2.2 Des mécanismes à réformer	51
3.2.2.3 Hiérarchiser les modalités d'action	51
3.3 ASSURER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT À L'INTÉRIEUR DE L'UNION EUROPÉENNE	52
3.3.1 ACCÉLÉRER LE MAILLAGE DES RÉSEAUX TRANSEUROPEËNS ET DES CONNEXIONS AVEC LES PAYS TIERS	52

3.3.1.1	Développer le maillage des réseaux transeuropéens dans le cadre de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie	52
3.3.1.1.1	Adapter le réseau européen aux nouveaux flux par la suppression des congestions	52
3.3.1.1.2	Allouer, en cas de congestion, les capacités de façon optimale	54
3.3.1.1.3	Approfondir les échanges sur le réseau par l'harmonisation des tarifications et le développement de places de marché	54
3.3.1.2	S'assurer d'un niveau suffisant de connexion avec les pays tiers	55
3.3.2	PLACER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT AU CŒUR DES DISPOSITIFS DE RÉGULATION	56
3.3.2.1	Orienter les décisions d'investissement de production	56
3.3.2.2	Veiller au bon fonctionnement du marché	57
3.3.3	GARANTIR LA SÉCURITÉ DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES À L'INTÉRIEUR DES ÉTATS	58
3.3.3.1	La sécurité de la production et du stockage énergétiques	59
3.3.3.2	La sécurité de l'acheminement de l'énergie	61
CONCLUSION		63
ANNEXES		64
LISTE DES PERSONNES RENCONTREES		81
LISTE DES SIGLES UTILISES		85
BIBLIOGRAPHIE		88

INTRODUCTION

Alors qu'elle semblait reléguée au second plan des politiques énergétiques occidentales par un sentiment largement partagé de sécurité et la poursuite d'objectifs jugés plus prioritaires, comme la compétitivité des prix de l'énergie ou le respect de l'environnement, la question de la sécurité énergétique¹ a effectué récemment un retour remarqué.

Des événements récents ont en effet brutalement rappelé l'importance d'assurer de manière continue la satisfaction des besoins énergétiques des consommateurs finaux. La brusque remontée des cours pétroliers en 1999-2000, à un niveau jamais atteint depuis vingt ans, et les pénuries d'électricité dues à la tempête de décembre 1999 en Europe de l'ouest ou la crise énergétique en Californie, ont montré la vulnérabilité des économies aux chocs affectant l'approvisionnement énergétique, qu'ils se traduisent par une pénurie physique ou un choc de prix.

Signe de l'intérêt renouvelé des pouvoirs publics pour cette problématique, la Commission européenne a publié en novembre 2000 un Livre vert proposant une nouvelle stratégie de sécurité d'approvisionnement énergétique au niveau européen, alors que se multipliaient les rapports et les colloques sur ce thème. Le souci de garantir une sécurité énergétique menacée a de même conduit le président américain Bush à placer cette préoccupation parmi les toutes premières priorités nationales dès le début de son mandat.

Le retour au premier plan de ces préoccupations s'effectue toutefois dans un contexte radicalement différent de celui dans lequel l'impératif de sécurité énergétique s'était imposé aux pouvoirs publics après les chocs pétroliers de 1973 et 1979 et qui les avaient principalement conduits à rechercher une plus grande indépendance énergétique. Des marchés de l'énergie plus intégrés ont émergé et les paramètres géopolitiques de l'approvisionnement de l'Europe ont évolué. Ces deux phénomènes ont modifié tant la nature des risques pesant sur l'approvisionnement énergétique que les moyens d'action et la répartition des responsabilités entre pouvoirs publics et acteurs du marché. Les progrès de l'intégration européenne, l'ouverture des marchés nationaux et le développement des échanges imposent d'adopter un cadre européen d'analyse de la sécurité énergétique, bien que les différences de situation et d'approche, ainsi que le caractère de souveraineté marqué de ces questions, impliquent que toutes les réponses ne puissent être apportées à ce niveau.

La croissance de la dépendance énergétique de l'Union européenne semble devoir accentuer la vulnérabilité des Etats européens aux risques pesant sur leurs approvisionnements. Alors que leur attention se focalisait sur les risques affectant leurs importations de pétrole – épuisement rapide de la ressource, crainte d'une confrontation avec les pays exportateurs –, les risques, qui apparaissent aujourd'hui plus divers et affectent toutes les sources d'énergie, n'en sont pas moins préoccupants.

Ces évolutions considérables renouvèlent profondément les conditions de définition d'une stratégie de sécurité énergétique, et imposent de réexaminer les moyens mis à son service. La recherche de l'indépendance énergétique ne peut plus en constituer le fondement principal, et la sécurité des approvisionnements doit aujourd'hui être abordée dans le cadre d'interdépendances accrues, tant entre les Etats consommateurs et ceux qui concentrent les ressources, qu'entre les Etats consommateurs eux-mêmes. Enfin, une telle stratégie doit prendre en compte la dimension interne de la sécurité énergétique, trop souvent négligée comme l'ont démontré les dernières crises physiques d'approvisionnement.

¹ L'acception des concepts-clés retenue dans le présent rapport est présentée dans le glossaire.

1 LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE : DE L'OBSESSION À LA DISGRÂCE

1.1 Les chocs pétroliers : la prise de conscience d'une vulnérabilité nouvelle

1.1.1 L'obsession de la sécurité énergétique

Le premier choc pétrolier* de 1973, qui bouleverse le système énergétique international sur lequel était fondé l'approvisionnement des grands pays industrialisés, a profondément marqué les esprits et durablement influencé les politiques énergétiques en Europe. Le triplement des prix du pétrole en 1973 puis en 1979 vient souligner la vulnérabilité économique des Etats européens à l'égard d'une matière première – le pétrole – qu'ils ne possèdent pas ou peu², et dont la pénurie ou la volatilité des prix peuvent nuire à leur bien-être économique. Leur approvisionnement est de plus largement dépendant de pays regroupés au sein de l'OPEP³, qui prennent conscience du pouvoir économique qu'ils détiennent lorsqu'ils sont unis.

Par ailleurs, alors que la forte croissance économique d'après-guerre avait été fondée sur une consommation accrue d'énergie, certaines analyses, comme celles du Club de Rome⁴, font valoir que les ressources pétrolières et gazières ne sont pas illimitées et que le modèle de croissance des pays occidentaux n'est de ce fait pas soutenable sur le long terme.

Evolution des cours du pétrole depuis 1960



Source : FMI repris dans CAE (2001)

L'importance stratégique du pétrole n'avait cessé de croître depuis la première guerre mondiale⁵. Les chocs pétroliers, en démontrant la réalité du risque pesant sur les approvisionnements, transforment la sécurité énergétique en « obsession ». Recherchant d'abord, dans le contexte de l'époque, l'amélioration de l'indépendance énergétique*, les politiques

² En 1971, les pays européens produisaient 41 Mt de pétrole (total OCDE : 685 Mt et total monde : 2492 Mt) et 113 Mtep de gaz (total OCDE : 724 Mtep et total monde : 979 Mtep). Source : BP (2001).

³ L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) a été créée en 1960 à l'initiative du Venezuela avec quatre autres Etats : l'Iran, l'Irak, le Koweït et l'Arabie Saoudite. Ils ont été rejoints ensuite par Qatar, la Libye, l'Indonésie, les Emirats arabes unis, l'Algérie, le Nigeria, l'Equateur et le Gabon. L'OPEP détient aujourd'hui 76% des réserves mondiales de pétrole et assure 42% de la production.

⁴ L'une des principales conclusions du rapport *Halte à la croissance ? Rapport du club de Rome sur les limites de la croissance* (Meadows dir., Fayard, 1972) était la suivante : « Si les tendances actuelles de croissance de la population mondiale, de l'industrialisation, de la pollution, de la production agricole, et de l'épuisement des ressources continuent au même rythme, les limites de la croissance sur cette planète seront atteintes dans les cent prochaines années. Le résultat le plus probable serait un déclin soudain et incontrôlable tant de la population que des capacités industrielles ».

⁵ La Première guerre mondiale révèle que le pétrole est une ressource stratégique majeure pour les économies et les armées. Les ruptures d'approvisionnement en France durant cette période, dues entre autres aux nationalisations des champs pétrolifères de Bakou, conduisent l'Etat à mettre en place au lendemain de la guerre une législation encadrant très strictement les activités pétrolières (système du monopole délégué de la loi de 1928), et à créer en 1924 la Compagnie française des pétroles.

énergétiques tentent également de sécuriser les approvisionnements, alors que nombre de gouvernements établissent un lien entre maîtrise de l'approvisionnement énergétique et souveraineté nationale.

1.1.2 Des efforts conséquents couronnés d'un certain succès

Les années 1970 sont marquées par une plus forte implication des pouvoirs publics dans le système énergétique, jusqu'alors dominé par le jeu des grandes entreprises⁶. Les pays consommateurs* développent⁷, tant en Europe qu'aux Etats-Unis (loi EPCA de 1975⁸), des politiques énergétiques volontaristes qui visent à renforcer la sécurité énergétique en actionnant trois leviers principaux : la maîtrise de la demande, le développement de l'offre interne et la sécurisation des approvisionnements extérieurs. Ces politiques obtiennent des résultats sensibles qui se traduisent notamment dans l'amélioration du taux d'indépendance énergétique des Etats, à des degrés variables.

Taux d'indépendance énergétique des principaux pays européens

	1973	1980	1986	1999
OCDE-Europe	45%	56%	66%	63%
UE	38%	48%	59%	53%
France	20%	25%	46%	50%
Allemagne	51%	52%	55%	39%
Italie	16%	14%	18%	16%
Royaume-Uni	49%	98%	119%	123%

Source : AIE, *Balances énergétiques des pays de l'OCDE 1998-1999*, 2001

1.1.2.1 Des efforts de maîtrise de la demande

Sans remettre en cause le modèle de croissance occidental fondé sur l'augmentation continue du bien-être des agents, les pouvoirs publics cherchent à promouvoir une croissance moins consommatrice d'énergie. Des plans de maîtrise de la demande d'énergie des ménages sont lancés (le premier plan français date de 1974⁹) : la fiscalité sur les carburants est alourdie, les normes thermiques pour la construction des bâtiments sont progressivement renforcées, etc. Quant à l'industrie, soucieuse de limiter ses coûts de production, elle développe des techniques plus économes en énergie afin de limiter l'impact de la hausse des prix des hydrocarbures sur ses coûts de production. Au total, pour l'ensemble des pays européens de l'OCDE, l'intensité énergétique* diminue de 15% entre 1973 et 1986¹⁰. Ces efforts concernent particulièrement le pétrole, dont la consommation par unité de production chute de 38%.

⁶ La garantie de l'approvisionnement bon marché des pays occidentaux reposait sur le contrôle de la chaîne pétrolière par sept entreprises (« majors ») : cinq américaines (Standard Oil, Mobil Oil, Texaco, Gulf Oil, Standard Oil of California), une britannique (Anglo-Persian Oil Company) et une hollandaise (Royal Dutch Shell). Elles possédaient, jusqu'aux nationalisations des années 1960-1970 (voir 3.1.), des concessions dans le monde entier et fixaient le prix du pétrole en raison de leur domination du marché mondial. Elles imposaient le plus souvent leurs conditions aux pays détenant les ressources naturelles : concessions de très long terme (50 ans) et versement de *royalties* très faibles.

⁷ On ne peut à proprement parler de politique nouvelle dans la mesure où la sécurité énergétique constituait depuis la Première guerre mondiale un objectif de premier plan.

⁸ *Energy Policy and Conservation Act*, qui regroupe un ensemble de mesures visant aussi bien la maîtrise de la consommation de pétrole (notamment par les véhicules) que le développement d'énergies de substitution (nucléaire, carburant synthétique). Le président Nixon parla à l'époque du « *Project Independence* ».

⁹ Il s'agit de la loi n° 74-908 du 29 octobre 1974 relative aux économies d'énergie.

¹⁰ L'intensité énergétique passe ainsi de 0,233 kep/\$ de PIB en 1973 à 0,2 en 1986 (source : AIE, 2001a).

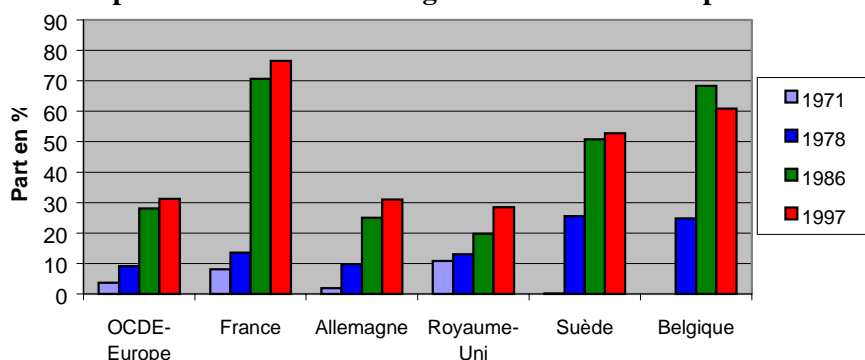
Parallèlement, des efforts sont entrepris afin de substituer d'autres énergies primaires au pétrole. Certaines branches industrielles délaissent ainsi le pétrole au profit du gaz naturel dans leurs processus de production¹¹.

1.1.2.2 Le développement de l'offre interne d'énergie

Le choc pétrolier de 1973 rappelle brutalement que l'Europe est un continent relativement mal doté en énergies primaires : le charbon est certes abondant, mais les réserves de pétrole et de gaz sont faibles¹². Néanmoins, chaque Etat européen, en fonction de son bilan énergétique propre, de ses ressources, mais aussi de ses choix politiques, s'efforce alors de développer sa production domestique d'énergie après les chocs pétroliers.

Certains Etats lancent (Suède, Belgique, Espagne, Finlande) et d'autres amplifient (France, Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas) un programme de production nucléaire d'électricité. Ainsi, le nucléaire assure en 1986 en Finlande 18% de la consommation d'énergie totale et le pétrole 36% contre respectivement 0% et 58% en 1970¹³.

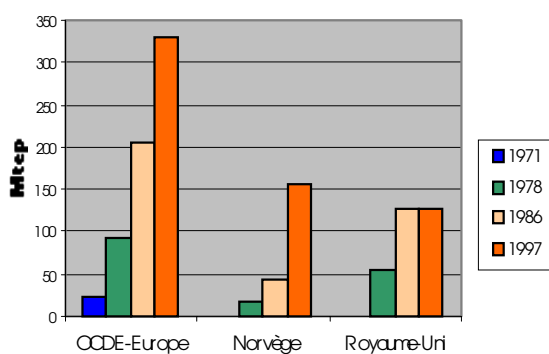
Evolution de la part de l'électricité d'origine nucléaire dans la production d'électricité



Source : AIE, *Balances énergétiques des pays de l'OCDE 1998-1999*, 2001

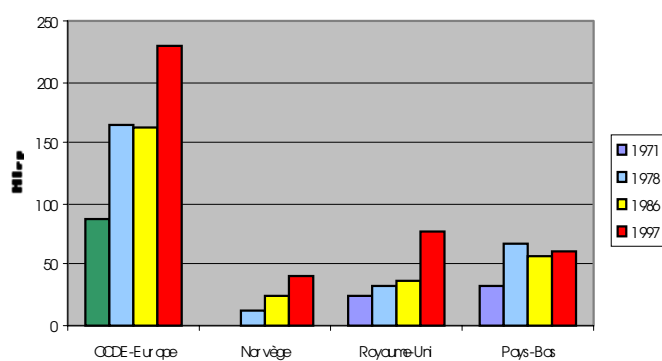
L'exploitation du pétrole et du gaz naturel en mer du Nord (Royaume-Uni et Norvège) commence à grande échelle en 1975. En effet, la hausse du prix du pétrole rentabilise l'exploitation de ces gisements, en moyenne trois à cinq fois plus coûteuse qu'au Moyen-Orient. La mise en valeur des gisements de la mer du Nord permet aux Etats propriétaires de ces ressources d'atteindre l'indépendance énergétique, et réduit également la dépendance pétrolière de la zone OCDE-Europe, qui passe de 97% en 1973 à 56% en 1999.

Evolution de la production européenne de pétrole



Source : AIE, *Balances énergétiques des pays de l'OCDE 1998-1999*, 2001

Evolution de la production européenne de gaz naturel



¹¹ Entre 1971 et 1986, la diminution de la consommation industrielle de pétrole de 32% alors que la consommation énergétique totale de l'industrie augmentait sur la même période de 1,7% prouve la substitution des énergies utilisées (source : AIE, 2001a).

¹² En 2001, l'Europe ne dispose que de 2% des réserves mondiales de pétrole et de 3,5% des réserves mondiales de gaz naturel (source : BP, 2001).

¹³ Source : ministère du commerce et de l'industrie finlandais. Données citées par M. Taisto Turunen, *Finland, Energy supply security* (DGEMP, 2000c).

Enfin, certains Etats, dont la Suède, la Finlande ou l'Autriche, valorisent les énergies nouvelles et renouvelables* (ENR)¹⁴ qui présentent l'avantage, dans des pays faiblement peuplés mais vastes ou montagneux, de contribuer assez largement à l'indépendance énergétique. Pour ces trois Etats, les ENR représentent aujourd'hui entre 21 et 29% de leur consommation d'énergie.

1.1.2.3 Le renforcement de la sécurité des approvisionnements externes

Parallèlement aux mesures permettant d'améliorer l'indépendance énergétique, les Etats d'Europe occidentale entreprennent de sécuriser leurs importations d'énergie afin de réduire le risque de survenue d'une pénurie.

Ainsi l'origine géographique des importations est-elle diversifiée au profit d'hydrocarbures exploités dans des pays n'appartenant pas à l'OPEP¹⁵, qui ont assuré l'essentiel de l'accroissement de la consommation de pétrole depuis la crise de 1973. Au sein de l'Union européenne, la part du pétrole en provenance du Moyen-Orient passe de 67% en 1973 à 28% en 1995¹⁶. Pour le gaz, la stratégie de diversification est moins poussée, dans la mesure où la demande est à l'époque plus faible et le pouvoir de marché des producteurs moins sensible que dans le cas du pétrole. Alors que l'indépendance européenne en matière gazière chute de 91% en 1973 à 56% en 1998, les importations de gaz proviennent aujourd'hui pour 41% de Russie, 29% d'Algérie, et 25% de Norvège (autres 5%).

Par ailleurs, la plupart des Etats de l'OCDE (à l'exclusion de la France dans un premier temps) se regroupent au sein de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) afin de constituer une organisation internationale des pays consommateurs destinée à contrer l'action du « cartel » des pays producteurs de pétrole¹⁷.

L'Agence internationale de l'énergie et le programme international de l'énergie : des réponses collectives à des menaces communes

Créée en novembre 1974 à l'initiative des Etats-Unis, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) est un organe autonome institué dans le cadre de l'Organisation de coopération et de développement économique (OCDE). Elle regroupait à l'origine l'ensemble des Etats de l'OCDE à l'exception de la France qui, préférant une politique de dialogue à une « confrontation » avec les pays arabes producteurs de pétrole, n'a rejoint l'AIE qu'en 1992. Aujourd'hui l'AIE, qui compte 25 Etats membres, a notamment pour objectif « d'œuvrer en faveur de politiques énergétiques rationnelles dans un contexte mondial » et surtout de « tenir à jour et améliorer des systèmes permettant de faire face à des perturbations des approvisionnements pétroliers ». En 1975 a été adopté le « Programme international de l'énergie » (PIE), panoplie complète de mesures d'urgence parmi lesquelles figurent le déstockage, des restrictions de la consommation et un plan de partage des approvisionnements. Le PIE peut être déclenché en cas de rupture de 7% des approvisionnements pétroliers, et impose aux Etats membres d'adopter dans leur législation nationale des mesures de même ordre. En 1984, l'AIE a adopté le CERM (« *Coordinated emergency response measures* ») qui peut être mis en œuvre quelle que soit l'ampleur de la rupture d'approvisionnement. L'AIE joue aussi le rôle d'un observatoire des politiques de l'énergie, activité particulièrement utile dans un contexte où le bon fonctionnement et la stabilité des marchés énergétiques requièrent une information complète et fiable.

¹⁴ Il s'agit principalement d'électricité produite à partir d'énergie hydraulique et de biomasse (environ 68% de l'électricité autrichienne et 46% de l'électricité suédoise sont produites à partir d'hydraulique).

¹⁵ En 1975, la production pétrolière de l'OPEP se montait à 28 Mb/j contre 29 Mb/j pour les non OPEP. En 1985, ces chiffres étaient respectivement de 27Mb/j et 36Mb/j, et en 2000 de 28Mb/j et 46Mb/j (source : AIE, 2001d). Voir graphique sur les parts de l'OPEP et des non-OPEP dans la production pétrolière en annexe 1.

¹⁶ Pauwels et Swartenbroekx (1998).

¹⁷ Henry Kissinger déclarait ainsi en 1973 qu'« une stratégie à long terme de l'énergie exigeait avant tout que les démocraties industrielles forment un front uni » (Henry Kissinger, *Les années orageuses*, Fayard, 1982, p. 1096).

1.2 Un objectif relativisé par d'autres préoccupations

Les politiques énergétiques menées après les chocs pétroliers ont pu faire croire que la sécurité énergétique demeurerait leur unique objectif. En réalité, l'importance qui lui a été accordée a été relativisée par la prise en compte ou l'émergence d'autres préoccupations. La plupart des Etats occidentaux considèrent ainsi que leurs politiques énergétiques poursuivent trois objectifs fondamentaux qui entretiennent des relations complexes : la sécurité de l'approvisionnement du consommateur final, la garantie d'un prix de l'énergie compatible avec la compétitivité de l'économie et le bien-être des agents, et la promotion d'un système énergétique* respectueux de l'environnement¹⁸.

L'importance relative des ces trois objectifs, distincts mais non indépendants, de la politique énergétique, dépend de la situation propre de chaque pays et du contexte énergétique international. L'intégration des contraintes de prix et de protection de l'environnement dans la définition de la sécurité d'approvisionnement, comme cela est parfois effectué, ne facilite pas l'analyse car elle assimile la sécurité d'approvisionnement à la politique énergétique dans son ensemble¹⁹. La pondération entre les trois objectifs parfois contradictoires de la politique énergétique exige de les distinguer et relève d'ailleurs de choix politiques.

Les progrès enregistrés en matière d'indépendance énergétique, la prise de conscience d'une concurrence économique internationale accrue et de la nécessité de préserver un environnement menacé, ont modifié l'importance relative accordée à chaque objectif. Il est ainsi frappant de constater que, dans le rapport 2000 de l'AIE sur les politiques énergétiques des Etats membres, les deux principaux développements sur les évolutions récentes des politiques énergétiques concernent l'ouverture des marchés et la maîtrise du changement climatique²⁰.

1.2.1 La recherche de prix de l'énergie compétitifs

La recherche de prix de l'énergie garantissant la compétitivité des entreprises et maximisant le bien-être des individus est un objectif fondamental de toute politique énergétique, mais peut entrer en conflit avec celui de sécurité énergétique.

L'objectif de compétitivité des prix limite d'abord la possibilité de rechercher l'indépendance énergétique pour garantir la sécurité énergétique. En effet, la rationalité économique peut conduire à privilégier l'importation d'une énergie moins coûteuse que celle produite sur le territoire national. C'est donc le différentiel entre les prix du marché mondial, augmentés des coûts de transport, et le coût de la production nationale qui détermine l'intérêt du recours à des importations. Or les coûts de production des énergies primaires sont généralement élevés dans les Etats occidentaux²¹. La longue période de prix bas des hydrocarbures qui a suivi le contre-choc pétrolier de 1986 a incité les entreprises à investir dans la recherche technologique pour diminuer le coût des exploitations existantes, mais a découragé les efforts d'exploration et de développement de nouvelles productions domestiques.

¹⁸ Les autorités françaises présentent régulièrement ces objectifs comme les trois piliers de leur politique énergétique (voir dans ce sens l'éditorial de Christian Pierret, Secrétaire d'Etat à l'Industrie, dans la revue *Energies et matières premières* n°16, 2^e trimestre 2001). Ils font également l'objet d'un consensus au sein de l'AIE qui a qualifié en 1993 les « 3E's » d'objectifs communs (« *shared goals* ») : « *energy security* » (sécurité énergétique), « *economic efficiency* » (efficacité économique), « *environment protection* » (protection de l'environnement).

¹⁹ C'est l'approche que privilégie notamment la Commission européenne dans le Livre vert (Commission, 2000d). Voir les concepts-clés à l'annexe 27.

²⁰ AIE (2000a).

²¹ La fourchette des coûts d'exploration-production d'un baril de pétrole brut dans le monde est large : de 1 à 5 \$/b au Moyen-Orient (moins de 1 \$ en Irak, 1 \$ en Iran et Arabie saoudite), 3 à 10 \$/b aux Etats Unis, 5 à 10 \$/b en Russie, 7 à 10 \$/b en mer du Nord (*source* : IFP, 1999).

Cette rationalité économique trouve de nombreuses applications. En témoigne la stratégie énergétique américaine, fondée sur l'importation d'une grande partie du pétrole consommé aux Etats-Unis en dépit de réserves importantes mais dont l'exploitation est très onéreuse en comparaison du pétrole de l'OPEP. Toutefois, le plan présenté par le président Bush en avril 2001 semble emprunter une voie différente de cette stratégie traditionnelle en s'appuyant principalement sur le développement de la production interne d'énergie.

Le GAO et la politique d'indépendance énergétique

Dans un rapport de 1996²², le *General Accounting Office* s'est livré à une estimation du coût économique d'une substitution très partielle du pétrole national au pétrole importé : réduire les importations pétrolières en 2005 (estimées à 11,4 millions de barils/jour) de 2 à 3,2 Mb/j aurait coûté à l'économie américaine entre 50 et 100 milliards de dollars de perte nette de PIB par an (0,5 à 1% du PIB). A l'inverse, les chocs pétroliers imposent des coûts ponctuels et sévères mais qui, lissés sur longue période et annualisés, demeurent largement inférieurs aux gains des importations. Le GAO souligne surtout qu'une substitution de la production domestique aux importations, alors qu'elle priverait le pays des bénéfices économiques des importations, ne réduirait pas pour autant substantiellement le coût des chocs pétroliers en raison de l'alignement des prix domestiques sur les prix mondiaux dans le contexte d'un marché pétrolier mondial libéralisé : en effet, tout choc sur les prix mondiaux se répercuterait sur les prix nationaux, malgré le caractère domestique de la production.

L'exemple de l'exploitation du charbon en Europe est à cet égard éloquent. La dégradation de la compétitivité du charbon européen²³, en raison de conditions géologiques difficiles et du coût élevé de la main d'œuvre, a conduit plusieurs Etats de l'Union européenne à programmer l'abandon à court terme de l'exploitation de leurs ressources qui demeurent importantes, pour privilégier l'importation d'un charbon dont le prix mondial est à la fois stable et peu élevé²⁴. La production européenne de charbon ne se maintient plus aujourd'hui qu'à l'aide de subventions publiques massives qui représentent un effort disproportionné par rapport à l'intérêt d'une production domestique, alors que les risques pesant sur les importations de charbon sont faibles.

Par ailleurs, la recherche d'une plus grande compétitivité de l'économie européenne par la baisse du prix de l'énergie n'est pas neutre en termes de sécurité énergétique : elle comporte le risque d'une stimulation de la demande d'énergie et accroît ainsi les efforts qu'il faut consentir pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

1.2.2 L'émergence de préoccupations relatives à l'environnement

1.2.2.1 La limitation des émissions polluantes

Les enjeux liés à la protection d'un environnement de plus en plus menacé par les activités humaines se sont progressivement imposés à partir du milieu des années 1980. Des actions ont d'abord été entreprises, souvent avec efficacité dès lors que la volonté politique était présente, pour s'attaquer à des problèmes tels que la pollution atmosphérique urbaine (le « *smog* » des grandes agglomérations) ou les pluies acides. Le problème principal, directement lié à la consommation énergétique, est désormais celui du réchauffement climatique de la planète²⁵, dont l'origine est assez largement attribuée aux émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines. Or 94 % des émissions de dioxyde de carbone, le principal de ces gaz, sont imputés au seul secteur énergétique, du fait de la consommation d'énergies fossiles.

²² GAO (1996).

²³ Le coût de production moyen de la houille dans l'Union européenne à 15 membres est de 150 \$/tec, pour un prix moyen sur le marché international de 40 \$/tec (*source* : Commission Européenne). Parmi les pays candidats, seuls les coûts de production de la Pologne se rapprochent du prix mondial.

²⁴ A titre d'exemple, la production charbonnière sera complètement abandonnée en France en 2005.

²⁵ Au cours du XX^e siècle, la température moyenne s'est élevée de 0,6°C, provoquant des phénomènes tels que la montée du niveau des océans, la réduction de l'épaisseur de la banquise ou encore l'avancée du désert dans les zones arides. *Source* : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (IPCC), instance internationale d'expertise scientifique créée en 1988 sous l'égide des Nations Unies. Pour la description actualisée des changements climatiques, voir IPCC (2001).

L'alerte scientifique a été rapidement suivie d'une prise de conscience de cette menace au niveau international. L'objectif de lutte contre le réchauffement climatique a conduit aux grandes conférences internationales de Rio en 1992, Berlin en 1995 et Kyoto en 1997.

L'Union européenne et le protocole de Kyoto

La Convention cadre sur le changement climatique adoptée au Sommet de la Terre, à Rio de Janeiro en 1992, s'est traduite par l'engagement des pays développés à réduire leurs émissions de six gaz à effet de serre.

Le Protocole de Kyoto, adopté en décembre 1997, doit constituer l'outil juridiquement contraignant encadrant les émissions pour la décennie 2000-2010. L'Union européenne s'est engagée à réduire, d'ici à 2008-2012, ses émissions de 8% par rapport au niveau de 1990 (Etats-Unis : 7%, Japon : 6%). Le Protocole prévoit des mécanismes de flexibilité spatiale et temporelle, permettant notamment l'acquisition de droits d'émission auprès d'Etats dont les émissions seraient inférieures à leurs quotas. L'accord trouvé lors de la Conférence de Marrakech (novembre 2001) ouvre la voie à la ratification du Protocole qui n'entrera en vigueur que lorsque 55 pays représentant au moins 55 % des émissions des pays de l'annexe I (OCDE et pays d'Europe centrale et orientale) l'auront ratifié.

Les Etats membres de l'Union européenne envisagent de ratifier le Protocole au cours de l'année 2002. Ils se verront assigner, par le biais d'une directive qui devrait être adoptée d'ici 2003, des objectifs chiffrés pour les six gaz figurant dans le protocole et devront mettre en œuvre des programmes nationaux afin de parvenir aux engagements auxquels ils ont souscrits. La Commission européenne a récemment proposé la mise en place d'un marché européen de permis négociables qui risque toutefois de se heurter à de fortes réticences des Etats membres dans la mesure où il pourrait conduire indirectement à la remise en cause de leur bilan énergétique, sujet des plus sensibles.

Les préoccupations environnementales vont le plus souvent de pair avec l'objectif de sécurité énergétique, mais sont parfois plus difficilement conciliables avec l'objectif de compétitivité. Les moyens envisagés pour réduire les émissions polluantes contribuent également à la maîtrise de la dépendance énergétique : moindre consommation globale d'énergie par l'amélioration de l'efficacité énergétique, et substitution de sources d'énergie n'émettant pas de gaz à effet de serre (nucléaire, énergies nouvelles et renouvelables), qui sont également des énergies domestiques, aux hydrocarbures que la plupart des Etats de l'Union européenne sont contraints d'importer.

L'objectif de préservation de l'environnement peut cependant contrarier celui de sécurité d'approvisionnement. Ainsi, l'intervention de l'Etat pour imposer des contraintes environnementales peut créer des distorsions importantes entre les énergies et risquer de concentrer la demande énergétique sur un éventail restreint de produits : le charbon, source d'énergie sur laquelle pèsent pourtant peu de risques, fait ainsi l'objet d'une large désaffection en Europe en raison de ses rejets polluants²⁶. La stratégie de diversification des énergies, pour répartir les risques et accroître la sécurité d'approvisionnement, trouve ainsi une limite en raison des contraintes environnementales.

De la même manière, la fixation de normes environnementales exigeantes, sans délai d'adaptation suffisant, peut créer ponctuellement des tensions sur les marchés énergétiques. L'industrie européenne du raffinage doit ainsi consentir d'importants investissements pour s'adapter à des normes plus strictes sur les carburants²⁷. De même, l'introduction de nouvelles spécifications sur les produits pétroliers finis aux Etats-Unis en 2000 a engendré des tensions sur la disponibilité des produits, contribuant à la baisse des stocks et à la montée des prix des distillats*, qui a, à son tour, pesé sur les cours du brut. Enfin, les refus d'autorisation de construction de nouvelles unités de production d'énergie en Californie, du fait d'une plus grande sévérité des normes environnementales, ont été l'une des causes de la crise d'approvisionnement électrique dans cet Etat²⁸.

²⁶ La quantité de dioxyde de carbone varie considérablement selon les filières de production électrique (en tonnes par GWh) : charbon 964, pétrole 726, gaz naturel 484, nucléaire 8, éolien 7,5 (source : AIE).

²⁷ Programme Auto-Oil qui s'applique en deux étapes, en 2000 et 2005 : directives 98/70/CE et 98/69/CE du 13 octobre 1998, relatives respectivement à la qualité des carburants et aux émissions des véhicules particuliers et utilitaires légers. A titre d'exemple, la teneur maximale en soufre de l'essence, auparavant de 500 ppm, a été ramenée à 150 ppm en 2000 et sera de 50 ppm en 2005.

²⁸ Voir l'encadré en 2.1.1.2.

1.2.2.2 La contestation de l'énergie nucléaire

La production d'électricité d'origine nucléaire a représenté un instrument essentiel de la politique de sécurité énergétique de certains Etats européens après les chocs pétroliers, en raison du caractère « domestique » de cette énergie²⁹. La contestation croissante de ce mode de production d'énergie modifie cependant la place qui lui est accordée en Europe, au risque de contrevenir à l'objectif de sécurité énergétique initial³⁰.

De nombreuses interrogations persistent en effet sur les conséquences environnementales de l'utilisation de l'énergie nucléaire, qu'il s'agisse du traitement des déchets (lieux de stockage, durée de radioactivité), ou des risques écologiques encourus (crainte de la survenue sur le territoire européen ou à ses frontières d'un incident semblable à celui de Three Miles Island, Pennsylvanie, en 1979, ou d'un accident nucléaire majeur, tel que celui de Tchernobyl en 1986).

Devant cette contestation, plusieurs Etats se sont engagés depuis la fin des années 1980 dans une sortie progressive du nucléaire, par le non-renouvellement de leur parc le plus souvent, laissant à penser que la pression de l'opinion publique sur cette question était plus forte que la nécessité de limiter la dépendance énergétique. C'est ainsi que l'Italie a choisi par référendum de fermer ses deux centrales nucléaires en 1987. L'exemple le plus frappant est cependant celui de l'Allemagne qui a décidé en 1999 de renoncer totalement à l'énergie nucléaire à horizon de 20 ans³¹. Si la production d'énergie nucléaire se développe dans le reste du monde (Russie, Chine, Japon), seule la Finlande semble, en Europe, s'engager aujourd'hui vers une extension de son parc nucléaire avec la construction éventuelle d'une cinquième centrale.

1.3 Nouveau contexte, nouvelle approche de la sécurité énergétique

Une profonde mutation du contexte géopolitique et économique dans les années 1980-1990 remet en cause le paradigme fondamental de l'indépendance énergétique comme fondement des politiques de sécurité énergétique.

1.3.1 Un système géopolitique international plus unifié

Le système géopolitique international d'après 1945 avait transformé l'énergie et notamment le commerce des hydrocarbures en enjeu politique. La **Guerre froide** avait poussé les pays producteurs à s'aligner sur l'un des blocs³² et à mener des politiques relevant de considérations davantage politiques qu'économiques. La logique des blocs avait empêché en partie les pays consommateurs de recourir, au besoin, à l'intervention militaire comme moyen ultime de sécurisation de leurs approvisionnements. De même, le processus de **décolonisation** et l'émergence du Tiers Monde comme force politique avaient poussé les pays producteurs à revendiquer la propriété de leurs ressources naturelles. L'épisode de la crise de Suez, qui a provoqué une rupture partielle d'approvisionnement, en constitue un bon exemple³³. Enfin

²⁹ L'uranium nécessaire à la production d'électricité nucléaire est certes importé, cependant la part du combustible dans le coût de production d'un kWh est très faible (10%) et l'approvisionnement n'est pas soumis à des risques significatifs : l'offre mondiale est abondante par rapport au volume utilisé, la répartition géographique des réserves écarte le risque géopolitique, et la possibilité de stockage du minerai permet de prévenir d'éventuelles crises. La production d'énergie nucléaire peut donc être largement assimilée à une production domestique.

³⁰ D'après un sondage IPSOS réalisé en mars 1999 en Allemagne, France, Espagne et Royaume-Uni, seuls 14% des sondés sont favorables à la poursuite du développement de l'énergie nucléaire, 48% préfèrent le statu quo et 33% en souhaitent l'abandon complet.

³¹ Voir encadré en 2.2.1.

³² Ainsi la présence de bases soviétiques à Aden du fait de l'alignement du nord Yémen sur l'URSS faisait peser un risque sur le détroit de Bab-El-Mandeb malgré la convention de 1982 et la présence de forces françaises à Djibouti.

³³ Lors de la crise de Suez, certains pays arabes du Moyen et Proche-Orient ont manifesté leur soutien à l'Egypte notamment par le sabotage d'oléoducs acheminant le pétrole vers la Méditerranée. Ces actions ont abouti à une

l'énergie, en particulier le pétrole, avait été utilisée comme **arme politique** : la crise de 1973 peut ainsi être aussi bien interprétée comme une action politique des pays arabes à l'encontre des pays occidentaux soutenant Israël, que comme la tentative des pays propriétaires des réserves pétrolières de modifier le partage de la rente en leur faveur.

Le bouleversement du système international initié par la disparition de l'Union soviétique au début des années 1990 a considérablement modifié les conditions, la réflexion et les politiques relatives à la sécurité énergétique. La guerre du Golfe a démontré qu'il était désormais possible à une coalition *ad hoc* d'intervenir militairement en cas de menace grave pesant sur des sources d'approvisionnement pétrolier (l'Irak et le Koweït représentaient en 1990 près de 20% de la production mondiale).

L'utilisation de l'énergie comme instrument de pouvoir par un ou plusieurs pays producteurs n'a jamais vraiment fait la preuve de son efficacité et semble aujourd'hui moins probable. Ainsi la réduction des exportations de pétrole destinées aux alliés d'Israël en 1973³⁴ n'a duré que quelques semaines et ne s'est jamais reproduite à un tel niveau depuis³⁵. Par la suite, les chocs de 1979-1980 et 1990-91 n'ont pas été la conséquence d'un affrontement entre pays producteurs et pays consommateurs, mais celle d'une crise géopolitique interne au Moyen-Orient.

Il apparaît, en outre, que les conditions dans lesquelles l'utilisation des sources d'énergies - en premier lieu du pétrole - comme facteur de puissance se sont considérablement modifiées. L'évolution du régime de la propriété des hydrocarbures, avec la réouverture progressive de l'amont³⁶ des pays producteurs a entamé le contrôle unilatéral de la ressource par ces Etats et diminué, de ce fait, leur capacité d'en user à des fins politiques. Le pouvoir de l'OPEP s'est par ailleurs amenuisé en raison de la diminution de sa part dans les exportations mondiales³⁷, conséquence de la politique de prix élevés qu'elle a pratiquée (effet « boomerang » au profit des « NOPEP »* tels que la Norvège, le Royaume-Uni, ou le Mexique).

La confiance désormais accordée aux mécanismes de marché a modifié les relations entre pays producteurs, compagnies nationales et opérateurs internationaux. Cette relation triangulaire est aujourd'hui largement influencée par des considérations économiques davantage que par une approche en termes de puissance politique. Certains pays producteurs ont, à cet égard, engagé un mouvement de privatisation de leurs sociétés nationales ou du moins d'ouverture aux investissements étrangers³⁸. Ainsi, le Brésil a ouvert le capital de Petrobras à 49,9% et de nombreuses compagnies nationales s'internationalisent en développant des activités à l'étranger pour s'assurer des débouchés³⁹.

Cette utilisation de l'énergie comme arme politique est enfin plus hypothétique en raison de la dépendance des pays producteurs en voie de développement et à forte croissance démographique à l'égard de la rente pétrolière. Le cas de l'Arabie Saoudite est une illustration typique de cette évolution : le taux de chômage y est de 25%, le PIB par habitant du royaume a chuté de 16 500\$ à 6000\$ entre 1981 et 2000, tandis que la population est passée de 9 à 22 millions d'habitants, alors que la dépendance budgétaire à l'égard de la rente pétrolière demeure

rupture des approvisionnements en pétrole de 2 Mb/j soit 11,4% de la consommation mondiale (voir le tableau des crises d'approvisionnement pétrolier à l'annexe 7).

³⁴ Le 16 octobre 1973, les producteurs arabes de l'OPEP réunis à Koweït réduisent leur production et donc leurs ventes aux pays qui apportent leur aide à Israël « jusqu'à ce qu'Israël se soit complètement retiré des territoires arabes occupés en 1973 ». Cette décision conduit à une perte de 1,6 Mb/j, soit 2,8% de la consommation mondiale de pétrole de l'époque.

³⁵ Nouschi (1999).

³⁶ Voir 3.1.1.

³⁷ Voir le graphique à l'annexe 1.

³⁸ Babusiaux (1999).

³⁹ L'Aramco saoudienne et la PDVSA* vénézuélienne prennent des participations dans le raffinage et la distribution en Europe, la CNPC* chinoise est opératrice au Soudan et au Kazakhstan. En matière gazière, la Sonatrach algérienne a récemment annoncé sa volonté de nouer des partenariats dans la production électrique italienne.

de 80%. Une utilisation politique du pétrole qui impliquerait des pertes de recettes budgétaires, comme en 1956, apparaît très improbable aujourd'hui. Enfin, depuis 1973, les restrictions d'offre sur le marché du pétrole ont été davantage le fait de décisions de la communauté internationale (notamment l'embargo à l'égard de l'Irak depuis 1990) que de retraits unilatéraux de pays producteurs.

