

ECOLE NATIONALE
D'ADMINISTRATION

Promotion Copernic

Séminaire
« Energie et Société »

Groupe N°11

La structure des coûts de production des différentes
filiales énergétiques
et les enseignements qui peuvent en être tirés
sur la formation des prix de marché
et la stratégie des opérateurs

SOMMAIRE¹

1 LA CHAÎNE DES COÛTS ET LA FORMATION DES PRIX DES ENERGIES PRIMAIRES	2
1.1 LES ÉNERGIES PRIMAIRES PRÉSENTENT DES CARACTÈRES COMMUNS QUI INFLUENCENT LA STRUCTURE DE LEURS COÛTS ET LA FORMATION DE LEURS PRIX	2
1.1.1 LES RESSOURCES EN ÉNERGIE PRIMAIRE* SONT ÉPUIISABLES ET LES RÉSERVES SONT TRÈS INÉGALEMENT RÉPARTIES DANS LE MONDE	2
1.1.2 LES RESSOURCES PRIMAIRES SONT PEU SUBSTITUABLES À COURT TERME	3
1.1.3 LES COMBUSTIBLES PRIMAIRES SONT ÉCHANGÉS SUR DES MARCHÉS INTERDÉPENDANTS	3
1.2 LA CHAÎNE DES COÛTS ET LA FORMATION DES PRIX DU PÉTROLE	4
1.2.1 LES COÛTS TECHNIQUES DE LA CHAÎNE PÉTROLIÈRE SONT MODÉRÉS	4
1.2.1.1 Les coûts moyens de production ont fortement diminué depuis les années 1980	4
1.2.1.2 Le pétrole est transporté à faible coût	5
1.2.1.3 Les coûts de raffinage et de distribution sont modérés	6
1.2.2 LE PRIX DU PÉTROLE REFLÈTE LA FORMATION DE RENTES À TOUS LES NIVEAUX DE LA CHAÎNE DES COÛTS	6
1.2.2.1 La formation du prix du brut répond à une logique plus géopolitique qu'économique	6
1.2.2.2 Les opérateurs dégagent d'importantes marges en aval	8
1.2.3 LA FISCALITÉ PÉTROLIÈRE CONSTITUE UNE RESSOURCE MAJEURE POUR LES ÉTATS	8
1.2.4 DE GRANDES INCERTITUDES PÈSENT SUR L'ÉVOLUTION DES COÛTS DE PRODUCTION ET DU PRIX DE MARCHÉ	8
1.3 LA CHAÎNE DES COÛTS ET LA FORMATION DES PRIX DU GAZ	9
1.3.1 LES COÛTS TRADUISENT D'IMPORTANTES CONTRAINTES TECHNIQUES	9
1.3.1.1 Les coûts de production du gaz sont très proches de ceux du pétrole	9
1.3.1.2 Le transport du gaz mobilise de lourds investissements	10
1.3.1.3 Les coûts aval sont très élevés en raison de contraintes techniques fortes	10
1.3.2 LA LIBÉRALISATION DEVRAIT MODIFIER LA FORMATION DU PRIX DU GAZ EN EUROPE	10
1.3.2.1 Les contrats <i>take or pay</i> prennent en compte l'ensemble de la chaîne de valeur*	11
1.3.2.2 Une libéralisation complète modifierait profondément le fonctionnement des marchés	11
1.3.2.3 La libéralisation devrait modifier progressivement la formation du prix du gaz en Europe	12
1.3.3 LA FISCALITÉ VISE À ACCROÎTRE LA COMPÉTITIVITÉ DU GAZ NATUREL FACE AU PÉTROLE	12
1.4 LA CHAÎNE DES COÛTS ET LA FORMATION DES PRIX DU CHARBON	12
1.4.1 L'ÉVENTAIL DES COÛTS TECHNIQUES EST LARGE	13
1.4.1.1 Les coûts de production sont élevés en Europe	13
1.4.1.2 Les coûts de transport et de distribution limitent les échanges sur très longue distance	13
1.4.2 LES CARACTÉRISTIQUES DES PRODUITS CHARBONNIERS ENTRAVENT LA CONSTITUTION D'UN MARCHÉ MONDIAL INTÉGRÉ	14

¹ Les mots suivis d'une astérisque lors de leur première occurrence sont expliqués dans le glossaire.

1.4.3	LE CHARBON EST PEU TAXÉ ET LARGEMENT SUBVENTIONNÉ EN EUROPE	14
1.4.4	L'ÉVOLUTION DES PRIX DU CHARBON DÉPENDRA DE LA CAPACITÉ DE LA FILIÈRE À S'ADAPTER AUX CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALES	14
1.5	LA CHAÎNE DES COÛTS ET LA FORMATION DES PRIX DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE*	15
1.5.1	LA CHAÎNE DES COÛTS EST DOMINÉE PAR LES ÉTAPES DE TRANSFORMATION	15
1.5.2	LES MARCHÉS DE L'URANIUM NATUREL ET DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE, FORTEMENT ENCADRÉS PAR LES ÉTATS, MANQUENT DE PROFONDEUR ET DE LIQUIDITÉ	15
1.5.2.1	Le marché de l'uranium naturel est marqué par une surabondance de l'offre	15
1.5.2.2	Les marchés de la conversion, de l'enrichissement et de la fabrication du combustible sont concentrés et surcapacitaires	16
1.5.3	LES PRIX DE L'URANIUM NATUREL ET DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE SONT APPELÉS À AUGMENTER MODÉRÉMENT À MOYEN-TERME	16
1.6	LES PRIX FINALS DES ÉNERGIES FOSSILES SONT INFLUENCÉS PAR LES POSSIBILITÉS DE SUBSTITUTION DANS LES USAGES	17
1.6.1	POINTS COMMUNS ET DIFFÉRENCES DES STRUCTURES DE COÛT	18
1.6.2	LA FISCALITÉ ASSURE EN FRANCE LA COMPÉTITIVITÉ RELATIVE DU GAZ ET DU CHARBON PAR RAPPORT AUX PRODUITS PÉTROLIERS ET PÈSE LOURDEMENT SUR LE SECTEUR DES TRANSPORT	18

2 LA CHAÎNE DES COÛTS ET LA FORMATION DES PRIX DANS LA FILIÈRE ÉLECTRIQUE **19**

2.1	LA CHAÎNE DES COÛTS DE L'ÉLECTRICITÉ	20
2.1.1	EN AMONT, LES COÛTS DE PRODUCTION VARIENT SELON LES FILIÈRES ET LES MODES DE GESTION DU PARC	20
2.1.1.1	Les coûts d'investissement sont particulièrement élevés dans la filière nucléaire et les ENR	20
2.1.1.2	Les coûts d'exploitation hors combustible varient fortement en fonction de la productivité des opérateurs	21
2.1.1.3	Le combustible nucléaire est structurellement compétitif, tandis que le prix du gaz fluctue avec celui du pétrole	21
2.1.1.4	L'internalisation des coûts environnementaux pèse sur la compétitivité des filières charbon et gaz	21
2.1.1.5	La compétitivité relative des filières dépend des conditions d'utilisation des technologies et des politiques publiques nationales	22
2.1.1.6	La filière nucléaire française présente des coûts de production compétitifs	24
2.1.2	EN AVAL, LES COÛTS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DÉPENDENT DES DISTANCES ET DE LA DENSITÉ DE CONSOMMATION	26
2.1.3	EN L'ABSENCE D'HARMONISATION EUROPÉENNE, LA FISCALITÉ RESTE TRIBUTAIRE DES CHOIX NATIONAUX	27
2.2	LA LIBÉRALISATION VISE À ACCROÎTRE L'EFFICACITÉ DU SECTEUR MAIS ENGENDRE DE NOUVEAUX RISQUES	28
2.2.1	L'OUVERTURE À LA CONCURRENCE REMET EN CAUSE LE MODE DE TARIFICATION D'EDF À L'ÉGARD DES CLIENTS ÉLIGIBLES	28
2.2.2	LA LIBÉRALISATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE VISE LA RÉDUCTION DES COÛTS ET L'AMÉLIORATION DE LA RENTABILITÉ DE L'EXPLOITATION.	29
2.2.3	LES EFFETS CONCRETS DE LA LIBÉRALISATION DOIVENT ÊTRE JUGÉS À L'AUNE DES NOUVEAUX RISQUES QU'ELLE ENGENDRE	30