1.3.2 La banalisation de l'énergie comme matière première par le développement des marchés mondiaux

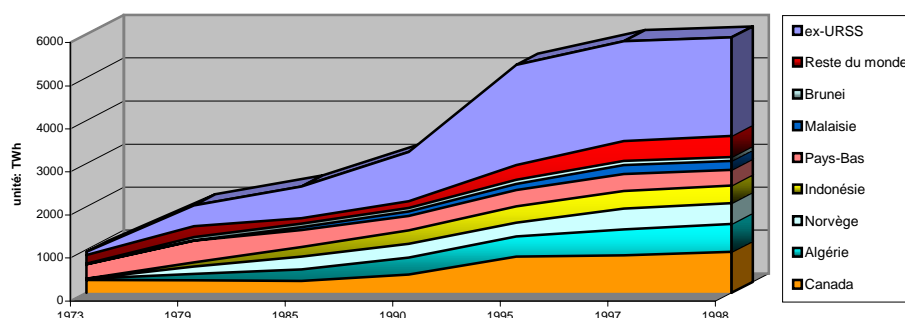
Depuis le début des années 1980, la scène énergétique mondiale a connu une profonde restructuration avec le **passage d'un système encore largement administré à une organisation de marché**. C'est ainsi que se sont progressivement constitués de vrais marchés de biens, plus flexibles, plus profonds, plus larges, avec une ouverture graduelle à la concurrence.

Cette évolution considérable a d'abord et surtout affecté le **pétrole**. Avant la prise de contrôle des ressources pétrolières par les pays producteurs dans les années 70, la quasi-totalité des échanges s'effectuait dans le cadre de contrats à long terme avec des opérateurs internationaux très intégrés. Aujourd'hui les quantités de pétrole se négocient encore pour l'essentiel par le biais de contrats de gré à gré et de façon minoritaire sur le marché, mais les prix de la plupart des transactions sont indexés sur le prix des marchés au comptant (marché *spot*). Alors que seulement 1% des échanges s'effectuaient sur le marché *spot* en 1973, ce chiffre était de 20% en 1980 et représente plus du tiers aujourd'hui. Les instruments de couverture contre le risque de fluctuation des cours sont apparus en 1989 avec les contrats à terme (*futures*) sur les bourses de New York (NYMEX) et de Londres (IPE) et avec les produits dérivés (*options* et *swaps*). L'OPEP a d'ailleurs abandonné officiellement toute volonté d'administration directe du prix et mis en place un système de quotas de production pour tenter d'influer sur le prix – système plus aléatoire et moins efficace.

L'émergence d'un marché pétrolier mondial a été rendue possible par le faible coût du transport du pétrole (environ 1 dollar la tonne quelque soit la distance) et le grand nombre d'intermédiaires sur le marché. Ce marché a contribué à fluidifier les échanges et à diversifier les réponses possibles à une rupture physique, contribuant ainsi à la sécurité des approvisionnements. A cet égard, on peut considérer que la relative stabilité des prix au moment de la guerre du Golfe et le retour très rapide à des prix modérés sont dus notamment à l'existence de marchés à terme.

En ce qui concerne le **gaz naturel**, même si les marchés sont encore largement régionaux (marché européen, Asie, Amérique) en raison des coûts de transport fonction de la distance et des échanges régis par des contrats de long terme, l'offre mondiale s'est fortement accrue et diversifiée.

Principaux exportateurs de gaz naturel



Source : Observatoire de l'énergie d'après AIE et OCDE

La question de la détermination des prix mondiaux des matières fossiles⁴⁰ reste ouverte. Certes l'Arabie Saoudite, en acceptant de jouer le rôle de producteur d'ajustement, c'est à dire du producteur qui, au sein de l'OPEP, s'adapte à la demande mondiale, joue un rôle essentiel dans la régulation des prix⁴¹. Mais **le pouvoir de l'Arabie Saoudite et de l'OPEP, en général, sur la détermination du prix n'est pas évident**. La situation de l'OPEP est aujourd'hui délicate et son pouvoir est sans doute beaucoup plus faible qu'auparavant car son contrôle de la ressource est plus réduit, et la discipline en son sein demeure précaire⁴². Les disponibilités financières des pays possédant les plus grosses réserves ayant été affectées par la guerre Iran-Irak et les remboursements de la guerre du Golfe, les recettes issues des hydrocarbures sont vitales. De plus, la baisse des prix du pétrole en 1999 et à l'automne 2001 a contraint l'OPEP à rechercher le soutien de la Russie, de la Norvège et du Mexique afin d'exercer une influence sur les prix. Mais cette association s'est souvent révélée trompeuse car ces derniers ont adopté un comportement de « passager clandestin »⁴³.

1.3.3 Des marchés intérieurs de l'énergie libéralisés

1.3.3.1 L'ouverture des marchés nationaux

L'évolution des marchés mondiaux de l'énergie s'est accompagnée de l'ouverture des marchés nationaux. Au cours des années 1980, les marchés pétroliers des grands pays ont été réformés à l'instar des Etats-Unis et de la France où la loi du 31 décembre 1992⁴⁴ a supprimé le monopole délégué créé par la loi de 1928 ainsi que les autorisations d'importation, de raffinage et de distribution. Par ailleurs, l'Etat s'est désengagé des deux grandes entreprises pétrolières françaises (Total et Elf Aquitaine) et se contente désormais de déterminer les intérêts nationaux et les grandes orientations stratégiques.

De même, les marchés de l'électricité et du gaz ont été progressivement libéralisés. Au Royaume-Uni, par exemple, la privatisation a précédé la libéralisation : privatisation de *British Gas* en 1986 puis division du *Central Electricity Generating Board* en trois blocs dont un gérant le réseau depuis 1988.

1.3.3.2 La création d'un marché intégré de l'énergie en Europe

Dans l'Union européenne, la libéralisation a reçu une nouvelle impulsion avec les directives « Electricité » de 1996 et « Gaz » de 1998⁴⁵, qui sont les étapes de la création d'un véritable marché intérieur de l'énergie à l'échelle européenne.

Les bases juridiques de l'ouverture du marché intérieur

L'Europe a commencé à se construire avec l'énergie (le charbon et l'énergie atomique avec les traités CECA* et CEEA*) mais aucune disposition ne reconnaît de compétences spécifique à la Communauté européenne en matière d'énergie. La question énergétique est en fait abordée comme toute question économique par le biais de dispositions spéciales (CECA ou dispositions sur les réseaux de transport européens) ou des règles générales relatives au fonctionnement du marché, au développement technologique, aux relations extérieures, à la fiscalité ou encore à l'environnement.

⁴⁰ Pétrole, mais aussi gaz naturel dans la mesure où le prix de cette énergie est encore largement indexé sur celui du pétrole : voir 2.1.1.2.

⁴¹ Selon Robert Mabro, directeur de l'Oxford Institute for Energy Studies, l'Arabie et le marché se partagent pour moitié la détermination des prix du brut, l'Arabie pour les deux premiers chiffres avant la virgule, le marché pour les deux autres...

⁴² Voir par exemple l'attitude du Vénézuéla et surtout de sa compagnie nationale PDVSA, avant l'arrivée au pouvoir de Hugo Chavez en février 1999, qui dépassait largement ses quotas pour maximiser ses recettes à court terme et entra en conflit avec les autres membres de l'organisation.

⁴³ En 1999, les NOPEP ont pour la plupart maintenu leur production tout en bénéficiant de la remontée des prix.

⁴⁴ Loi 92-1443 du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier.

⁴⁵ Directives 96/92/CE et 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 et du 22 juin 1998 concernant respectivement des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et pour le marché intérieur du gaz naturel.

De fait, la réalisation du marché intérieur s'appuie sur deux grands types d'instruments : l'application de la politique de la concurrence et les directives de libéralisation du marché intérieur. Ces deux instruments bénéficient de bases juridiques solides : les articles de 81 à 86 TCE pour la politique de la concurrence et les articles 94 à 97 TCE pour le marché intérieur. La politique de concurrence, étayée par une vision intégratrice de la CJCE, a constitué un relais complémentaire ou un substitut efficace à la politique d'achèvement du marché intérieur. Cette libéralisation est loin d'être achevée car elle bute sur les retards de transposition des directives par certains Etats. Les Etats membres ont décidé d'une accélération du processus lors des conseils européens de Lisbonne du 23 et 24 mars 2000, mais les directives proposées par la Commission ont été rejetées un an plus tard lors du Conseil européen de Stockholm.

Cette libéralisation apparaît, pour beaucoup d'observateurs, intrinsèquement favorable à la sécurité des approvisionnements, d'autant qu'elle prévoit le maintien de dispositions spécifiques à la sécurité des approvisionnements.

L'ouverture du marché intérieur de l'énergie en Europe peut être considérée comme un **apport positif à la sécurité des approvisionnements**, même si cet apport doit être nuancé selon les énergies. En effet le marché, s'il est suffisamment concurrentiel, permet aux agents économiques, grâce au « signal prix », d'anticiper d'éventuelles difficultés d'approvisionnement. Les agents sont ainsi incités à de meilleurs arbitrages et à des allocations de ressources plus optimales par le choix d'autres fournisseurs, le lancement de nouveaux investissements devenus rentables, des comportements plus économes des consommateurs ou le recours à des produits substituables. Le développement de la concurrence contraint les entreprises à davantage d'efficacité pour accroître leur compétitivité, et la fin des monopoles, en supprimant les rentes, ne fait supporter au consommateur final que le juste coût de son approvisionnement. Enfin, l'entrée de nouveaux opérateurs accroît le dynamisme du marché et permet une diversification des approvisionnements ainsi qu'une flexibilisation accrue, à terme, des contrats de fourniture d'électricité voire de gaz.

Toute rupture physique d'approvisionnement peut alors se traduire immédiatement au niveau des prix. Il n'est alors plus question de problèmes d'approvisionnement mais d'un **choc de prix** sur un marché dont la profondeur permet d'amortir les effets.

Outre son apport direct à la sécurité énergétique, la libéralisation des marchés intérieurs n'a pas empêché le **maintien de dispositions nationales destinées à garantir la sécurité d'approvisionnement**. Ainsi, en matière pétrolière, la loi française impose un certain nombre d'obligations⁴⁶ qui auraient pu être jugées contraires au droit européen de la concurrence. De même, la privatisation des entreprises du secteur n'a pas empêché la mise en place de dispositifs permettant d'éviter qu'un groupe énergétique national soit entièrement absorbé par des groupes étrangers, ce qui serait considéré comme un facteur de risque pour la sécurité des approvisionnements, notamment en cas de crise. La CJCE a d'ailleurs légitimé, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, les mesures prises par le gouvernement irlandais pour obliger tout importateur de produits pétroliers à acheter un certain pourcentage de ses besoins auprès de la raffinerie nationale⁴⁷.

Les directives laissent la liberté aux Etats membres de prendre des dispositions de précaution. Ainsi, la législation communautaire prévoit la possibilité de l'insertion de clauses particulières dans les contrats ou l'imposition de réglementations de nature à assurer un certain nombre d'**obligations de service public** pour garantir, notamment, une meilleure sécurité d'approvisionnement⁴⁸.

⁴⁶ Stockage stratégique, réglementation ou suspension des importations et exportations de pétrole en cas de guerre ou de tension internationale grave, et obligation pour chaque raffineur de disposer d'une capacité de transport maritime sous pavillon français égale à 5% des quantités de pétrole brut qu'il traite.

⁴⁷ Arrêt du 10 juillet 1984, *Campus Oil et autres c/ Ministère de l'énergie et de l'industrie*.

⁴⁸ Voir 3.3.2.

1.3.4 La modification du paysage industriel et des formes de concurrence participe à la sécurité énergétique

Si les opérateurs ont toujours mené de façon simultanée l'exploration et la production de pétrole et de gaz, et effectuent en association la plupart des investissements lourds pour diversifier les risques, le phénomène prend une ampleur différente aujourd'hui. Les pétroliers sont présents sur le marché britannique du gaz, plusieurs sont partenaires de l'Interconnector de Bacton-Zeebrugge⁴⁹. Les entreprises Exxon, Texaco, Total, Amoco développent une stratégie de participation dans le secteur de la production électrique afin notamment de capter une partie de la rente liée au développement du gaz.

Par ailleurs, les préoccupations liées à la préservation de l'environnement ont amené de nombreuses entreprises, pour des raisons d'image mais aussi pour profiter des opportunités nouvelles et diversifier leurs activités, à s'engager dans la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables⁵⁰. Les grandes sociétés gazières, pétrolières voire électriques (EDF) prennent ainsi, dans ce contexte d'ouverture des marchés, des orientations qui pourraient leur permettre de devenir dans quelques années des groupes mondiaux multi-énergies.

Ce phénomène de diversification va de pair avec une tendance très forte à la concentration des grands groupes énergétiques. Les groupes pétroliers ont engagé des stratégies de fusion-acquisition d'une ampleur inédite initiées avec l'accord BP-Amocco de 1998 puis les fusions de Total-Fina-Elf, d'Exxon-Mobil, et, très récemment, de Chevron-Texaco. Cette évolution est justifiée par la recherche d'économies d'échelles et de possibilités accrues de rentabilité.

Ce nouveau paysage industriel constitue un élément de l'approche des questions de sécurité énergétique dans la mesure où ces phénomènes de concentration, qui permettent une diversification des risques, des portefeuilles d'activité, des zones de production et de distribution, ainsi que des capacités accrues d'investissement pour le futur, sont un facteur positif pour la stabilité du marché, l'accroissement de l'offre mondiale et donc la sécurité des approvisionnements.

L'apparition d'un nouveau contexte, tant géopolitique qu'économique, a profondément modifié l'approche de la problématique de la sécurité énergétique et les cadres d'action des politiques publiques. Bien que cette évolution du contexte de la sécurité énergétique ait également affecté la nature des risques pesant sur l'approvisionnement énergétique, les pouvoirs publics doivent prendre en compte, dans le cadre d'une dépendance croissante, la persistance de risques tant structurels que de court terme qui peuvent avoir des conséquences importantes sur la bonne marche des économies.

⁴⁹ L'Interconnector est une société de droit anglais créée en 1994 pour construire et gérer un gazoduc sous-marin entre Bacton en Angleterre et Zeebrugge en Belgique, et dont le capital regroupe de nombreux groupes spécialisés dans l'énergie : BP, Conoco, Total-Fina-Elf, Gazprom, Ruhrgas, etc.

⁵⁰ Ainsi Shell a construit en 2000 une ferme éolienne *offshore* à Blyth près de Newcastle d'une capacité de 4 MW qui fournit de l'électricité à 3000 foyers.

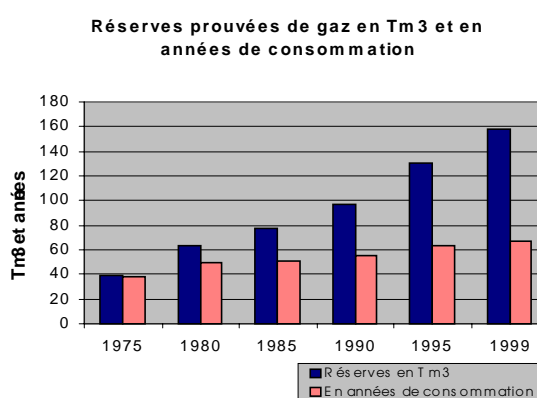
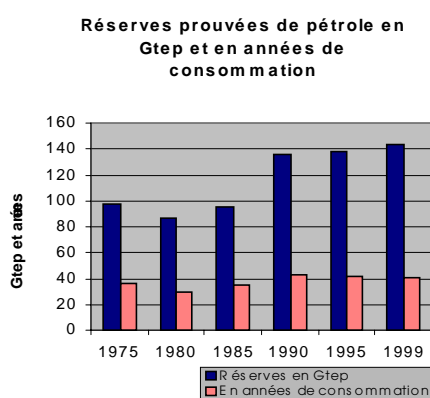
2 DES RISQUES TOUJOURS PRÉOCCUPANTS DANS LE CADRE D'UNE DÉPENDANCE ACCRUE

2.1 Une sécurité énergétique qui reste menacée

2.1.1 Des risques structurels pesant sur les systèmes énergétiques

2.1.1.1 Le risque d'épuisement physique des ressources énergétiques s'est éloigné

Si les réserves de charbon et d'uranium sont très abondantes (250 ans au rythme actuel de consommation), le thème de l'épuisement des réserves d'hydrocarbures revient périodiquement⁵¹. Pourtant, à long terme, ces craintes semblent infondées tant l'horizon de l'épuisement des ressources en hydrocarbures est régulièrement repoussé. De 38 ans en 1975 pour le pétrole, il est aujourd'hui d'un peu plus de 40 ans de consommation au rythme actuel. Alors qu'en 1975 on estimait que les réserves en gaz seraient épuisées avant 2015, l'échéance est reportée aujourd'hui au-delà de 2060.



Source : IFP et BP pour le pétrole, IFP et Cedigaz pour le gaz

Les réserves de pétrole : de quoi parle-t-on ?

Plusieurs termes recouvrant des concepts assez différents sont utilisés pour parler des réserves de pétrole (voir formalisation graphique en annexe 2). Il s'agit tout d'abord du « pétrole en place » qui est la somme de toutes les quantités de pétrole qui existeraient dans l'écorce terrestre, avant tout début d'extraction (estimation scientifique à partir de la géologie). Il s'agit ensuite des « ressources ultimes récupérables », produit du pétrole en place par le taux de récupération qui dépend des prévisions relatives au progrès technologique. Les « réserves récupérables », sont égales à la différence entre les « découvertes » (somme des quantités de pétrole effectivement identifiées et délimitées depuis l'origine) et la production de pétrole cumulée depuis l'origine. Enfin, les spécialistes des hydrocarbures prennent aussi en considération les « réserves restant à découvrir » et les « réserves non-conventionnelles ». Si ces concepts font l'unanimité, l'évaluation des quantités de pétrole que recouvrent ces différentes catégories fait débat. Ainsi, l'estimation des réserves ultimes récupérables varie de 1800 Gb (AIE) à 4500 Gb (Département américain de l'énergie), et le volume des réserves non conventionnelles leur volume est estimé entre 800 Gb (US Geological Survey) et 15000 Gb (DOE)⁵²...

Source : CAE (2001)

Toutefois, ce calcul en termes d'années de consommation n'est pas très pertinent car il suppose une consommation constante sur longue période, ce qui est improbable, et une absence de nouvelles découvertes ou de progrès technologique améliorant la récupération, ce qui l'est tout autant. En effet, entre 1965 et 2000, la consommation mondiale de pétrole est passée de 31 Mb/j à 76Mb/j et, d'après l'AIE, la demande mondiale atteindra 115 Mb/j en 2020. Celle de gaz naturel devrait quant à elle augmenter de 2,7% par an entre 1997 et 2020 (voir graphiques en

⁵¹ En 1923, le suédois Arrhenius, prix Nobel de chimie, envisageait déjà avec inquiétude l'épuisement des réserves dans un délai de 20 ans...

⁵² Pour les controverses sur les estimations des réserves, voir Seiley (2000).

annexes 3 et 4)⁵³. En rapportant l'estimation des réserves à la consommation anticipée pour 2020, elles ne seraient plus que de 21 ans de consommation ! En cas de stagnation des réserves disponibles, cela signifierait que l'horizon de l'épuisement des ressources se rapprocherait très rapidement.

Cependant, plusieurs facteurs de nature technologique contribuent à reculer l'horizon de l'épuisement des réserves. Le développement de techniques innovantes permet la découverte à moindre coût de nouveaux gisements d'hydrocarbures et rend possible l'exploitation de pétroles difficiles, pétroles non-conventionnels* (gisements de l'Orénoque au Venezuela ou de l'Athabasca au Canada⁵⁴) ou gisements sous-marins (*offshore* profond ou très profond). Enfin, le progrès technique permet d'améliorer le taux de récupération des réserves : son accroissement de 1% permettrait de fournir une quantité d'hydrocarbures équivalente à celle consommée annuellement dans le monde aujourd'hui⁵⁵.

Cela ne signifie pas pour autant que la disponibilité des hydrocarbures soit infinie car le taux de renouvellement des réserves fléchit depuis quelques années, ce qui explique que le ratio réserves/consommation se stabilise alors qu'il augmentait jusqu'à présent. S'il s'avère sans doute à peu près impossible de fixer un horizon éventuel d'épuisement du pétrole, le ratio de réserves de pétrole serait dès lors plutôt de 85 ans si l'on tenait compte des réserves à découvrir mais très probables⁵⁶. La question de la limitation des ressources en hydrocarbures se réduirait en fait à un problème technologique (progrès technique permettant l'exploitation d'un continuum de ressources toujours plus difficiles d'accès) et économique (taux de retour sur investissement qui dépend du prix du baril sur le marché) déterminant les investissements des entreprises.

2.1.1.2 Les effets équivoques de la réforme des marchés de l'énergie

La sécurité énergétique a parfois été invoquée pour ralentir le mouvement d'ouverture des marchés ou protéger des spécificités nationales, telles que les aides d'Etat à la production charbonnière en Allemagne ou le maintien de monopoles publics en France. Alors que cette mutation majeure est désormais bien engagée, il n'est plus guère contesté qu'au delà de sa contribution positive à la sécurité d'approvisionnement⁵⁷, les conséquences attendues de la libéralisation sont équivoques.

2.1.1.2.1 Les risques associés à la libéralisation des marchés énergétiques

La libéralisation des marchés de l'énergie a favorisé une volatilité accrue des prix qui peut être aussi néfaste pour l'économie que la persistance d'un niveau de prix élevé. Le manque de visibilité qui en résulte limite l'incitation des entreprises du secteur énergétique à consentir les investissements nécessaires pour satisfaire les besoins futurs. Cette volatilité est, par ailleurs, favorisée par le développement d'opérations financières – spéculation, couverture de risque, arbitrage – et l'accroissement du poids des anticipations dans les variations de cours, alors qu'il reste difficile de prévoir correctement tant les quantités offertes sur le marché que les évolutions de la demande à court-moyen terme⁵⁸.

⁵³ C'est dans les pays asiatiques que la croissance de la demande d'énergie sera la plus forte, avec une croissance de 3,7% par an sur la 1997-2020. La consommation mondiale de gaz naturel devrait augmenter de 2,7% par an sur cette période et celle de la Chine de 7% par an d'ici 2020. *Source* : AIE (2000d).

⁵⁴ Il s'agit d'hydrocarbures d'une densité supérieure aux pétroles conventionnels. L'estimation du coût d'exploitation de ces huiles est aujourd'hui d'environ 15\$/b alors qu'il était il y a quelques années de 30\$.

⁵⁵ Commission européenne (1999a).

⁵⁶ CAE (2001). Pour d'autres experts, d'importantes réserves restent à découvrir, notamment dans l'Atlantique équatoriale (*source* : IFP).

⁵⁷ Voir 1.1.3.

⁵⁸ On observe ainsi que la volatilité des prix du brut est plus importante que pour la plupart des autres actifs (matières premières ou valeurs financières), et que se manifeste depuis 1992 un certain parallélisme entre l'augmentation du poids des fonds d'investissement sur le marché pétrolier et l'accroissement de la volatilité des

De manière plus générale, la libéralisation peut inciter les opérateurs à privilégier une logique de court terme au détriment du volume et de la qualité des investissements de long terme. Au-delà des évolutions tendancielle, l'existence de pics de demande, qu'il est difficile de prévoir avec exactitude, exige le maintien de surcapacités de production, notamment pour l'électricité qui ne peut être stockée, dont il n'est pas certain que les opérateurs privés acceptent spontanément la charge sur un marché concurrentiel. La recherche de la rentabilité rapide des investissements peut enfin conduire à délaisser des filières intensives en capital (nucléaire) ou dont la rentabilité est jugée encore insuffisante (certaines énergies renouvelables). Se profile alors le risque que les choix d'investissements concentrent la production d'électricité sur une seule source d'énergie, en l'occurrence le gaz en raison de sa rentabilité élevée, accroissant ainsi la vulnérabilité des économies aux risques pesant sur son approvisionnement.

Les risques associés à la libéralisation des marchés énergétiques varient selon l'énergie considérée et la structure de chaque marché. Alors que la multiplication des opérateurs électriques, attendue de la libéralisation, favorise la sécurité d'approvisionnement, le marché du gaz naturel demeure pour l'essentiel, en Europe, un marché de distribution de gaz importé. Il peut alors exister un risque à rechercher l'atomisation des acheteurs face à des vendeurs en position oligopolistique (Russie, Algérie et Norvège) et qui n'envisagent pas d'assouplir leur propre organisation monopolistique interne⁵⁹.

2.1.1.2.2 Les risques attachés aux conditions dans lesquelles s'opère la libéralisation des marchés européens

Si libéralisation et déréglementation sont souvent assimilées, l'ouverture des marchés à la concurrence se traduit en fait par l'édiction de règles nouvelles qui doivent dès lors intégrer la problématique de la sécurité d'approvisionnement. Dans le secteur électrique, les difficultés de la Californie ont fourni le contre-exemple typique d'une libéralisation mal conduite ayant abouti à une grave crise d'approvisionnement.

La crise énergétique californienne

Engagée en 1996 afin de réduire l'écart de prix de 30 à 50% qui perdurait avec le reste des Etats-Unis, la libéralisation du secteur de l'électricité dans l'Etat de Californie a accumulé les erreurs qui ont conduit à la crise énergétique qui sévit depuis 1999. A la hausse de 300% du prix de vente du kWh se sont ajoutées à partir de décembre 2000 des ruptures et des restrictions d'approvisionnement électrique sans précédent.

Face à une demande en forte croissance (10% entre 1996 et 2000), l'offre n'a augmenté que de 2% en raison des défauts d'investissement de capacité et de transport, les opérateurs privés ayant été dissuadés par des normes environnementales strictes et de fortes résistances à la construction de nouvelles lignes. Par ailleurs, les interconnexions avec les Etats voisins se sont révélées insuffisantes pour compenser ces défauts de capacité. Le régulateur du secteur électrique ne possédait pas le pouvoir de lancer lui-même des adjudications pour la construction de nouvelles capacités. A ces fragilités structurelles, se sont ajoutées des circonstances défavorables : des conditions météorologiques exceptionnelles et la multiplication par quatre du prix du gaz naturel, qui est à la base de 50% de la production électrique, entraînant l'augmentation des prix de gros de l'électricité (passés de 50 à 300\$ entre mai et décembre 2000). Or le plafonnement réglementaire du prix de vente au détail de l'électricité a empêché les opérateurs de reporter ces coûts sur le consommateur et les a conduit à la faillite (*Pacific Gas & Electricity* notamment).

Les conditions dans lesquelles s'opère aujourd'hui la constitution progressive d'un marché européen de l'énergie unique et libéralisé peuvent faire peser des risques nouveaux sur la sécurité d'approvisionnement, dans le secteur du gaz en particulier. La Direction générale de la Concurrence de la Commission européenne considère en effet que l'achèvement du marché intérieur passe par la modification des relations entre vendeurs et acheteurs, fondées

prix du pétrole. En cherchant à anticiper les retournements de tendance, les fonds amplifient les cycles du brut (voir CAE, 2001).

⁵⁹ Position monopolistique de Gazprom en Russie ou de la Sonatrach en Algérie.

traditionnellement sur des contrats de long terme contenant des clauses précises en termes de volumes, de territoire de distribution, et de prix.

Les contrats gaziers de long terme

L'ensemble de la chaîne du gaz naturel est très capitalistique, particulièrement en ce qui concerne son transport dont le coût est quatre à dix fois plus élevé que celui du pétrole et dépendant de la distance. Les opérateurs, producteurs, transporteurs et acheteurs, ont donc besoin d'une visibilité à long terme pour consentir les investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

Dans cette optique, les contrats de long terme de type « *take or pay* » visent à garantir la rentabilité des investissements de transport en soumettant l'acheteur, en échange d'une garantie de fourniture en volume sur longue période, à l'obligation de payer les quantités au contrat, qu'il en prenne livraison ou non. Sont attachées à ces contrats des **clauses d'exclusivité territoriale** (ou de destination) : les quantités prévues au contrat, livrées au prix fixé, ne peuvent être réexportées du pays de destination qu'avec l'autorisation du pays producteur, avec lequel sont partagés les bénéfices de cette réexportation. Enfin, la logique tarifaire du « *netback* » assure l'uniformisation du prix de vente final. Elle repose sur le principe de la compétitivité du gaz naturel, sur le marché de destination finale, avec les produits pétroliers qui lui sont substituables. Le prix d'acquisition du gaz naturel auprès du producteur est donc égal à ce prix de vente, actualisé régulièrement, duquel sont déduits les coûts de transport et de distribution que le producteur prend, en partie, à sa charge. La conséquence de ce système est l'indexation contractuelle du prix du gaz naturel sur celui du pétrole.

Si la Commission européenne ne remet pas en cause la nécessité des contrats de long terme⁶⁰, elle cherche à faire émerger un marché *spot* gazier déterminant un prix de référence désindexé du prix du pétrole, et souhaite la suppression des clauses de destination malgré l'opposition des pays producteurs⁶¹. Cette disparition ne semble pas menacer directement la sécurité d'approvisionnement, mais l'offensive de la Commission perturbe momentanément les relations avec les pays producteurs au risque de renforcer leur cohésion (voir 2.1.2.). Elle signifierait également la fin du système *netback* qui, si elle ne semble pas davantage menacer la sécurité des approvisionnements, serait défavorable économiquement aux pays en bout de chaîne. Les contrats d'approvisionnement gazier peuvent donc évoluer vers plus de flexibilité pour favoriser l'intégration du marché européen, mais cette évolution ne peut se faire trop brutalement et contre la volonté des pays exportateurs.

2.1.1.3 Le poids des opinions publiques pèse davantage sur les choix énergétiques

Le souci croissant, au sein des sociétés occidentales, de protéger l'environnement et de faire respecter les droits de l'homme expose leurs systèmes énergétiques à un possible rejet, par les opinions publiques, d'un de leurs éléments. Cette attitude de rejet peut être provoquée par des dommages **ponctuels** : marée noire, explosion de gaz, accident nucléaire (l'incident de Three Miles Island en 1979 avait mis un terme provisoire au développement de l'énergie nucléaire aux Etats-Unis). Plus récemment, l'accident survenu à l'usine pétrochimique AZF de Toulouse, en septembre 2001, pourrait faire peser un risque sur le maintien d'installations pétrolières en zone urbaine. Le rejet d'un élément du système énergétique peut également résulter d'**évolutions structurelles**, telles que le refus des émissions polluantes ou de l'énergie nucléaire, ou encore d'approvisionnements en provenance de pays ne respectant les droits de l'homme⁶². Aujourd'hui, au-delà de la traditionnelle résistance au nucléaire, toutes les énergies sont confrontées à de telles contestations⁶³.

⁶⁰ La directive Gaz contient d'ailleurs des dispositions prévoyant que les entreprises européennes puissent déroger à certaines de ses dispositions (notamment d'accès des tiers au réseau) si elles se trouvaient ou risquaient de se trouver en graves difficultés en raison des contrats de long terme « *take or pay* » qui les lient (article 17).

⁶¹ La Russie, notamment, estime que la remise en cause des clauses d'exclusivité territoriale lui coûterait des « milliards de dollars », et fait de cette question un point d'achoppement du partenariat énergétique en cours d'élaboration avec l'Union européenne.

⁶² TotalFinaElf a ainsi été mis en cause pour s'être implanté en Birmanie (voir Assemblée nationale, 2000).

⁶³ Lignes à haute tension dans les Pyrénées, terminaux de regazéification du GNL en Italie, barrages hydroélectriques en Norvège, mines de charbon à ciel ouvert en Allemagne, centrales à gaz aux Pays-Bas, etc.

2.1.2 Le risque persistant de chocs de court terme

Outre ces risques structurels, la continuité des approvisionnements n'est pas à l'abri de chocs de court terme divers susceptibles d'entraîner des ruptures dommageables pour les économies. Ces risques pèsent tant sur l'approvisionnement externe du pays que sur les différents éléments de son système énergétique interne.

2.1.2.1 Une dimension géopolitique renouvelée de la sécurité des approvisionnements

La dimension géopolitique des approvisionnements en énergie primaire de l'Union européenne demeure importante, malgré l'atténuation de son acuité, en raison de la concentration des ressources dans des zones instables d'un point de vue géopolitique.

2.1.2.1.1 La concentration croissante de la production énergétique

La répartition géographique des importations d'énergie de l'Union européenne demeure très inégale, et cette inégalité devrait encore s'accroître pour les hydrocarbures. La dépendance de l'Union européenne à l'égard des importations de charbon et d'uranium n'est guère préoccupante. Les réserves mondiales de ces deux sources d'énergie sont abondantes, diversifiées géographiquement⁶⁴, et leurs prix sont relativement stables. Concernant le pétrole, les réserves mondiales prouvées et les prévisions permettent d'anticiper une concentration des exportations sur trois grandes régions à l'horizon 2010-2020, dont notamment le Moyen Orient⁶⁵.

Perspectives de production de pétrole en parts de marché

	1997	2010	2020
OCDE	24%	16,4%	11%
Russie	8,2%	7,4%	6,9%
OPEP	40%	46%	54%
Moyen Orient	26%	32%	41%

Source : AIE, Word Energy Outlook 2000

Pour le gaz, une concentration de l'offre dans la CEI et au Moyen Orient est vraisemblable car leur part dans les réserves prouvées est respectivement de 38%, dont 32% pour la Russie, et de 35%, dont 15% pour l'Iran et 7% pour Qatar⁶⁶. Si ces régions sont proches de l'Europe, une telle évolution peut toutefois paraître inquiétante car elle implique une concentration de la production sur quelques producteurs. De même, au niveau du marché mondial, cette évolution rend plus vulnérable les approvisionnements en cas de défaillance d'un producteur pour des raisons politiques ou par défaut d'investissements de capacité.

2.1.2.1.2 Des zones présentant des risques de nature géopolitique

Compte tenu des mutations des conditions d'approvisionnement, l'origine ne devrait plus constituer un risque en soi. En fait, cette **géographie de l'offre** demeure importante dans la mesure où le marché, de plus en plus dépendant de sources en nombre toujours plus limité, est exposé à un risque de crise d'autant plus grand que la part de quelques fournisseurs augmente et que ces fournisseurs sont peu fiables.

Or les risques de nature géopolitique qui caractérisent les principales régions de production – essentiellement le Moyen-Orient – ont été démontrés historiquement : les plus grandes crises d'approvisionnement en pétrole ont toutes eu une origine géopolitique⁶⁷.

⁶⁴ Les réserves prouvées de charbon se situent essentiellement aux Etats-Unis (25%), en Russie (16%), en Chine (11%), en Australie (10%). Source : BP (2001). Pour l'uranium, voir 2.2.1.2.

⁶⁵ Voir carte en annexe 5.

⁶⁶ Source: BP (2001). Voir la carte à l'annexe 6.

⁶⁷ Voir à l'annexe 7 le tableau récapitulant les ruptures d'approvisionnement pétrolier.

Le risque géopolitique pourrait se concrétiser par le retour d'un plus grand **pouvoir de marché de l'OPEP**, à condition qu'elle puisse durablement surmonter ses divergences internes et convaincre les autres grands producteurs mondiaux de suivre ses décisions. La constitution d'un cartel du gaz, dont la réunion de Téhéran en mai 2001⁶⁸ peut être interprétée comme un signe avant coureur, pourrait également faire peser une menace sur la sécurité d'approvisionnement des pays consommateurs.

La concentration rend aussi plus aiguës les conséquences d'une **déstabilisation des régimes politiques**⁶⁹ des Etats de ces régions (Moyen-Orient et Caspienne), comme en Iran en 1979. La succession de nombreux dirigeants, en place depuis plusieurs décennies, pourrait poser problème, des mouvements fondamentalistes se développent et la pression démographique pourrait engendrer des conflits sur la répartition de la richesse. Ainsi, en Arabie Saoudite, la famille royale accapare la rente pétrolière dans le cadre d'un système autoritaire. Par ailleurs, le système redistributif est fragile car exclusivement assis sur les recettes pétrolières en l'absence d'autres ressources fiscales. Une déstabilisation du régime pourrait provenir d'un mouvement de contestation islamiste prenant pour cible un régime jugé trop ouvertement pro-occidental, hypothèse dont l'actualité récente a montré qu'elle n'était plus totalement improbable. Une telle déstabilisation interne serait d'autant plus inquiétante que les volumes de pétrole produits par ce pays ne peuvent être remplacés à court terme.

De plus, les années passées ont montré qu'un **conflit entre deux Etats producteurs** était possible (Iran-Irak entre 1980 et 1988 et Irak-Koweït en 1990-1991)⁷⁰. Par ailleurs, les tensions liées au conflit israélo-palestinien constituent toujours un danger potentiel de déstabilisation de la région dont les conséquences pourraient être importantes.

Enfin, **certains pays de transit sont des pays à risques**. Quelques oléoducs majeurs acheminent le pétrole du Moyen-Orient en traversant des régions instables⁷¹ pour aboutir en majorité au Golfe persique qui concentre des terminaux importants. Dans la CEI, des oléoducs et des gazoducs dégradés nécessiteraient des investissements de sécurisation importants⁷². De plus, la Russie accuse régulièrement l'Ukraine de ne pas entretenir le gazoduc qui la traverse et d'opérer des prélèvements sur les quantités destinées à l'Europe.

Les **risques liés au transport maritime sont également notables** : 15 Mb/j transitent par le détroit d'Ormuz, large de seulement 2 miles, et ce flux devrait représenter un tiers de la consommation mondiale en 2020, impliquant une multiplication par trois du nombre de pétroliers y transitant avec tous les risques liés à une telle concentration⁷³. De plus, ce détroit est partagé entre l'Iran, Oman, les Emirats Arabes Unis et l'Arabie Saoudite où persistent des conflits relatifs aux frontières et à la propriété des îles. Enfin, la rivalité traditionnelle entre l'Iran chiite et l'Arabie Saoudite sunnite fait peser un risque sur la sécurité du pétrole transitant par ce détroit. Le Canal de Suez, et les détroits de Malacca et de Bab-el-Mandeb constituent d'autres « verrous maritimes » qui rendent vulnérables l'acheminement du pétrole du Moyen-Orient pour l'Europe et l'Asie⁷⁴. L'importance stratégique d'un trafic d'hydrocarbures croissant confère une résonance nouvelle à l'enjeu ancien de la liberté de circulation maritime.

⁶⁸ A Téhéran, 10 Etats (Algérie, Brunei, Indonésie, Iran, Malaisie, Nigeria, Oman, Qatar, Russie, Turkménistan) ont fondé en mai 2001 le Forum des pays exportateurs de gaz (FPEG), structure informelle qui représente 41% de la production mondiale et 71% des exportations. A ce stade, aucune stratégie n'est arrêtée par le FPEG qui se réunira en janvier 2002 à Alger. Les pays producteurs craignent en particulier que la libéralisation entraîne une baisse générale des prix qu'ils auront à supporter.

⁶⁹ Voir en annexe 8 le tableau des risques-pays.

⁷⁰ Entre octobre 1980 et janvier 1981, la perte de production due au conflit irano-irakien a représenté 5,3% de la consommation mondiale de pétrole. Entre août 1990 et février 1991, cette perte aurait été de 6,8%.

⁷¹ Risque concrétisé par exemple par les sabotages effectués par les Kurdes sur les conduites traversant la Turquie dans les années 80.

⁷² Source : Rapport du groupe de travail UE Russie (voir 3.1.)

⁷³ Voir Cordesman (1999).

⁷⁴ Voir carte des bases américaines à l'annexe 9.

Certes, sur longue période, la présence militaire, notamment américaine, a constitué un facteur de stabilisation permettant de limiter les risques de rupture d'approvisionnement⁷⁵. De plus, l'augmentation de la demande adressée au Moyen-Orient devrait lui apporter des ressources financières accrues et constituer ainsi un autre facteur de stabilisation. Par ailleurs, l'Algérie et la CEI n'ont jamais interrompu leurs livraisons de gaz, en dépit de crises internes majeures. Il semble qu'au total les risques géopolitiques pesant sur le gaz soient moins sensibles que ceux pesant sur le pétrole.

Malgré ces derniers éléments qui pondèrent l'appréciation du risque, la tendance à une concentration de l'offre d'hydrocarbures doit être prise en compte dans les politiques de sécurisation des approvisionnements.

2.1.2.2 Le risque permanent de défaillances techniques

Tous les éléments du système énergétique sont vulnérables à des défaillances techniques, aussi bien en amont de l'approvisionnement d'un pays qu'en son propre sein. Un pays est d'autant plus vulnérable aux risques techniques qu'il possède sur son territoire tous les éléments de la chaîne d'une énergie : l'électricité est ainsi éminemment vulnérable car elle est largement produite sur le territoire national et distribuée à tous les consommateurs finaux.

2.1.2.2.1 Des défaillances dans les structures externes de production et de transport

Les incidents techniques qui se sont produits sur les sites de **production** ont touché à la fois des plates-formes pétrolières (par exemple l'accident survenu sur plate forme Piper-Alpha en mer du Nord en 1988) et des sites terrestres. Ils n'ont eu jusqu'à présent que des conséquences limitées, même si le retrait brutal du marché de plusieurs centaines de milliers de barils/jour n'est pas à négliger à très court terme⁷⁶. Par ailleurs, la rupture physique se double d'un impact psychologique sur les marchés pouvant conduire à des variations de prix sensibles ou à l'abandon de projets d'investissements nécessaires au maintien d'une offre suffisante.

Les risques liés au **transport** sont essentiellement des risques de nature géopolitique mais des incidents tant sur des oléoducs et gazoducs ne sont pas à exclure. En outre, le transport maritime n'est pas à l'abri de défaillances car la flotte des pétroliers est ancienne⁷⁷, comme en témoigne les multiples accidents affectant des pétroliers⁷⁸, peut à son tour entraîner un rejet de la part des populations, voire des Etats bordant les routes maritimes.

Cependant, le véritable risque en matière technique n'est pas tant la défaillance d'une infrastructure ou d'un site de production isolés, que sa transformation en **risque générique**, c'est-à-dire qui s'étende à tous les moyens de production ou de transport du même modèle, créant ainsi une rupture généralisée d'un élément de la chaîne des approvisionnements⁷⁹.

2.1.2.2.2 Des défaillances techniques affectant les systèmes énergétiques internes

Aujourd'hui, la sécurité de l'approvisionnement du consommateur final est surtout menacée par les risques d'origine interne pouvant causer une pénurie physique.

Les facteurs de vulnérabilité technique varient selon les énergies : centralisation excessive des réseaux, uniformisation des systèmes de production, pannes techniques ou défauts de conception, menaces liées aux conditions naturelles, à l'occasion de catastrophes (tempêtes,

⁷⁵ Voir Luciani (1999) et la carte des bases américaines dans le Golfe en annexe 9.

⁷⁶ Ainsi l'explosion de la plate forme Piper Alpha en 1989 a engendré une baisse de 0,3 mb/j soit 0.6% de la consommation mondiale de pétrole. Voir tableau en annexe.

⁷⁷ La part des pétroliers âgés de plus de 20 ans dans la flotte mondiale est supérieure à 35 %.

⁷⁸ *Amoco Cadiz* en 1978, *Exxon Valdez* en 1989, *Erika* en 1999.

⁷⁹ L'incident survenu en mars 2001 sur la plate-forme P-36 de la compagnie brésilienne Petrobras au large du Brésil a ainsi interrompu une part des approvisionnements de ce pays pour une courte période, mais surtout retardé la généralisation des installations flottantes en eaux profondes.

séismes, inondations) ou non (conséquences de la sécheresse sur les barrages hydroélectriques, menaces de rupture des lignes électriques ou des conduites gazières sous l'effet du gel, etc.).

Le système électrique présente une vulnérabilité particulière aux risques de nature technique⁸⁰, d'autant plus importante que les unités de production sont massives et concentrées, ce qui est le cas du parc nucléaire français. La nécessité d'un réseau de transport et de distribution de l'électricité à la fois très étendu et fragile est également un facteur de vulnérabilité⁸¹. Les catastrophes naturelles sont sans doute, dans ce domaine, le type de risques le plus à craindre. Par exemple, la tempête de décembre 1999 en France a engendré la destruction de lignes électriques et de quelques conduites de gaz, provoquant une rupture d'approvisionnement électrique pour 10% des usagers au plus fort de la crise, avec des effets induits : coupure des réseaux de télécommunication, rupture de l'approvisionnement en eau de 2,5 millions de personnes, dégradation des communications ferroviaires, etc.⁸²

Des risques de rupture physique existent également dans le domaine de la **distribution des produits pétroliers**. Tant les infrastructures d'alimentation des raffineries en pétrole brut (terminaux portuaires, oléoducs) que l'outil de raffinage sont vulnérables au risque. La réduction du nombre des raffineries augmente l'impact de la défaillance d'un site⁸³. Or, les surcapacités traditionnelles de raffinage se sont résorbées et pourraient laisser place à une tension dans l'utilisation de l'outil de raffinage (taux d'utilisation des capacités de 89% en France) du fait d'investissements insuffisants pour moderniser un outil vieillissant et l'adapter à l'évolution de la demande. L'Europe produit ainsi un excédent d'essence mais souffre d'un déficit en distillats moyens (gazole) qu'elle est contrainte d'importer pour partie, notamment de Russie. De même, les transformations des formes de concurrence dans l'industrie pétrolière ont entraîné une réduction du nombre de dépôts pétroliers et une contraction du réseau des stations services.

2.1.2.3 Le système énergétique, une cible privilégiée

L'importance stratégique du système énergétique est un facteur de risque important qui a pris une ampleur accrue depuis quelques années. En effet, les différents maillons de la chaîne énergétique peuvent être utilisés comme moyen de pression par des mouvements sociaux ou comme cible pour des mouvements terroristes.

2.1.2.3.1 Un risque social ancien dont les manifestations récentes se sont multipliées

Les mouvements sociaux peuvent trouver leur origine tout d'abord dans le système énergétique lui-même. La production d'énergie est toujours vulnérable aux mouvements de grève, avec des conséquences souvent spectaculaires. Ainsi, la grève des mineurs britanniques d'une année en 1984 a coûté 40 milliards de francs à l'économie du Royaume-Uni. De façon plus courante, une hausse brutale du prix de l'énergie peut provoquer un mouvement de contestation d'une partie de la population qui conduit lui-même à une rupture d'approvisionnement en produits finis : la grève des routiers en Europe pour protester contre l'envolée des prix, partie de France à l'automne 2000, a conduit à un blocus des dépôts pétroliers et à l'insuffisance des quantités de carburants offertes.

⁸⁰ Par exemple, la France a connu plusieurs importantes coupures d'électricité : surcharges de production ayant privé d'électricité 75 % des abonnés en 1978 ou 1 million de personnes en 1987.

⁸¹ Aux Etats-Unis, en 1998, des délestages en série ont interrompu la fourniture en électricité de la zone interconnectée de l'ouest du territoire, au moment des pointes de consommation de l'été.

⁸² Le coût global de cette crise, tenant compte des coûts de réparation du réseau et de ceux de la rupture d'approvisionnement, est estimé à près de 40 milliards de francs (d'après le rapport de mission du Conseil général des Mines, *La sécurisation du système électrique français*, mai 2000). On estime entre 60F et 130F le coût du KWh non distribué.

⁸³ Le nombre de raffineries européennes est passé de 141 à 93 entre 1981 et 1995 et la part des capacités européennes de raffinage dans le total mondial a chuté de 30% à 18%.

Le système énergétique peut également être pris pour cible par des mouvements de protestation qui lui sont étrangers, en raison de son caractère stratégique. La crise la plus grave de ce type remonte à mai 1968 avec des pénuries de carburant dans certaines régions. Dans les dernières années, les crises sociales ont été l'origine la plus fréquente de ruptures d'approvisionnement en France : grève généralisée en 1995 qui a abouti à une rupture d'approvisionnement des dépôts pétroliers ravitaillés par voie ferrée et blocus des dépôts en septembre 2000⁸⁴. Ce risque est d'autant plus important que la répartition géographique des dépôts est très inégale, ce qui est le cas en France que ce soit pour le pétrole ou pour le gaz⁸⁵.

2.1.2.3.2 Un risque terroriste récemment réévalué

Le risque terroriste, ou à un moindre degré de sabotage, est un risque ancien pris en compte par les gouvernements, par le biais de plans de prévention⁸⁶, et par les entreprises qui organisent la sécurisation de leurs installations. Les actions terroristes peuvent viser un élément du système énergétique pour en exprimer violemment le rejet⁸⁷, ou chercher à atteindre les autorités d'un Etat en frappant une infrastructure stratégique. Les exemples de l'occurrence du risque terroriste ne sont donc pas rares, notamment dans les pays de transit, mais n'ont jamais eu de conséquences majeures⁸⁸.

La concrétisation de ce risque pourrait avoir des conséquences conduisant à la remise en cause de pans entiers du système énergétique d'un pays. Ainsi, la destruction d'une centrale nucléaire par une attaque terroriste aurait peu de conséquences directes sur l'approvisionnement électrique d'un pays comme la France, mais constituerait une catastrophe humaine sans précédent et pourrait conduire à l'arrêt de toutes les centrales nucléaires et donc à une grave crise d'approvisionnement pour les pays les plus dépendants du nucléaire. Les attentats du 11 septembre 2001 aux Etats-Unis ont montré que ce risque était plausible, et conduit au renforcement des programmes de sécurisation des unités stratégiques dans de nombreux pays⁸⁹. De même, les terminaux GNL pourraient constituer des cibles dont la destruction aurait des conséquences majeures sur la continuité de l'approvisionnement gazier.

2.1.3 Une vulnérabilité persistante des économies occidentales aux ruptures d'approvisionnement

Les risques sur l'approvisionnement en énergie peuvent se traduire soit par une forte hausse des prix (ce qui s'est passé en 1973 et en 1979 pour le pétrole⁹⁰), soit par une rupture physique d'approvisionnement (électricité lors des tempêtes de 1999).

⁸⁴ Très récemment, le mouvement de grève et de blocus du port de Marseille, en novembre 2001, a menacé de conduire à l'arrêt des raffineries alimentées depuis ce point.

⁸⁵ Voir 3.2.1. et carte de la répartition de la capacité de stockage par département en annexe 21.

⁸⁶ En France, la révision de la liste des installations vitales et des sites sensibles fait actuellement l'objet d'une concertation interministérielle conduite par le SGDN.

⁸⁷ Par exemple, des attentats ont été commis en Italie dans les années 1990 contre des lignes électriques haute tension assurant l'interconnexion entre la France et l'Italie, en protestation contre la livraison d'électricité provenant du surgénérateur Superphénix alors que l'Italie avait abandonné complètement le nucléaire.

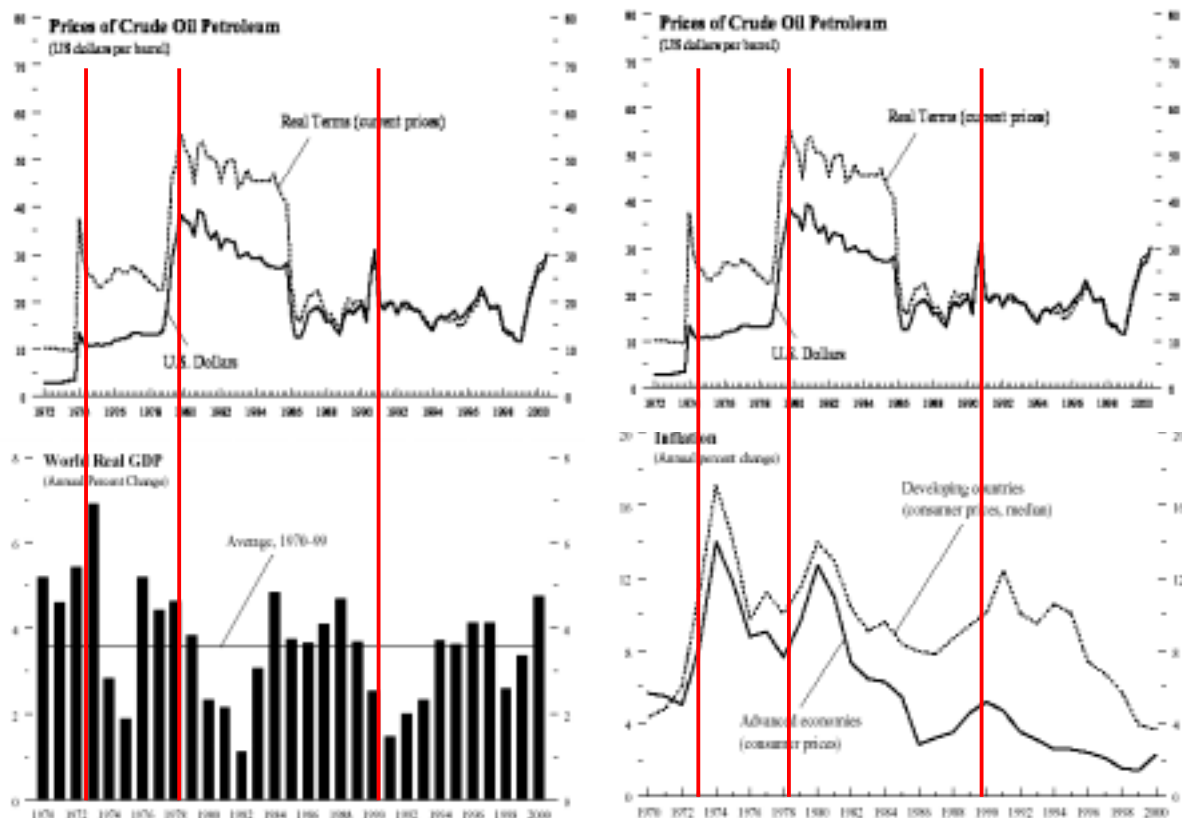
⁸⁸ Ainsi, la Libye est soupçonnée d'avoir miné le Golfe persique en 1982. Des mouvements de rébellion s'en prennent parfois aux infrastructures. Ainsi, outre l'exemple des Kurdes déjà cité, la Colombie est sujette à de fréquents attentats contre les oléoducs acheminant le pétrole du centre du pays.

⁸⁹ Les études menées par l'AIEA et le rapport Wise estiment que la chute d'un avion sur l'usine de retraitement des déchets nucléaires de la Hague entraînerait un dégagement de radioactivité égal à 67 fois celui de Tchernobyl.

⁹⁰ Voir le rôle directeur du pétrole sur les prix de l'énergie dans le 2.1.1.2.

Les risques sur l'approvisionnement pétrolier se sont traduits le plus souvent par une diminution de la quantité de pétrole disponible sur le marché mondial et, toutes choses égales par ailleurs, par une hausse des prix (en 1973, en 1979-1980 ou encore en 1991). L'idée d'un fort impact des variations du cours du pétrole sur la santé des économies occidentales est, de fait, très répandue dans les opinions publiques qui ont établi un lien de causalité entre la fin des « Trente glorieuses » et l'envolée des prix du pétrole. Cette analyse, si elle n'est pas erronée, doit être aujourd'hui réexaminée même si les expériences des chocs de 1973 et 1979 ont mis en évidence une forte corrélation entre les variations du cours du pétrole d'une part, et la croissance et l'inflation d'autre part.

Evolutions comparées des prix du pétrole brut et des taux de croissance et d'inflation

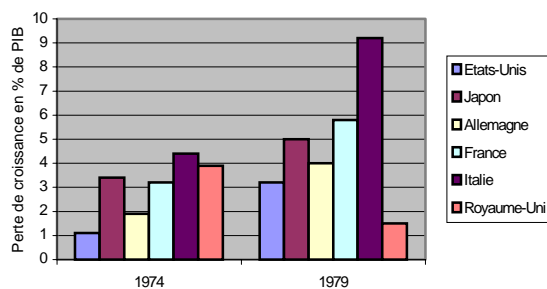


Source : FMI, *World Economic Outlook*

En haut : prix du pétrole brut (en \$/b). En bas à gauche : taux de croissance annuel de l'économie mondiale. En bas à droite : taux d'inflation annuel dans les économies développées (gras) et en développement (pointillés).

Pertes de croissance imputables aux chocs pétroliers de 1974 et 1979

D'après des études macro-économiques convergentes, un choc pétrolier se traduit à la fois par un « prélèvement » sur le PIB (c'est-à-dire une perte de croissance) et une accélération de l'inflation importée. D'après les estimations effectuées par l'Observatoire français de conjoncture économique (OFCE) à partir du modèle Mimosa, les pertes de croissance dues aux chocs pétroliers en 1973 et 1979 auraient été, exprimées en points de PIB, les suivantes (voir tableau ci-contre).



Source : OFCE

2.1.3.1 Des effets importants mais variables selon les Etats

Au-delà d'une corrélation statistique, il est possible d'établir, pour les chocs de 1973 et 1979, un lien de causalité entre l'envolée des prix du brut et la dégradation des

indicateurs macro-économiques, même si ce lien a été plus ou moins fort selon les Etats. En effet, l'augmentation sensible des prix des hydrocarbures entraîne une dégradation du taux de marge des entreprises qui peut provoquer un ralentissement de l'investissement productif et une hausse du chômage en cas de rigidité des salaires réels. Les ménages subissent, quant à eux, une baisse de leur pouvoir d'achat due à la hausse du chômage et de l'inflation. Par ailleurs, la hausse des prix du pétrole se traduit par un creusement du déficit extérieur.

L'augmentation des cours du pétrole se répercute immédiatement sur le prix de ses produits dérivés et sur l'indice général des prix à la consommation (effets de « premier tour »). De plus, ce surcroît d'inflation peut enclencher une spirale des salaires et de prix dont les effets peuvent être persistants (effet de « second tour »). Enfin, une accélération de l'inflation peut brouiller les perspectives en matière d'investissement et ralentir la croissance à terme.

Ces effets ont été plus ou moins marqués selon les Etats. Le caractère atténué des chocs de 1973 et 1979 sur l'économie américaine serait dû à une meilleure flexibilité des salaires réels qui se sont ajustés à la baisse, permettant aux entreprises américaines de préserver leur compétitivité. En revanche, les marchés du travail européens n'ont été flexibilisés que plus tardivement⁹¹, contraignant les entreprises européennes à réduire leurs effectifs plutôt que les salaires réels. Si les Etats-Unis, la France, l'Italie, le Royaume-Uni menèrent en 1975 des politiques monétaires alimentant l'inflation, l'Allemagne maintint quant à elle une politique monétaire restrictive qui permit de contenir l'inflation causée par le choc pétrolier.

2.1.3.2 Une vulnérabilité désormais atténuée

Aujourd'hui les conséquences économiques d'un choc pétrolier semblent être moins sensibles. Les fortes fluctuations du prix des hydrocarbures tant en 1990-1991 qu'en 2000 n'ont alimenté qu'une inflation modérée dans les pays occidentaux. Par ailleurs, les conséquences sur la croissance sont moins évidentes. Selon l'OFCE, le « choc pétrolier » de 2000 aurait induit *« une baisse du PIB de la zone euro de 0,5 point, avec une hausse de l'inflation de 1,8 point et une hausse de 2,2 points du taux d'intérêt »*⁹². De plus, cette remontée des cours n'a pas eu d'effet négatif immédiat sur la croissance des pays occidentaux et d'autres éléments peuvent expliquer le ralentissement économique constaté (fin d'un cycle de 9 ans aux Etats-Unis, essoufflement de la nouvelle économie,...)⁹³. Au total, les cours du pétrole semblent davantage accentuer les fluctuations cycliques que les déterminer.

Plusieurs explications peuvent être avancées pour justifier un tel affaiblissement du lien entre prix du pétrole et croissance. Tout d'abord, les économies occidentales ont réduit la part du pétrole dans leur consommation énergétique, notamment en raison des politiques d'économie d'énergie, de l'augmentation de la part du secteur des services dans le PIB au détriment de secteurs plus consommateurs d'énergie, et d'une politique de substitution des énergies utilisées au détriment des hydrocarbures⁹⁴. L'intensité énergétique en pétrole du PIB dans les pays de l'OCDE depuis les années 1970 s'est contractée d'environ 50%.

De plus, les secteurs les plus consommateurs d'énergie sont aujourd'hui placés dans des situations de très forte concurrence (transports, pétrochimie notamment) qui contrecarre les tensions inflationnistes. Enfin, les marchés des biens et du travail en Europe ont évolué vers une plus grande stabilité des prix grâce notamment à la fin de l'indexation des salaires sur les prix.

Malgré ces facteurs d'atténuation des effets d'un choc pétrolier, les économies occidentales gardent une certaine sensibilité aux variations brutales des cours⁹⁵. Si les pertes de

⁹¹ Suppression de l'indexation des salaires sur les prix en France en 1982, suppression de la « *scala mobile* » en Italie en juin 1992.

⁹² OFCE (2000).

⁹³ Certaines études soulignent qu'à dollar constant, le prix du pétrole en 2000 serait inférieur à celui de 1979, ce qui contribuerait à expliquer entre autres, le moindre impact économique de la récente hausse.

⁹⁴ Voir 1.1.

⁹⁵ OFCE (2000).

croissance induites sont plus faibles, les délais d'ajustement de l'économie peuvent être préjudiciables, d'autant que certains secteurs clés restent fortement tributaires des hydrocarbures (transport, chimie). Si l'attention s'est longtemps focalisée sur les effets des chocs sur les prix du pétrole, les économies demeurent vulnérables à des ruptures physiques d'approvisionnement, notamment électrique. Les conséquences de la crise californienne et des tempêtes en France fin 1999 en sont des exemples topiques⁹⁶. Autre exemple, le coût annuel des interruptions électriques régulières aux Etats-Unis est estimé entre 4,9 et 27,9 Mds\$⁹⁷.

Les risques persistants pesant sur les approvisionnements externes de l'Union européenne sont d'autant plus préoccupants que sa dépendance à l'égard des importations d'énergie va s'accroître. Dès lors, la vulnérabilité des économies doit s'analyser au regard des risques pesant sur les différentes sources d'énergies et de la dépendance des pays européens aux importations de chacune.

2.2 La dépendance énergétique : un constat qui ne peut être modifié qu'à la marge

La recherche de l'indépendance énergétique, pivot des politiques après les chocs pétroliers, apparaît aujourd'hui en décalage par rapport à un système énergétique mondial qui a évolué⁹⁸. Elle ne peut plus constituer le cœur d'une stratégie de sécurité énergétique. Cette analyse est surtout vérifiée dans le cas du pétrole car la sensibilité d'un pays aux chocs sur le prix mondial dépend davantage de l'importance de sa consommation pétrolière que du volume de ses importations⁹⁹. Sauf à organiser une impossible autarcie énergétique, un taux élevé d'indépendance pétrolière, longtemps considéré comme une garantie de sécurité énergétique, n'a donc plus la même pertinence qu'auparavant.

Cependant, la recherche d'une plus grande indépendance énergétique de l'Europe, afin de réduire la vulnérabilité des économies européennes au risque-prix, reste adaptée s'il s'agit de limiter la consommation énergétique, notamment celle de pétrole. En tout état de cause, à l'heure actuelle, la latitude des Etats européens pour réduire leur dépendance énergétique reste faible. L'offre domestique d'énergie primaire va vraisemblablement décliner d'ici à 2020 et si certaines marges de manœuvre existent, elles doivent être comparées à la croissance prévue de la demande d'énergie. Ainsi une augmentation sensible du taux de dépendance énergétique de l'Union européenne d'ici 2020 est probable.

2.2.1 Les ressources énergétiques de l'Europe vont s'appauvrir

Les analyses sur la pauvreté de l'Europe en énergie sont souvent exagérées. En effet, à l'heure actuelle, les pays européens de l'OCDE¹⁰⁰ atteignent un taux d'indépendance énergétique proche de 65%. Le charbon a longtemps fait la richesse énergétique de l'Europe qui dispose encore aujourd'hui de plus de 200 ans de réserves au rythme actuel de production, mais

⁹⁶ Pour l'évaluation des conséquences de la tempête de 1999, voir 2.1.2.

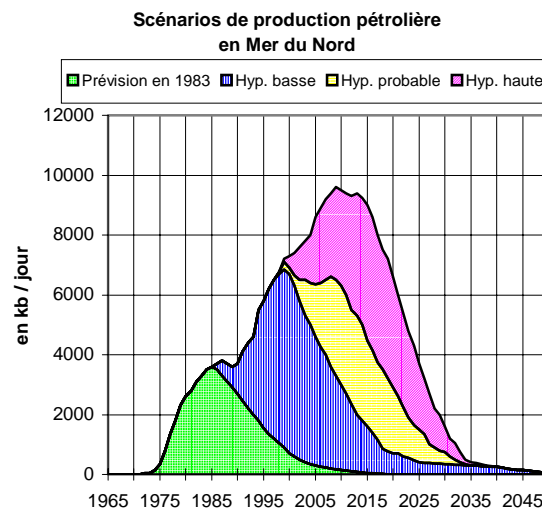
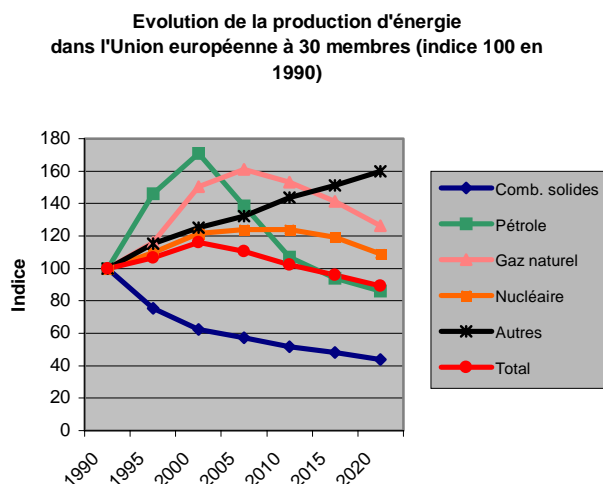
⁹⁷ Newton-Evans Research Company, 1998.

⁹⁸ Voir 1.3.

⁹⁹ Ainsi, le rapport du DOE* sur la stratégie énergétique américaine en 1991 soulignait que « toute hausse du prix mondial du pétrole, quelles qu'en soient les causes et la région, augmenterait le prix du pétrole américain et de nos alliés et partenaires commerciaux, quel que soit le degré de notre dépendance à l'égard des importations. Les conséquences économiques dépendent plus du prix du pétrole, tel que fixé par le marché mondial, que du niveau de nos importations ».

¹⁰⁰ Il semble plus pertinent de prendre ce cadre géographique pour l'étude de l'offre et de la demande. D'une part, pour le calcul des taux de dépendance, il ne paraît guère opportun d'exclure la Norvège important producteur de gaz et de pétrole alors que les risques attachés à ce pays sont très faibles. D'autre part cet agrégat permet de prendre en compte la Pologne, la République tchèque, la Hongrie, la Slovaquie, qui seront selon toute vraisemblance membres de l'Union européenne en 2020.

sa consommation décroît rapidement. En revanche, la pauvreté de l'Europe en hydrocarbures va selon toute vraisemblance, s'aggraver au cours des deux prochaines décennies.



Source : Commission européenne

2.2.1.1 La production d'hydrocarbures en Europe est condamnée à terme

Intensivement exploitées depuis le début des années 1980, les ressources en pétrole de la mer du Nord sont en voie d'épuisement à horizon de 20 à 30 ans, dans les conditions technologiques actuelles. L'Europe ne possède en effet que 1,9% des réserves mondiales prouvées de pétrole et 3,5% de celles de gaz¹⁰¹. Les perspectives concernant la production gazière sont plus favorables mais divergent selon les experts. En 1996, Eurogas prévoyait une production de 144 Mtep en 2020 contre 220 Mtep aujourd'hui¹⁰². Selon d'autres spécialistes, qui prennent en compte les réserves disponibles et les apports du progrès technique, la production de gaz naturel devrait croître d'ici à 2020¹⁰³.

2.2.1.2 La production de charbon va poursuivre son déclin

Tant les objectifs de compétitivité économique que le respect des engagements de Kyoto semblent condamner la production de houille en Europe, qui est en net déclin depuis près de 20 ans (de 260 Mt en 1980 à 85 Mt en 2000). Les aides publiques ont varié en 2000 de 73\$/tec en Espagne à 120\$/tec en Allemagne, pour un prix mondial du charbon voisin de 40\$/tec. L'entrée prochaine de nouveaux producteurs dans l'Union européenne, au premier rang desquels la Pologne (qui produit 100 Mt par an, soit plus que toute l'UE actuellement), ne devrait pas modifier fondamentalement la tendance au déclin de la production charbonnière, ces Etats ayant entrepris de vastes restructurations de leur secteur charbonnier¹⁰⁴.

2.2.1.3 Des marges de manœuvre dans le choix des filières de production d'électricité

Si les perspectives de production d'énergies fossiles dépendent des ressources géologiques, l'électricité, énergie secondaire, offre le choix des filières de production domestique.

¹⁰¹ BP (2001).

¹⁰² Eurogas, *Natural Gas in Western Europe*, 1996.

¹⁰³ Terzian (1998). Cette étude évalue la production gazière européenne à 248 Mtep en 2005 et 296 Mtep en 2025, soit une progression de 20%.

¹⁰⁴ Pour la première fois en 2001, le secteur charbonnier polonais ne devrait pas connaître de déficit d'exploitation du fait de la remontée des cours mondiaux et de la compétitivité de ce secteur.

2.2.1.3.1 La production d'électricité nucléaire : un atout pour la sécurité énergétique

Plusieurs Etats européens ont annoncé un moratoire sur l'extension de leur parc nucléaire (Espagne) ou manifesté leur volonté d'abandonner progressivement cette énergie (Allemagne, Suède). Le maintien d'une production d'électricité nucléaire constitue pourtant un facteur important de garantie de la sécurité énergétique compatible avec les autres objectifs de politique énergétique.

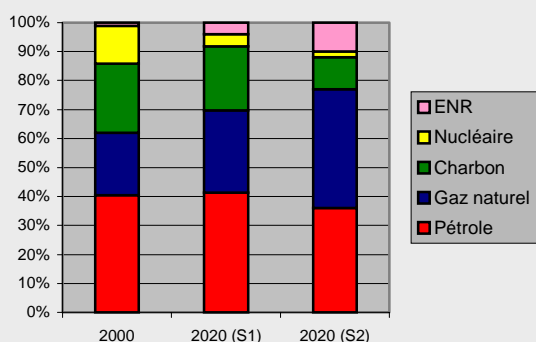
En premier lieu, la production d'électricité nucléaire ne pose pas de problèmes en termes de sécurité des approvisionnements en combustible dans la mesure où l'offre mondiale d'uranium est abondante par rapport au volume utilisé¹⁰⁵ et très répartie dans des pays politiquement stables. En 1998, l'OCDE représentait 55% de la production mondiale d'uranium : Canada (31%), Australie (14,1%), Etats-Unis (5%)¹⁰⁶.

Par ailleurs, le nucléaire garde une compétitivité satisfaisante¹⁰⁷ même si certaines technologies nouvelles (turbine à gaz à cycle combiné, chaudières à charbon pulvérisé) ont un rendement énergétique* plus élevé et ne nécessitent pas des investissements aussi importants. Par ailleurs, les prix de l'électricité nucléaire sont très stables en raison de la faible part du combustible dans les coûts de production (10%). Enfin, au-delà des préoccupations de sécurité des approvisionnements et de compétitivité, il semble très peu probable que les Etats européens puissent respecter leurs engagements de Kyoto sans l'énergie nucléaire. On estime qu'à l'échelle de l'Union européenne, les programmes électronucléaires ont permis d'éviter le rejet de 800 Mt de CO₂ par an, soit l'équivalent des rejets d'un parc de 230 millions d'automobiles. L'avenir du nucléaire dépend cependant non seulement de son acceptation par les opinions publiques tant en ce qui concerne le stockage définitif des déchets radioactifs que les risques d'accident, mais aussi de la capacité des opérateurs d'effectuer des investissements lourds dans un contexte de marchés libéralisés.

Les alternatives au nucléaire en Allemagne

Le 11 juin 2001, le gouvernement allemand a signé un accord avec les producteurs d'électricité organisant le renoncement progressif de l'Allemagne à l'énergie nucléaire d'ici à 2020. En 2000, le nucléaire représentait 33% de la production électrique allemande et 13% de la consommation énergétique totale (l'Allemagne se place ainsi à la 4^{ème} place mondiale de la production d'électricité nucléaire dans le Monde). Le ministère fédéral de l'économie a réalisé en novembre 2001¹⁰⁸ deux scénarios sur la consommation énergétique allemande à horizon de 2010 et 2020, prenant en compte l'abandon de l'énergie nucléaire.

Répartition de la consommation totale d'énergie primaire en Allemagne en 2000 et en 2020



Dans tous les cas, la part du gaz naturel dans le bilan énergétique s'accroît très sensiblement, d'où une détérioration de l'indépendance énergétique qui passerait de 39% à 24% ou 26%. Le gouvernement Schröder souhaite promouvoir tant les énergies renouvelables que la maîtrise de la demande (politique de « modernisation écologique ») afin de parvenir (scénario II) à une réduction de 40% des émissions de CO₂ à horizon 2020. On peut toutefois douter de la capacité de ces efforts à assurer, seuls, le remplacement du nucléaire, même à horizon de 20 ans.

¹⁰⁵ On estime que pour un coût d'extraction de 130 \$/kg, les réserves d'uranium seraient de 7 à 11 Mt, soit 250 années de consommation au rythme annuel. Source : OCDE – Agence pour l'énergie nucléaire.

¹⁰⁶ AIE (2000c)

¹⁰⁷ Selon une étude de l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE, le coût de production de 1000 Kwh s'élevait de 22€ à 40€ pour le nucléaire, de 26 à 74€ pour le charbon et de 26 à 56€ pour le gaz naturel.

¹⁰⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2001). Les deux scénarios supposent une maîtrise rigoureuse de la demande, le scénario 2 retenant comme une hypothèse une réduction des émissions de GES* de 40% d'ici à 2020.

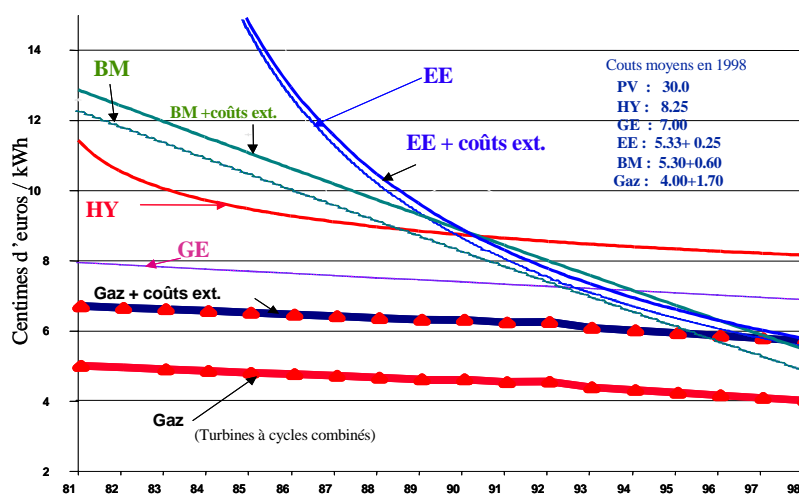
2.2.1.3.2 Les énergies nouvelles et renouvelables : un atout pour l'avenir

Les énergies nouvelles et renouvelables (ENR), sources d'énergie domestiques, peuvent contribuer à la **réduction de la dépendance énergétique** de l'Union européenne. Elles présentent l'avantage d'être peu polluantes et de participer ainsi à la **soutenabilité de la politique énergétique** dans le cadre du développement durable. Enfin, elles sont, avec le gaz naturel, les sources d'énergie privilégiées pour le développement de systèmes énergétiques décentralisés, ce qui est un moyen d'accroître la sécurité interne¹⁰⁹.

Or la place actuelle des ENR est faible puisqu'elles ne représentent que 6,5% du bilan énergétique de l'OCDE-Europe avec des situations très contrastées selon les Etats (de 29% en Suède à 1% au Royaume-Uni). Le potentiel de développement de ces sources d'énergies est pourtant considérable¹¹⁰. Leur croissance en termes relatifs est d'ailleurs spectaculaire (30% entre 1985 et 1998 et 2000% pour l'éolien au cours des dix dernières années), mais elle ne se reflète pas dans le bilan énergétique en raison de l'augmentation de la consommation totale d'électricité. De fait, le développement des ENR se heurte encore à des obstacles importants, mais qui se réduisent en termes financiers et d'acceptabilité politique et sociale.

D'un **point de vue financier**, les ENR demeurent généralement plus chères à produire que les autres sources d'énergies notamment parce que les coûts de recherche-développement et d'industrialisation n'ont pas encore été totalement amortis. De plus, dans un marché libéralisé de l'électricité, un opérateur préférera choisir le processus de production dont le coût d'investissement initial est le plus faible pour un même retour sur investissement, or, ce calcul est souvent défavorable aux ENR¹¹¹. Si cet obstacle est en train de se résorber car certains procédés sont parvenus à une maturité relative¹¹², l'enjeu essentiel pour la compétitivité des ENR est l'internalisation, dans le prix des autres énergies de leurs externalités négatives : cette internalisation des coûts environnementaux renchérit le coût des énergies fossiles et rend les ENR, notamment l'éolien, compétitives comme le montre le graphique ci-dessous. Cette internalisation suppose cependant une intervention des pouvoirs publics pour taxer les énergies les plus polluantes ou allouer des aides spécifiques aux ENR.

Comparaison des coûts de production d'électricité avec internalisation des externalités



En internalisant les coûts externes des différentes sources d'énergie, les ENR peuvent concurrencer la production d'électricité à partir de turbines à gaz naturel à cycles combinés.

HY : petites centrales hydroélectriques
 BM : biomasse
 EE : énergie éolienne
 GE : géothermie
 PV : photovoltaïque

Source : Commission européenne

¹⁰⁹ voir 3.3.3

¹¹⁰ Selon l'ADEME, le potentiel terrestre et maritime en France pour l'énergie éolienne est de 160 TWh. La production totale d'électricité est en 2000 de 540 TWh dont 415 pour le nucléaire.

¹¹¹ La répartition du coût d'une centrale thermique classique est de 20% d'investissement initial et de 80% de fonctionnement actualisé. La répartition est inverse, en moyenne, pour une unité de production éolienne ou solaire.

¹¹² Dans le secteur de la production éolienne, des gains de productivité de 55% ont été réalisés en dix ans, le coût de production atteignant 30 centimes par kWh en 2000. En outre, certains acteurs de la filière ont, par une politique de fusion-acquisition, atteint la taille critique nécessaire à un développement d'envergure (Vestas; Micon/Nordtank).

L'acceptabilité sociale est également un frein à leur développement. La production d'ENR est plus consommatrice d'espace que les filières traditionnelles : une centrale hydraulique occupe jusqu'à 350 fois plus d'espace qu'une centrale au gaz pour une quantité produite identique. Certaines unités de production d'ENR peuvent apporter des nuisances visuelles et sonores ou porter atteinte à la biodiversité. Le progrès technologique atténue cependant ces craintes notamment en ce qui concerne le bruit ou les dommages écologiques.

Même si ces obstacles se réduisent, un **soutien actif des pouvoirs publics est nécessaire** pour valoriser le potentiel des ENR. En effet, les énergies conventionnelles ont bénéficié d'aides importantes qui devraient également profiter aux ENR au regard de leur avantages en termes de sécurité énergétique et de protection de l'environnement. Un double niveau d'action publique est nécessaire, conformément au principe de subsidiarité, car les situations nationales sont très hétérogènes.

Au niveau national, les Etats membres utilisent des instruments variés pour soutenir les ENR : les aides publiques à la R&D, l'obligation de rachat à des tarifs préférentiels, la mise en place de marchés de certificats verts¹¹³, la taxation des énergies polluantes¹¹⁴, la garantie d'un accès au réseau de distribution. Ces mécanismes ne sont pas exclusifs les uns des autres. On peut cependant noter un effort relativement faible des politiques de R&D pour le développement des ENR¹¹⁵, le cas de la France étant symptomatique avec une concentration de la recherche sur le nucléaire (92%) et une part très faible pour les ENR (2%).

Proposition 1 : en complément des politiques publiques de soutien aux ENR en aval, l'attention devrait être portée de façon plus importante sur la recherche en amont, notamment par un rééquilibrage des budgets publics. Elle devrait également évoluer vers la constitution de réseaux d'innovation.

Au plan européen, le Livre Blanc sur les énergies renouvelables¹¹⁶ a fixé comme objectif une part de 12% de la consommation énergétique communautaire totale et de 22,1% d'électricité produite à partir d'ENR pour 2010 (décliné par Etat dans la directive du 17 septembre 2001). Seul un volontarisme plus grand de la plupart des Etats membres permettra d'atteindre ces objectifs. En effet, peu d'Etats étaient favorables à la fixation d'objectifs contraignant et l'harmonisation des pratiques (certification, régimes d'aides) n'est pas à l'ordre du jour.

Proposition 2: mettre en place une garantie d'origine de l'électricité ENR européenne. Si les régimes d'aides peuvent rester de la responsabilité des Etats membres du fait de l'hétérogénéité des situations, un certificat européen serait plus facile à mettre en place que le système actuel¹¹⁷ et renforcerait la confiance du consommateur européen.

Proposition 3: engager une réflexion sur la mise en place d'un marché européen du certificat vert. Un marché européen permettrait d'obtenir des effets d'échelle et de permettre une allocation optimale des unités de production d'ENR au niveau européen. Il irait de pair avec la création d'une bourse européenne de l'électricité. Des obligations d'achat pourraient être envisagées à moyen terme avec une introduction progressive.

¹¹³ Voir encadré sur les certificats verts en annexe 10.

¹¹⁴ Cette taxe qui vise internaliser les coûts externes est notamment mise en œuvre aux Etats-Unis pour les producteurs d'énergie éolienne dans le cadre du *Comprehensive Electricity Competition Act* de 1999.

¹¹⁵ Malgré une croissance de la part des budgets publics de R&D des pays membres de l'AIE consacrée aux ENR (de 6,1% en 1990 à 8,2% en 1998), la part reste faible comparée aux budgets du nucléaire (52%).

¹¹⁶ Commission européenne (1997a).

¹¹⁷ L'article 5 de la directive « ENR » de 2001 impose aux Etats membres de mettre en place une certification d'origine ENR de l'électricité à partir de 2003 mais chaque Etat peut en choisir les modalités.

En tout état de cause, l'augmentation de la part des ENR dans le bilan énergétique ne suffira pas à accroître sensiblement le taux d'indépendance des Etats européens, d'autant que la production d'ENR concerne essentiellement l'électricité, domaine où la dépendance de l'Europe est faible.

Cette analyse de la faiblesse des marges de manœuvre sur l'offre domestique doit, dans une perspective de long terme, être pondérée par la prise en compte des apports potentiels du progrès technique. A ce titre, un soutien public suffisant à la recherche est essentiel, notamment pour les technologies encore éloignées de la maturité industrielle. Le cas de l'Institut Français du Pétrole, financé par une part de la fiscalité sur les carburants et qui a un rôle important dans la recherche est exemplaire. La baisse relative des budgets de recherche consacrés à l'énergie, tant à l'échelle nationale qu'européenne¹¹⁸ est inquiétante pour la garantie de l'offre de long terme et devrait être corrigée.

Proposition 4 : le 6^{ème} programme-cadre de recherche et développement européen (2002-2006), qui n'a pas prévu de crédits pour le soutien à l'innovation dans le domaine des hydrocarbures, devrait être amendé, et l'énergie devrait faire l'objet d'un chapitre spécifique en prenant davantage en compte l'intérêt communautaire que les intérêts de chaque Etat membre.

Enfin, il convient de garder à l'esprit que le constat sur l'offre domestique ne vaut que dans le cadre du système énergétique actuel, que le développement à grande échelle de technologies radicalement nouvelles serait susceptible de bouleverser. Les hypothèses les plus prometteuses concernent aujourd'hui la pile à combustible* qui pourrait permettre l'émergence d'un nouveau système énergétique fondé sur l'hydrogène. Les problématiques relatives à la sécurité des approvisionnements seraient alors profondément modifiées.

2.2.2 La maîtrise de la consommation énergétique : l'éventail des choix

Alors que les marges de manœuvre pour augmenter la production domestique d'énergie sont limitées, les perspectives de maîtrise de la consommation, justifiées pour des raisons économiques ou environnementales et susceptibles de réduire la dépendance énergétique, sont plus ouvertes. Le Livre vert fait d'ailleurs de la maîtrise de la demande d'énergie la principale piste de limitation de la dépendance, sans toutefois que ce « gisement » fasse l'objet d'une évaluation précise¹¹⁹.

La croissance de la demande d'énergie s'explique schématiquement par la croissance économique et la croissance démographique (très faible). Cependant, le dynamisme de la demande d'énergie n'est pas strictement proportionnel à la croissance économique, en raison des gains d'intensité énergétique obtenus soit par une amélioration de l'efficacité énergétique*, soit par une modification des comportements. Ces évolutions peuvent varier en fonction des énergies et des secteurs de consommation. Ainsi, la consommation de gaz connaîtra une forte croissance d'ici 2020, en raison principalement de son utilisation croissante pour la

¹¹⁸ Cette baisse affecte les budgets de recherche privés : les principales entreprises pétrolières et gazières américaines ont réduit leur dépenses de R&D de 43% en moyenne dans les années 1990. Elle affecte également les budgets publics qu'ils soient nationaux, (plus de 70% pour l'Allemagne, l'Italie et le Royaume-Uni), ou européens. Si le montant des budgets des PCRD est passé de 3,8 Mds € pour le premier (1984-1987) à 15 Mds € pour le cinquième (1998-2002), la part des crédits consacrés à l'énergie est passé sur la même période de 50% à 15% du budget total.

¹¹⁹ Déjà en 1996, la Commission européenne avait élaboré quatre scénarios d'évolution de la demande à horizon 2020 (« Conventional wisdom », « Battlefield », « Forum » et « Hypermarket »). Ces scénarios fournissaient des résultats peu différents entre eux.

production d'électricité, et le secteur des transports absorbera la plus grande partie de la demande supplémentaire en énergie¹²⁰.

Pourtant différentes analyses prospectives soulignent, qu'en matière de maîtrise de l'énergie, l'avenir est ouvert.

2.2.2.1 Des scénarios contrastés

Les études effectuées pour la France¹²¹, notamment celles du Commissariat général du Plan, aboutissent à des évolutions contrastées de la consommation totale d'énergie primaire (CTEP), qui pourrait varier en 2020 entre 258 Mtep¹²² (soit environ son niveau actuel) et 323,5 Mtep¹²³. Cela représente une différence de 66 Mtep, soit 26% de la consommation énergétique actuelle et près des trois quarts de la consommation de pétrole de la France. A partir de ces scénarios établis pour la France, on peut calculer, avec certaines précautions, des scénarios également contrastés pour l'OCDE-Europe. Le calcul des taux de croissance moyens annuels par énergie et par secteur et des données de l'OCDE-Europe permet d'extrapoler les données pour cette zone en 2020. Bien entendu, cette méthode introduit¹²⁴ des biais mais elle permet toutefois d'avoir une idée à peu près correcte des potentiels de gains énergétiques à horizon de 20 ans.

Consommation totale d'énergie primaire (CTEP) de l'OCDE-Europe (Mtep)

	1999	ST	S1	S2	S3
CTEP	1675,45	2260	2189	2038	1757
Charbon	296,64	211	245	227	169
Pétrole	662,87	834	827	790	664
Gaz	367,93	855	719	609	543
Nucléaire	243,63	249	276	291	273
ENR	104,22	111	122	121	108

Source : pour les données de 1999 : AIE (2001). Extrapolation pour ST, S1, S2 et S3 à partir des taux de croissance déterminés par la DGEMP et le Commissariat général du Plan (calcul des auteurs).

Les gains potentiels maximum représenteraient donc environ 500 Mtep par an d'ici 20 ans, soit près de 30% de la consommation d'énergie primaire actuelle ou 95% de la consommation de gaz naturel dans 20 ans. Ces économies représenteraient respectivement les trois quarts de la consommation actuelle annuelle de pétrole des Etats européens de l'OCDE-Europe et près de 80% de la consommation du secteur des transports de cette même zone. Ces extrapolations, avec les limites qu'elles comportent, montrent que les perspectives restent ouvertes et que « l'explosion de la demande d'énergie » n'est pas une fatalité.

¹²⁰ Le nombre de kilomètres parcourus annuellement par chaque ressortissant de l'Union européenne passerait de 12287 km à 17545 km entre 1995 et 2020, soit une augmentation de 42,8%. Les distances parcourues par la route augmentent de 33% et celles par avion de 400% (Source : Commission européenne, 1999f).

¹²¹ Les quatre scénarios sont présentés à l'annexe 11. Le scénario ST est un scénario tendanciel. Le scénario S1 est fondé sur un désengagement de l'Etat dans la politique énergétique, S2 sur une politique énergétique tournée vers la compétitivité de l'industrie et S3 sur une politique énergétique orientée vers le respect de l'environnement et le développement durable.

¹²² Scénario S3 du Commissariat général au Plan.

¹²³ Scénario tendanciel de la DGEMP.

¹²⁴ La France a certes une intensité énergétique très proche de celle de la moyenne de la zone OCDE-Europe (0,194 kep par dollar de PIB pour la première, 0,189 kep pour la seconde). Cependant la structure énergétique de la France et de l'OCDE-Europe est sensiblement différente du fait d'une plus grande part réservée au nucléaire et de la part plus réduite du gaz et du charbon. Cependant, le calcul par extrapolation des taux de croissance moyens annuels permet d'éviter le biais de structure, en raisonnant en différentiel et non en valeur absolue. Par ailleurs les résultats obtenus pour la France (déclin rapide du charbon, forte progression du gaz, explosion de la consommation dans le secteur des transports) sont des tendances attendues pour tous les pays européens.

2.2.2.2 Quelles recommandations de politique énergétique ?

Il semble nécessaire d'aller au-delà des gains induits par les seuls effets d'inertie des mesures déjà adoptées, tant au niveau européen qu'au niveau national. Dans le secteur de l'industrie, l'amélioration de l'efficacité énergétique est motivée spontanément par la recherche de la maîtrise des coûts de production. En revanche, dans le secteur du bâtiment et des transports, il ne paraît pas possible de s'en remettre aux seules initiatives privées. Il s'agit donc de rechercher à la fois des gains sur l'intensité énergétique mais également de mettre en œuvre des politiques publiques pour inciter les agents à adopter des comportements plus économes.

Quelques orientations sont fournies ici. Elles sont conformes aux hypothèses qui sous-tendent les scénarios présentés ci-dessus et seraient de nature à permettre d'atteindre le bas de la fourchette des prévisions de consommation d'énergie en 2020. Elles nécessitent une volonté claire et constante pour leur mise en œuvre.

Orientations pour une maîtrise de l'énergie	
Au niveau de l'Union européenne	Au niveau national
<ul style="list-style-type: none">- Développement des infrastructures ferroviaires à grande vitesse pour contrer le dynamisme du transport aérien- Mise en place d'un programme pluriannuel d'amélioration de l'efficacité énergétique avec des objectifs définis par le Conseil européen, permettant une diffusion des bonnes pratiques ;- Création d'une Agence européenne de maîtrise de l'énergie agissant aussi en direction des pays candidats¹²⁵- Renforcement des normes de consommation électrique des appareils.	<ul style="list-style-type: none">- Augmentation progressive de la fiscalité sur les carburants (environ 1% par an, soit 30% en 20 ans) et promotion des biocarburants ;- Rééquilibrage des modes de transport au profit des transports collectifs (promotion des transports urbains propres, développement du ferroutage) ;- Meilleure application de la réglementation sociale du transport routier pour révéler son vrai coût ;- Politique de soutien à l'innovation technique et à la diffusion des produits les plus efficaces sur le plan énergétique.

Au regard des perspectives établies ci-dessus pour l'offre et la demande, il semble que la dépendance énergétique de l'Europe devrait croître après trois décennies d'évolution contraire¹²⁶. Toutefois, le calcul du taux d'indépendance dans 20 ans est un exercice délicat. Si la Commission européenne considère dans le Livre vert un taux de 70% de dépendance de l'UE comme très vraisemblable en 2020, cette estimation peut être contestée. En considérant le périmètre de l'OCDE-Europe¹²⁷, on constate que la fourchette des taux de dépendance est extrêmement large. **Si la dépendance va très probablement s'accroître dans 20 ans, il est délicat de déterminer dans quelles proportions** : en croisant les hypothèses extrêmes, on obtient un taux d'indépendance variant de 17% à 55% pour le gaz, et de 6,7% à 57% pour le pétrole... L'estimation de l'AIE, qui retient des hypothèses moyennes, est de 38% pour le gaz et de 21% pour le pétrole. Il est encore plus hasardeux de calculer un taux global de dépendance du fait de l'incertitude sur l'évolution de la part de chaque énergie dans le bilan énergétique. Ce taux doit de plus être interprété avec précaution car l'analyse de la dépendance et des risques doit être menée énergie par énergie.

2.2.3 Réduire la vulnérabilité associée aux risques et à la dépendance croissante

Au-delà de la recherche d'une plus grande indépendance par l'augmentation de l'offre interne ou la maîtrise de la demande, la politique énergétique peut agir à taux de dépendance constant pour réduire la vulnérabilité par la diversification des sources d'approvisionnement et le choix d'un bilan énergétique qui privilégie les énergies les moins risquées.

La diversification des approvisionnement en provenance de régions moins risquées a été un levier d'action essentiel en faveur de la sécurité énergétique. Si à l'heure

¹²⁵ L'intensité énergétique de la Pologne est de 0,28 tep par dollar de PIB, celle de la République tchèque de 0,3, pour une moyenne de 0,189 pour la zone OCDE Europe (Source : AIE).

¹²⁶ Voir le tableau de l'évolution du taux d'indépendance à l'annexe 12.

¹²⁷ Certes plus favorable en termes d'indépendance en raison de la présence de la Norvège dans l'agrégat.

actuelle, les Etats européens ont un approvisionnement pétrolier relativement diversifié¹²⁸, l'exposition au risque géopolitique n'est pas négligeable, puisque plus de 40% des importations proviennent du Moyen-Orient. Le maintien de cette diversité est néanmoins contraint par la production disponible sur le marché, même si l'exploitation de pétroles non-conventionnels au Venezuela et au Canada et le développement de la production de la Caspienne constituent des pistes de diversification.

L'approvisionnement extérieur en gaz de l'Union européenne dépend, à l'heure actuelle, de trois fournisseurs principaux¹²⁹. Cependant, certains pays sont entièrement dépendants de la Russie pour leurs importations (Grèce, Pologne), et comme pour le pétrole, les réserves prouvées de gaz sont concentrées dans quelques zones¹³⁰. Il est donc primordial que les Etats européens poursuivent la diversification de l'origine de leurs importations. Hormis la construction de nouvelles infrastructures terrestres, les perspectives de diversification reposent sur le développement de la filière GNL^{*} permettant l'approvisionnement en provenance de régions plus éloignées (Trinidad et Tobago, Nigeria, Egypte, Qatar, Iran). Les pouvoirs publics doivent donc conserver un rôle important dans la surveillance des approvisionnements des opérateurs privés, en faisant de la diversification des approvisionnements un critère d'octroi des licences d'opérateurs.

Les Etats européens ont également pris des mesures visant à **diversifier leur bilan énergétique** en réduisant notamment l'usage du pétrole aux secteurs où il ne peut pas actuellement être remplacé. La fiscalité peut constituer un outil utile en ce sens notamment en encourageant la réorientation de la consommation vers des énergies jugées moins risquées, dans la mesure où son impact est relativement sensible à long terme¹³¹.

La diversité de la consommation actuelle de l'Union européenne est globalement satisfaisante¹³², cependant la dépendance excessive de certains pays à l'égard d'une seule source d'énergie largement importée comme le Portugal (pétrole) et l'Italie (gaz) est préoccupante.

Certains Etats ont d'ores et déjà pris des mesures pour favoriser la diversification géographique de leurs approvisionnements¹³³. Il serait cependant judicieux d'aller plus loin et de fixer des critères combinant la part de chaque énergie dans le bilan énergétique et l'origine géographique des importations afin de pondérer le taux de dépendance de chaque énergie par les risques qui lui sont associés. Chaque pays de l'Union européenne pourrait adapter en ce sens son cadre juridique, notamment pour la production d'électricité, dans un contexte de libéralisation du marché intérieur européen.

Proposition 5 : Les Etats pourraient se doter d'un mécanisme de double plafond, qui consisterait à imposer un taux maximal d'utilisation d'une seule source d'énergie, combiné, de façon cumulative, à un taux maximal d'importation en provenance d'un même pays

Dans la mesure où la possibilité d'asseoir la sécurité énergétique sur la recherche d'une dépendance maîtrisée s'est réduite en parallèle avec les marges de manœuvre existant sur la production domestique, mais également sur la maîtrise de la consommation, les politiques énergétiques doivent accentuer leurs efforts de sécurisation des approvisionnements externes.

¹²⁸ Répartition des importations de pétrole de l'UE : Norvège 21%, CEI 18%, Arabie Saoudite 13%, Libye 10%, Iran 9%, Irak 7%, Autres OPEP 12%, Autres 10%. Source AIE, Commission européenne. Livre vert.

¹²⁹ Répartition des importations de gaz de l'UE : CEI 41%, Norvège 25%, Algérie : 29%, autres 5%. Source : Commission européenne (2000d).

¹³⁰ Voir carte à l'annexe 6.

¹³¹ Les études économétriques montrent, par ailleurs, que l'élasticité entre les prix (intégrant une grande part de fiscalité) et la consommation de carburant est forte sur le long terme (0,6 à 0,8 sur 10 ans).

¹³² La diversité peut être appréciée par l'indicateur Shannon-Weiner, qui permet d'apprécier en relatif le degré de diversification de la consommation énergétique primaire et secondaire des Etats. Voir graphique à l'annexe 13.

¹³³ Certains Etats comme l'Espagne (loi du 7 octobre 1998) ou la Pologne (loi du 5 décembre 1997) ont fixé par la loi des contingents d'importation en provenance d'un seul fournisseur. Ainsi, aucun Etat ne peut fournir plus de 60% du gaz importé en Espagne et 84% en Pologne.

3 POUR UNE STRATÉGIE DE SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE GLOBALE

3.1 Rechercher une coopération de long terme entre pays producteurs et pays consommateurs

Le contexte international actuel, marqué à la fois par la modification des enjeux géopolitiques et par le développement de marchés mondiaux de l'énergie, a favorisé l'émergence d'une interdépendance de fait entre pays producteurs-exportateurs* et pays consommateurs* d'énergie. Pour les premiers, les exportations d'énergie constituent une source de recettes indispensable qu'ils investissent notamment dans les économies occidentales ; pour les seconds, l'approvisionnement en énergie conditionne leur croissance économique. L'adéquation de l'offre et de la demande de long terme est de ce fait un enjeu commun aux pays producteurs et consommateurs. Par ailleurs, la menace pesant sur les approvisionnements de ces derniers réside surtout dans le risque de déstabilisation d'un pays producteur du fait de sa forte dépendance à la rente pétrolière. Si cette dépendance renforce la position des pays consommateurs dans le dialogue, la diversification économique des pays producteurs contribuerait à réduire leur fragilité. Un dialogue est donc possible et souhaitable pour transformer une interdépendance subie en une interdépendance organisée.

3.1.1 Des interdépendances existantes, des intérêts parfois convergents

3.1.1.1 Garantir l'adéquation entre offre et demande à long terme

L'épuisement des réserves constitue une menace de long terme tant pour les pays exportateurs que pour les pays consommateurs. A ce titre, le maintien d'un niveau suffisant d'investissement dans le secteur des hydrocarbures constitue un enjeu fondamental pour assurer l'adéquation entre offre et demande de long terme : ces investissements ne seront consentis que s'ils s'inscrivent dans le cadre d'un environnement politique et juridique favorable, impliquant notamment une ouverture de l'amont pétrolier et gazier.

3.1.1.1.1 Préserver une capacité d'investissement suffisante

Le renouvellement des réserves est étroitement dépendant des investissements en exploration-production et du progrès technologique. Or, la nationalisation de la production pétrolière et gazière de la plupart des Etats producteurs, dans les années 1970, a conduit à une diminution des investissements et donc de leurs capacités exportatrices, la majorité d'entre eux ne disposant pas des technologies et des capitaux suffisants pour exploiter durablement toutes leurs ressources¹³⁴. Certes, les compagnies occidentales ont diversifié leurs zones de prospection et d'exploitation, mais la concentration des réserves d'hydrocarbures au Moyen-Orient rend indispensables des investissements suffisants dans cette zone.

Le cas de la Russie, dont les réserves et la production de pétrole (de 516 Mt/an à 304 Mt/an en 1999)¹³⁵ sont en diminution rapide, est particulièrement éloquent. Entre 1990 et 1994, les investissements dans l'industrie pétrolière russe ont été divisés par trois¹³⁶. Pour maintenir le niveau actuel d'approvisionnement de l'Europe en hydrocarbures russes, il sera indispensable d'exploiter des gisements plus difficilement accessibles (gisements sibériens dans le permafrost) et donc beaucoup plus coûteux¹³⁷. La présence de compagnies occidentales s'avère donc nécessaire car les seuls capitaux russes ne pourront suffire.

¹³⁴ La capacité de production des pays de l'OPEP est ainsi passé de 40mb/jour au début des années 1970 à 27 mb/jour en 1986. A l'heure actuelle, la capacité de production de l'OPEP ne dépasse pas 34 Mb/jour.

¹³⁵ Annuaire statistique russe, 1999.

¹³⁶ Bobylev (1995)

¹³⁷ Les besoins en capitaux du secteur des hydrocarbures ont été estimés entre 400 et 450 Mds € d'ici à 2020 (voir annexe n°XX)

L'enjeu est double en ce domaine pour les Etats consommateurs : il ne s'agit plus de s'approprier des ressources, via leurs entreprises nationales, mais de faire en sorte que l'offre mondiale s'accroisse au même rythme que la demande. Cependant, la présence d'entreprises occidentales dans les pays producteurs a toujours été considérée par les Etats consommateurs comme une garantie solide de leurs approvisionnements : la recherche par le Japon de nouvelles concessions au Moyen Orient témoigne, par exemple, de la nécessité d'être présent « en amont »¹³⁸. Pour les pays producteurs, la diffusion de technologies avancées découvertes grâce aux efforts de recherche et développement des pays consommateurs (cf. 221) leur permet d'exploiter au mieux leur potentiel de production.

3.1.1.1.2 Garantir un environnement juridique et fiscal favorable

La mise en place d'un environnement juridique stable et transparent est nécessaire pour inciter les entreprises à consentir les investissements qui servent l'intérêt commun des producteurs et des consommateurs.

Concernant **la sécurisation des investissements**, les Etats consommateurs peuvent agir à la fois par le biais de garanties nationales ou dans le cadre d'accords internationaux. Ainsi, la COFACE¹³⁹ en France ou des organismes similaires dans d'autres pays offrent des garanties pour les investissements des entreprises. De manière plus générale, les pays consommateurs s'efforcent de signer des accords bilatéraux avec les Etats où un risque existe, dans le cadre de la convention de Washington¹⁴⁰, afin de rassurer les investisseurs privés. L'accord de coopération entre l'UE et le Conseil de Coopération du Golfe¹⁴¹ est un outil essentiel mais son cadre d'application reste limité, et le Traité sur la Charte de l'Energie n'inclut pas les principaux pays producteurs.

Proposition 6 : engager la négociation, dans un cadre multilatéral le plus large possible¹⁴², d'un accord sectoriel sur l'investissement en matière énergétique qui garantisse la stabilité juridique et fiscale et prévoie un mécanisme de règlement des différends.

L'apport du Traité sur la Charte de l'Energie

La Charte européenne de l'énergie vise à instaurer une coopération énergétique entre l'UE, les PECO et la CEI afin de renforcer la sécurité des approvisionnements de l'Europe et de contribuer au développement des économies en transition. D'autres Etats, dont les Etats-Unis et le Japon, ayant souhaité rejoindre cette initiative, la Charte a été signée en 1991 par 52 pays. Le texte fut complété en 1994 pour aboutir au Traité sur la Charte de l'énergie que la Russie n'a toujours pas ratifié. Les objectifs de la Charte sont larges :

- la création d'un cadre juridique permettant la mise en place d'un véritable marché de l'énergie au sein de la CEI et des PECO, et garantissant la protection des investissements étrangers sur la base de l'égalité de traitement avec les investissements nationaux : application des règles minimales de l'OMC au commerce de l'énergie ; respect de l'acquis communautaire par application des réglementations de l'UE pour les échanges ;
- la garantie de la liberté de commerce et de transit des flux énergétiques y compris en cas de conflit ;
- la promotion de l'utilisation efficace de l'énergie ainsi que le transfert de technologies vers les pays précités.

Si l'application des engagements pris dans la Charte apparaît encore inégale notamment dans les pays de la CEI et si le refus de ratification par la Russie obère, à ce stade, son efficacité, mais l'Union dispose désormais d'un cadre

¹³⁸ En effet, après que l'AOC japonaise a perdu, en 2000, sa plus importante concession dans la zone neutre appartenant à l'Arabie Saoudite, le Japon s'est inquiété de l'éviction de ses entreprises d'une région qui lui fournit 86% de ses approvisionnements pétroliers et s'est alors tourné vers l'Iran pour obtenir de nouvelles concessions.

¹³⁹ La COFACE est désormais un organisme privé mais qui assure des missions de service public sous la tutelle de la DREE et du Trésor. Elle donne des avis sur les risques de certains investissements et publie une analyse des risques pays (www.cofacerating.com). voir annexe n°XX.

¹⁴⁰ La convention de Washington, signée le 18 mars 1965, est un cadre pour la conclusion d'accords bilatéraux relatifs aux investissements. Actuellement, plus de 1300 accords sont en vigueur. Leur valeur dépend malgré tout de la crédibilité du pays d'accueil.

¹⁴¹ Cet accord, signé en 1988, vise, entre autres sujets, à encourager les investissements privés dans les deux sens et les coopérations dans le domaine de l'énergie.

¹⁴² L'OMC pourrait être l'enceinte la plus adaptée mais la plupart des pays producteurs-exportateurs, notamment ceux du Moyen-Orient, n'en étant pas membres, une conférence multinationale *ad hoc* serait nécessaire.

juridique de référence pour le règlement des conflits du commerce de l'énergie et des investissements. Ce cadre devrait aussi permettre l'aboutissement du protocole sur le transit, fondamental pour la sécurité de l'acheminement des hydrocarbures en provenance de la CEI.

Les investissements pétroliers et gaziers devraient être facilités par la tendance des Etats producteurs, depuis le début des années 1990, à ouvrir leur amont aux investissements étrangers afin de garantir un niveau de production compatible avec leurs besoins de financement, comme en témoigne la récente décision saoudienne sur l'exploitation du gaz naturel¹⁴³.

L'ouverture de l'amont : un état des lieux

On entend par ouverture de l'amont « *la mise en place d'un environnement législatif et politique permettant aux compagnies étrangères d'explorer et d'exploiter les réserves pétrolières et gazières dans un cadre contractuel, fiscal et commercial transparent et totalement ouvert à la concurrence* » (DGEMP). Les évolutions géopolitiques, et notamment l'effondrement du bloc soviétique¹⁴⁴, ont permis à nombre de pays d'ouvrir leur secteur énergétique aux investissements occidentaux. Dans ces pays, la réduction des coûts liée aux nouvelles technologies, notamment offshore, offre la possibilité à des compagnies occidentales de découvrir et d'exploiter des réserves jusqu'à présent inaccessibles. La DGEMP a élaboré une typologie pour classer les Etats producteurs selon le degré d'ouverture de leur amont :

- pays sans perspective d'ouverture de leur amont à court terme : le Mexique ;
- pays engagés de façon modérée dans une ouverture partielle : l'Arabie Saoudite (pour le gaz), le Koweït (seulement pour les contrats de services) ;
- pays qui pourraient éventuellement s'ouvrir : l'Irak (sous embargo partiel de l'ONU), l'Iran et la Libye (concernés par l'*Iran-Libya Sanction Act*, dite loi « d'Amato-Kennedy »). L'Iran a cherché la coopération technique et financière des compagnies internationales pour réhabiliter son amont pétrolier et a conclu cinq contrats (dont certains avec Totalfinaelf) en 1997 ;
- pays ouverts dont le cadre juridique et fiscal constitue un frein aux investissements : le Venezuela et la Russie ;
- pays récemment ouverts : Algérie, Angola, Emirats arabes unis, Soudan, Kazakhstan, Turkménistan...

Si l'ouverture de l'amont progresse, ce sont près de 40% des réserves mondiales de pétrole qui restent détenues par les trois Etats les moins ouverts (Arabie Saoudite, Koweït et Mexique), tant l'exploitation des hydrocarbures est perçue par ces derniers comme un élément clé de leur souveraineté. Si on y ajoute l'Irak, l'Iran, le Venezuela et la Russie, où moins de 10% de la production pétrolière est réalisée par des sociétés mixtes (*joint-ventures*), ce sont en réalité près des deux-tiers des réserves mondiales qui sont fermées en droit ou en fait aux compagnies occidentales. Celles-ci ne possèdent actuellement que 12 ans de réserves contre 18 ans en 1980¹⁴⁵, alors que les entreprises nationales des grands pays exportateurs détiennent des réserves nettement supérieures. La sécurisation des investissements dans les pays où l'amont est ouvert, mais où les entreprises sont réticentes à investir est donc une priorité.

Enfin, **l'acheminement des hydrocarbures** constitue également un intérêt partagé pour les Etats producteurs et les Etats consommateurs, d'autant que la taille des projets, notamment dans le cas du gaz, dépasse la capacité d'un seul opérateur ou d'un seul pays. Des incertitudes géopolitiques, telles que celles qui pèsent sur le tracé des infrastructures d'évacuation des hydrocarbures de la Caspienne, peuvent également obérer le développement de la production¹⁴⁶.

¹⁴³ Le « Conseil suprême pour les hydrocarbures » a décidé en juin 2001 d'ouvrir la prospection et l'exploitation de certains gisements de gaz naturel d'une superficie totale de 440 000 km², en association avec Aramco (société nationale saoudienne) à huit multinationales dont Totalfinaelf à Shaybah.

¹⁴⁴ Les anciens satellites de l'URSS (Algérie, Angola, Yémen notamment) et ses anciennes Républiques du Caucase et d'Asie centrale (Azerbaïdjan, Kazakhstan, Turkménistan), producteurs de pétrole, ont dû rechercher de nouveaux partenaires et ont été mus par une volonté d'émancipation vis-à-vis de la Russie.

¹⁴⁵ Source : IFP.

¹⁴⁶ Voir carte à l'annexe 17.

3.1.1.2 Rechercher des prix modérés et stables

L'intérêt des pays consommateurs à la stabilité et à la modération des prix est évident¹⁴⁷, mais les effets de prix trop bas peuvent se révéler à terme pernicieux : ils ne constituent pas une incitation à la maîtrise de l'énergie ni aux investissements dans de nouvelles zones de production et portent, en outre, le risque d'une déstabilisation des pays exportateurs. L'intérêt de ces derniers à la modération des prix semble a priori moins clair, mais il est pourtant tout aussi réel. Certes, un prix du brut durablement bas est difficilement soutenable en raison de leur extrême dépendance aux recettes pétrolières, mais un prix trop élevé ne constitue pas non plus un optimum de long terme. Leurs recettes sont maximisées à court terme mais la rentabilisation de gisements plus onéreux conduit à des pertes de parts de marché. Les pays consommateurs sont, par ailleurs, incités à substituer au pétrole d'autres sources d'énergie¹⁴⁸. Il reste cependant à définir une référence de prix incontestable dans la mesure où coexistent pour l'heure trois prix principaux¹⁴⁹.

3.1.2 Le dialogue entre pays producteurs et consommateurs est un moyen de faire converger ces intérêts communs

Les interdépendances entre l'Union européenne et les principaux détenteurs des ressources énergétiques rendent possible et indispensable un dialogue qui a jusqu'à présent échoué sur des conflits d'intérêts économiques et politiques. Ce dialogue pourrait être élargi à d'autres acteurs tant géographiques (Iran, bassin méditerranéen, pays émergents) qu'institutionnels (entreprises, ONG) et doit se dérouler au niveau pertinent selon les partenaires¹⁵⁰. Pour les Etats européens, le cadre de l'Union européenne semble le plus approprié.

Proposition 7 : s'engager dans la définition d'une politique énergétique extérieure européenne dans le cadre de la PESC¹⁵¹. Bien qu'elle relève encore de la souveraineté nationale, une telle politique serait de nature à renforcer la place de l'Europe dans les rencontres internationales. En outre, si l'Europe est déjà présente dans le dialogue avec l'OPEP ou avec la Russie, une compétence PESC clarifierait cette situation en permettant de mieux intégrer les Etats membres que les procédures actuelles. Cette réforme pourrait toutefois se heurter aux divergences de vision entre des Etats dépendants des approvisionnements extérieurs et les exportateurs d'hydrocarbures (Royaume-Uni et Pays-Bas notamment), mais la prise en compte de la baisse inéluctable de leur production interne pourrait permettre de surmonter, à terme, ces difficultés.

¹⁴⁷ Voir 2.1.3.

¹⁴⁸ La tentative de maintenir les cours du brut entre 22 et 28\$ pourrait être interprétée comme l'assimilation de cette contrainte par l'OPEP. Des études menées par l'IEPE suggèrent qu'une stratégie optimale pour l'OPEP consisterait à afficher de façon crédible un objectif de 24\$ en évitant que le cours ne s'en s'écarte pendant plus de douze mois. Cependant, les producteurs pourraient accepter ou provoquer des fluctuations amples et de faible durée autour de cet objectif qui brouilleraient les perspectives pour les Etats consommateurs et ne les inciteraient pas à mener des politiques de maîtrise de la demande ou de diversification énergétique.

¹⁴⁹ Le marché du *Brent* est insuffisamment liquide et développé, le *WTI* et le *Dubai* ne sont que des bruts locaux.

¹⁵⁰ Jusqu'à présent, le dialogue multilatéral avec les pays exportateurs a aussi été entravé par des relations bilatérales motivées par des intérêts particuliers notamment entre l'Arabie saoudite et les Etats-Unis ou la France et certains pays arabes.

¹⁵¹ L'examen des objectifs de la PESC montre que la politique énergétique extérieure de l'Union pourrait en faire partie. L'article 11 du titre V du TUE prévoit notamment comme objectifs : « la sauvegarde des valeurs communes, des intérêts fondamentaux, de l'indépendance et de l'intégrité de l'Union (...) ; le renforcement de la sécurité de l'Union sous toutes ses formes ».

3.1.2.1 Le partenariat stratégique avec la Russie : une garantie à long terme des approvisionnements de l'Union européenne

3.1.2.1.1 Une interdépendance forte et croissante

La proximité géographique de l'Union européenne et de la Russie en a fait depuis longtemps des partenaires dans le domaine de l'énergie. En effet, en 1999, 63% des exportations de gaz et 53% du pétrole russe étaient destinées à l'UE, soit respectivement 20% et 16% de sa consommation. Par ailleurs, la Russie exerce encore une influence régionale sur les Républiques de l'ex-URSS en Asie centrale et joue à ce titre un rôle majeur dans le choix des routes d'évacuation des hydrocarbures de la Caspienne.

La situation géographique de la Russie entre Europe et Asie, région qui connaîtra la plus forte croissance de ses besoins énergétiques d'ici 2020, rend ce dialogue d'autant plus nécessaire. La Russie pourrait figurer en bonne place dans la liste des fournisseurs de ces pays (notamment la Chine). De fait, depuis quelques années, Gazprom évoque un rééquilibrage des exportations entre l'UE et l'Asie. En cas de stagnation de la production, cette évolution pourrait détourner des flux d'approvisionnement de l'Europe.

Le partenariat énergétique entre l'Union européenne et la Russie : une initiative prometteuse

A la suite du 6^e sommet UE-Russie (30 octobre 2000), la Commission européenne a lancé un partenariat énergétique afin de resserrer les liens énergétiques entre la Russie et l'Union européenne, favoriser l'intégration des marchés et mettre en place les moyens de garantir, pour l'UE des approvisionnements réguliers et à un prix raisonnable, et, pour la Russie, un accès sûr à un marché vaste et intégré de l'énergie.

Plusieurs priorités d'actions ont été retenues parmi lesquelles la transparence des marchés de l'énergie, un audit commun de la fiabilité des infrastructures de transport existantes, le développement d'accords de production conjointe, la coopération en matière de technologies énergétiques et de maîtrise de l'énergie dans le secteur résidentiel, et enfin, la mise en place d'une procédure de règlement rapide des différends.

Le sommet du 3 octobre 2001 a identifié des domaines où des progrès devraient être obtenus : amélioration de la base légale de la production et du transport de l'énergie en Russie, simplification des procédures administratives et d'octroi de licences, développement d'un système régional de prévention des accidents et de détection de fuites sur les infrastructures pétrolières et gazières, mise en œuvre de projets-pilote en matière de maîtrise de l'énergie. A plus long terme, ce partenariat devrait déboucher sur l'étude des perspectives que les mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto pourraient ouvrir pour la Russie, l'adoption de mesures de protection de l'environnement ainsi qu'un niveau élevé de sûreté nucléaire, et la mise en valeur des sources d'énergie renouvelable.

3.1.2.1.2 Des difficultés à surmonter

Malgré des intérêts convergents évidents, les investissements occidentaux en Russie ne connaissent pas de réel essor en raison d'obstacles sérieux. La non-ratification du Traité sur la Charte de l'énergie a souvent été considérée comme le principal d'entre eux, la Russie n'offrant donc pas de cadre juridique et fiscal stable aux investissements étrangers ni de mécanisme de règlement des différends. Malgré l'importance fondamentale de ces deux aspects, il n'est toutefois pas souhaitable de faire de cette ratification un préalable à l'approfondissement du partenariat énergétique. Par ailleurs, les partenariats entre entreprises européennes et russes sont entravés par l'absence de restructuration du secteur énergétique russe, et le développement de l'économie de troc sur la vente des hydrocarbures fausse le jeu du « marché » et empêche les investissements nécessaires¹⁵².

Au-delà de la résolution de la question du financement de ce partenariat, plusieurs éléments paraissent essentiels pour qu'il soit fructueux. L'Union doit apporter une aide d'ampleur à la Russie en matière d'efficacité énergétique pour préserver ses capacités exportatrices en lui offrant l'expérience communautaire en la matière. L'UE et la Russie doivent également réaliser un audit du réseau d'acheminement des hydrocarbures russes en Europe en

¹⁵² Ainsi en 1996, 51% des ventes de gaz russe sur le marché intérieur ont été réglées en troc et les impayés à Gazprom s'élevaient début 2001 à plus de 4 Mds €. Pour certains auteurs, voir Locatelli (2000), Gazprom joue ainsi un rôle de « régulateur social » en se montrant souple sur le règlement des fournitures domestiques de gaz en échange de la part du gouvernement d'une souplesse identique sur sa contribution fiscale au budget de l'Etat.

vue d'une meilleure planification des investissements et de la réduction de la probabilité d'un incident technique.

Le contenu de ce dialogue entre l'UE et la Russie ne doit toutefois pas empiéter sur les compétences des opérateurs dans le choix des projets d'investissement et devrait mieux associer les Etats à sa définition et à sa mise en œuvre. Par ailleurs, si ce partenariat est prometteur, il ne doit pas placer l'UE dans une position fragile vis à vis de la Russie et marginaliser d'autres partenaires importants à long terme.

3.1.2.2 Un dialogue avec l'OPEP est-il possible ?

3.1.2.2.1 Un dialogue nécessaire

La concentration prévue de la production de pétrole conventionnel au Moyen-Orient et non-conventionnel au Venezuela¹⁵³ font du dialogue avec l'OPEP un enjeu de première importance pour les approvisionnements de l'Europe, d'autant que les pays de l'OPEP, et surtout l'Arabie Saoudite avec une capacité de production inexploitée d'environ 3 Mb/jour, peuvent compenser la défaillance d'un producteur majeur et effectuer l'ajustement du marché.

3.1.2.2.2 Le dialogue avec l'OPEP a toujours été difficile

Les relations avec les pays de l'OPEP, qui s'inscrivent dans le cadre d'un dialogue Nord-Sud plus global depuis le début des années 1970, ont souvent été empreintes de malentendus. Les pays producteurs ressentent le plus souvent la volonté des Etats occidentaux de promouvoir les échanges internationaux et le libéralisme économique comme une ingérence. Les débats récurrents sur la captation de la « rente pétrolière » par les pays consommateurs via la fiscalité, compliquent la convergence des analyses sur le niveau optimal du prix du pétrole. La mise en œuvre du protocole de Kyoto, qui implique *in fine* un rééquilibrage du bilan énergétique au détriment des hydrocarbures, pourrait renforcer ces dissensions.

Ce dialogue est d'autant moins aisé qu'aucun des deux camps n'affiche de position unie. L'OPEP est toujours peu homogène car animée par deux logiques qui, même si elles se sont estompées, demeurent toujours présentes. Certains Etats, aux ressources les plus importantes et à la population faible, tels l'Arabie Saoudite, les EAU ou le Koweït souhaitent maintenir des prix modérés pour conserver leurs parts de marché et éviter une diversification énergétique des pays consommateurs. D'autres Etats, aux caractéristiques inverses, poursuivent une logique de prix (tels le Venezuela, l'Iran ou le Nigeria) en privilégiant des prix plus élevés qui leur procure des recettes importantes indispensables à leur développement économique. Les Etats consommateurs n'affichent pas, non plus, une position toujours cohérente. Ainsi, les Etats-Unis ont toujours privilégié un dialogue bilatéral, notamment avec l'Arabie Saoudite.

3.1.2.2.3 Les ambitions du dialogue avec l'OPEP doivent rester réalistes

La question de la stabilité des prix ou du « juste prix » du pétrole est à l'évidence sous-jacente dans ce dialogue. Son efficacité et sa pérennité imposent cependant de n'aborder cette question que sous des angles connexes. Il convient d'abord d'avoir une certaine analyse commune du marché pétrolier et de ses évolutions probables dans les vingt prochaines années.

Le 7^e forum international de l'énergie, qui s'est tenu à Riyad (Arabie Saoudite) en novembre 2000, a constitué la plus significative des rencontres multilatérales consacrées aux échanges d'hydrocarbures, depuis que la France et le Venezuela en ont relancé l'idée en 1992. Ce forum a permis de constater un certain consensus sur l'intérêt du dialogue comme moyen d'expression des inquiétudes des deux parties et la nécessité d'une meilleure stabilité des prix, dont le niveau reste sujet à controverse. Une meilleure information sur la demande, les réelles capacités de production et les stocks des pays producteurs est nécessaire pour que ce dialogue

¹⁵³ Voir 2.1.2.

aboutisse à des résultats probants¹⁵⁴. Pour être efficace, celui-ci ne doit pas seulement avoir lieu lorsque les prix sont élevés mais aussi lorsque leur niveau trop bas inquiète les pays producteurs.

Proposition 8 : la création d'un secrétariat permanent AIE/OPEP constituerait une avancée importante pour permettre un échange régulier d'informations à disposition des opérateurs, condition nécessaire de la stabilisation des prix.

3.1.2.3 Elargir les partenariats énergétiques aux principaux fournisseurs de l'Union européenne

Au de-là du dialogue avec l'OPEP, pourrait être engagée une réflexion sur un partenariat spécifique avec l'**Iran**, dont les champs gaziers sont plus proches de l'Europe que les futurs gisements russes, et qui détient 16% des réserves mondiales de gaz. L'Iran constitue également une des routes possibles de transit pour l'évacuation des hydrocarbures de la Caspienne.

Les Etats riverains de la **mer Caspienne** doivent également faire l'objet d'une attention particulière de la part des Etats européens en raison de leurs réserves d'hydrocarbures conséquentes¹⁵⁵. Cependant des incertitudes demeurent sur l'évacuation des hydrocarbures de cette région car aucune des routes actuellement à l'étude n'est dénuée de risques géopolitiques¹⁵⁶. Un partenariat énergétique global avec les pays riverains de la Caspienne permettrait aux Etats européens de diversifier leurs approvisionnements, d'autant que cette région est aujourd'hui un lieu de confrontation non seulement entre compagnies pétrolières mais également entre puissances proches (Russie, Europe, Chine).

Enfin, un partenariat énergétique similaire pourrait être engagé qui pourrait par ailleurs contribuer à la relance du partenariat **euro-méditerranéen** (Algérie, Libye, Egypte, notamment).

3.1.2.4 Ouvrir la voie d'un dialogue entre pays consommateurs

Les différentes formes de dialogue se sont jusqu'à présent concentrées sur des rencontres entre pays producteurs et pays consommateurs. Or l'accroissement de la demande des pays émergents (Inde et Chine notamment) pourrait avoir comme effet une concurrence sur l'accès aux ressources, d'autant que les grandes régions productrices se situent à équidistance de l'Europe et de l'Asie orientale.

L'influence des Etats-Unis au Moyen-Orient, qui pourrait empêcher la Chine de bénéficier de tout le pétrole et le gaz dont elle aura besoin pour son développement, inquiéterait, selon certains experts, les dirigeants chinois¹⁵⁷. La Chine cherche donc à prendre des participations au Moyen-Orient, à faire construire un oléoduc depuis la Caspienne et un gazoduc (Yamal) pour le gaz russe, et à développer une diplomatie active en s'appuyant sur ses ventes d'armes notamment à l'Iran, à la Libye et à l'Arabie Saoudite.

Il pourrait donc être judicieux de discuter de ces antagonismes latents avant qu'ils ne prennent des proportions trop importantes en essayant de définir les grandes lignes d'une stratégie internationale de consommation (efficacité énergétique, transfert de technologies) et d'approvisionnement entre futurs grands importateurs d'hydrocarbures.

Proposition 9 : une initiative pourrait être prise au niveau de l'AIE pour engager un dialogue approfondi avec les futurs grands importateurs d'hydrocarbures (Chine et Inde notamment).

La gestion de ses interdépendances, notamment par le dialogue, ne peut à elle seule éliminer le risque de rupture de court terme et impose aux Etats consommateurs de disposer de moyens adéquats de réaction aux crises.

¹⁵⁴ La conférence de Bangkok a rassemblé, en avril 2001, les principaux statisticiens du marché : OLADE (pour l'Amérique Latine), Eurostat, l'APEREC (pour l'Asie du Sud-Est), afin d'accroître la transparence sur le marché.

¹⁵⁵ Voir tableau sur les réserves prouvées de la Caspienne à l'annexe 17.

¹⁵⁶ Voir la carte à l'annexe 16.

¹⁵⁷ Trough (1999) et Calabrese (1998).

3.2 Conserver des outils opérationnels de réaction aux crises

3.2.1 Quelle utilisation des stocks stratégiques ?

3.2.1.1 Des stocks pétroliers constitués initialement à des fins purement stratégiques

La constitution de stocks stratégiques de pétrole a répondu historiquement au besoin de parer aux conséquences d'une rupture physique des approvisionnements. Cette stratégie fut adoptée par la France dès 1925, à la suite des pénuries de carburant expérimentées durant la Première Guerre Mondiale, puis par la Communauté européenne et l'OCDE.

Les obligations internationales de stockage stratégique

Le dispositif communautaire

Instauré dès 1968 par directive¹⁵⁸, et renforcé en 1972. Le déstockage est décidé à l'unanimité (article 100). Les Etats membres ont l'obligation de constituer des stocks équivalents à 90 jours de la *consommation* de l'année précédente¹⁵⁹. Les stocks, dont une partie peut être localisée sur le territoire d'un autre Etat, doivent être composés de produits raffinés (essences, distillats et fioul lourd) avec possibilité de substitution de 40 à 50% par du pétrole brut.

Le dispositif de l'AIE

Parmi les mesures du Programme international de l'énergie (PIE) mis en place en 1974¹⁶⁰ figure l'obligation de conserver des stocks équivalents à 90 jours d'*importations nettes* sans exigences sur la nature des produits stockés (bruts ou raffinés). Le PIE prévoit d'utiliser les stocks en cas de rupture d'au moins 7% des approvisionnements, mais les membres de l'AIE peuvent recourir volontairement au déstockage coordonné en-dehors de ce mécanisme.

Aucun des deux dispositifs internationaux n'imposant de règles particulières concernant la mise en œuvre de l'obligation de stockage, les Etats s'en acquittent selon des dispositifs différents¹⁶¹. La France a opté pour un système original mais d'une complexité peu justifiée : l'obligation pèse sur les opérateurs privés qui doivent en déléguer une majeure partie à un comité professionnel, lequel accomplit sa mission en recourant principalement aux services d'une société anonyme. Seuls les stocks de la SAGESS (39 jours de consommation) sont clairement localisés, parfaitement contrôlables et mobilisables. Le reste est constitué de mises à disposition qui fluctuent avec les stocks-outils¹⁶² des opérateurs, sans que l'Etat ne possède les moyens de contrôler le respect de leurs obligations par les opérateurs. Si ce mécanisme présente l'avantage d'un coût budgétaire nul et d'une grande souplesse d'utilisation, la disponibilité de l'intégralité des stocks stratégiques n'est en revanche pas garantie.

Proposition 10 : un bilan de l'application de la loi de 1992 pourrait être entrepris afin d'envisager la possibilité d'une évolution du système français vers un mécanisme d'agence qui pourrait prendre la forme d'un établissement public industriel et commercial.

Le système des stocks stratégiques a été conçu afin de faire face à une rupture d'approvisionnement en pétrole, mais l'évolution du contexte de la sécurité énergétique soulève une interrogation sur leur utilisation. Si les crises d'approvisionnement internes peuvent engendrer des ruptures physiques, une crise d'approvisionnement externe s'est jusqu'à présent traduite par une limitation des quantités offertes sur le marché mondial et un choc de prix corrélatif¹⁶³. Alors que l'aspect stratégique des stocks s'éloigne à mesure que s'atténue la menace

¹⁵⁸ Directive du Conseil n°68/414/CEE du 20 décembre 1968 faisant obligation aux Etats membres de la CEE de maintenir un niveau minimum de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers, modifiée par la directive n°98/93/CE du 14 décembre 1998.

¹⁵⁹ Les stocks constitués par les pays candidats à l'Union européenne sont, pour l'heure, très inférieurs aux obligations communautaires et des délais ont été accordés pour la reprise de cet acquis.

¹⁶⁰ Voir encadré en 1.1.

¹⁶¹ Voir la description des différents systèmes existants, et le détail du système français, en annexe 19.

¹⁶² Quantités de produits pétroliers indispensables au processus industriel des opérateurs.

¹⁶³ Voir la partie 2.1.

d'une rupture physique des approvisionnements, la possibilité d'un usage de ces stocks pour agir sur les prix est aujourd'hui évoquée.

3.2.1.2 Utiliser les stocks stratégiques pétroliers à des fins économiques ?

La principale expérience d'utilisation des stocks afin de contrer une hausse brutale des prix a été réalisée par les Etats-Unis en septembre 2000, alors que le prix du brut se maintenait autour de 35 \$/b. Le déstockage, en septembre 2000, de 30 Mb extraits de la SPR eut cependant des effets largement indéterminés : si le prix du baril descendit de 37 \$ à 31 \$, cette opération fut concomitante avec la décision de l'OPEP d'augmenter sa production de 800000 b/j.

La tentative d'utilisation des stocks stratégiques afin de lutter contre la hausse des prix du pétrole a néanmoins permis de lancer le débat sur cette nouvelle doctrine d'emploi. La Commission européenne a repris cette idée dans son Livre vert¹⁶⁴ en proposant également la communautarisation de l'usage des stocks stratégiques.

3.2.1.2.1 L'utilisation des stocks à des fins de régulation conjoncturelle des cours n'est pas souhaitable

La proposition d'une utilisation des stocks à des fins de régulation conjoncturelle fine des cours du pétrole soulève plusieurs objections.

Il est tout d'abord nécessaire de s'interroger sur la **légitimité** de l'intervention directe des Etats sur un marché qu'ils s'efforcent par ailleurs de rapprocher d'un marché de biens classique. Par ailleurs, **l'efficacité** de telles actions peut être mise en doute, au regard des tentatives passées de régulation des cours de matières premières ou d'intervention directe des banques centrales sur le marché monétaire. Toutes proportions gardées, le volume global des stocks stratégiques comparé aux quantités de pétrole échangées ne permettrait pas d'envisager une telle action. La tentative d'action sur le marché pétrolier susciterait en outre une réaction négative des pays producteurs qui pourraient être tentés de réagir en réduisant leur production sans que les pays consommateurs puissent espérer l'emporter dans une confrontation allant à l'encontre des tentatives de dialogue. En revanche, l'existence de stocks est de nature à exercer un certain effet dissuasif en cas de velléités de manipulation spéculatrice.

A ces critiques s'ajoute une objection sur les **objectifs** mêmes de l'action envisagée dans la mesure où la détermination précise d'une cible de prix acceptable est en effet très délicate pour les Etats consommateurs¹⁶⁵. A cela s'ajoute une objection sur les **moyens** que nécessiterait une telle action qui, pour prétendre à un minimum d'efficacité, devrait être conduite au niveau de l'AIE en mobilisant les stocks de tous ses membres, ou du moins ceux des Etats-Unis et de l'Union européenne. Une volonté de lissage permanent des cours exigerait la définition de règles qui devraient être appliquées sans intervention politique pour un maximum d'efficacité¹⁶⁶ et dont la définition est elle-même très délicate.

Enfin, une dernière objection porte sur les **risques** que comporte l'utilisation contracyclique des stocks stratégiques alors que les mouvements de hausse brutale des cours du pétrole sont largement susceptibles de traduire une crise géopolitique réelle ou son anticipation. Utiliser les stocks à des fins purement économiques risquerait de laisser les Etats démunis face à une véritable rupture physique. S'affranchir de ce risque exigerait de conserver une partie importante des stocks à des fins uniquement stratégiques, et de constituer des réserves supplémentaires dédiées à l'action économique : le coût de ces stocks additionnels¹⁶⁷ serait à mettre en rapport avec le coût des chocs de prix pétroliers, et l'avantage d'une telle assurance demeure à prouver.

¹⁶⁴ La Commission propose l'utilisation d'une réserve de pétrole afin « d'amortir et de modifier les mouvements erratiques des cours » (Commission européenne, 2000d)

¹⁶⁵ Voir 3.1.1.2.

¹⁶⁶ A cet égard, un parallèle peut être établi avec les enseignements de la nouvelle macroéconomie classique : nécessité de règles claires et connues, qui s'imposent aux autorités, et qui doivent être scrupuleusement respectées afin de ne pas entamer la crédibilité de l'autorité de régulation au risque d'influencer négativement les anticipations des différents acteurs.

¹⁶⁷ A titre d'ordre de grandeur, la SPR américaine a nécessité plus de 20 Mds \$ d'investissements et les crédits qui lui sont affectés au titre du budget 2001 sont de 158 M \$ (Source : SPR).

3.2.1.2.2 Le déstockage peut être justifié dans des circonstances précises et sous de strictes conditions d'efficacité

L'opposition entre usage des stocks à des fins purement stratégiques, en cas de rupture physique, et utilisation à des fins économiques doit en fait être dépassée en raison du lien très fort existant entre insuffisance des quantités offertes sur un marché mondial libéralisé et cours du pétrole brut. S'il ne saurait être question de prétendre réguler à court terme les évolutions des prix du pétrole, plusieurs circonstances peuvent justifier une action de déstockage.

Quelques scénarios de déstockage justifié

- **Scénario n°1.** Une situation géopolitique instable peut engendrer sur les marchés pétroliers une crainte de rupture d'approvisionnement qui provoque une hausse des cours ne correspondant pas à une insuffisance réelle des quantités offertes. Dans ces conditions, la préparation et l'annonce publique d'un plan d'urgence prévoyant la mise sur le marché de produits pétroliers issus des stocks peuvent contribuer à rassurer les marchés et à provoquer la détente des cours. Hors du cadre trop contraignant du PIE, l'AIE prépare ainsi des plans d'urgence en cas de rupture d'approvisionnement ou de menace sérieuse de rupture, plans que la résorption naturelle des tensions permet en général d'éviter d'appliquer. Ce fut le cas lors du passage à l'an 2000 ou, plus récemment, à la suite des attentats perpétrés le 11 septembre 2001 aux Etats-Unis¹⁶⁸. Cependant, si les quantités offertes sur le marché restent suffisantes, la mise en œuvre de tels plans sera dénuée d'efficacité comme l'a montré l'exemple de l'action menée pendant la guerre du Golfe où les quantités supplémentaires mises sur le marché ne trouvèrent pas preneur¹⁶⁹.

- **Scénario n°2.** Une crise géopolitique majeure, qui se traduit par la restriction des quantités mises sur le marché et la hausse corrélative des prix, peut justifier l'usage des stocks qui retrouvent une vocation stratégique afin de donner aux Etats occidentaux le temps et les moyens de mettre en œuvre des mesures plus pérennes, tels que la réorientation des flux d'approvisionnement vers les pays épargnés par la crise et disposant de capacités de production excédentaires, ou le recours à l'intervention militaire si celle-ci ne peut être évitée.

- **Scénario n°3.** L'incapacité du marché à répondre à court terme à l'insuffisance des quantités offertes de pétrole brut ou de produits raffinés (impossibilité ou refus des pays producteurs d'augmenter leur production, délais de raffinage dans le cas d'une insuffisance de produits finis, ou encore saturation de l'appareil de raffinage) peut également justifier un déstockage qui permettrait de résoudre les tensions passagères. C'est ainsi que les tensions sur les prix du brut à l'automne 2000 avaient, en partie, pour origine l'insuffisance des stocks de distillats aux Etats-Unis et la saturation de l'appareil de raffinage américain. Ces circonstances auraient pu justifier la mise sur le marché de quantités supplémentaires de distillat, mais les Etats-Unis n'ont pu déstocker que du pétrole brut, dont le délai de raffinage de plusieurs semaines a considérablement retardé l'effet sur les prix.

- **Scénario n°4.** Les effets des ruptures d'approvisionnement internes peuvent être atténués par l'utilisation des stocks stratégiques à condition qu'ils ne soient pas eux-mêmes la cible d'actions de mouvements sociaux. Ainsi les stocks stratégiques ne furent d'aucun secours en France à l'automne 2000, alors que les conducteurs routiers organisaient le blocus des dépôts pétroliers. De même, le blocus du port de Fos-Marseille par les dockers en grève pendant 11 jours, en novembre 2001, a conduit les pouvoirs publics à déstocker 250 000 tonnes de pétrole brut pour permettre le fonctionnement ralenti des raffineries alimentées par ce port.

Quelles que soient les situations de recours aux stocks stratégiques, l'efficacité de cette action est soumise à de strictes conditions.

Tout d'abord, le déstockage ne peut être efficace qu'à la condition essentielle de l'adéquation entre les produits mis sur le marché et ceux qui font défaut, ce qui suppose une diversité des produits stockés qui est encore insatisfaisante à l'échelle de l'AIE¹⁷⁰.

¹⁶⁸ Le plan d'urgence adopté par l'AIE fin septembre, et non rendu public, prévoyait « qu'en cas de rupture d'approvisionnement ou de sentiment partagé qu'il existait une menace sérieuse de rupture », les Etats membres de l'AIE mettraient sur le marché une quantité initiale de pétrole de 2 Mb/j pendant 14 jours.

¹⁶⁹ Les raffineurs américains ne se portèrent acquéreurs que de 17,3 Mb sur les 33,75 Mb offerts par la SPR. De même, les 45 000 m³ de distillats issus des stocks de la SAGESS ne trouvèrent pas preneur en France.

¹⁷⁰ Si la répartition pétrole brut / produits raffinés est globalement adaptée, la situation diffère considérablement selon les pays et l'adéquation entre structure de la demande et produits stockés n'est pas parfaite : voir graphiques à l'annexe 20.

Proposition 11 : rapprocher la répartition, par catégorie de produits, des stocks de chaque pays de la structure de sa consommation, en conservant un volant de pétrole brut. Les règles de l'AIE pourraient ainsi s'inspirer de celles de l'Union européenne, et prendre en compte l'évolution de la structure de la demande.

Par ailleurs, les chances de succès d'une action visant à corriger une hausse excessive des cours dépendent, en raison des volumes impliqués, de la capacité de mener une action coordonnée entre pays consommateurs au sein de l'AIE. L'Union européenne, étant donné son poids dans la consommation et l'importance de ses stocks, se doit d'y agir de façon unanime. En revanche, la communautarisation de l'usage des stocks, proposée par la Commission, se heurte à l'opposition farouche de la plupart des Etats en raison du caractère de souveraineté marqué des stocks stratégiques, et l'Union ne semble pas le cadre pertinent d'action.

Proposition 12 : les Etats membres de l'UE devraient mettre en place un mécanisme permettant de garantir la cohérence et l'unicité de leur action au sein de l'AIE, alors que pour l'heure la coordination est très lâche.

Avec la croissance de la part des pays en développement dans la consommation d'énergie, en particulier de pétrole, la capacité des pays occidentaux de faire face à une crise mondiale d'approvisionnement par l'utilisation des stocks stratégiques va se réduire proportionnellement. Il est donc important, tant pour minimiser l'impact de telles crises que pour faciliter leur solution, que les pays consommateurs les plus importants adoptent un système de mesures de crise, en particulier de stockage stratégique, calqué sur celui de l'AIE¹⁷¹.

Proposition 13 : l'AIE pourrait s'ouvrir aux autres pays consommateurs de pétrole. A défaut, l'Agence devrait inciter et aider les principaux pays consommateurs à mettre en place des mécanismes de crise inspirés des siens. Un dispositif de coordination entre l'AIE et l'APEC pourrait être développé si les vellétés de constitution de stocks stratégiques par cette organisation régionale prenaient forme.

Enfin, la possibilité d'utiliser avec efficacité les stocks stratégiques en cas de rupture interne d'approvisionnement dépend de la qualité du dispositif de stockage. L'exemple français montre ainsi une détérioration continue de l'outil de stockage en raison des restructurations de l'industrie pétrolière aval, des investissements très importants exigés par l'accroissement des normes de sécurité et de protection de l'environnement, et d'une logistique routière au rayon d'action accru qui diminue la nécessité d'installations de stockage disséminées pour des raisons industrielles. L'atrophie croissante du réseau de stockage français¹⁷², qui prive des régions entières de dépôts d'une capacité suffisante, représente une menace pour l'efficacité des stocks stratégiques en cas de rupture interne d'approvisionnement.

Proposition 14 : assurer une meilleure répartition des capacités de stockage et de transport, en limitant les pressions pesant sur le maintien de dépôts à des fins industrielles. En France, la SAGESS ou l'agence qui pourrait lui succéder devrait participer au financement de travaux de remise aux normes et de sécurisation des dépôts, voire s'en porter acquéreur directement.

¹⁷¹ Les demandes d'adhésion à l'AIE se multiplient, provenant notamment des pays d'Europe centrale et orientale ou de pays asiatiques comme la Corée du Sud. Pour sa part, la Chine envisage de mettre en place un système de réserve stratégique de pétrole, avec le concours éventuel de l'AIE.

¹⁷² En France, la capacité totale de stockage est passée 15,4 Mm³ en 1988 à 12,8 Mm³ en 1999. 12% des dépôts concentrent 64% des capacités de stockage et seize départements sont totalement dépourvus de stocks de plus de 400 m³ (voir carte à l'annexe 21).

3.2.1.3 La nouvelle problématique des stocks gaziers

Compte tenu des risques qui pèsent sur l'approvisionnement en gaz naturel d'une Union européenne de plus en plus dépendante d'apports extérieurs et recourant davantage à cette énergie, il est nécessaire de disposer d'outils permettant de faire face à une rupture d'approvisionnement. Il existe cependant d'ores et déjà d'importants stocks souterrains de gaz naturel¹⁷³, constitués par les industriels afin d'équilibrer le réseau et de répondre à une demande marquée par une forte saisonnalité, et qui offrent également une garantie efficace contre les risques de rupture d'approvisionnement¹⁷⁴. Développer des stocks gaziers à des fins purement stratégiques paraît donc superflu, et le surcroît de sécurité qu'on pourrait en attendre serait sans commune mesure avec les coûts considérables du stockage gazier (dix fois plus élevés que pour le pétrole).

L'idée de communautariser l'usage des stocks existants peut paraître intéressante pour remédier aux inégalités européennes en matière de capacité de stockage. Le gaz naturel ne peut en effet être stocké que dans des sites géologiques particuliers (gisements épuisés, cavités salines, nappes aquifères), dont la répartition géographique n'est pas homogène. Cependant, à la différence du pétrole, le besoin même de stockage gazier varie considérablement selon les Etats, en fonction de la structure de la consommation, de l'exploitation de gisements de gaz qui remplissent la même fonction que les stocks, des conditions climatiques, ou encore du nombre de clients interruptibles. Certains Etats moins généreusement dotés que la France en sites géologiques de stockage ont ainsi privilégié d'autres moyens pour répondre aux pics de demande et garantir la sécurité d'approvisionnement : les Pays-Bas se servent du gisement de Groningue comme d'un stock gazier et l'Allemagne a développé les contrats interruptibles.

En réalité, la problématique du stockage gazier relève moins de considérations de sécurité énergétique que de la contestabilité du marché gazier européen, c'est-à-dire la possibilité d'entrée de nouveaux opérateurs. En effet, les stocks gaziers représentent un élément à part entière de la chaîne gazière, complémentaire du transport et de la distribution. Dès lors, la possibilité d'entrée de nouveaux opérateurs sur le marché du gaz dépend étroitement de leur possibilité de développer des stocks ou, davantage, d'avoir accès aux stocks existants en raison de la rareté des sites géologiques susceptibles d'abriter des stocks gaziers. Pour l'heure, les stocks constitués par les opérateurs historiques représentent un avantage comparatif certain, ainsi qu'une barrière à l'entrée de nouveaux opérateurs.

3.2.2 Adapter les autres instruments de réaction aux crises

3.2.2.1 Des mécanismes complémentaires des stocks

Dans un contexte où la crainte d'une pénurie d'hydrocarbures était présente, les Etats occidentaux ont développé des mécanismes complétant l'utilisation des stocks stratégiques pour faire face aux crises d'origine tant interne qu'externe. Alors que le marché du pétrole a profondément évolué et que le spectre d'une pénurie physique s'est éloigné, la nécessité de conserver de tels mécanismes doit être réexaminée.

Le PIE fait obligation aux Etats membres d'établir d'une part « un plan commun d'urgence et d'autonomie en pétrole » afin d'agir sur les quantités de pétrole disponibles dans les pays consommateurs (stocks, substitution d'autres combustibles au pétrole, accroissement de la production domestique) et, d'autre part, d'adopter un « programme d'urgence de restriction de la consommation de pétrole »¹⁷⁵. Les Etats de l'AIE s'étaient par ailleurs engagés à recourir à un

¹⁷³ La France possède 15 sites dont la capacité totale (10,5 Gm³) représente 27% de sa consommation annuelle.

¹⁷⁴ A quelques exceptions près, tous les pays de l'Union européenne pourraient faire face pendant plus de 12 mois à l'interruption des approvisionnements en provenance de Russie ou d'Algérie, les deux principaux fournisseurs de l'Europe (Commission 1999d).

¹⁷⁵ Les mesures de mise en œuvre nationale sont généralement divisées en trois catégories : mesures d'information et de persuasion du public, mesures administratives de réduction de la demande (journées sans voitures, limitations de vitesse, limitation de la température de chauffage et enfin, mesures de rationnement (distribution de tickets).

plan international de répartition des approvisionnements qui, par un mécanisme mutualiste, visait à égaliser les déficits des Etats membres.

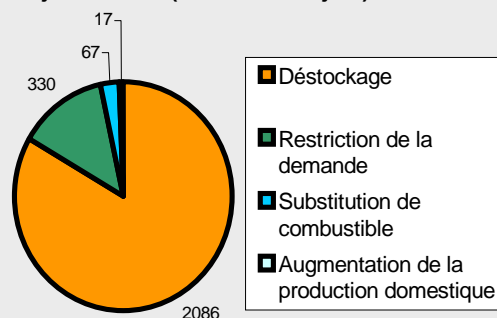
Proposition 15 : le système international de partage des approvisionnements, jamais appliqué en raison, notamment, de l'hostilité des Etats-Unis, repose sur des procédures lourdes et obsolètes. La pénurie physique de pétrole ne s'étant jamais produite, une abrogation de ce dispositif pourrait être envisagée.

Les mesures de substitution de combustible (« *fuel-switching* »¹⁷⁶) ou d'augmentation de la production domestique sont également peu réalistes. En effet, le taux d'utilisation des capacités de production des ressources pétrolières et gazières est élevé et ne permet guère d'augmenter rapidement la production domestique. Il ne semble pas très pertinent non plus de geler des gisements exploités en Europe pour les réactiver en cas de crise d'approvisionnement, idée émise par la Commission européenne en 1992. Les Etats-Unis, qui avaient mis en place à une petite échelle cette politique ont, pour des raisons financières, vendu la *Naval Reserve* d'Elk Hills¹⁷⁷. Par ailleurs, ce système nécessite des délais très longs de mise en œuvre et de raffinage des produits extraits. Enfin, la définition d'une telle stratégie au niveau européen supposerait la communautarisation de certains gisements d'hydrocarbures de la mer du Nord aujourd'hui exploités par des compagnies privées.

Un exemple de coordination internationale : la Guerre du Golfe

Au début de l'intervention internationale dans le Golfe, le 17 janvier 1991, le Conseil des Gouverneurs de l'AIE décida d'activer un « plan d'urgence » afin de mettre sur le marché 2,5Mb/jour de pétrole, soit l'équivalent de la perte de production entraînée par les hostilités. Des Etats de l'OCDE non membres de l'AIE à l'époque (la France et la Finlande) participèrent à sa mise en œuvre. Le choix des modalités étant laissé aux Etats, la principale mesure décidée fut un déstockage (83%), loin devant les mesures de restriction de la demande (15,8%), l'augmentation de la production domestique et la substitution de combustible ne comptant que pour une part infime. Les Etats membres de l'AIE ont recouru à tous ces outils mais dans des proportions variables : les Etats-Unis n'ont procédé qu'au déstockage alors que la France a réduit la consommation dans les mêmes proportions que son déstockage (59 kb/jour)¹⁷⁸.

Ventilation du plan d'urgence de l'AIE en janvier 1991 (milliers barils/jour)



L'Union européenne a parallèlement adopté un ensemble de mesures similaires¹⁷⁹ reposant sur des moyens plus ou moins contraignants : les Etats doivent être en mesure de restreindre leur consommation et de réglementer les prix dans le cadre d'une coordination au sein du GAP ; la Commission peut même fixer un objectif de réduction de la consommation de 10% sur deux mois.

¹⁷⁶ Il s'agit de substituer au pétrole du charbon ou du gaz. Cette capacité a significativement diminué depuis les années 1970, le pétrole étant aujourd'hui majoritairement utilisé pour des usages captifs.

¹⁷⁷ Elk Hills, un des onze plus grands champs pétroliers américains constitué en 1912 en réserve affectée à l'approvisionnement d'urgence de la marine américaine, a été vendu en 1998 au secteur privé.

¹⁷⁸ Richard SCOTT, *IEA, the first 20 years*, OCDE/AIE, 1995

¹⁷⁹ Directive n°73/238/CEE du 24 juillet 1973 qui fixe le cadre des « mesures destinées à atténuer les effets de difficultés d'approvisionnement en pétrole brut et en produits pétroliers » et directive n°77/706 du 7 novembre 1977 qui fixe un « objectif communautaire de réduction de la consommation d'énergie primaire ».

3.2.2.2 Des mécanismes à réformer

L'appartenance de tous les Etats membres de l'UE à l'AIE et la faible probabilité d'une crise touchant uniquement l'Europe pose la question de la pertinence du maintien d'un dispositif communautaire de gestion des crises d'approvisionnement. L'AIE possède une véritable légitimité pour agir en cas de crise, qui s'appuie sur l'efficacité accrue d'une réponse collective. A l'inverse, les pays de l'Union européenne paraissent difficilement constituer une masse critique suffisante pour agir avec efficacité.

Proposition 16 : réduire la concurrence entre les deux dispositifs. Si les mécanismes propres à l'Union devaient malgré tout être conservés, une meilleure coordination entre les deux systèmes devrait être organisée. De même que pour l'utilisation des stocks, l'Union doit présenter un front uni à l'AIE.

Les mesures de restriction de la demande posent en outre un certain nombre de problèmes, à commencer par leur acceptabilité. D'ailleurs, la politique américaine de gestion des crises repose désormais exclusivement sur l'emploi des stocks, accompagné éventuellement d'incitation à des économies volontaires. En raison de leur impopularité, il est nécessaire de faire précéder ces mesures d'une campagne d'information de l'opinion publique. Leur mise en œuvre exige en outre des délais plus longs que la crise elle-même et requiert des moyens de contrôle importants¹⁸⁰.

Proposition 17 : il serait souhaitable de remplacer le système français par un outil plus souple, reposant sur le concours contractualisé du réseau de distribution qu'il est plus facile de maîtriser que les consommateurs finaux¹⁸¹. Il convient par ailleurs de redéfinir la répartition des compétences et d'améliorer la formation des agents à la gestion des crises.

Proposition 18 : dans le cadre de l'UE, il serait souhaitable de renforcer la coopération dans l'application des mesures de restriction de la demande entre régions transfrontalières afin de renforcer leur efficacité (notamment pour ce qui concerne les carburants).

3.2.2.3 Hiérarchiser les modalités d'action

S'il est nécessaire que les Etats conservent des plans de restriction de la demande, il ne constituent pas la première réponse à une crise durable d'approvisionnement. Une **augmentation immédiate de la production** dans les régions dotées de capacités excédentaires (Arabie Saoudite essentiellement) doit d'abord être recherchée¹⁸², au besoin par un dialogue direct avec les Etats intéressés. Dans l'attente d'une solution pérenne à la crise, les Etats consommateurs peuvent utiliser leurs **stocks de réserve** et, accessoirement, des **mesures de restriction de la consommation**.

Enfin, une **présence militaire** occidentale dans les régions productrices ou à proximité des zones de transit constitue un facteur indispensable de stabilisation¹⁸³. En cas de crise liée à un événement de nature géopolitique, une opération militaire peut constituer le moyen ultime de rétablir un approvisionnement suffisant des régions consommatrices. A l'heure actuelle, la présence militaire américaine est profitable à l'Europe en raison de l'unicité du marché mondial du pétrole.

¹⁸⁰ La France dispose actuellement de deux plans de rationnement : le plan de fonctionnement minimum des services publics et le plan de répartition des carburants routiers. Ce dernier prévoit des mesures autoritaires de restriction de la consommation reposant sur un système de tickets de rationnement dont la simple distribution nécessiterait 35 000 agents, et serait de peu d'utilité face aux automates qui équipent désormais la quasi-totalité des stations-service.

¹⁸¹ C'est d'ailleurs la voie empruntée par la DIREM et le SGDN dans le cadre de la directive interministérielle sur les plans ressources du 5 janvier 2001. Les deux plans de rationnement devraient être abrogés et refondus dans un « plan ressource hydrocarbures » plus souple et plus déconcentré.

¹⁸² Lors de la guerre entre l'Irak et le Koweït, c'est l'augmentation spontanée de la production saoudienne qui a permis de suppléer à la défaillance de ces deux producteurs majeurs.

¹⁸³ Voir carte des bases militaires américaines au Moyen-Orient à l'annexe 9.

Proposition 19 : une réflexion pourrait être engagée sur la possibilité de mettre des forces européennes, dans le cadre de la politique européenne de défense et de sécurité (PESD), au service du rétablissement de conditions normales d'approvisionnement pétrolier¹⁸⁴.

3.3 Assurer la sécurité d'approvisionnement à l'intérieur de l'Union européenne

La recherche de la sécurité des approvisionnements ne doit pas seulement consister, à l'extérieur du territoire européen, à s'assurer que les sources d'énergies sont accessibles et disponibles à un coût raisonnable, mais doit également veiller à ce que les flux de produits énergétiques parviennent de façon continue jusqu'au consommateur final, ce qui implique l'achèvement du maillage territorial de réseaux de qualité, la recherche d'un niveau adapté de régulation et la prise en compte des problématiques liées à la sécurité interne des Etats membres.

3.3.1 Accélérer le maillage des réseaux transeuropéens et des connexions avec les pays tiers

3.3.1.1 Développer le maillage des réseaux transeuropéens dans le cadre de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie

Développer le maillage des réseaux transeuropéens d'énergie¹⁸⁵ et assurer leur bon fonctionnement est un facteur important de sécurité des approvisionnements. En effet, la sécurité des approvisionnements suppose la continuité de la fourniture d'énergie à long terme, ce qui exige de réduire la probabilité de ruptures dues à des défaillances du réseau. La qualité des réseaux doit donc être suffisante, notamment pour garantir leur équilibrage*, et leur maillage suffisamment redondant pour permettre l'utilisation d'une connexion de secours en cas de rupture d'une ligne ou d'une conduite. Du reste, un maillage insuffisant peut constituer un obstacle à la pleine intégration des marchés nationaux au sein du marché intérieur européen, et de ce fait obérer les gains attendus en termes de sécurité énergétique¹⁸⁶.

3.3.1.1.1 Adapter le réseau européen aux nouveaux flux par la suppression des congestions

En ce qui concerne le marché de **l'électricité**, les contraintes d'interconnexion sont telles que coexistent encore quatre à cinq marchés imparfaitement interconnectés¹⁸⁷. Cette situation est particulièrement nette pour la liaison France-Espagne puisque l'interconnexion ne représente que 2% des capacités installées de la péninsule ibérique. Cette fragmentation du marché de l'électricité (les échanges intracommunautaires ne représentent encore que 8% de la production totale d'électricité) peut avoir des conséquences négatives sur la sécurité des approvisionnements en entravant la répartition des ressources. Un pays en sous-capacités peut alors être contraint d'importer de l'énergie de l'extérieur de l'Union, faute de pouvoir le faire d'un Etat membre, voire être dans l'incapacité d'en importer.

¹⁸⁴ Voir Noël (1998b)

¹⁸⁵ L'article 154 du Traité sur l'Union Européenne pose clairement comme objectif le développement des réseaux transeuropéens d'énergie (RTE).

¹⁸⁶ Voir 1.3.3.

¹⁸⁷ A côté d'un marché continental composé de l'Allemagne, du Benelux, de la France, de la Suisse et de l'Autriche, bien interconnectés, existent des marchés « périphériques » relativement isolés : les pays nordiques, les îles britanniques et les péninsules ibérique et italienne : voir carte à l'annexe 26.

Principaux goulets d'étranglement aux échanges entre le marché continental et les marchés périphériques (en MW)

	Italie/ France Suisse Autriche	Suède-Norvège/ zone UCTE	Royaume-Uni/ zone UCTE	Espagne/ France
Capacités d'échanges	4 300	1 650	2 000	1 100
Pointe du marché périphérique	42 500	45 200	56 300	29 500
Ratio	10%	3,6%	3,5%	3,7%

Source : ETSO, *Net transfer capacities 2000-2001* et AIE, *Electricity Information 2000*, Paris, OCDE.

Note : UCTE : Union pour la coordination des transporteurs d'électricité (marché continental).

En outre, certaines régions européennes ne disposent que de faibles réserves de capacités (Irlande, Scandinavie, Grèce) ou de faibles capacités d'échange (Grèce, Royaume-Uni, péninsule ibérique)¹⁸⁸. Cette situation est préoccupante pour leur sécurité d'approvisionnement dans la perspective d'une forte augmentation de la demande d'électricité¹⁸⁹.

Concernant le marché du **gaz naturel**, malgré un fort développement du réseau (passé de 71 000 km en 1970 à 187 000 km en 2001) et l'absence de problèmes majeurs de congestion, deux questions demeurent inquiétantes pour la sécurité des approvisionnements.

Tout d'abord, les capacités disponibles sur certains points du réseau pourraient se révéler insuffisantes dans la perspective d'une croissance régulière de la consommation de gaz. Selon une étude de l'association des opérateurs de systèmes de transmission du gaz (GTE), 45% des points nodaux du réseau européen sont dans une situation difficile (peu ou aucune capacités disponibles), et seulement 20% ont des capacités disponibles suffisantes.

De plus, certaines interconnexions ne sont toujours pas construites¹⁹⁰ : deux pays (la Grèce et la Finlande) demeurent complètement isolés et d'autres régions sont mal intégrées (Espagne-France, Suède-Danemark). Cette situation pose des problèmes du point de vue de la nécessaire diversification des approvisionnements en gaz, la Finlande étant par exemple dépendante à 100% du gaz russe.

Pour remédier à cette carence d'infrastructures, l'Union s'est d'ores et déjà dotée d'instruments importants. Sur le fondement des articles 154-156 et 161 TCE, l'Union peut agir afin d'identifier les projets d'intérêt commun, harmoniser les règles techniques, et **soutenir financièrement les projets**, notamment les études de faisabilité. Ces crédits¹⁹¹ sont faiblement consommés car la résolution des congestions ne se heurte pas, le plus souvent, à des difficultés financières, mais à des obstacles politiques et à des résistances locales, à l'instar des projets contestés, de connexion électrique traversant les Pyrénées ou les Alpes.

La politique européenne de la concurrence peut également contribuer à la résolution du problème des infrastructures manquantes. En effet, la restructuration du secteur énergétique (prises de participations, constitution de groupes importants) incite certaines entreprises à garder une position dominante en maintenant la compartimentation des marchés, mais la Commission par ses pouvoirs en matière de concurrence dispose d'un outil pour les contraindre à développer des capacités d'interconnexion en accompagnement des prises de participations¹⁹².

S'il est difficile d'évaluer le degré idéal d'interconnexion, car il dépend du coût de son installation et du différentiel de compétitivité entre deux pays, un niveau minimum est

¹⁸⁸ Voir tableau à l'annexe 22.

¹⁸⁹ Si la demande en électricité devrait s'accroître en moyenne en Europe de 40% en 2020, celle de la Grèce, de l'Espagne, du Portugal et de l'Irlande devrait progresser de 60% (Source : Commission européenne, 2000d).

¹⁹⁰ Voir la carte à l'annexe 26.

¹⁹¹ Pour 2000-2006, les crédits disponibles sont de l'ordre de 4,6 millions d'euros.

¹⁹² Ainsi la Commission n'a autorisé les prises de participations d'EDF en Espagne (Hidrocantabrico) qu'en contrepartie de son engagement à développer des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne.

indispensable pour éviter les congestions. Il doit être particulièrement élevé dans les pays de transit dont la capacité de transmission ne doit pas être inférieure à celle des pays voisins.

Proposition 20 : la Commission devrait définir, en concertation avec les régulateurs, les Etats membres et les entreprises, un objectif de niveau d'interconnexions électriques en fonction des capacités de production installées. Il pourrait être, au minimum, de 10% pour tous les Etats membres et de 20% pour les pays de transit les plus importants¹⁹³.

Proposition 21 : Les efforts financiers communautaires devraient être recentrés sur les projets d'interconnexion les plus importants à court terme pour la sécurité des approvisionnements. La révision programmée des lignes directrices pour les RTE devrait inclure une liste des projets-clefs d'intérêt communautaire. Pour favoriser leur réalisation, le co-financement européen, qui est aujourd'hui plafonné à 10% du total de l'investissement, pourrait être porté à 20 ou 30% pour les projets inscrits sur la liste. Celle-ci pourrait, par ailleurs, constituer un guide utile pour les autres programmes (PHARE, TACIS-INOGATE et MEDA).

3.3.1.1.2 Allouer, en cas de congestion, les capacités de façon optimale

Au delà des goulets d'étranglement, d'autres questions restent en suspens, notamment l'absence de réglementation européenne sur la répartition des capacités d'interconnexion qui sont saturées. Elles demeurent souvent fondées sur des accords intergouvernementaux qui limitent les capacités d'échange ouvertes aux flux de court terme. Chaque Etat utilise des méthodes différentes pour allouer les capacités des interconnexions, ce qui opacifie les échanges voire, notamment dans le cas des enchères, peut conduire à des barrières à l'entrée de nouveaux opérateurs. Pour répondre à ce problème, il est nécessaire de mettre en place un **mécanisme transparent, efficace et flexible de gestion des allocations de capacité de transport** fondé sur la publication d'informations concernant les capacités réellement disponibles.

Proposition 22: la Commission pourrait demander aux GRT de dégager des lignes directrices pour une harmonisation des règles relatives à l'allocation des capacités en cas de congestion. Les mécanismes de marché devraient être privilégiés. Les recettes issues de la gestion de ces congestions pourraient contribuer à financer l'extension des capacités d'interconnexion.

3.3.1.1.3 Approfondir les échanges sur le réseau par l'harmonisation des tarifications et le développement de places de marché

La sécurité des approvisionnements impose des surcoûts résultant de la nécessité d'un haut niveau de maintenance, de redondance d'équipements et d'une capacité d'équilibrage du réseau. Le GRT doit non seulement supporter ces surcoûts, mais aussi disposer de marges financières suffisantes pour faire face aux besoins d'investissements engendrés par la mise à niveau de son réseau et l'augmentation future de la demande. Il est donc fondamental que la tarification des échanges intègre cette contrainte.

Il existe actuellement une grande hétérogénéité des modes de tarification du transport, allant d'une situation de gratuité au paiement d'une taxe spécifique pour les exportateurs/importateurs. Ce système peut cependant constituer une barrière à l'entrée de nouveaux opérateurs ou générer des distorsions de concurrence, dans la mesure où certains opérateurs effectueraient des transactions sans en payer l'intégralité des charges¹⁹⁴. La

¹⁹³ Le premier groupe comprendrait tous les Etats membres actuels de l'Union et pourrait constituer un « acquis communautaire » à reprendre par les pays candidats. Le second serait composé du Benelux, de l'Allemagne, de l'Autriche et de la France.

¹⁹⁴ Les exportations d'électricité transitent souvent par des pays qui ne sont pas sur le tracé « le plus court ». Il a ainsi été démontré que 40% du flux produit dans le nord de la France à destination de l'Italie transite via les réseaux de la Belgique, des Pays-Bas, de l'Allemagne, de l'Autriche et de la Slovaquie.

Commission a donc proposé un règlement¹⁹⁵ préconisant **l'harmonisation des modalités de tarification**¹⁹⁶, selon le principe du timbre-poste*.

Par ailleurs, **le développement de places de marché** pour l'électricité et le gaz permettrait de multiplier les possibilités d'échange, notamment pour les nouveaux entrants, de réduire le coût des transactions, d'assurer la transparence des prix et de permettre la constitution de conditions favorables à l'investissement. A cet égard, un mouvement de création de bourses d'électricité se développe en Europe¹⁹⁷ et des places de marché se constituent progressivement au niveau des principaux nœuds d'échange gaziers (« *hubs* »¹⁹⁸). Les régulateurs ont une responsabilité importante dans l'émergence de ces places de marché du fait de leur pouvoir d'organisation des échanges et d'attribution des missions au GRT.

Proposition 23 : les régulateurs européens devraient être incités à se concerter afin d'entamer une réflexion sur le rapprochement des bourses et la création à terme d'une place de marché européenne.

Proposition 24 : la Commission pourrait publier, tous les ans, un rapport analysant, dans la perspective de la sécurité d'approvisionnement, les progrès réalisés dans le domaine des réseaux et des règles de fonctionnement du marché. Ce rapport serait soumis au Conseil et au Parlement pour élever ces problématiques au niveau politique¹⁹⁹.

3.3.1.2 S'assurer d'un niveau suffisant de connexion avec les pays tiers

Les interconnexions avec les Etats tiers sont essentielles à la sécurité des approvisionnements car elles permettent une diversification des fournisseurs et des voies d'approvisionnement, ainsi qu'une meilleure sécurité du transit.

Aujourd'hui le maillage sur le continent européen est relativement dense²⁰⁰ mais des points noirs subsistent, essentiellement à l'est et au sud de l'Europe. Il est fondamental d'y remédier, non seulement pour préparer l'entrée prochaine des pays candidats dans l'Union, mais également parce qu'un mauvais état du réseau dans un pays tiers ou des interconnexions insuffisantes avec ce pays, peuvent engendrer des difficultés dans un Etat membre limitrophe (c'est notamment le cas de la Grèce et des Balkans).

¹⁹⁵ Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers, 2001/0078.

¹⁹⁶ Les lignes directrices adoptées par le forum de Florence ont constitué un progrès puisqu'elles imposent aux Etats des modalités d'allocation des capacités sur une base non-discriminatoire, transparente, faisant une place prioritaire aux mécanismes de marché (enchères, marché spot) et appliquant le principe « use-it-or-lose-it » (si une entreprise passe un contrat pour des capacités mais ne les utilise pas, elle doit en informer le GRT compétent qui offre de nouveau ces capacités sur le marché). Cependant, elles sont loin d'être uniformément et intégralement appliquées.

¹⁹⁷ En France, la création de la bourse Powernext date du 26 novembre 2001. Voir encadré sur les bourses à l'annexe 23.

¹⁹⁸ C'est le cas des nœuds de Bacton et de Zeebrugge aux débouchés du gazoduc de liaison transmanche, mais aussi à Baumgarten en Autriche qui sert de plate-forme d'arrivée puis de redistribution du gaz russe pour le marché continental.

¹⁹⁹ Ce rapport, pris en concertation avec les Etats membres, pourrait remplacer l'obligation qui leur est faite par la directive 736/96 d'informer tous les ans la Commission des projets d'infrastructure d'énergie, ce qu'ils ne font que très imparfaitement. Dans le cadre de ce nouveau rapport, les transmissions d'information pourraient être revues.

²⁰⁰ Voir carte à l'annexe 25.

Principales interconnexions manquantes avec les pays candidats

Electricité	Réseau gazier
Lituanie-Pologne (en vue d'un anneau baltique)	Etats baltes-UE
Renforcement Pologne-Allemagne	Autriche / Slovénie-République tchèque
Slovénie-Italie / Slovénie-Hongrie	Roumanie-Hongrie
Ligne adriatique (Grèce-UCTE)	Turquie : interconnexions avec UE pour le gaz du Moyen Orient
Grèce-Turquie	Pologne-Slovaquie
Turquie-Bulgarie	Norvège-Suède / Danemark-Pologne
Estonie-Finlande	Etats baltes-Pologne

Pour les pays candidats, la reprise de l'acquis communautaire et la mise en place de régulateurs indépendants font l'objet d'évaluations dans le cadre du plan d'action élaboré par la Commission en 1998 et de leur « feuille de route » spécifique pour les négociations d'adhésion. Cette stratégie doit être poursuivie afin d'harmoniser les règles et d'inciter à la construction des infrastructures manquantes pour éviter un choc de court terme lors de l'adhésion.

Pour les interconnexions avec les Etats de la CEI (Russie et pays riverains de la Caspienne) et du bassin méditerranéen, des financements peuvent être octroyés dans le cadre des accords de coopération régionale (TACIS-INOGATE et MEDA). Toutefois, des difficultés politiques persistent sur le tracé des routes, comme en témoigne le différend actuel sur la construction du nouveau gazoduc Yamal entre la Russie et l'Union européenne²⁰¹.

Le développement des infrastructures européennes d'énergie revient en grande partie aux industriels du gaz et de l'électricité. L'action publique tant au niveau national que communautaire doit donc consister à instituer un cadre juridique approprié, stable et transparent. Au-delà des réseaux, elle doit viser à mettre en place une régulation adaptée du marché intérieur de l'énergie qui intègre l'objectif de sécurité des approvisionnements.

3.3.2 Placer la sécurité d'approvisionnement au cœur des dispositifs de régulation

La libéralisation des marchés de l'énergie a profondément modifié les conditions et le degré d'intervention des pouvoirs publics. Sauf dans le cadre de leur action diplomatique, les Etats ne sont plus les acteurs exclusifs des politiques énergétiques. Pour autant, il leur revient de concilier le jeu de la concurrence avec le bon accomplissement des missions de service public, parmi lesquelles la sécurité d'approvisionnement au nom du principe de continuité. La crise énergétique californienne a montré qu'une libéralisation qui n'est pas accompagnée d'une régulation efficace du marché peut conduire à une grave crise d'approvisionnement interne²⁰². La programmation d'investissements de production et la surveillance du bon fonctionnement du marché et du respect des obligations de service public constituent donc des enjeux essentiels au regard de la sécurité des approvisionnements.

3.3.2.1 Orienter les décisions d'investissement de production

Dans la mesure où le défaut d'investissement représente l'un des risques principaux de la libéralisation des marchés de l'énergie, des mécanismes permettant de s'assurer du volume et de la qualité des investissements sont nécessaires. Si, à l'heure actuelle, la majorité des pays européens est en situation de surcapacité électrique, la croissance de la demande et la

²⁰¹ La Russie qui se plaint des prélèvements effectués par l'Ukraine sur le gazoduc existant souhaite que la conduite en projet pour évacuer le gaz de la province de Yamal traverse la Pologne et non l'Ukraine.

²⁰² Voir encadré en 2.1.1.2.

fragmentation du marché européen imposent de mettre en place une programmation pluriannuelle nationale des investissements, à l'instar de ce qui est prévu par la loi française²⁰³. En effet, les délais de réalisation des investissements de production (sept ans en moyenne) rendent indispensable une vision de long terme, notamment pour préserver des capacités excédentaires. Ainsi, les ruptures sur le marché scandinave de l'électricité en février 2001 furent notamment la conséquence d'une insuffisance de capacités de pointe.

Proposition 25 : il serait souhaitable que tous les Etats membres se dotent d'une programmation de long terme des investissements et des moyens de pallier les défauts d'investissement du marché.

Lorsque les investissements réalisés ne correspondent pas aux objectifs de la programmation indicative, notamment en raison de la diminution de leur rentabilité causée, entre autres, par la baisse des prix due à la libéralisation²⁰⁴, les pouvoirs publics doivent pouvoir peser directement sur les choix d'investissement. En particulier, ils doivent pouvoir recourir à des **appels d'offre** visant tant l'augmentation des capacités que la diversification des modes de production et les accompagner de mécanismes de compensation financière. En ce qui concerne le gaz, les pouvoirs publics mettent principalement l'accent sur la diversification des approvisionnements²⁰⁵.

Enfin, les effets positifs sur la sécurité des approvisionnements de certaines filières (ENR), ou de certains modes de production (production décentralisée, cogénération²⁰⁶) doivent être soutenus par les pouvoirs publics, soit par le biais d'obligations de rachat à des tarifs préférentiels, soit par des incitations fiscales, même si l'évaluation des coûts directs et indirects liés à la sécurité des approvisionnements est délicate. De manière générale, la substitution de mécanismes de marché (comme les appels d'offres ou les marchés de certificats verts) à des mécanismes de prix administrés serait préférable pour atteindre les objectifs recherchés au moindre coût. C'est le dispositif privilégié par le régulateur britannique OFGEM qui exige des opérateurs, pour l'octroi de licences, qu'une part de leur production provienne de sources d'énergie renouvelables.

Tous ces dispositifs - réglementaires, de marché ou fiscaux - permettent d'orienter les investissements de capacité, mais il est également nécessaire que les gestionnaires des **réseaux de transport nationaux** possèdent des ressources suffisantes pour en assurer la maintenance et l'extension. Le régulateur doit veiller à incorporer, dans les charges d'accès dont il fixe le niveau, le coût du renforcement du réseau. Le projet de révision des directives sur le gaz et l'électricité, présenté à Stockholm en mars 2001, prévoit à juste titre que les Etats membres puissent obliger les gestionnaires de réseaux à respecter des niveaux minimaux d'investissement dans la maintenance et le développement du réseau de transport.

3.3.2.2 Veiller au bon fonctionnement du marché

Pour contribuer efficacement à la sécurité d'approvisionnement, la libéralisation doit s'accompagner de possibilités d'arbitrages à tous les niveaux d'échanges, afin que les opérateurs puissent réorienter les flux ou réallouer les ressources en cas de pénurie. Le régulateur doit **favoriser la création de marchés libres** pour dégager un prix de référence (marchés *spot*

²⁰³ Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative la modernisation et au développement du service public de l'électricité, transposant la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996.

²⁰⁴ Dans les pays scandinaves, les prix ont parfois chuté en dessous du coût marginal de production de court terme.

²⁰⁵ En Espagne, la loi du 7 octobre 1998 dispose qu'aucun fournisseur de gaz ne peut s'approvisionner pour plus de 60% auprès d'un même producteur. En France, le projet de loi relatif à la modernisation du service public du gaz naturel déposé le 17 mai 2000, prévoit que les fournisseurs de gaz présentent un plan prévisionnel d'approvisionnement pour l'année suivante. Lorsque les approvisionnements ne font pas l'objet d'une diversification suffisante, le ministre peut mettre en demeure le bénéficiaire de diversifier son plan d'approvisionnement.

²⁰⁶ Voir 3.3.3.

du pétrole ou du GNL, *hubs** gaziers, bourses d'échanges de l'électricité²⁰⁷). Leur mise en place suppose que le régulateur puisse imposer qu'une fraction significative de la production des opérateurs verticalement intégrés soit mise aux enchères sur ces places. Pour faire face aux pics de demande, il convient parallèlement d'encourager le développement de **marchés d'ajustement**, et d'imposer au GRT la constitution de **réserves de capacités**.

En outre, par l'application du **droit de la concurrence**, les pouvoirs publics doivent s'assurer qu'aucun acteur n'abuse d'une position dominante sur le marché. L'exercice est cependant délicat lorsque subsiste un opérateur puissant et intégré qui conserve le monopole sur certaines activités. Il faut donc éviter qu'il n'utilise les avantages tirés de sa position dominante dans l'activité de transport comme un avantage indu dans les activités ouvertes à la concurrence²⁰⁸. De plus, la stratégie naturelle d'expansion des groupes industriels et singulièrement des anciens opérateurs historiques peut par ailleurs être contradictoire avec l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Les pertes de marché dues à leur ouverture les incitent en effet à avoir une stratégie offensive en multipliant les fusions et acquisitions²⁰⁹ et à compartimenter les marchés pour tirer parti des différences de prix dans un contexte d'interconnexions insuffisantes.

Enfin, la nécessité d'assurer la sécurité de l'approvisionnement de tous les consommateurs implique que les pouvoirs publics imposent aux opérateurs une desserte territoriale universelle de qualité à un coût raisonnable, en mettant en place, si nécessaire, des mécanismes de péréquation tarifaire. En effet, la pression de la concurrence rend plus difficile de maintenir des tarifs égaux pour tous, les opérateurs préférant se concentrer sur les segments du marché les plus rentables, d'où le risque de difficultés d'approvisionnement pour les plus démunis ou les plus éloignés.

Les progrès de l'intégration des marchés énergétiques européens vont rapidement poser la question du niveau de régulation pertinent à l'échelle européenne, au-delà de ses objectifs et de ses modalités. Si la création d'un régulateur européen ne paraît pour l'heure pas souhaitable en raison de l'absence de marchés complètement intégrés, une coordination entre tous les acteurs de la régulation (régulateurs nationaux, autorités nationales et communautaires de la concurrence) est nécessaire.

3.3.3 Garantir la sécurité des systèmes énergétiques à l'intérieur des Etats

La problématique de la sécurité énergétique comprend aujourd'hui de multiples dimensions : non seulement la sécurité des approvisionnements externes, qui a toujours fait l'objet d'une attention particulière de la part des pouvoirs publics, mais aussi la sécurité des réseaux d'acheminement de l'énergie, et plus récemment le nouveau cadre juridique et économique des activités énergétiques. Les dernières grandes crises d'approvisionnement ont rappelé l'importance de la dimension interne de la sécurité énergétique, longtemps négligée²¹⁰. En effet, la satisfaction des besoins énergétiques du consommateur final dépend *in fine* de la fiabilité du système énergétique interne dont tous les éléments – production, stockage, transport, distribution – sont vulnérables aux risques technique, social ou terroriste²¹¹.

²⁰⁷ Voir encadré sur les bourses de l'électricité à l'annexe 23.

²⁰⁸ Il s'agit de subventions croisées : c'est-à-dire la subvention de l'activité commerciale concurrentielle par une partie des redevances payées par les tiers au titre de l'utilisation du réseau que la justice communautaire condamne.

²⁰⁹ Voir ainsi, par exemple, la stratégie d'EDF qui a acquis London Electricity, 34,5% de l'allemand EnBW, une participation dans l'espagnol Hidrocantabrico et a pris le contrôle de l'italien Montedison. A l'heure actuelle, quatre groupes électriques produisent plus de 200 TWh par an (EDF, E.on, ENEL, RWe).

²¹⁰ L'opinion publique n'en semble d'ailleurs toujours pas convaincue : un sondage réalisé quelques mois après les tempêtes de 1999 soulignait que seuls 21% des personnes interrogées estimaient possible une pénurie d'électricité alors que 49% craignaient une pénurie de pétrole (*Source* : CREDOC pour l'Observatoire de l'énergie, 2000).

²¹¹ voir 2.1.2..

3.3.3.1 La sécurité de la production et du stockage énergétiques

Bien qu'une faible proportion des **hydrocarbures** consommés en Europe y soit produite, les opérateurs industriels qui y exercent leur activité (mer du Nord notamment) consentent spontanément des investissements de sécurisation technique et de maintenance de leurs installations, en s'appuyant principalement sur la redondance des éléments clefs²¹². L'importation d'une part croissante des hydrocarbures consommés, en repoussant hors des frontières européennes les risques liés à la production, ne supprime pas la nécessité d'assurer la continuité de l'approvisionnement du consommateur en produits finis, ce qui exige des équipements de transformation (regazéification du GNL, raffinage du pétrole brut) adaptés au volume et à la structure de la demande.

Si les décisions d'investissement appartiennent désormais aux opérateurs privés, les Etats doivent être en mesure de faire prévaloir des orientations stratégiques²¹³. L'environnement réglementaire et fiscal influe sur les choix d'investissement d'entreprises intégrées devant arbitrer entre leurs activités amont (exploration-production à l'étranger) et aval (transformation du pétrole brut). A ce titre, la fiscalité pesant sur les activités de transformation peut constituer un levier incitatif ou, au contraire, diminuer la rentabilité d'un processus aval dont les marges financières sont beaucoup plus faibles que l'activité amont. De même, les Etats doivent veiller à ce que leurs décisions réglementaires ou fiscales ne modifient pas trop brutalement la structure de la demande (surtout entre essence et gazole) car les délais et les coûts d'adaptation des équipements de raffinage sont très élevés.

Proposition 26 : accompagner toute décision fiscale ayant une incidence sur l'activité de transformation ou la structure de la demande de produits pétroliers, ainsi que toute nouvelle réglementation technique sur la qualité des produits finis, d'une étude d'impact sur la rentabilité à court-moyen terme de la filière considérée et les choix d'investissements susceptibles d'être opérés.

Outre les installations de transformation, l'importation massive d'hydrocarbures déplace le problème de la sécurité technique vers les éléments de logistique interne. La capacité globale de stockage et la répartition territoriale des dépôts pétroliers, de même que les capacités de stockage gazier dans un contexte de croissance rapide de la demande de cette énergie, constituent des éléments essentiels de sécurité interne²¹⁴.

L'importance de la sécurité de la production est encore plus sensible pour **l'électricité**, énergie secondaire produite en totalité ou en majorité sur le territoire national et qui ne peut être stockée. Les choix de production influent grandement sur cette problématique : la dépendance trop exclusive à l'égard d'un seul mode de production de l'électricité accroît la vulnérabilité au risque générique qui pèse sur lui. A cet égard, si le choix de l'électricité nucléaire a permis à la France et à d'autres pays européens de réduire la sensibilité de leur production électrique aux perturbations de l'approvisionnement énergétique externe, la forte standardisation des parcs nucléaires engendre un risque nouveau. Il est donc préférable, de manière générale, de diversifier les modes de production électrique afin de répartir les risques, bien que les choix fondamentaux ne puissent être remis en cause brutalement.

De même, la répartition territoriale de la production doit faire l'objet d'une plus grande attention car la concentration géographique de la production accroît l'importance des

²¹² Ainsi l'accident survenu en 1988 sur la plate-forme Piper-Alpha en mer du Nord a entraîné la modification de tous les systèmes de vanne contrôlant l'évacuation des hydrocarbures.

²¹³ La loi pétrolière française du 31 décembre 1992 confère ainsi au Ministre chargé de l'énergie le pouvoir de s'opposer à la construction ou au démantèlement de raffineries. Un tel droit de regard, assorti de la menace potentielle de l'utilisation de ce droit de veto, a récemment permis au gouvernement d'éviter la fermeture de la raffinerie de Reichstett (Alsace).

²¹⁴ Voir 3.2.1. pour la problématique de la capacité et de la répartition territoriale des dépôts pétroliers.

risques pesant sur le réseau de transport, et fait peser un risque sur l'approvisionnement en cas de défaillance d'une seule unité de production²¹⁵. La vulnérabilité des systèmes centralisés plaide donc en faveur du **développement de la production décentralisée**²¹⁶ afin de répondre de façon plus adaptée aux besoins locaux d'énergie et de mieux équilibrer le réseau. A l'avenir, la production électrique devrait mieux combiner le maintien d'unités de forte puissance, pour la production de base, et le développement de moyens de production plus locaux, jusqu'au niveau domestique avec des unités de 1 à 5 kW, notamment pour la production de pointe.

La production décentralisée, encouragée par les développements technologiques (micro-turbines, piles à combustible²¹⁷) offre de nombreux avantages en termes de sécurité²¹⁸ : une flexibilité qui permet d'ajouter des capacités en cas de pic de demande, une plus grande dilution des risques de défaillance technique, de catastrophe naturelle ou d'attaque terroriste, un recours moindre au réseau de transport à très haute tension, qu'il est difficile d'enfouir, et la suppression des pertes énergétiques liées au transport. En outre, elle repose sur l'utilisation d'énergies renouvelables (éolien domestique, petit hydraulique, ordures ménagères) ou de procédés présentant le meilleur rendement énergétique, tels que les turbines à gaz à cycles combinés ou les unités de cogénération (utilisant également le gaz).

La cogénération : des avantages multiples

La cogénération consiste à produire simultanément de l'énergie mécanique, transformée en électricité par un alternateur, et de l'énergie thermique, habituellement perdue dans le processus de production électrique. Son rendement énergétique* global moyen est supérieur à 85% contre 30 à 40% pour les centrales classiques. La cogénération évite les pertes dues au transport et permet de réduire d'environ 30% les émissions de CO₂ par rapport aux centrales à charbon et de 10% par rapport aux cycles combinés de turbines à gaz. Elle suppose cependant que l'unité de production de chaleur soit située à proximité du bassin de population alimenté.

Dans l'Union européenne, environ 10% de la production d'électricité est assurée par la cogénération. Mais la situation est très contrastée selon les pays puisqu'elle compte pour 30% de l'électricité produite en Finlande, Danemark et Pays-Bas, pour 4% en Grande-Bretagne et 2% en France. La cogénération se heurte encore à la concurrence des systèmes en place. Un projet industriel peut ainsi être abandonné en raison des difficultés de raccordement au réseau ou des droits à acquitter qui représentent souvent un quart des coûts du projet.

Proposition 27 : mettre en place dans chaque Etat l'environnement légal, institutionnel et technique permettant de favoriser le développement de la production électrique décentralisée. Les réseaux électriques, conçus initialement pour distribuer et non collecter de l'électricité, doivent être techniquement adaptés sous l'impulsion des GRT pour permettre la mutualisation des sources décentralisées. Le tarif de rachat de l'électricité produite à partir de source décentralisée doit prendre en compte non seulement le coût évité de développement du réseau et d'un parc de production centralisé, mais également son apport à la sécurité d'approvisionnement.

Le développement de la production décentralisée participe d'une logique de flexibilisation des systèmes énergétiques internes, afin de leur permettre d'absorber plus aisément les conséquences d'une défaillance technique. De même, dans le secteur gazier, les **contrats interruptibles** permettent d'accroître cette flexibilité : en échange d'une tarification plus favorable, les consommateurs liés par ce type de contrats acceptent l'interruption de leur

²¹⁵ La défaillance d'un seul réacteur nucléaire peut avoir des conséquences sensibles sur la production électrique. L'incident sérieux survenu sur un réacteur californien le 3 février 2001 a privé le secteur d'une capacité de 1120 MW pendant trois mois, au plus fort de la crise d'approvisionnement électrique.

²¹⁶ La production décentralisée regroupe l'alimentation complémentaire du réseau de transport par des moyens de moindre puissance que les grosses unités centralisées, et l'alimentation directe des réseaux de distribution par des moyens de faible puissance.

²¹⁷ Dans le cadre d'un programme expérimental, une pile à combustible fonctionne en cogénération sur un site résidentiel à Chelles (Seine-et-Marne), fournissant à l'immeuble électricité et chaleur.

²¹⁸ D'ailleurs, la loi française du 10 février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité intègre cet apport positif en prévoyant que la programmation pluriannuelle des investissements de production est « établie de manière à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles ».

fourniture en gaz en cas de pic de demande, ce qui suppose que leurs installations soient capables de fonctionner avec plusieurs énergies (gaz/fioul ou gaz/électricité). Par ailleurs, le développement des contrats interruptibles limite le besoin de sites de stockage gazier pour assurer la continuité de la fourniture²¹⁹.

Proposition 28 : le recours aux contrats interruptibles dans les pays qui le font peu devrait être développé à l'image de la situation hollandaise, allemande ou belge²²⁰.

3.3.3.2 La sécurité de l'acheminement de l'énergie

Augmenter le niveau de sécurité interne s'applique également à l'acheminement de l'énergie des lieux de production ou d'importation jusqu'au consommateur final. Concernant l'énergie importée, la multiplication des **points d'entrée** sur le territoire ou le développement de leurs capacités sont une condition de la satisfaction de besoins croissants et une garantie contre d'éventuelles actions menées à l'encontre de certains d'entre eux (grève, blocus). De même, l'accroissement des importations de gaz naturel liquéfié suppose l'existence de capacités de regazéification suffisantes sur le territoire.

Proposition 29 : augmenter les capacités de réception et de regazéification du GNL en Europe. En France, qui constitue l'un des points d'entrée importants en Europe, ce développement pourrait être opéré soit par l'extension des capacités des deux terminaux méthaniers existant²²¹, soit par la construction d'un nouveau terminal (un projet est à l'étude pour le site du Verdon, en Gironde).

L'équilibre entre les différents modes d'acheminement des produits énergétiques doit également être recherché, afin de répartir les risques, lorsque cela est possible. A cet égard, la part du transport des produits pétroliers par voie routière est trop importante en France (31,7%) car ce mode de transport est très vulnérable au risque social (barrages routiers, grèves de transporteurs). Un réseau d'oléoducs étendu et correctement maillé représente la meilleure garantie de sécurité du transport des produits pétroliers. A défaut, un rééquilibrage au profit du transport ferroviaire, quand il n'existe pas d'oléoducs, serait souhaitable.

La sécurité des réseaux de transport et de distribution concerne surtout **l'acheminement de l'électricité**, ainsi que l'a démontré la tempête de décembre 1999 dans plusieurs pays européens. Plusieurs moyens permettent de renforcer la sécurité des réseaux : l'enfouissement des lignes lorsque cela est possible techniquement, l'amélioration de la résistance mécanique des ouvrages par l'édiction de normes techniques plus strictes, ou encore le bouclage du réseau qui permet d'utiliser des chemins de secours en cas d'avarie. La France présente un retard important par rapport à ses partenaires européens, tant pour l'enfouissement²²² que pour le bouclage du réseau. Si les réseaux très haute tension et haute tension sont globalement redondants, des efforts restent à accomplir pour boucler les réseaux de distribution (moyenne et basse tensions), comme en Allemagne. Il faut cependant conserver à l'esprit que la

²¹⁹ Voir 3.2.1.3.

²²⁰ En Allemagne, 27% des contrats gaziers sont effaçables. Ce taux s'élève à 25% en Belgique. En France, seuls 20% des contrats du secteur de l'industrie sont interruptibles, ce système n'étant que très peu développé dans le secteur résidentiel et tertiaire.

²²¹ Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône) et Montoir-de-Bretagne (Loire-Atlantique).

²²² Proportion de lignes basse tension enterrées : France 30%, Allemagne 60%, Belgique 85%, Grande-Bretagne 45%. La résistance au vent des ouvrages belges et allemands est également plus élevée qu'en France où le desserrement des normes de construction entre 1958 et 1978 a induit une faiblesse structurelle du réseau (*source* : Conseil général des Mines, 2000). Il est vrai toutefois que la superficie et la densité de population en France ont rendu plus difficile l'enfouissement systématique des lignes basse tension.

sécurisation totale du réseau est impossible en raison de son coût (plusieurs centaines de milliards de francs).

Proposition 30 : renforcer la sécurité du réseau électrique en définissant un niveau de sécurité acceptable économiquement, tenant compte d'une évaluation des dommages potentiels que causeraient des dégâts comparables à ceux occasionnés par la tempête de 1999. L'enfouissement des lignes moyenne et basse tension devrait être privilégié, mais il semble plus pertinent, en raison des obstacles techniques, de renforcer sélectivement le réseau haute tension aérien en fonction des points de vulnérabilité (couloirs de vent).

Proposition 31 : envisager l'édiction de normes techniques strictes au niveau européen, afin d'éviter que des défaillances techniques n'affectent en chaîne plusieurs pays avec le développement des échanges transfrontaliers d'électricité.

CONCLUSION

La question de la sécurité énergétique est redevenue d'actualité, mais dans un cadre d'analyse renouvelé. Le contexte a changé, les risques se sont transformés. Alors que le pétrole concentrait les inquiétudes après les chocs pétroliers, les risques s'étendent désormais à toutes les énergies et changent de nature, notamment du fait de la prédominance des raisonnements de marché - niveau des investissements, libéralisation mal encadrée - et de l'intensité des interdépendances entre les acteurs - fragilité des pays exportateurs, vulnérabilité des systèmes énergétiques internes et contestation environnementale ou sociale.

Si les mécanismes de marché ont accru la place des opérateurs privés dans le système énergétique, l'énergie demeure un bien qui n'est pas tout à fait comme les autres. Une pénurie ou des variations trop brutales des prix peuvent en effet avoir des répercussions sur une économie, comme l'ont rappelé les crises d'approvisionnement récentes. A ce titre, le rôle des pouvoirs publics demeure fondamental pour mettre en œuvre une politique de sécurité énergétique, mettant l'accent non plus exclusivement sur la recherche de l'indépendance énergétique mais sur la nécessité d'assurer la sécurité des approvisionnements tant externes qu'internes. Si les pouvoirs publics utilisent aujourd'hui des instruments peu différents de ce qu'ils étaient hier - dialogue, mesures de réaction aux crises, définition d'un cadre réglementaire - leurs modalités d'utilisation doivent aujourd'hui être redéfinies.

Dans le cadre d'une responsabilité partagée avec les acteurs du marché, le rôle des pouvoirs publics dans la garantie de la sécurité énergétique est primordial. En revanche, la définition exacte du niveau pertinent de compétences, sur la base du principe de subsidiarité, demeure plus délicate. Le niveau international, essentiellement dans le cadre de l'AIE, reste approprié pour traiter des crises globales sous réserve de l'adaptation de ses outils. Le renouveau des problématiques au niveau européen et la convergence de situations au regard des risques et d'une situation de dépendance plus forte plaident pour une intervention à cette échelle lorsqu'elle est nécessaire.

L'Union européenne doit-elle pour autant se doter d'une politique européenne spécifique de l'énergie bien identifiée dans le traité ? Ce débat ancien n'a jamais été tranché. Les propositions de la Commission en ce sens se sont heurtées au refus des Etats membres et la gestion des problèmes de sécurité énergétique au niveau communautaire a pu s'appuyer sur les bases juridiques nécessaires. La question est au fond plus politique que juridique et il appartiendra aux Etats membres de trouver l'équilibre entre les niveaux et les catégories d'acteurs adapté à une stratégie de sécurité énergétique globale.

ANNEXES

LISTE DES ANNEXES

1	Production de pétrole OPEP et non-OPEP	66
2	Dynamique du développement pétrolier	66
3	Consommation mondiale d'énergie primaire	66
4	Accroissement de la demande mondiale de pétrole, 1997-2020	66
5	Répartition des réserves, de la production et de la consommation mondiales (2001)	67
6	Réserves mondiales prouvées de gaz naturel, fin 2000	67
7	Les principales crises d'approvisionnement pétrolier	68
8	Risques géopolitiques relatifs aux Etats producteurs	68
9	Carte des bases militaires américaines au Moyen-Orient	70
10	Certificats verts ou prix d'achat garantis ?	70
11	Les hypothèses des scénarios de croissance de la demande d'énergie	70
12	Evolution des taux d'indépendance dans l'Europe à 30	71
13	Mesure de la diversité de la consommation énergétique des Etats par l'indice Shannon-Weiner	71
14	Les besoins russes en investissements dans le secteur énergétique	72
15	Le potentiel d'efficacité énergétique en Russie	72
16	Les routes d'évacuation des hydrocarbures de la Caspienne	72
17	Réserves prouvées de la Caspienne et de l'Asie centrale	72
18	Les différents systèmes de stockage stratégique de sécurité	73
19	Le système de stockage français et la SPR américaine	73
20	Structure de la demande et des stocks par catégorie de produits au sein de l'AIE	74
21	Répartition des capacités de stockage par département en 2000	74
22	Capacités de production et d'échanges d'électricité	75
23	Les bourses d'électricité en Europe	75
24	Grille d'analyse des risques sur l'approvisionnement énergétique de l'Europe	76
25	Réseaux d'approvisionnement en hydrocarbures avec identification des problèmes sporadiques et des capacités manquantes du réseau gazier de l'Union européenne	77
26	Réseaux d'électricité de l'Union européenne et des pays candidats avec identification des goulets d'étranglement au sein de l'UE.	78
27	Concepts-clés	79
28	Glossaire	80

LISTE DES PERSONNES RENCONTREES

Agence internationale de l'énergie, Paris

M. Olivier Appert, directeur de la division coopération à long terme et analyse des politiques

M. Klaus Jacoby, chef de la division marchés pétroliers et préparation des mesures d'urgence

M. James Haywood, membre de la division « marchés pétroliers et préparation des mesures d'urgence

Commission européenne, Bruxelles

Cabinets de commissaires

M. Henning Arp, membre du cabinet de Mme Wallström, Commissaire européen à l'environnement

Mme Maria-Dolores Carrillo, membre du cabinet de Mme de Palacio, Commissaire européen aux transports et à l'énergie

M. Derk-Jan Eppink, membre du cabinet de M. Bolkestein, Commissaire européen chargé du marché intérieur, de la fiscalité et union douanière

Direction générale transport et énergie

M. François Lamoureux, directeur général (rencontré à l'ENA)

M. Christian Cleutin, chef d'unité charbon et pétrole

Mme Nina Commeau-Yannoussis, chef d'unité Euratom et sécurité nucléaire, responsable de la rédaction du Livre vert

Mme Marie-Christine Jalabert, adjointe au chef d'unité marché intérieur

M. Jean-Paul Joullia, adjoint au chef d'unité électricité, énergie nucléaire

M. Hans Kellner, chef d'unité sources nouvelles et renouvelables, ancien chef d'unité électricité, énergie nucléaire

M. Johannes Maters, conseiller du directeur énergies conventionnelles, ancien chef d'unité sécurité des approvisionnements

M. Enzo Millich, conseiller du directeur énergies nouvelles et maîtrise de la demande, ancien chef d'unité énergies nouvelles et renouvelables

M. Gonzalo Molina-Igartua, chef d'unité maîtrise de la demande

M. Roberto Salvarani, responsable information et communication, ancien chef de l'unité environnement

M. Edgar Thielmann, chef d'unité politique des réseaux transeuropéens développement technologique et diffusion des résultats

Mme Nathalie Van de Velde, adjointe au chef d'unité électricité et gaz

Autres directions générales

Mme Ana Arana Antelo, DG Concurrence, administratrice à l'unité énergie

M. Peter Horrocks, DG Environnement, chef d'unité énergie

Parlement européen, Strasbourg

M. Gordon Adam, député GB/PSE

M. Giles Chichester, député GB/PPE, rapporteur sur le Livre vert

M. Rolf Linkhor, député D/PSE, président de la fondation européenne de l'énergie

Services du premier ministre - Secrétariat général de la défense nationale, Paris

Mlle Marie-Jeanne de Coquereaumont, directrice adjointe affaires internationales et stratégiques

M. Thomas Bertin, chargé de mission CEI à la direction affaires internationales et stratégiques

M. Jean-Philippe Grelot, chargé de mission auprès du directeur protection et sécurité de l'Etat

Ministère des affaires étrangères, Paris

M. Patrick Allard, centre d'analyse et de prévision, affaires économiques et énergie

M. Emmanuel Bone, direction Afrique du Nord et Moyen-Orient, rédacteur Iran-Bahrein
M. Philippe Huberdeau, direction de la coopération européenne, rédacteur en charge des relations UE-CEI
M. Jean-Yves Roux, direction des affaires économiques et financières, responsable du secteur énergie

Ministère de la défense, Service des essences des armées, Malakoff

Lieutenant-Colonel Jean-Luc Volpi, chef du bureau exploitation, ancien chef du bureau de la sécurité des approvisionnements (DGEMP / DIMAH)

Ministère de l'industrie, de l'économie et des finances - Secrétariat d'Etat à l'industrie, direction générale de l'énergie et des matières premières, Paris²²³

M. Dominique Maillard, directeur général
M. Didier Houssin, directeur de la DIREM (ancienne DIMAH)
M. Xavier Burucoa, DIREM, chef de bureau à la sous-direction approvisionnements internationaux
Lieutenant-Colonel Daniel Duffau, chargé des affaires de défense à la DIREM
M. Bruno Grémillot, chef de la sous-direction synthèse et stratégie internationale (anciennement chef du service des affaires internationales)
M. Dominique Métivier, DIDEME, chef de division énergies renouvelables de l'ancien service des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie
M. Olivier Ravel, DIREM, chef de la sous-direction approvisionnement en hydrocarbures (anciennement chef du service environnement-raffinage de la DIMAH)
M. Didier Roze, DIREM, chef de la sous-direction raffinage et logistique pétrolière (anciennement chef du service logistique pétrolière de la DIMAH)
M. Vincent Thouvenin, DIDEME, ancien chef du service du gaz de la DIGEC

Ministère de l'industrie, de l'économie et des finances - Direction des relations économiques extérieures

M. Michel Oldenburg, veille économique stratégique du secteur de l'énergie

Commission de régulation de l'électricité, Paris

M. Jean Syrota, président
M. Pascal Saint-Amans, directeur financier

Institut Français du Pétrole, Rueil-Malmaison

M. Claude Mandil, président

Total Fina Elf, Paris

M. Valais, adjoint du vice-président, directeur de la stratégie et de l'évaluation des risques
M. Jean-Claude Forestier, direction exploitation-production, chef du service sécurité et environnement

Royal Dutch Shell, Paris

M. André Quedeville, responsable stratégie et diversification

EDF, Paris

²²³ La DGEMP a fait l'objet d'une réorganisation en novembre 2001 (décret et arrêtés du 12 novembre 2001). Elle est désormais organisée en un pôle fonctionnel et deux directions, la direction des ressources énergétiques et minérales (DIREM), correspondant au périmètre de l'ancienne direction des matières premières et des hydrocarbures (DIMAH) ; et la direction de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME), regroupant les missions relatives à l'aval énergétique. Dans la mesure du possible, les nouveaux titres ou fonctions occupées par les agents rencontrés sont mentionnés.

M. Michel Francony, directeur de la division stratégie, valorisation et optimisation (rencontré à l'ENA)

M. Jean-Eudes Moncomble, directeur de cabinet du directeur de la stratégie

M. Michel Rioual, chef de projet, division recherche et développement

GDF, Paris

M. Didier Sire, GDF Négoces, délégué au pôle stratégie et grands projets

Personnalités qualifiées

M. Jean-Marie Chevalier, professeur des universités, université Paris-IX, directeur du centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières, Paris

Mme Nicole Jestin-Fleury, chargée de mission au Commissariat général du Plan

M. Bernard Laponche, consultant spécialiste de l'énergie, ICE, Paris, ancien directeur de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie

M. Keith Ney, associé, spécialiste des marchés énergétiques, Lawndale Capital Management (*hedge fund*), San Francisco, Etats-Unis

M. Pierre Noël, IEPE-IFRI, Paris

Partis politiques

M. Alain Dorange, responsable de la commission énergie des Verts

M. Alain Madelin, ancien ministre de l'économie et des finances (par courrier)

Foreign and Commonwealth Office, Londres

M. Julian Miller, département affaires aériennes et maritimes, science et énergie, chef de la section énergie

Department of Trade and Industry, Londres

Mme Loraine Dawson, direction politique de l'énergie, chef de la section affaires internationales

M. Ian Fletcher, directeur service public de l'énergie

Mme Susan Harrison, direction politique de l'énergie, chef du service marchés européens de l'énergie

M. John Harvard, direction politique de l'énergie, chef du service régulation du marché du gaz et des réseaux

Royal Institute of International Affairs, Londres

M. John Mitchell, directeur du programme énergie et environnement

International Association of Oil and Gas Producers, Londres

M. Alan Grant, directeur

Ministero delle attività produttive, Rome, Italie

M. Chello, direction de l'énergie, département des approvisionnements

Ente Nazionale Idrocarburi, Rome, Italie

M. Dionigi, direction de la stratégie internationale, responsable de la production

Ministère polonais de l'environnement, Varsovie

M. Jaroslaw Sarul, département de la politique écologique et de l'intégration européenne

Mme Matrowaka Tomciak, inspecteur principal de l'environnement

Ministère polonais de l'économie, Varsovie

M. Janusz Swadowski, conseiller du ministre

M. Leszek Banaszak, directeur général adjoint de l'énergie

Mme Mirosława Firchal-Goździewska, chef du bureau du gaz
Mme Elżbieta Kwiatkowska, chef du bureau de l'intégration européenne
M. Waldemar Lagoda, chef du bureau de l'électricité
Mme Mariola Linkiewicz, chef du bureau de l'électro-énergétique
M. Przemysław Zawadzki, conseiller du directeur

Agence de restructuration du charbon et de l'industrie minière, Katowice

M. Marian Chaber, directeur
M. Zygmunt Borkowski, directeur adjoint, département de l'intégration européenne

Ambassade de France en Pologne – Poste d'expansion économique, Varsovie

M. Michel Lehouchu, chef du secteur bien et services
M. Gaëtan Guibert, assistant sectoriel énergie

Ambassade de France en Allemagne – Poste d'expansion économique, Berlin

M. Michel Boivin, attaché commercial, chef du secteur énergie (par courrier)

LISTE DES SIGLES

ADEME : Agence de développement de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE : Agence internationale de l'énergie (*IEA, International energy agency*)
AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique
AOC : *Arabian Oil Company* (compagnie pétrolière japonaise)
APX : *Amsterdam Power Exchange* (bourse d'échange d'électricité des Pays-Bas)
ARAMCO : *Saudi Arabian Oil Company*
ATR : Accès des tiers au réseau
b/j : barils par jour (*bpd, barrel per day*)
BP : *British Petroleum*
BTU: *British Thermal Unit*
CAE : Conseil d'analyse économique
CCGT: Combined cycle gas turbine
CECA : Communauté européenne du charbon et de l'acier
CEEA : Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom)
CEER : *Council of European Electricity Regulators*
CEI : Communauté d'Etats indépendants (anciennes républiques de l'ex-URSS)
CERM: Coordinated Emergency Response Measures
CFP : Compagnie française des pétroles
CFE : Consommation finale d'énergie
CJCE : Cour de justice des communautés européennes
CNPC : Compagnie pétrolière chinoise
CO₂ : Dioxyde de carbone, principal gaz à effet de serre
COFACE : Compagnie française d'assurance du commerce extérieur
CPSSP : Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers
CRE: Commission de régulation de l'électricité
CTEP : Consommation totale d'énergie primaire
DGEMP: Direction générale de l'énergie et des matières premières
DGTREN : Direction générale des transports et de l'Energie (Commission européenne)
DIDEME : Direction de la demande et des marchés énergétiques
DIGEC : Direction du gaz, de l'électricité et du charbon
DIMAH: Direction des matières premières et des hydrocarbures
DIREM : Direction des ressources énergétiques et minérales
DOE: *Department of Energy* (ministère américain de l'énergie)
DREE : Direction des relations économiques extérieures
DTI: *Department of Trade and Industry* (Royaume-Uni)
EDF : Electricité de France
ENEL : *Ente Nazionale Eletticità*
ENI : Ente Nazionale Idrocarburi
ENR : Energies nouvelles et renouvelables
ETSO : *European Transmission System Operators Association*
EURATOM: voir CEEA
EUROGAS : *European Union of Natural Gas Industry*
FERC : Federal Energy Regulatory Commission
FPEG: *Forum des pays exportateurs de gaz*
GAO : *General Accounting Office* (Etats-Unis)
GAP : Groupe des approvisionnements pétroliers
GDF : Gaz de France
GES : gaz à effet de serre
GNL : Gaz naturel liquéfié (*LNG, Liquefied Natural Gas*)

GRT : Gestionnaire de réseaux de transport (*TSO, Transmission System Operator*)
 IEA : *International Energy Agency* (voir AIE)
 IEP : *International Energy Program* (IEA)
 IEPE : Institut d'Economie et de Politique de l'Energie
 IFP : Institut français du pétrole
 IPE : *International Petroleum Exchange* (marché pétrolier de Londres)
 kep : kilo équivalent pétrole
 MEDA : Programme européen de soutien au dialogue euro-méditerranée
 NOPEP : *Non OPEP Countries* (pays exportateurs de pétrole non membres de l'OPEP)
 NO_x : Oxydes d'azote
 NYMEX : *New York Mercantile Exchange*
 OCDE : Organisation de coopération et de développement économique
 OCDE-Europe : sous-ensemble des pays européens membres de l'OCDE
 OFCE : Observatoire français des conjonctures économiques
 OFGEM : *Office of Gas and Electricity Markets*
 OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole (*OPEC, Organisation of Petroleum Exporting Countries*)
 PCRD : Programme communautaire de recherche et de développement
 PECO : Pays de l'Europe centrale et orientale
 PHARE : Pologne-Hongrie Assistance à la Reconstruction Economique
 PIB : Produit intérieur brut (*GDP, Gross Domestic Product*)
 PIE : Programme international de l'énergie (*IEP, International Energy Program*)
 Ppm : partie par million
 PVDSA : *Petroleos de Venezuela, SA*
 R&D : Recherche et développement
 RTE : Réseau de transport de l'électricité
 RTE : Réseau transeuropéen (*TEN, Trans European Network*)
 SAGESS : Société anonyme de gestion des stocks stratégiques
 SEA : Service des essences des armées
 SNAM : Compagnie de gaz italien, filiale de l'ENI
 SONATRACH : compagnie gazière algérienne
 SPR : *Strategic Petroleum Reserve* (réserve stratégique américaine)
 TACIS : *Technical Assistance to the Commonwealth of Independent States*
 TCAM : Taux de croissance annuel moyen
 TCE : Traité instituant les Communautés européennes
 Tec : tonne équivalent charbon
 Tep: tonne équivalent pétrole (*Toe, ton of oil equivalent*)
 TSO : *Transmission System Operator* (GRT)
 TUE : Traité sur l'Union européenne
 UCTE : Union pour la coordination des transporteurs d'électricité
 UE : Union européenne
 UKPX: *United Kingdom Power Exchange* (bourse d'échange d'électricité du Royaume-Uni)
 URSS : Union des Républiques Socialistes Soviétiques
 W : Watt (unité de mesure de puissance électrique), kWh (kilowatt, 1000 W), MW (méga watt, 1000 kW), GW (giga watt, 1000 MW), TW (tétra watt : 1000 GW)
 Wh : Watt-heure
 WTI : *Western Texas Intermediate* (un des prix de référence du pétrole)

Unités de mesure

Unités de production et de consommation de pétrole	Baril , millions de barils, ou millions de barils par jour 1 baril=159 litres 1 tonne de pétrole équivaut à 7 barils environ. Par convention, 1 tonne de pétrole correspond à 1,5 t de charbon ou à 1000 m ³ de gaz naturel.
Unités de production ou de consommation de gaz naturel	Mètre-cube , ou milliards de mètres cube (<i>bcm, billion cubic metre</i>) 1 m ³ = 1000 litres
Unités de production, ou de consommation de combustibles solides	Tonne
Energie calorifique	Joule (J) ou calories (cal) [1 calorie = 4,1868 J] Unité thermique britannique (<i>BTU, british thermal unit</i>)
Puissance électrique	Watt (W)
Consommation électrique	Watt-heure (Wh)

Coefficients multiplicateurs

kilo (k)	million ou méga (M)	giga (G)	téra (T)
10 ³	10 ⁶	10 ⁹	10 ¹²

Table de conversion²²⁴

Vers :	TJ	MTep	MBTU	GWh
TJ	1	2,388 x 10 ⁻⁵	947,8	0,2778
MTep	4,1868 x 10 ⁴	1	3,968 x 10 ⁷	11630
MBTU	1,0551 x 10 ⁻³	2,52 x 10 ⁻⁸	1	2,931 x 10 ⁻⁴
GWh	3,6	8,6 x 10 ⁻⁵	3412	1

Tep : tonne équivalent pétrole (sous-multiple le kep : kilo équivalent pétrole)

BTU : British Thermal Unit

²²⁴ Pour comparer le pouvoir énergétique des différentes sources d'énergie, on ramène les puissances produites à celle générée par une tonne de pétrole : on parle alors en tonnes équivalent pétrole ou tep. L'équivalence entre les différentes sources d'énergies est difficile à établir car elle dépend de la qualité du matériau considéré (charbon, pétrole) et de certaines hypothèses retenues. Ainsi, l'AIE considère que 1 MWh a le même pouvoir énergétique que 0,086 tonnes de pétrole, alors qu'EDF utilise le taux de 0,222 comme taux de conversion. Ces différences de taux de conversion modifient les calculs de bilans énergétiques globaux et, au-delà, les taux de dépendance.

BIBLIOGRAPHIE

OUVRAGES

- ATTALI S., COLOMBIER M., JAMET B., LAPONCHE B. (1997), *Maîtrise de l'énergie pour un monde vivable*, International Conseil Energie, 1997
- BOBYLEV Y. (1995), *L'industrie pétrolière de la Russie : les problèmes et les perspectives du développement dans l'économie en transition*, Moscou, 1995
- BONOCORI Daniel (1997a), *Pétrole et sécurité : Vulnérabilités, enjeux, stratégies*, mémoire de diplôme d'études diplomatiques supérieures, Centre d'études diplomatiques et stratégiques, 1997
- CHEVALIER Jean-Marie, BARBET Philippe, BENZONI Laurent (1987), *Economie de l'énergie*, Presses de la FNSP, 1987
- DUROUSSET M. (1999), *Le marché du pétrole*, Editions Ellipses, 1999
- KISSINGER Henry (1982), *Les années orageuses*, Fayard, 1982
- LABBE Marie-Hélène (2000), *La grande peur du nucléaire*, Presses de Sciences Po., Paris, 2000
- MITCHELL John (2001), *The New Economy of Oil : impacts on business, geopolitics, and society*, The Royal Institute of International Affairs, Earthscan Publications, Londres, 2001
- NOUSCHI, André (1999), *Pétrole et relations internationales depuis 1945*, Armand Colin, Paris, 1999
- NOUSCHI André (2001), *La France et le pétrole*, Picard, Paris, 2001
- PAUWELS Jean-Pierre, POSSEMIERS F., SWARTENBROEKX C., LIEVENS M. (1994), *Géopolitique de l'approvisionnement énergétique de l'UE au XXIe s.*, vol. I, Bruylant, Bruxelles, 1994
- PAUWELS Jean-Pierre, POSSEMIERS F., SWARTENBROEKX C., LIEVENS M. (1997), *Géopolitique de l'approvisionnement énergétique de l'UE au XXIe siècle*, vol. II, Bruylant, Bruxelles, 1997
- PERCEBOIS Jacques (1989), *Economie de l'énergie*, Economica, 1989
- PERCEBOIS Jacques (1997), *Energie et théorie économique*, Cujas, Paris, 1997
- PERRODON Alain (1999), *Quel pétrole pour demain ?*, Technip, Paris, 1999
- RODRIGUES Stéphane (2000), *La nouvelle régulation des services publics en Europe : Energie, postes, télécommunications et transports*, Editions TEC & DOC, 2000
- SCOTT Richard (1995), *IEA, the first 20 years*, OCDE/AIE, Paris, 1995
- TERZIAN, Pierre (1998), *Le gaz naturel, perspectives pour 2010-2020 : disponibilités, contraintes et dépendances*, Economica, Paris, 1998
- TROUSH Serguei (1999), *China's Changing Oil Strategy and its Foreign Implications*, Center for Northeast Asia policy studies, working paper, Washington DC, automne 1999
- VERGNIER Jacques (1996), *Les énergies renouvelables*, Que sais-je ? PUF, 1996

RAPPORTS ET PUBLICATIONS OFFICIELLES

- AGENCE FRANCAISE POUR LA MAITRISE DE L'ENERGIE (1991), *Energie 2000 : vers de nouvelles tensions sur l'offre ?* Rapport d'étude réalisée par le CEPII - DELESSY Henri, PARIS-HORVITZ Sébastien, et l'OFCE - HARASTY Hélène, février 1991
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (1995), *North Sea oil supply : the expected peak recedes again*, Paris, 1995
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (2000a), *Energy policies of IEA Countries – 2000 Review*, Paris, 2000
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (2000b), *Energy policies of IEA Countries – France 2000 Review*, Paris, 2000
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (2000c), *Nuclear Power in the OECD*, Paris, 2000
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (2000d), *World Energy Outlook 2000*, Paris, novembre 2000
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (2001a), *Balances énergétiques des pays de l'OCDE 1998-1999*, Paris, 2001
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (2001b), *World Energy Outlook 2001*, Paris, novembre 2001
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (2001c), *Oil Information 2000*, Paris, 2001
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (2001d), *Oil supply security : The emergency response potential of IEA countries in 2000*, OCDE, Paris, 2001
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE (2001e), *Natural gas report 2000*, Paris, 2001
- ASSEMBLEE NATIONALE (2000), *Pétrole et éthique : une conciliation possible ?*, Rapport d'information sur le rôle des compagnies pétrolières dans la politique internationale et son impact social et environnemental, au nom de la commission des affaires étrangères, Paris, 2000
- ASSEMBLEE NATIONALE (2001), *L'énergie : repères pour demain*, n°2907, Paris, avril 2001
- BP (2001), *British Petroleum Statistical Review of World Energy*, Londres, juin 2001
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (2000), *Zahlen und Fakten: Energy Daten 2000*, Berlin, juillet 2000
- BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTOR-SICHERHEIT (2000), *Erneubare Energien und nachhaltige Entwicklung*, Berlin, août 2000
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (2001), *Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung*, Berlin, novembre 2001
- CENTRE FOR EUROPEAN POLICY STUDIES (2001), *Security of Energy Supply : a question for policy or the markets*, EGENHOFER C., LEGGE T., rédacteurs, Bruxelles, novembre 2001
- CENTRE FOR STRATEGIC & INTERNATIONAL STUDIES (2000) *Strategic energy initiative, The geopolitics of energy into the 21st century*, vol. 1, novembre 2000
- COMMISSARIAT GENERAL DU PLAN (1998a), *Energie 2010-2020 : Rapport final de l'atelier « Le contexte international »*, Paris, février 1998
- COMMISSARIAT GÉNÉRAL DU PLAN (1998b), *Energie 2010-2020 : trois scénarios énergétiques pour la France*, MOISAN François président, GODARD Olivier, rapporteur, Paris, septembre 1998
- COMMISSARIAT GENERAL DU PLAN (1998c), *Energie 2010-2020 : les chemins d'une croissance sobre, rapport de groupe* ; BOISSON Pierre, président, CRIQUI Patrick, rapporteur général, Paris, 1998
- COMMISSARIAT GÉNÉRAL DU PLAN (2000a), *Services publics en réseau : perspectives*

- de concurrence et nouvelles régulations*, BERGOUX Jean président, BAUMSTARCK Luc, rapporteur général, JESTIN-FLEURY rapporteur, La documentation française, Paris, avril 2000
- COMMISSARIAT GÉNÉRAL DU PLAN (2000b), *Energies décentralisées : horizons 2020-2050*, Paris, septembre 2000
- COMMISSARIAT GÉNÉRAL DU PLAN (2000c), *Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire*, rapport au Premier ministre, CHARPIN Jean-Michel, président, DESSUS Benjamin et PELLAT René, rapporteurs, Paris, juillet 2000
- COMMISSARIAT GÉNÉRAL DU PLAN (2001), *La sécurité énergétique*, étude réalisée par International Conseil Energie, LAPONCHE Bernard, MARIGNAC Yves, STEPHAN Hélène, rédacteurs, Paris, mars 2001
- COMMISSION EUROPEENNE (1996), *Rapport sur la situation de l'approvisionnement, du raffinage et des marchés pétroliers dans la Communauté européenne*, communication COM(1996) 143 final, Bruxelles, 1996
- COMMISSION EUROPEENNE (1997a), *Energies pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables, Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaire*, communication COM(1997) 599, Bruxelles, 1997
- COMMISSION EUROPEENNE (1997b), *La dimension extérieure des réseaux transeuropéens d'énergie*, communication de la Commission au Conseil et au Parlement, COM(1997) 125, Bruxelles, 1997
- COMMISSION EUROPEENNE (1999a), *Exploitation of Hydrocarbon Resources : New Solutions in Energy Supply*, Bruxelles, 1999
- COMMISSION EUROPEENNE (1999b), *New oil and gas technology in the cost reduction area*, Bruxelles, 1999
- COMMISSION EUROPEENNE (1999c), *Un choix plus large : le marché intérieur de l'électricité*, Bruxelles, janvier 1999
- COMMISSION EUROPEENNE (1999d), *La sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union européenne*, communication COM(1999) 571 final, Bruxelles, 1999
- COMMISSION EUROPEENNE (1999e), *Energy in Europe : Economic foundations for energy policy*, Bruxelles, décembre 1999
- COMMISSION EUROPEENNE (1999f), *Energy in Europe : European Union Energy Outlook for 2020 (Shared Analysis Project)*, Bruxelles, 1999
- COMMISSION EUROPEENNE (2000a), *Plan d'action visant à renforcer l'efficacité énergétique dans la Communauté européenne*, COM(2000) 247 final, Bruxelles, avril 2000
- COMMISSION EUROPEENNE (2000b), *Ouvrir la voie au choix : lancement du marché unique du gaz européen*, Bruxelles, juillet 2000
- COMMISSION EUROPEENNE (2000c), *L'approvisionnement pétrolier de l'Union européenne*, communication COM(2000) 631 final, Bruxelles, octobre 2000
- COMMISSION EUROPEENNE (2000d), *Livre vert : vers une stratégie européenne de sécurité et d'approvisionnement énergétique*, communication COM(2000) 769 final, Office des publications officielles des Communautés européennes, Luxembourg, 2001
- COMMISSION EUROPEENNE (2001), *Achèvement du marché intérieur de l'énergie*, communication COM(2001) 125 final, Bruxelles, mars 2001
- CONSEIL D'ANALYSE ECONOMIQUE (2001), *Le prix du pétrole*, rapport de MAURICE Joël, La Documentation française, Paris, 2001
- CONSEIL MONDIAL DE L'ÉNERGIE (2000) (World Energy Council), Programme des Nations unies pour le développement (United Nations Development Program), Département des affaires économiques et sociales des Nations unies (United Nations Department of Economic and Social Affairs), *World Energy Assessment : Energy and the Challenge of Sustainability*, PNUD, New York, 2000
- CONSEIL MONDIAL DE L'ÉNERGIE (2001) (World Energy Council), *Energy Technologies for the Twenty-first Century, Energy Research, Development and*

Demonstration Expenditure 1985-2000, an International Comparison, London, 2001

DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY (2001), *Social, Environmental and Security of Supply Policies in a Competitive Energy Market: a Review of Delivery Mechanisms in the United Kingdom (Summary Paper)*, March 2001

FONDS MONETAIRE INTERNATIONAL (2000), *The impact of higher oil prices on the global economy*, décembre 2000

INSTITUT FRANÇAIS DES RELATIONS INTERNATIONALES (1999), *Développement et sécurité*, Cahier de l'IFRI Energie, 1999

IPCC (2001), INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), *Third Assessment Report – Climate Change 2001*

MINISTÈRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES (2000), *Russie-Caspienne : les enjeux de l'approvisionnement en hydrocarbures de l'Europe*, LOCATELLI Catherine, Etude de l'IEPE, avril 2000

MINISTÈRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES (2001), *Analyse critique de l'étude du World Energy Assessment*, LAPONCHE Bernard, Etude d'ICE, janvier 2001

MINISTÈRE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE - DGEMP - DIGEC (1999), *Vers la future organisation gazière française*, 1999

MINISTÈRE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE - DGEMP (2000a), *Tableau des consommations d'énergie en France*, 2000

MINISTÈRE DU COMMERCE ET DE L'INDUSTRIE (2000b), *Plan d'action pour les sources d'énergie renouvelables*, Helsinki, janvier 2000

MINISTÈRE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE - DGEMP (2000c), *Séminaire européen sur la sécurité d'approvisionnement : recueil des interventions*, Paris, 24 novembre 2000

MINISTÈRE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE - DGEMP (2000d), *Rapport d'activités 1999*, Paris, 2000

MINISTÈRE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE - DGEMP (2001a), *L'énergie nucléaire en 110 questions*, Paris, 2001

MINISTÈRE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE - DGEMP (2001b), *Rapport d'activités 2000*, Paris, 2001

MINISTÈRE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE - DGEMP - DIMAH (2001c), *L'industrie pétrolière en 2000*, Les éditions de l'industrie, Paris, 2001

OBSERVATOIRE DES ENERGIES RENOUVELABLES (2000), *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde : deuxième inventaire*, Paris, septembre 2000

PARLEMENT EUROPEEN (2001), *Rapport sur le Livre vert de la Commission « vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique »*, Commission sur l'industrie, le commerce extérieur, la recherche et le développement, Rapporteur : Giles Chichester, 17 octobre 2001

RAND (2000), *China's Quest for Energy security*, 2000²²⁵

SENAT (1997), *La politique énergétique de la France : passion ou raison*, n°439, Paris, 1997

SENAT (2000a), *Rapport relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*, janvier 2000

SENAT (2000b), *L'énergie nucléaire en Europe : union ou confusion : rapport d'information sur l'adéquation du Traité Euratom à la situation et aux perspectives de l'énergie nucléaire en Europe*, 2000

SENAT (2001), *Rapport d'information sur la sécurité d'approvisionnement en énergie de l'Union européenne*, février 2001

UNESCO (1995), *Symposium international Energie et Société*, Publisud, 1995

UNITED STATES GENERAL ACCOUNTING OFFICE (1996), *Energy Security:*

²²⁵ Article consultable sur Internet: <http://www.rand.org>.

ARTICLES ET CONTRIBUTIONS A DES COLLOQUES

- AMIC E. (2001), L'ampère et le fléau, *Revue de l'énergie*, mai 2001
- APPERT Olivier (2000), La revue menée par l'AIE de la politique énergétique de la France – Le défi de l'ouverture des marchés, *Annales des Mines*, août 2000, p. 18-23
- BABUSIAUX Denis (1999), Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques, *Cahiers du CEG*, n°34, Editions IFP, novembre 1999
- BAUQUIS Pierre-René (2001), La sécurité d'approvisionnement de l'Europe en pétrole, *Economies et sociétés, série « économie de l'énergie »*, n°8, janvier-février 2001, p.13-22
- BELTRAN Alain (1998), *La politique énergétique de la France au XXème siècle : une construction historique*, Annales des Mines, août 1998
- BLAKEY Simon et YERGIN Dan (2001), La libéralisation des marchés gaziers : défis et enjeux, *Energies Total Fina Elf*, N°44, printemps 2001, p. 10-15
- BONOCORI Daniel (1997b), Pétrole et sécurité : la gestion et la prévention des crises, *Energies et matières premières*, n°1, 3^{ème} trimestre 1997
- BOUSCHARAIN Laurent, MENARD Laurent (2000), *L'inflation européenne est-elle moins sensible aux variations des prix du pétrole ?* Note de conjoncture de l'INSEE, juin 2000
- CALABRESE John (1998), China and the Persian Gulf : energy and security, *Middle East Journal*, vol 52, n°3, été 1998
- CAPROS P. (1998) (s. d.), *Scenarios related to the energy security of supply at the european level, note on the impact of fuel taxation on technology choice*, Athènes, novembre 2000
- CARADEE Valérie (2001), Les stocks stratégiques pétroliers, *Bulletin de l'industrie du pétrole*, janvier 2001
- CAROUGE Christian (1997), L'Europe de l'ouest va-t-elle manquer d'énergie ? La sécurité des approvisionnements de l'Europe de l'ouest : quels risques ?, quelles stratégies ? *Revue de l'énergie*, n°489, juillet-août 1997, p. 477-480
- CORDESMAN Anthony H. (1999), Are Energy Wars possible ?, *Center for Strategic and International Studies Paper*, Washington, 1999
- CRIQUI Pierre, NOEL Pierre (1998), Marchés énergétiques et géopolitique pétrolières 1990-2030, IEPE, septembre 1998
- DAUGER Jean-Marie (2001), La sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel, *Economies et sociétés, série « économie de l'énergie »*, n°8, janvier-février 2001, p. 22-33
- de VIVIES Patrick (2001), Une stratégie orientée vers les marchés, *Energies Total Fina Elf*, N°44, printemps 2001, p. 20-23
- DOLLE Cécile (1996), Pétrole : la fin de l'Etat patron, *Encyclopaedia Universalis*, volume 1995, Paris, 1996
- ESNAULT Benoît (2001), Les enjeux stratégiques du stockage souterrain dans le nouveau contexte gazier européen, *Economie et Société, série Economie de l'Energie*, juin 2001
- FINON Dominique (2001), L'intégration des marchés électriques européens : de la juxtaposition de marchés nationaux à l'établissement d'un marché régional, *Economies et sociétés, série « économie de l'énergie »*, n°8, janvier-février 2001, p. 55-87
- Free market for European gas in the pipeline: the Interconnector gas pipeline is far more than just a physical pipeline between the UK and the Continent, *Petroleum Review*, April 2001
- GIANNESINI Jean-François (2000), L'ouverture de l'amont des pays producteurs du Moyen-

- Orient, *Revue de l'énergie*, n°514, février 2000, p. 99-103
- GREMILLOT Bruno (2000), Une directive ambitieuse pour les énergies renouvelables, *Annales des mines*, août 2000, p. 24-28
- HOSANSKI Jean-Marc (2001), Les mutations des marchés du GNL, *Energies Total Fina Elf*, n°44, printemps 2001, p. 24-26
- HUBBARD Glenn R., WEINER Robert J. (1986), Oil supply shocks and international policy coordination, *European economic review*, 30, février 1986, p. 91-106
- JEHL B. (2001), Découvertes pétrolières et gazières récentes, *Revue de l'énergie*, n° 528, juillet 2001
- KAUCKI Jan H. (2001), Caspian Energy at the Crossroads, *Foreign Affairs*, sept.-oct. 2001, p. 120
- LAFOND Jacques (2001), La percée du trading de gaz en Europe, *Energies Total Fina Elf*, N°44, printemps 2001, p. 27-29
- LUCIANI Giacomo (1999), Middle East Development : internal stability and regional security conditions, *Cahiers de l'IFRI [Energie, développement et sécurité]*, 1999
- MABRO Robert (2001), dimensions politiques de l'OPEP, *revue de politique étrangère*, printemps 2001
- MAILLARD Dominique (2000a), Le taux d'indépendance : à quoi rime la controverse ?, *Revue de l'énergie*, n°522, décembre 2000, p. 584
- MAILLARD Dominique (2000b), Vraies et fausses vertus de l'ouverture des marchés de l'énergie, *Annales des Mines*, août 2000, p. 6-9
- MANDIL Claude (1998), La politique française en matière d'approvisionnement énergétique à la veille du XXIème siècle, *Revue internationale et stratégique*, n°29, printemps 1998
- MATHEU Michel (2001), La régulation des industries énergétiques, *Cycle de conférences de politique énergétique, 3 septembre 2001* [Commissariat général du plan et direction générale de l'énergie et de matières premières, ministère de l'industrie de l'économie et des finances]²²⁶, Paris: 2001.
- MICHALET Charles-Albert (2001), Les fusions-acquisitions dans le secteur énergétique : l'impact de la globalisation, *Economies et sociétés, série « économie de l'énergie »*, n°8, janvier-février 2001, p.89-105
- MITCHELL John, VROLIJK Christiaan (1998), Closing Asia's Energy Gaps, *The Royal Institute of International Affairs (Energy and Environmental Programme) Briefing Paper*, n°41, March 1998
- MITCHELL John, (1999), Energy Policy in an Interdependent World, *Cahiers de l'IFRI*, n°28, 1999
- MITCHELL John, (2000), Energy and Global Security, paper for the seminar "The Future Supply of Energy: risks and opportunities for society" [the Swedish Royal Academies of Science], Stockholm, 16 March, 2000
- MORITA Koji (2000), Gas for Oil Markets, *The Royal Institute of International Affairs (Energy and Environmental Programme) Briefing Papers New Series*, n°12, February 2000
- NOËL Pierre (1998a), Pétrole et sécurité internationale : de nouveaux enjeux²²⁷, Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Université Pierre Mendès-France, Grenoble, septembre 1998
- NOËL Pierre (1998b), Approvisionnement énergétique de l'Europe et politique étrangère commune : une problématique, Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Université Pierre Mendès-France, Grenoble, mars 1998
- NOËL Pierre (1998c), Les hydrocarbures de la mer Caspienne : acteurs et enjeux, Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Université Pierre Mendès-France, Grenoble, mars 1998

²²⁶ Communication consultable sur le site de la DGEMP : <http://www.industrie.gouv.fr/energie>

²²⁷ Les articles de Pierre Noël sont consultables sur le site Internet de l'IEPE: <http://www.upmf-grenoble.fr/iepe>

- NOËL Pierre (1998d), La dépendance pétrolière américaine, 1973-1997, Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Université Pierre Mendès-France, Grenoble, novembre, 1998
- NOEL Pierre (1999), Indépendance énergétique versus marché mondial, Publication sur le site Web, Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Université Pierre Mendès-France, Grenoble, novembre, 1999
- NOËL Pierre (2000), Le régime juridique des investissements pétroliers : de la souveraineté nationale au marché mondial, Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Université Pierre Mendès-France, Grenoble, septembre 2000
- OBERVATOIRE FRANÇAIS DES CONJONCTURES ECONOMIQUES [OFCE] (2000), Perspectives 2000-2001, *Revue de l'OFCE*, n°75, octobre 2000
- PAUWELS Jean-Pierre et SWARTENBROECKX Carine (1998), Union européenne et approvisionnement énergétique : perspectives d'avenir, *La Revue Internationale et Stratégique*, n°29, printemps 1998, pp. 98-112
- PERCEBOIS J., DAVID L. (2001), les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès, *Cahier N°01.05.21, CREDEN-LASER*, Université de Montpellier I, Mai 2001
- ROZE Didier, BURUCOA Xavier (2001), Les stocks stratégiques pétroliers, *Energies et matières premières*, n°15, 1^{er} trimestre 2001, p. 16
- ROZE Didier (2001), Pétrole : des stocks stratégiques pétroliers, *Arts et métiers magazine*, avril 2001, p. 15
- SELLEY Norman (2000), Changing Oil, *The Royal Institute of International Affairs (Energy and Environmental Programme) Briefing Papers New Series*, n°10, January 2000
- SYROTA Jean [entretien avec] (2001), Sur la voie du marché unique du gaz et de l'électricité, In *Energies Total Fina Elf*, n°44, printemps 2001, p. 18-19
- TEISBERG Thomas J. (1981), A dynamic programming model of the U.S. strategic petroleum reserve, *The Bell Journal of economics*, 12, n°2, automne 1981
- TOUSCOZ Jean (1998), la dimension sécuritaire de la politique énergétique de l'Union européenne en Méditerranée, *Revue de l'énergie*, n°498, juin 1998

TEXTES JURIDIQUES

Droit international

Traité sur la Charte de l'énergie (1994), annexe I de l'acte final de la conférence sur la charte européenne de l'énergie

Droit communautaire

Traité instituant la Communauté européenne du charbon et de l'acier (1951)

Traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique (1957)

Traité instituant la Communauté européenne : article 100 (ex article 103 A), titre XV (ex titre XII): réseaux transeuropéens, articles 154 à 156 (ex articles 129B, C, D), article 161 (ex 130D) (1957 modifié 1992, 1997)

Directive 68/414/CE du 20 décembre 1968, modifiée par la directive 98/93/CE du 14 décembre 1998, faisant obligation aux Etats membres de la CEE de maintenir un niveau minimum de stocks de pétroles bruts et/ou de produits pétroliers équivalents à 90 jours de consommation

Directive 73/238/CEE du 24 juillet 1973 concernant les mesures destinées à atténuer les effets de difficultés en pétrole brut et/ou produits pétroliers

Directive 77/706/CEE du 7 novembre 1977 fixant un objectif communautaire de réduction de la consommation d'énergie primaire en cas de difficultés d'approvisionnement en pétrole brut et/ou produits pétroliers

Directive 94/22/CE du 30 mai 1994 sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospector, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures, dite « directive hydrocarbures »

Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, dite « directive électricité »

Directive 98/30/CE du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz, dite « directive gaz »

Directives 98/69/CE et 98/70/CE du 13 octobre 1998 relatives respectivement à la qualité des carburants et aux émissions des véhicules particuliers et utilitaires, dite « directives Auto-oil »

Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité

Projet de directive relative à l'harmonisation de la fiscalité des produits énergétiques [COM(97) 30 final]

Proposition de directive du parlement et du conseil modifiant les directives 96/92/CE et 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel [COM(2001) 125 final]

Proposition de règlement du parlement européen et du conseil concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

Arrêt CJCE du 10 juillet 1984 *Campus Oil* et autres contre Ministère de l'énergie et de l'industrie

Arrêt CJCE n°C-393/92 *Gemeente Almelo* contre *Energiebedrijf Ijsselmij NV* Pays-Bas

(commune d'Almelo) du 27 avril 1994
Arrêts CJCE n°C-157,158, 159, 160/94 Commission contre Pays-Bas, Italie, France et Espagne du 23 octobre 1997

Droit français interne

Loi du 10 janvier 1925 relative au régime des pétroles et portant création d'un Office national de combustibles liquides
Loi du 30 mars 1928 relative au régime d'importation des pétroles
Loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz
Loi n° 74-908 du 29 octobre 1974 relatives aux économies d'énergies
Loi n°92-1443 du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier
Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité
Projet de loi relatif à la modernisation du service public du gaz naturel et au développement des entreprises gazières, n° 2396, déposé le 17 mai 2000

SITES INTERNET DE REFERENCE

Institutions

Agence internationale de l'énergie

<http://www.iea.org>

Conseil mondial de l'énergie

<http://www.worldenergy.org>

Programme des Nations Unies pour le développement

<http://www.undp.org/seed/eap/activities/wea/drafts-frame.html>

Commission européenne, Bruxelles

http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/ [DG TREN]

[livre vert] http://europa.eu.int/interior/comm/energy-transport/francais/lpi_francais.html

Department of Energy, Washington

<http://www.doe.gov>

<http://www.eia.doe.gov> [Energy Information Agency]

<http://www.fe.doe.gov/spr/spr.html> [réserve stratégique]

United States General Accounting Office

www.gao.org

Department of Trade and Industry, Londres

<http://www.dti.gov.uk/epa>

Ministero dell'industria, Rome

<http://mica-dgfe.casaccia.enea.it/>

Ministère de l'industrie, de l'économie et des finances, Paris

Direction générale de l'énergie et des matières premières

<http://www.industrie.gouv.fr/energie>

[journées de l'énergie] <http://www.je.minefi.gouv.fr/agora/jde/info/index.htm>

[fiches pratiques] <http://www.minefi.gouv.fr/minefi/pratique/energie/index.htm>

[public.] <http://www.industrie.gouv.fr/cgi-bin/industrie/frame0.pl?url=/energie/sommaire.htm>

Commissariat général du Plan

<http://www.plan.gouv.fr> [rapports du Commissariat du plan]

Commission de régulation de l'électricité

<http://www.cre.fr>

Sénat

<http://www.senat.fr/rap/r00-218/r00-2181.pdf> [rapport sur la sécurité d’approvisionnement]

Assemblée nationale

<http://www.assemblee-nationale.fr/projets/pl2396.asp> [projet de loi sur le gaz]

<http://www.legifrance.fr> [textes de loi]

Statistiques

<http://www.countrywatch.com> [fiches « énergie » par pays]

Industriels

International Association of Oil and Gas Producers, Londres

<http://www.ogp.org.uk>

Total Fina Elf

<http://www.totalfinaelf.com>

Ente Nazionale Idrocarburi

<http://www.eni.it>

Royal Dutch Shell

<http://www.shell.com> [prospective 2050]

British Petroleum

<http://www.bp.com> [cartes et statistiques]

EDF

<http://www.edf.fr>

RTE

<http://www.rte-france.com>

GDF

<http://www.gazdefrance.com>

Instituts de recherche

Institut Français du Pétrole

<http://www.ifp.fr>

RAND

<http://www.rand.org>

IEPE

<http://www.upmf-grenoble.fr/iepe> [articles de Pierre Noël]

Intergovernmental panel on climate change <http://www.ipcc.ch>

Informations spécialisées en ligne

http://www.gasandoil.com/goc/news/h_ntn_left.htm

Royal Institute of International Affairs, Londres

<http://www.riia.org/Research/eep/eep.html> [Energy and Environment Program]

Center for International Strategic Studies, Washington

<http://www.csis.org/>

Assurances, risques

COFACE

<http://www.cofacerating.com>

Energies nouvelles et renouvelables

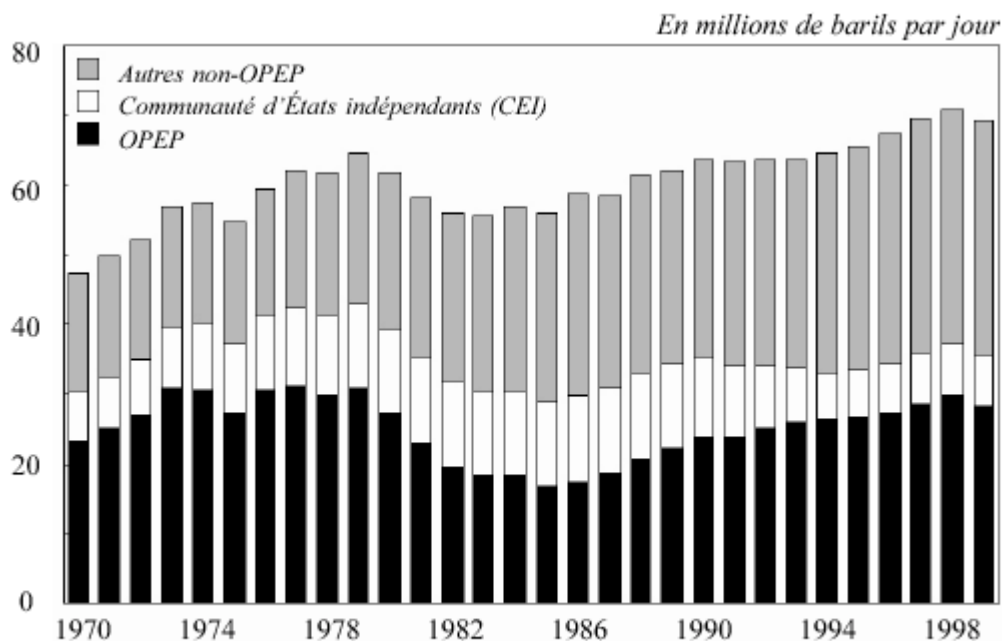
<http://www.cuepe.ch>

<http://www.eole.org>

<http://www.windpower.dk>

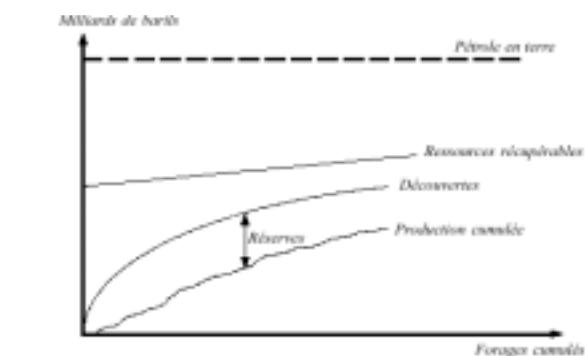
Annexes

1. Production de pétrole OPEP et non-OPEP



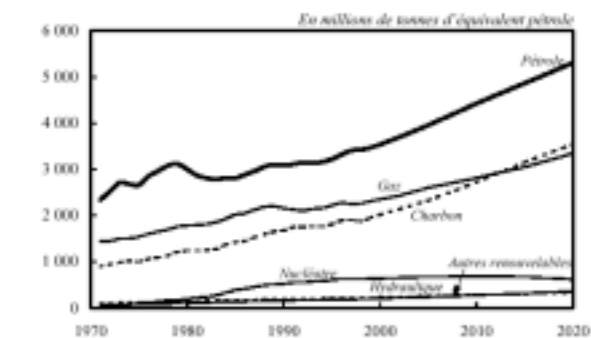
Sources : BP-Amoco Statistical Review, DGEMP et ENSPM Formation Industrie.

2. Dynamique du développement pétrolier



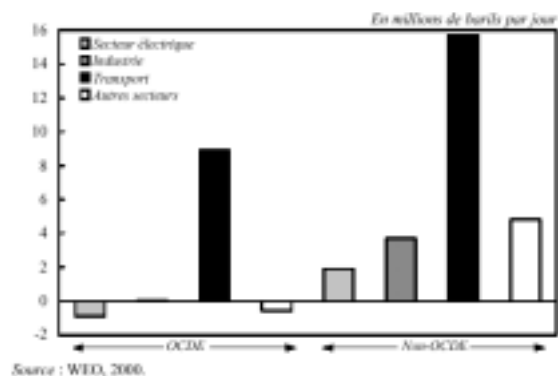
Source : Modèle POLES-IEPE.

3. Consommation mondiale d'énergie primaire



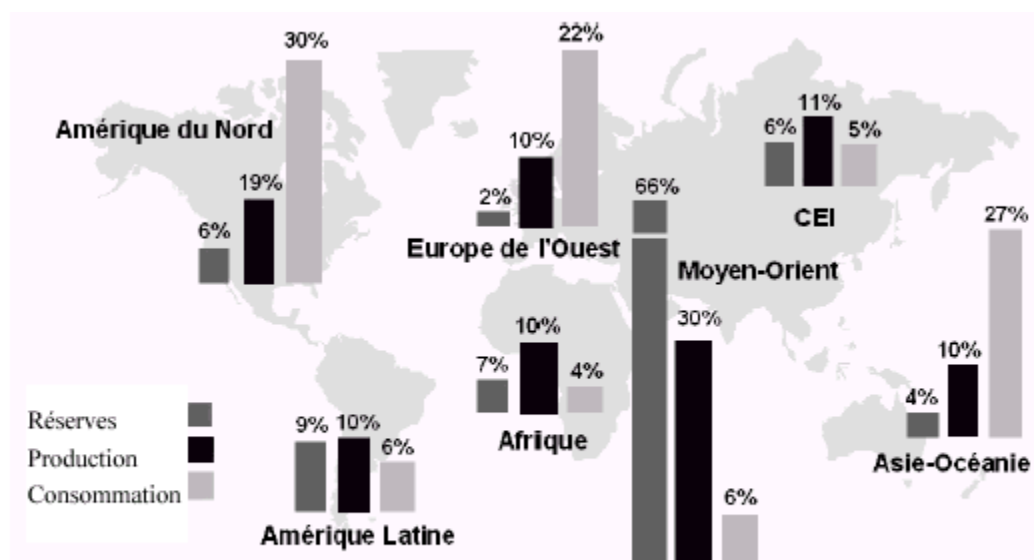
Source : WEO, 2000.

4. Accroissement de la demande mondiale de pétrole, 1997-2020



Source : WEO, 2000.

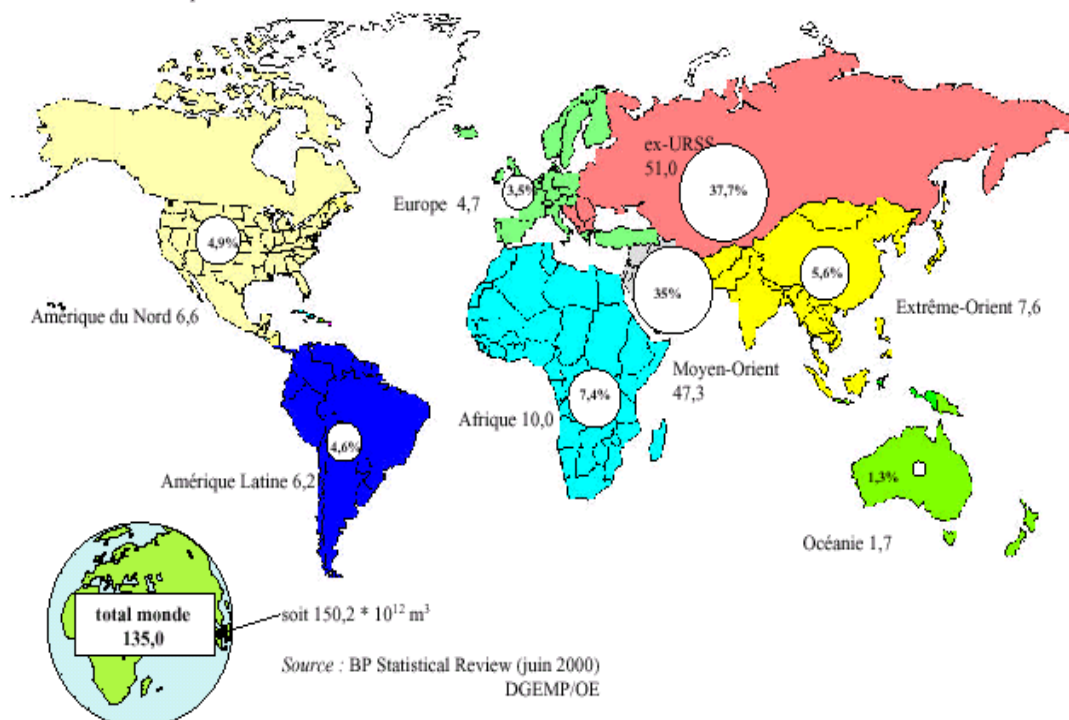
5. Répartition des réserves, de la production et de la consommation mondiales (2001)



Sources : OGI, BP-Amoco Statistical Review, CEG-IFP, janvier 2001 et ENSPM Formation Industrie.

6. Réserves mondiales prouvées de gaz naturel, fin 2000

Unité : Milliard de tep



7. Les principales crises d'approvisionnement pétrolier

Dates	Causes	Amplitude de la rupture	
		En Mb/j	Part conso. mondiale
Mars 51 – Oct 54	Nationalisation des gisements iraniens	0,7	5,3 %
Nov 56- Mars 57	Crise de Suez	2,0	11,4 %
Déc 66- Mars 67	Question de la redevance de transit en Syrie	0,7	2,0 %
Juin – Août 67	Guerre des Six jours	2,0	5,0 %
Juil 67 – Oct 68	Guerre civile au Nigeria	0,5	1,3 %
Mai 70 – Janv 71	Question des prix en Libye	1,3	2,7 %
Avril – Août 71	Nationalisation des champs en Algérie	0,6	1,2 %
Mars – Mai 73	Conflit politique au Liban	0,5	0,9 %
Oct 73 – Mars 74	Guerre du Kippour	1,6	2,8 %
Avril – Mai 76	Guerre civile au Liban	0,3	0,5 %
Mai 77	Dommages aux champs Saoudiens	0,7	1,1 %
Nov 78 – Avril 79	Révolution iranienne	3,7	5,7 %
Oct 80 – Janv 81	Guerre Iran - Irak	3,0	5,0 %
Juil 88 – Nov 89	Explosion de la plate-forme <i>Piper - Alpha</i>	0,3	0,6 %
Déc 88 – Mars 89	Accident du stockage flottant Fulmer	0,2	0,4 %
Avr – Juin 89	Accident de la plate-forme Cormoran	0,5	1,0 %
Août 90 – Févr 91	Invasion du Koweït - Guerre du Golfe	4,3	6,8 %

Source : DGEMP

8. Risques géopolitiques relatifs aux Etats producteurs

ETAT <i>Part dans la production mondiale et (dans les réserves)</i>	RISQUE POLITIQUE INTERNE	RISQUE DE CONFLIT EXTERNE	NOTE COFACE
Arabie Saoudite <i>Pétrole : 12% (25%) Gaz : 1,9% (4%)</i>	Régime dynastique autoritaire. Tensions intérieures possibles d'une fait d'une contestation fondamentaliste (due notamment à la présence de forces américaines). même si « l'opposition » au régime est faible et mal organisée. Tensions sociales possibles en cas de diminution de la rente pétrolière.	Peu de contentieux frontaliers non réglés. En revanche, un conflit régional affecterait la production et le transport de pétrole. L'Arabie Saoudite jouit en outre de la protection militaire des Etats-Unis qui disposent de bases militaires dans la région.	A3
Emirats Arabes Unis <i>Pétrole : 3,2% (9,3%) Gaz : 1,6% (4%)</i>	Régime dynastique autoritaire. Pas de contestation du régime. Population faible et peu de risques d'agitation sociale.	Très peu probable	--
Iran <i>Pétrole : 5,2% (8,6%) Gaz : 2,5% (15,3%)</i>	Risques d'instabilité sociale dus à la pression démographique et au ralentissement économique. Rivalités entre les différentes tendances du pouvoir islamique. Nombreuses minorités ethniques	Pas de volonté expansionniste affichée. Souhaite cependant jouer un rôle de protecteur des musulmans du Caucase et d'Asie centrale.	C
Irak <i>Pétrole : 3,6% (11%) Gaz : -- (2,1%)</i>	Fortes divisions ethniques et religieuses. Les Kurdes et les Chiites sont souvent installés dans	Irrédentisme à l'égard du Koweït. Les guerres du Golfe ont affaibli l'Irak en tant que puissance	--

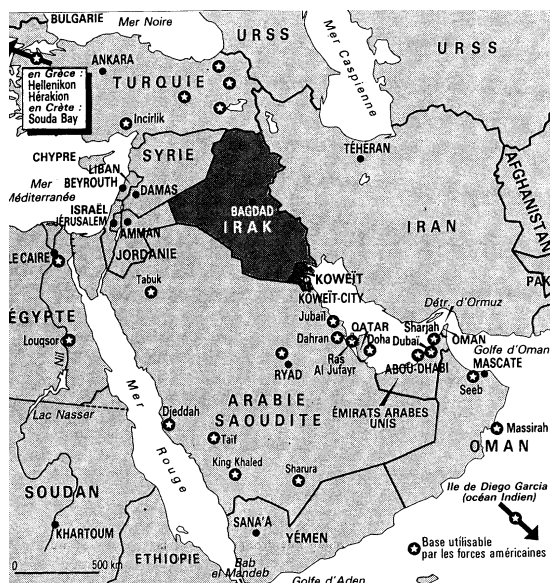
	les régions pétrolières. Grandes difficultés économiques liées en partie à l'embargo.	régionale. Tension avec la Turquie au sujet du Tigre et de l'Euphrate.	
Koweït <i>Pétrole : 2,9% (9,2%)</i> <i>Gaz : 0,4% (1%)</i>	Régime dynastique. Forte minorité chiite (attentats lors de la guerre Irak-Iran).	Irrédentisme irakien à l'égard du Koweït, même si l'Irak est affaibli. Bénéficie de la protection des Etats-Unis.	A2
Qatar <i>Pétrole : 1% (1,3%)</i> <i>Gaz : 1,2% (7,4%)</i>	Régime stable. Faible agitation sociale en 1996.	Très peu probable.	A2
Algérie <i>Pétrole : 1,9% (0,9%)</i> <i>Gaz : 3,7% (3%)</i>	Terrorisme et troubles sociaux liés à une transition difficile vers l'économie de marché.	Pas de risque réel (hormis un différend avec le Maroc au sujet du Sahara occidental).	B
Libye <i>Pétrole : 2% (2,8%)</i> <i>Gaz : 0,2% (0,9%)</i>	Opposition des Frères Musulmans. Incertitude sur la succession du colonel Kadhafi.	Tentation d'intervenir au Tchad.	C
Nigéria <i>Pétrole : 2,9% (2,2%)</i> <i>Gaz : 0,5% (2,3%)</i>	Grand éclatement ethnique, religieux et culturel. Situation économique très difficile et risques de tensions sociales dans un pays très peuplé.	Risque de comportement « impérialiste » (première puissance démographique d'Afrique).	D
Russie <i>Pétrole : 9% (4,6%)</i> <i>Gaz : 22,5% (32,1%)</i>	Emprise des mafias, graves difficultés sociales. Transition difficile vers l'économie de marché.	Risque modéré de guerre avec les pays voisins au cas où les minorités russes y seraient persécutées.	C
Kazakhstan <i>Pétrole : 1% (0,8%)</i> <i>Gaz : 0,4% (1,2%)</i>	Régime stable mais forte minorité russe (40%).	Non, a priori. Tensions éventuelles avec la Russie au sujet de la minorité russe.	C
Azerbaïdjan <i>Pétrole : 0,4% (0,7%)</i> <i>Gaz : 0,2% (0,6%)</i>	Incertitude sur la stabilité du régime.	Tensions avec l'Arménie.	D
Turkménistan <i>Pétrole : 0,2% (0,1%)</i> <i>Gaz : 1,8% (1,9%)</i>	Régime autoritaire communiste stable. Faible risque d'instabilité.	Conflit latent avec l'Ouzbékistan au sujet des eaux de l'Amou Daria.	D
Venezuela <i>Pétrole : 4,6% (7,3%)</i> <i>Gaz : 1,1% (2,8%)</i>	Risques de troubles sociaux et politiques qui pourraient entraîner la paralysie des secteurs pétroliers et gaziers.	Contestation entre le Venezuela et la Colombie sur la frange maritime de la zone économique spéciale frontalière qui comprend des réserves de pétrole off-shore.	A4

Source : Jean-Pierre PAUWELS, *Géopolitique de l'approvisionnement énergétique de l'Union européenne au XXIème siècle*, Bruxelles, 1997. BP pour les chiffres. COFACE pour les notes.

Echelle d'appréciation des risques sur l'investissement par la COFACE

A1	La situation politique et économique très stable. La probabilité de défaut est très faible.
A2	La probabilité de défaut reste faible même si l'environnement économique et politique du pays ou le comportement de paiement des entreprises du pays est un peu moins bon
A3	Le comportement de paiement pourrait être affecté par une modification de l'environnement économique et politique du pays, même si la probabilité que cela conduise à un défaut de paiement reste peu élevée
A4	Environnement économique et politique qui pourrait se détériorer mais la probabilité que cela conduise à un défaut de paiement reste acceptable
B	Environnement économique et politique incertain. Comportements de paiement souvent médiocres.
C	Environnement économique et politique du pays très incertain qui pourrait détériorer un comportement de paiement déjà souvent mauvais
D	Environnement économique et politique du pays présentant un risque très élevé qui aggraverait des comportements de paiement généralement exécrables.

9. Carte des bases militaires américaines dans le Golfe



Source : André Nouschi, *Pétrole et Relations internationales depuis 1945*, Armand Colin, 1999.

10. Certificats verts ou prix d'achat garantis ?

Parmi les modes d'aide au développement des ENR, en dehors des aides spécifiques à la R&D, les marchés de certificats verts et les systèmes de prix d'achat garantis semblent être les mécanismes les plus répandus.

Dans un système de **certificats verts**, le prix d'une unité d'électricité produite à partir de source ENR négociée sur un marché de l'électricité est abondée d'une prime (30-50% du coût) déterminée sur un autre marché, le marché des certificats verts. La valeur du certificat vert dépend notamment du prix que le consommateur final est supposé accorder à la protection de l'environnement. Ce système fonctionne avec succès aux Pays-Bas depuis 1996 et a été repris par l'Allemagne, le Royaume-Uni et la Suède. Une obligation d'achat d'électricité produite par des sources ENR peut accompagner le dispositif et être un soutien important à son développement. C'est notamment le cas au Royaume-Uni avec la « Renewable Obligation ».

Un système de **prix d'achat garantis**, vise de façon plus directe à récompenser l'absence de pollution pour l'électricité ENR par la fixation d'un prix d'achat volontairement élevé, en général révisable à moyen terme. Ce surcoût étant réparti sur tous les consommateurs, il est de fait indolore et permet de donner de la visibilité aux entreprises de la filière. Cette stratégie s'est révélée très efficace en Allemagne, en Espagne et au Danemark pour développer l'éolien puisque ces trois pays possèdent aujourd'hui 7700 MW installés contre 400 en France, Royaume-Uni et Irlande réunis. Son coût demeure cependant significatif et pourrait à terme se révéler peu compatible avec le marché intérieur de l'électricité en Europe.

11. Les hypothèses des scénarios de croissance de la demande d'énergie

Principales hypothèses des scénarios établis par la DGEMP et le Commissariat général du Plan

Hypothèses exogènes :

Taux de croissance : 2,3% par an en moyenne jusqu'en 2020

Taux de croissance démographique :

ST : 0,3% entre 2010 et 2015, puis 0,18% entre 2015 et 2020

S1, S2, S3 : 0,5% entre 2000 et 2005, 0,4% entre 2005 et 2010, 0,3% entre 2010 et 2015 puis 0,18% entre 2015 et 2020

Taux de change du dollar :

ST : 6 F pour 1 USD

S1, S2, S3 : 5,1 F pour 1 USD

Prix du baril de pétrole :

ST : 25 USD par baril

S1, S2, S3 : 17 USD jusqu'en 2005, 24 USD entre 2005 et 2020

Prix du gaz naturel :

ST : 3,3 USD par Mbtu

S1, S2, S3 : 2,5 USD par MBTU jusqu'en 2005 puis 3,3 USD par Mbtu

Prix international du charbon : entre 40 et 50 USD la tonne

Hypothèses endogènes

ST : scénario où la demande d'énergie évolue dans le futur conformément aux tendances du passé et où aucune mesure nouvelle n'est adoptée.

S1 : scénario qui fait une large place aux mécanismes de marché pour déterminer les choix énergétiques. Aucune mesure nouvelle n'est adoptée ni dans le secteur des transports ni dans le secteur résidentiel et tertiaire alors que la consommation de gaz connaît une forte croissance. L'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur industriel est de 20% en 2020, due essentiellement aux efforts de l'industrie pour limiter l'impact des prix de l'énergie sur ses coûts de production.

S2 : scénario qui présuppose un rôle directeur des autorités publiques pour encourager et réguler les initiatives privées. Une grande importance est accordée à l'activité industrielle dans un contexte de concurrence internationale. Pour le secteur des transports, la fiscalité sur les carburants est relevée de 30% en 25 ans et tant la longueur du réseau autoroutier que celle du réseau TGV est doublée. Pour le secteur résidentiel, la législation sur l'isolation thermique est renforcée. Pour le secteur industriel, des adaptations technologiques ont lieu mais il n'y a pas de modification des structures industrielles.

S3 : scénario axé sur les valeurs de protection de la santé des citoyens et de l'environnement. Pour le secteur des transports, la taxation des carburants augmente de 30% d'ici 2020, la longueur du réseau TGV est multipliée par 4 et une politique d'encadrement du transport par route est mise en œuvre. Pour le secteur résidentiel, une politique de renouvellement du parc de logement est mise en œuvre ce qui génère un meilleur respect des normes techniques dans le neuf et l'isolation. Au total, la consommation énergétique totale augmente de façon modérée sur la période : 6%.

Consommation finale d'énergie primaire de la France (en Mtep)

	1998	ST	S1	S2	S3
CFEP	249,4	323,5	318	302,4	257,9
Charbon	15,8	11	13,5	12,5	8,4
Pétrole	99,1	126,9	128	120,8	98,3
Gaz	34,1	82,4	68,2	54,7	46,9
Nucléaire	88,6	90,6	93,7	100,8	92,5
ENR	11,7	12,5	13,9	13,6	11,8

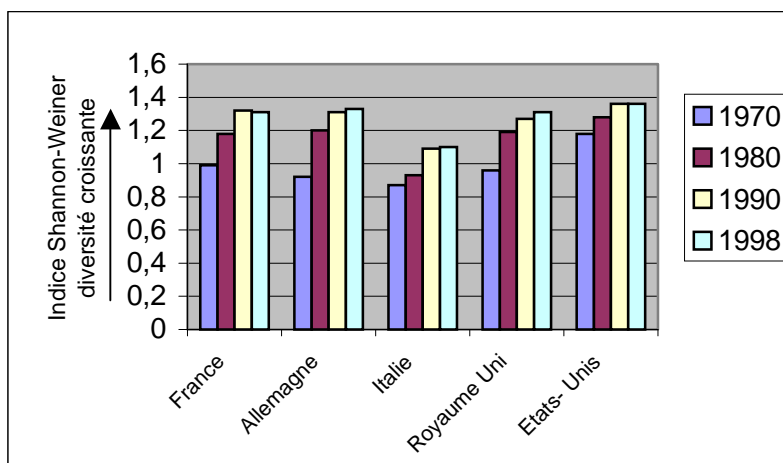
12. Evolutions des taux d'indépendance dans l'Europe à 30

	1973		1990		2000	
	Part dans la CFEP	Taux d'indépendance	Part dans la CFEP	Taux d'indépendance	Part dans la CFEP	Taux d'indépendance
Charbon	30,5%	95%	27,8%	82,5%	19,1%	69,5%
Pétrole	54,5%	3%	40,8%	30,5%	41,4%	43,7%
Gaz	9,7%	93%	17,1%	65,5%	22,7%	62,7%
Electricité nucléaire	1,4%	100%	11,8%	100%	13,8%	100%
Taux d'indépendance globale	--	45,1%	--	63,1%	--	63,4%

Source : BP et AIE (pour les données de 1973)

13. Mesure de la diversité de la consommation énergétique des Etats par l'indice Shannon-Weiner

L'indice Shannon-Weiner est la somme pondérée des consommations des énergies primaires des Etats. Il permet le suivi et la comparaison de la diversité énergétique de la consommation.



Source : UK energy sector indicators 2000.

14. Les besoins russes en investissements dans le secteur énergétique

Investissements nécessaires par secteur (Mds€)	1999	2000	2001-2010	2011-2020	2001-2020
Total	8,2	13,5	254	454	708
Secteur pétrolier	2,7	7,3	54	143	232
Secteur gazier	3,6	4,2	86	115	201
Secteur du charbon	0,4	0,5	8	11	19
Secteur électrique	1,5	1,9	72	184	255

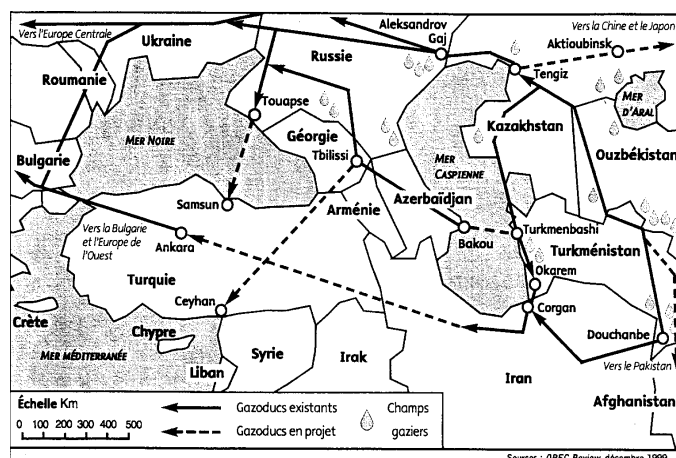
Source : Commission européenne, groupe de travail UE-Russie

15. Le potentiel d'efficacité énergétique en Russie

Secteur	Total	
	mtce	%
Industrie et construction	110-140	31-33%
Transport	23-30	7%
Agriculture	12-15	3%
Résidentiel et tertiaire	95-110	26-27%
Total	360-430	100%

Source : Commission européenne, groupe de travail UE-Russie

16. Les routes d'évacuation des hydrocarbures de la Caspienne



Source : OPEC Review, décembre 1999.

17. Réserves prouvées de la Caspienne et de l'Asie centrale (part dans les réserves mondiales)

	Pétrole (Gb)	Gaz naturel (G m ³)
Azerbaïdjan	7 (0,7%)	850 (0,6%)
Kazakstan	8 (0,8%)	1840 (1,2%)
Turkménistan	0,5 (0,1%)	2860 (1,9%)
Ouzbekistan	0,6 (0,1%)	1870 (1,3%)
Total	16,1 (1,7%)	7420 (5%)

Source : BP statistical review of world energy ; juin 2001

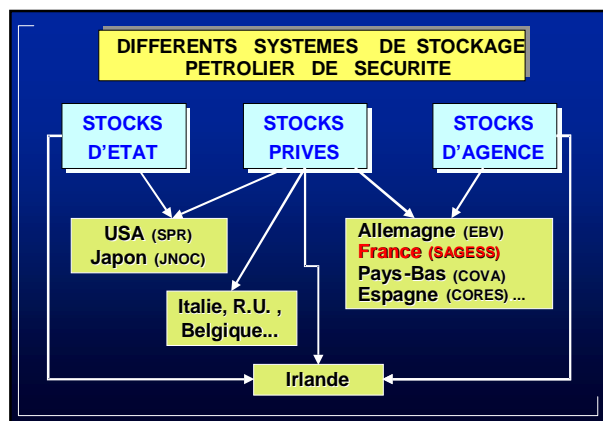
18. Les différents systèmes de stockage stratégique de sécurité

Aucune réglementation internationale (AIE ou UE) ne définit de modalités de constitution des stocks stratégiques.

Trois mécanismes principaux coexistent :

- **les stocks d'Etat**, achetés et entretenus directement grâce au budget de l'Etat, et souvent constitués de pétrole brut. L'Etat exerce alors un contrôle global sur le niveau, la localisation et l'emploi des stocks, mais peut être tenté de les utiliser comme variable d'ajustement par la vente de quantités de produits pour accroître les recettes budgétaires (ainsi, la vente de 13 Mb issus de la SPR américaine en 1996 a rapporté 278 M\$ de recettes au budget fédéral).
- **les stocks privés** : l'obligation de stockage repose entièrement sur les opérateurs privés qui s'en acquittent par leurs stocks détenus en propre ou par des « mises à disposition » rémunérées effectuées par des opérateurs disposant de capacités excédentaires.
- **les stocks d'agence** : l'obligation est assurée par un organisme de droit public ou privé qui perçoit en retour une rémunération sur les opérateurs.

Le système français, quant à lui, est un système mixte empruntant aux mécanismes de stocks privés et d'agence.



- EBV : *Erdölbevorratungsverband*
- SPR : *Strategic Petroleum Reserve*
- JNOC : *Japan National Oil Corporation*
- COVA : *Organisation centrale du stockage pétrolier*
- CORES : *Corporación de reservas estratégicas*

Source : DGEMP

19. Le système français de stockage et la SPR américaine

Le système mixte français

La loi¹ fait porter l'obligation de stockage sur les opérateurs pétroliers mais leur impose d'en déléguer, au choix, 54 ou 80% à un organisme parapublic, le Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP), qui s'acquitte de sa mission en recourant principalement (7 Mt sur 10,2 Mt) aux services d'une société anonyme, la Société anonyme de gestion des stocks stratégiques de sécurité (SAGESS), dont le capital social de 1 MF est à comparer avec son encours d'emprunt de 8 MdsF. Le CPSSP loue pour le reste des capacités excédentaires aux opérateurs eux-mêmes (on parle de « mises à disposition »). Les opérateurs assument leur partie résiduelle de l'obligation (42% en l'occurrence aujourd'hui) par la possession de stocks en propre, ou par des mises à dispositions croisées entre eux.

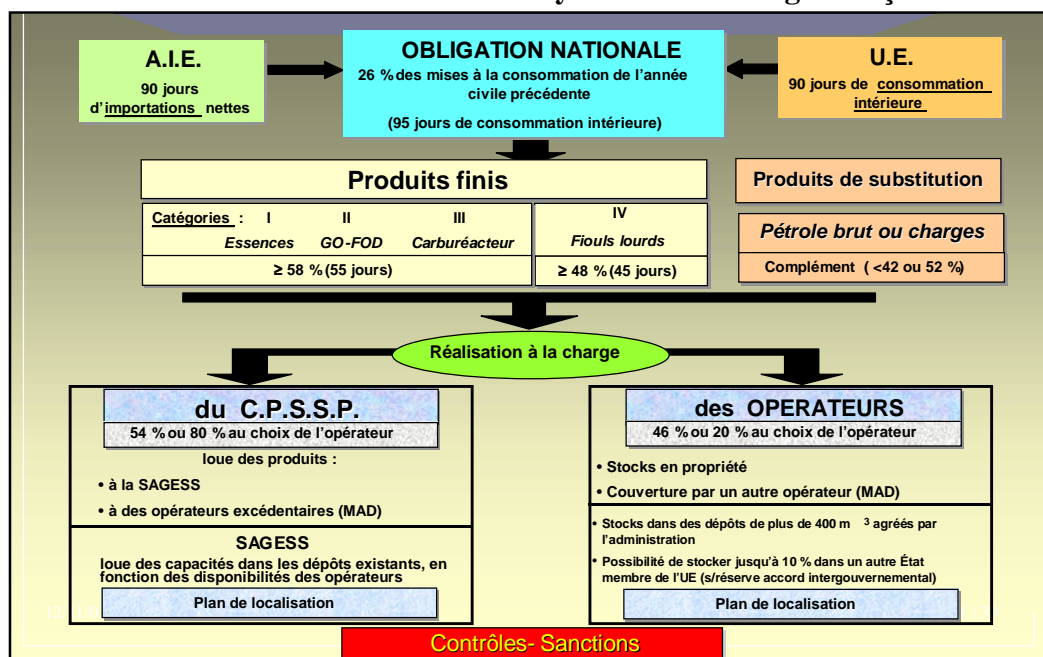
L'obligation de stockage des différentes catégories de produits est fixée à 26% des mises à la consommation de l'année précédente, soit environ 95 jours de consommation ou 17 Mt (dont un minimum de 55 jours doit être assuré en produits finis). L'existence des stocks fait l'objet de contrôles de la part de la DGEMP / DIREM. Les armées possèdent leurs propres stocks, correspondant également à 3 mois de consommation, entreposés dans des dépôts plus sûrs que les dépôts civils (éloignés, distants des agglomérations, enterrés ou semi-enterrés).

La SPR américaine

La *Strategic Petroleum Reserve* (Réserve Stratégique Pétrolière) des Etats-Unis est à l'opposé du système français. Les stocks sont achetés et entretenus sur le budget fédéral, sous la forme unique de pétrole brut entreposé dans des cavités salines souterraines d'une capacité totale de 700 Mb. Les réserves sont alimentées par le versement en nature des droits prélevés par l'Etat sur l'exploitation des ressources pétrolières du Golfe du Mexique (le *Royalty-in-Kind Program*). Le déstockage s'opère sous la forme de mise aux enchères de volumes de pétrole brut.

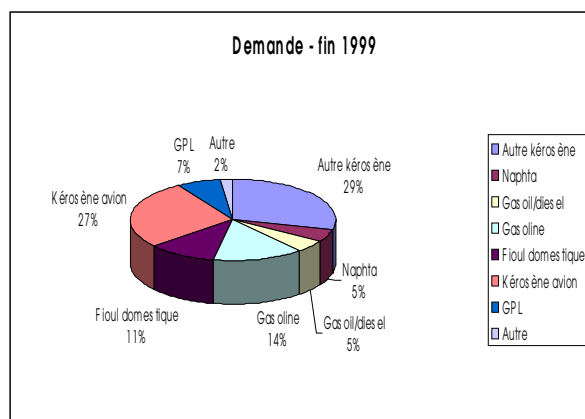
¹ Loi n°92-1443 du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier, qui reprend un mécanisme antérieur.

Illustration du système de stockage français

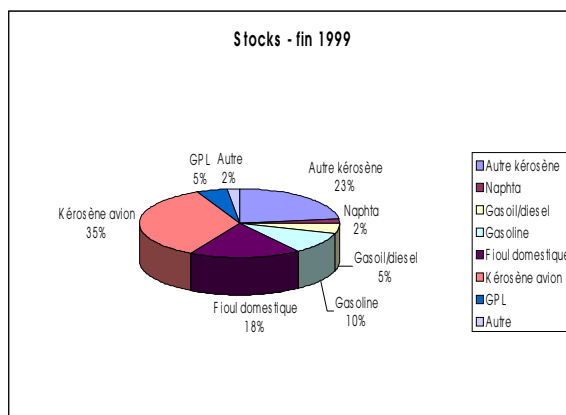


Source :
DGEMP

20. Structure de la demande et des stocks par catégorie de produits au sein de l'AIE

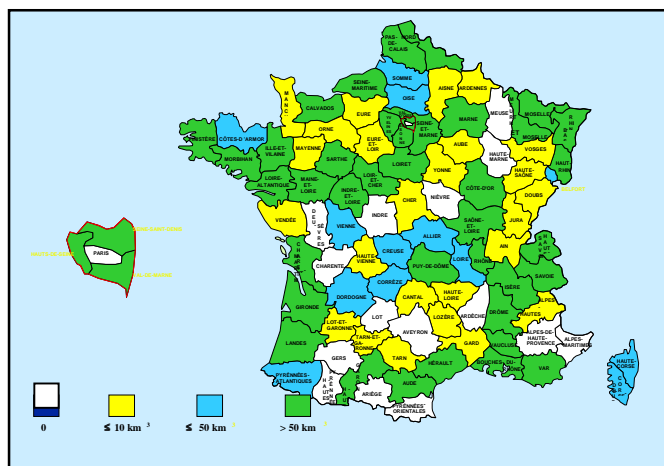


Source : AIE



Source : AIE

21. Répartition des capacités des stockage par département en 2000



Source : DGEMP

22. Capacités de production et d'échanges d'électricité

	Réserves de capacités (en % des pics de demande)	Capacités d'importation (en % des capacités installées)
UCTE-centre	3,7%	3,3%
NORDEL	1,2%	3,8%
Grèce-yougoslavie -macédoine	2%	1,2%
Irlande	0%	4,1%
Italie	5,6%	7,2%
RU	5,9%	2,7%
Péninsule ibérique	4,1%	1,9%

Source: UCTE, Power Balance Forecast 2001, 2003, mars 2001

23. Les bourses de l'électricité en Europe

Les pays scandinaves ont été les précurseurs en Europe d'une gestion des échanges sur une place de marché. Le Nordpool, existe depuis 1991 et réunit la Norvège, la Suède, la Finlande et le Danemark depuis 1999. Il rassemble un marché spot, qui existe depuis 1993 (Elspot) sur lequel ont été échangés 97TWh en 2000, soit 25% des volumes physiques consommés, un marché à terme (Eltermin) totalisant 359TWh en 2000, soit 95% des volumes physiques consommés, et une chambre de compensation (clearing). Cette bourse a été conçue au départ comme un remède à la faiblesse de la diversification de la structure énergétique de ces pays (hydroélectricité, nucléaire) et s'est avérée être un succès par l'augmentation des échanges, rendant plus efficace la distribution, la baisse des prix et la constitution d'un prix de référence pour l'allocation des capacités de congestion.

De nombreuses autres bourses ont été créées en Europe dont l'OMEL espagnol, l'APX néerlandaise ou l'UKPX (United Kingdom Power Exchange) au Royaume Uni. Cette dernière totalise le plus grand nombre de transactions en Europe avec 10% à 15% de la consommation britannique qui est échangée. Le Royaume-Uni envisage de faire évoluer ce pool obligatoire en une série de marchés pour lesquels la participation serait volontaire et qui offrirait une plus grande variété de types de contrats.

En France, la création de Powernext, bourse de l'électricité, date du 26 novembre 2001. Elle vise à capter 10% des échanges électriques et ainsi à fluidifier le marché pour un pays exportateur net (la France a exporté 73TWh en 2000 vers ses voisins). Les transactions étaient jusqu'à présent réalisées en bilatéral par le RTE. Afin de permettre l'émergence d'un marché, le régulateur a imposé pour septembre 2001, la mise aux enchères de 6TWh/an.

24. Grille d'analyse des risques sur l'approvisionnement énergétique de l'Europe.

(Source : les auteurs.)

	Energie affectée							Moyens d'actions privilégiés
	Charbon	Pétrole	Gaz	Uranium	ENR	Electricité		
						non nucl.	nucléaire	
Risques structurels								
Epuisement des ressources	Très faible (250 ans)	Faible (45 ans)	Faible (60 ans)	Très faible (250 ans)	--	--	--	Investissement, R&D, Dialogue
Réforme réglementaire des marchés	Très faible	Faible	Assez fort	--	Moyen	Moyen	Assez fort	Régulation adéquate
Contestation environnementale	Fort	Assez fort	Moyen	Faible	Moyen	Assez fort	Fort	Débat public, R&D, Fiscalité et réglementations environnementales
Risques conjoncturels								
Déstabilisation d'un pays producteur	Très faible	Fort	Assez fort	Très faible	--	--	--	Diversification des sources et des énergies consommées, Mesures de crise (dont stocks)
Conflit impliquant un ou des pays producteurs	Très faible	Fort	Fort	Très faible	--	--	--	Diversification des sources et des énergies consommées, Mesures de crise (dont stocks), Présence militaire
Risque de prix (volatilité, pouvoir de marché)	Très faible	Fort	Assez fort	Très faible	Très faible	Moyen	Moyen	Dialogue, Instruments de couverture, Flexibilité des systèmes énergétiques, Politique de la concurrence
Risque social dans un pays européen	Faible	Fort	Faible	Nul	Très faible	Faible	Moyen	Maintien de l'ordre public, Dialogue social, Plans de crise internes, Décentralisation de la production et du stockage
Risque technique sur la production	Très faible	Moyen	Faible	Très faible	Faible	Moyen	Assez fort	Diversification des modes de production, Investissement, R&D, Normes techniques
Risque technique sur le transport	Très faible	Moyen	Assez fort	Très faible	--	Fort	Fort	Maillage des réseaux, Enfouissement des lignes, Normes techniques, Diversification des routes d'approvisionnement et des points d'accès
Risque terroriste	Très faible	Faible	Moyen	Très faible	Très faible	Moyen	Fort	Défense militaire et civile, Lutte contre le terrorisme

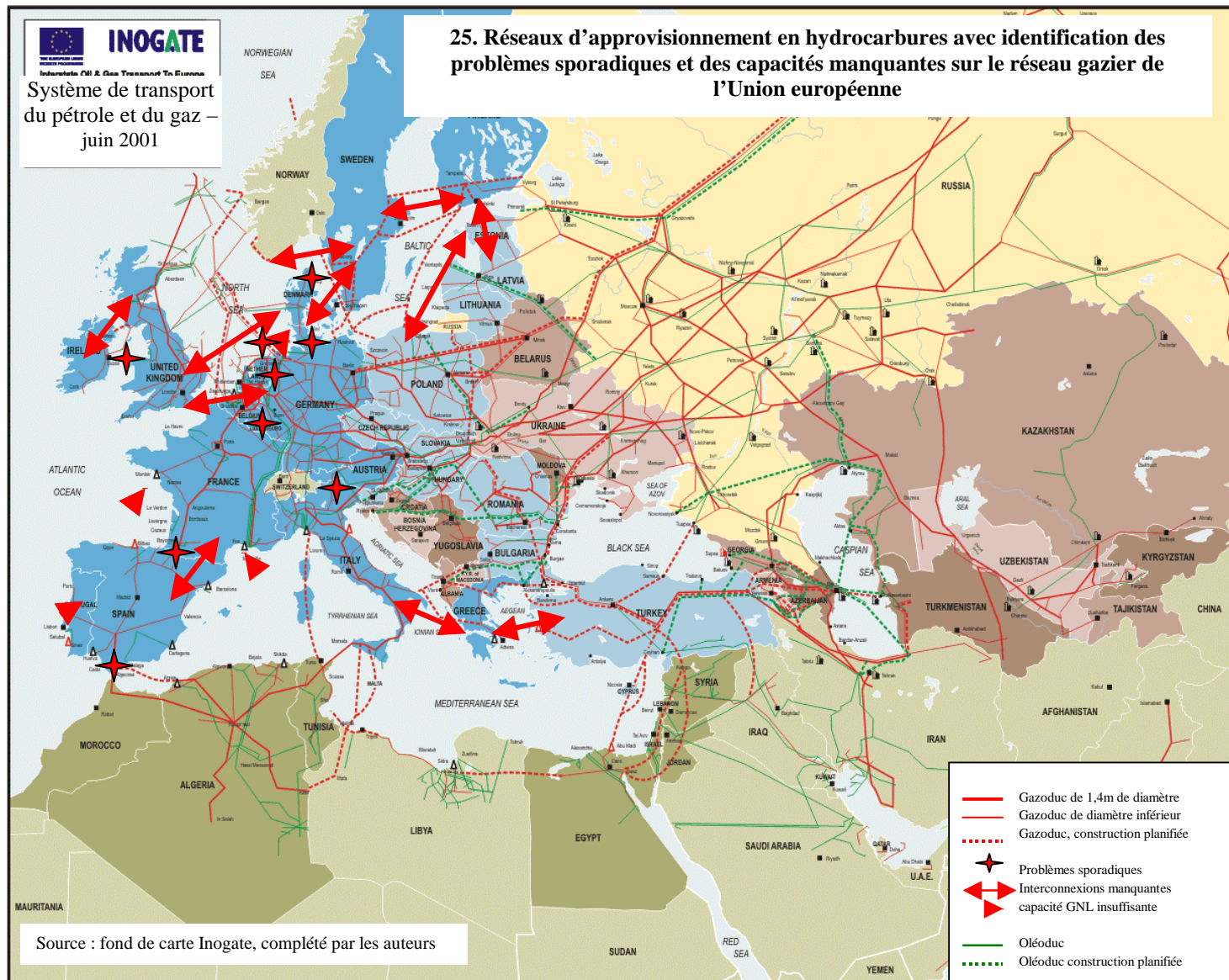


INOGATE

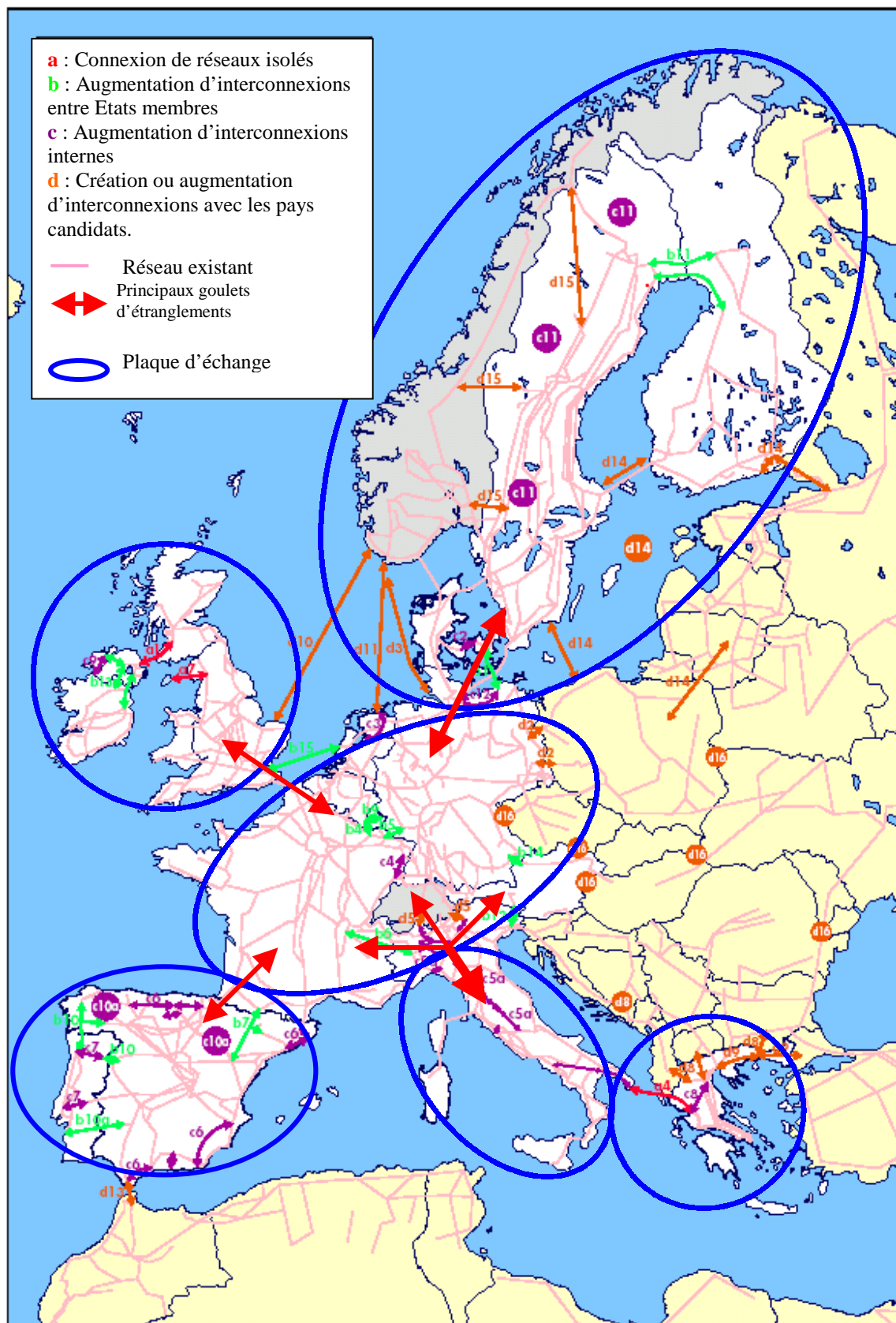
Infrastructure for Oil & Gas Transport in Europe

Système de transport
du pétrole et du gaz –
juin 2001

25. Réseaux d'approvisionnement en hydrocarbures avec identification des problèmes sporadiques et des capacités manquantes sur le réseau gazier de l'Union européenne



26. Réseaux d'électricité de l'Union européenne et des pays candidats, avec identification des goulets d'étranglement au sein de l'UE



Source : Fond de carte extrait du *Trans-european energy networks, policy and action of the European community*, Commission européenne, 2001 (complété par les auteurs).

27. Concepts-clés

Les acceptions des principaux concepts relatifs à la sécurité énergétique sont explicités ici.

Politique de l'énergie

La politique de l'énergie vise à garantir la fourniture continue, aux consommateurs finaux, des produits énergétiques correspondant en quantité et en qualité à leurs besoins, à un prix raisonnable et en limitant les atteintes à l'environnement. La politique énergétique des pays occidentaux s'articule donc autour de trois objectifs principaux communément admis : la sécurité de l'approvisionnement énergétique, la compétitivité des prix de l'énergie, le respect de l'environnement.

Indépendance énergétique

L'indépendance énergétique d'un pays ou d'une zone désigne sa capacité de satisfaire ses besoins énergétiques par sa production d'énergie domestique. Le taux d'indépendance énergétique global rapporte la production totale d'énergie primaire d'un pays à sa consommation totale d'énergie primaire. Il s'agit d'un concept relatif dont la valeur repose sur plusieurs conventions, ce qui l'expose à de nombreuses critiques. S'il présente surtout l'avantage de permettre des comparaisons historiques et géographiques, il rend difficilement compte de la vulnérabilité des Etats aux risques qui pèsent sur les importations d'énergies, car cette vulnérabilité doit s'apprécier par source d'énergie primaire, et en considération des risques qui s'exercent spécifiquement sur les importations de chacune.

Sécurité énergétique (ou sécurité d'approvisionnement énergétique)

La sécurité énergétique désigne les conditions que doit réunir le système de fourniture d'énergie au consommateur final pour lui garantir la disponibilité, à tout moment, de produits énergétiques de qualité et diversifiés, répondant aux besoins de son activité économique et sociale.

Les moyens de garantir la sécurité de l'approvisionnement énergétique sont les suivants : la recherche d'une moindre dépendance, c'est-à-dire en réalité la diminution, dans la consommation d'une énergie, de la part qui en est importée dès lors que pèsent des risques sur ces importations ; les efforts de sécurisation des approvisionnements externes ; la garantie de la sécurité d'approvisionnement interne. Avec l'évolution du contexte des politiques énergétiques (mutations du système géopolitique, développement et ouverture des marchés de l'énergie, libéralisation des marchés nationaux²) la conception de la problématique de la sécurité énergétique a évolué, de même que l'importance relative accordée à chacun des moyens. A ce titre, la réflexion sur la sécurité énergétique ne peut plus ignorer aujourd'hui sa dimension interne trop longtemps négligée (voir *sécurité d'approvisionnement interne*).

Cette acception diffère donc sensiblement de la définition de la sécurité d'approvisionnement énergétique retenue par le Livre vert de la Commission européenne³ : « *la stratégie à long terme de sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Union européenne doit viser à assurer, pour le bien-être des citoyens et le bon fonctionnement de l'économie, la disponibilité physique et continue des produits énergétiques sur le marché, à un prix accessible à tous les consommateurs (privés et industriels) dans le respect des préoccupations environnementales et la perspective du développement durable (...)* ». Cette conception extensive de la sécurité énergétique, qui intègre les deux autres grands objectifs de la politique énergétique (compétitivité des prix de l'énergie et respect de l'environnement), présente l'inconvénient de compliquer l'analyse, alors que la conciliation entre les trois objectifs de politique énergétique relève de choix politiques, qu'il soient opérés au niveau national ou européen.

Sécurité d'approvisionnement

Dans le présent rapport, la sécurité d'approvisionnement comprend deux dimensions : la sécurité des approvisionnements externes et la sécurité d'approvisionnement interne. La sécurité des approvisionnements externe consiste à assurer la continuité des importations d'énergie en un volume suffisant pour satisfaire la demande nationale. Les fortes contraintes d'approvisionnement externe liées à la faiblesse des ressources naturelles, en Europe et particulièrement en France, ont focalisé les politiques énergétiques cette dimension de la sécurité d'approvisionnement. Or la sécurité de l'approvisionnement du consommateur final en produits énergétiques dépend autant de la sécurité des importations d'énergie jusqu'aux frontières, que des aspects liés à la vulnérabilité de l'ensemble de la chaîne énergétique (production / transport / distribution) : il s'agit donc aussi d'assurer la sécurité d'approvisionnement interne.

² Voir 1.3.

³ Commission (2000d).

28. Glossaire

choc pétrolier : situation dans laquelle une économie fortement tributaire des importations de pétrole est soumise à une augmentation brutale et significative des prix sans qu'il lui soit possible à court terme de réagir autrement que par un prélèvement sur la richesse extérieure ou un endettement extérieur croissant.

consommation finale d'énergie : somme des consommations des différents secteurs d'utilisation finale autre que le secteur énergétique : transports, industrie, résidentiel, agriculture, tertiaire.

contrat effaçable, contrat interruptible : contrat stipulant qu'en échange d'une tarification plus favorable, la fourniture (de gaz ou d'électricité) peut être interrompue par le fournisseur lorsque la demande globale est trop forte.

distillats : gazole, fioul domestique et kérosène.

énergie primaire : énergie qui peut être directement utilisée sans recourir, par transformation, à un autre type d'énergie : charbon, hydrocarbures, ENR, etc.

énergie secondaire : énergie produite à partir d'énergie primaire comme l'électricité.

énergies nouvelles renouvelables : énergies produites à partir de sources non fossiles (énergie éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice, hydraulique, biomasse, gaz de décharge, gaz de stations d'épuration d'eaux usées et biogaz).

entreprise ou opérateur intégré verticalement : entreprise de gaz ou d'électricité assurant au moins deux des opérations suivantes : production, transport, distribution, stockage de gaz ou d'électricité.

éolienne (énergie) : énergie produite à partir du vent.

équilibre du réseau électrique : à tout instant, la quantité consommée doit être égale à la quantité produite et la configuration du réseau doit assurer la distribution d'un courant stabilisé, c'est-à-dire ayant les caractéristiques physiques en tension et en fréquence attendues par les consommateurs.

forums de Florence et de Madrid : rencontres bi-annuelles réunissant, sous l'égide de la Commission européenne, depuis 1998 et 1999, les représentants des Etats membres, les autorités nationales de régulation, les gestionnaires de réseaux de transport, les fournisseurs et négociants, respectivement d'électricité et de gaz, les utilisateurs de réseaux et les bourses de d'électricité et de gaz.

gestionnaire de réseau de transport : entité responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau public de transport (de gaz ou d'électricité) ainsi que des interconnexions avec l'étranger.

hub (gazier) : plate-forme d'interconnexion, plaque tournante. Les hubs gaziers sont des infrastructures permettant l'interconnexion de plusieurs conduites de gaz. Elles sont de plus en plus souvent associées à des mécanismes de marché assurant transactions et arbitrages.

intensité énergétique : rapport de la consommation d'énergie primaire au produit intérieur brut. Plus l'intensité énergétique est faible, plus l'efficacité énergétique est élevée.

marché d'ajustement : marché permettant à un GRT d'équilibrer la production d'électricité avec les fluctuations de la demande.

obligation d'achat : dispositif législatif ou réglementaire obligeant un opérateur verticalement intégré à acheter de l'électricité produite par certaines filières de production à des conditions imposées.

offshore : production pétrolière ou gazière en mer.

opérateur historique : opérateurs verticalement intégrés qui disposaient de droits exclusifs ou monopoles.

pays consommateurs ou producteurs : on distingue, en général, les pays producteurs qui exportent leurs ressources énergétiques des pays consommateurs qui en importent pour leurs besoins. Cette distinction est commode mais schématique puisque tous les pays producteurs sont aussi des consommateurs, et que, parmi les pays consommateurs, on range des producteurs majeurs (Etats-Unis), alors que des pays comme la Chine ou la Russie, sont de plus en plus difficiles à classer.

produits pétroliers raffinés (produits finis) : essences, distillats* et fiouls lourds

pétrole brut : huile minérale d'origine naturelle constituée d'un mélange d'hydrocarbures et d'impuretés associées (soufre, par exemple).

pétroles non conventionnels : hydrocarbures d'une densité supérieure aux pétroles conventionnels (schistes bitumineux, huiles extra-lourdes, etc.).

pile à combustible : installation fournissant de l'électricité par combinaison d'oxygène et d'hydrogène en présence d'un catalyseur.

raffinage : procédé de transformation des pétroles bruts en carburants, combustibles, lubrifiants, bitumes et produits pour la pétrochimie. La base du raffinage est la distillation suivie du fractionnement.

taux de rendement énergétique : part de l'énergie dégagée sous forme de chaleur qui est effectivement convertie en électricité.