3 OPÉRATEURS ET POUVOIRS PUBLICS : STRATEGIES ET POLITIQUES 32

3.1 CONTRAINTES PAR L'OBJECTIF DE CRÉATION DE VALEUR, LES STRATÉGIES SONT DIFFÉRENCIÉES SELON LES FILIÈRES	32
3.1.1 LA STRATÉGIE DES OPÉRATEURS EST CONTRAINTÉ PAR L'IMPÉRATIF DE CRÉATION DE VALEUR POUR LES ACTIONNAIRES	32
3.1.1.1 La création de valeur appelle une connaissance fine de la structure des coûts	32
3.1.1.2 Les opérateurs doivent tenir compte des caractéristiques de l'économie du secteur	33
3.1.1.3 La logique de maximisation de la rentabilité implique une nouvelle attitude des opérateurs vis-à-vis des risques	33
3.1.2 L'OUVERTURE DES MARCHÉS PERMET DE NOUVELLES STRATÉGIES DE DIVERSIFICATION	33
3.1.2.1 La concentration et l'internationalisation des opérateurs laissent un espace aux stratégies de niche*	33
3.1.2.2 Les stratégies de diversification « multiénergies » concernent principalement l'amont de la chaîne des coûts	34
3.1.2.3 Les opérateurs en aval privilégient une stratégie d'offre multiservices	34
3.1.2.4 Les limites de la diversification	35
3.1.3 LES STRATÉGIES VARIENT SELON LE DEGRÉ DE MATURITÉ DES MARCHÉS	35
3.1.3.1 Le secteur pétrolier a privilégié la stratégie de fusion-acquisition	36
3.1.3.2 Le secteur du gaz offre des opportunités de création de valeur inégales selon les segments de la chaîne	37
3.1.3.3 Les opérateurs du secteur charbonnier face au défi environnemental	39
3.1.3.4 La filière nucléaire reste dépendante de l'intervention des Etats	40
3.1.3.5 Vers un oligopole électrique	41
3.2 L'ÉTAT CONSERVE D'IMPORTANTES MOYENS D'ENCADREMENT DES MARCHÉS ET D'ACTION SUR LES PRIX DES ÉNERGIES	43
3.2.1 L'ÉTAT DOIT INTERNALISER DE NOUVELLES EXTERNALITÉS	43
3.2.1.1 L'identification de l'ensemble des externalités est un exercice difficile	44
3.2.1.2 L'internalisation des externalités environnementales est largement engagée	44
3.2.1.3 L'internalisation des externalités non-environnementales doit être encouragée mais se heurte à des obstacles de nature politique	48
3.2.2 L'ACTION DES POUVOIRS PUBLICS SUR LES PRIX : DE LA TUTELLE À LA RÉGULATION DES MARCHÉS	50
3.2.2.1 L'Etat peut intervenir sur le prix des énergies au titre de sa responsabilité régalienne de gestion des crises	50
3.2.2.2 Le pouvoir de tutelle de l'Etat est remis en cause	51
3.2.2.3 Le prix qui résulte de l'action régulatrice des pouvoirs publics doit concilier la protection du consommateur, le maintien du service public et la garantie de l'équilibre offre-demande	52

INTRODUCTION

L'énergie est **un bien essentiel**. Les marchés jouent un rôle de plus en plus déterminants dans la formation de son **prix**, déterminé par les interactions entre les coûts, l'organisation des marchés et l'action des pouvoirs publics. A l'enjeu traditionnel du niveau de ce prix, s'ajoute celui de son mode de formation.

Or, il n'existe pas actuellement de base de données consolidée publique comparant les **coûts** du pétrole, du gaz, du charbon et de l'uranium. En effet, sa construction impose de s'affranchir des logiques propres à chaque filière. Cette approche, qui nécessite un travail préalable de conversion des grandeurs physiques en une unité commune, n'est guère compatible avec les cultures traditionnellement cloisonnées du secteur. En outre, les données de coûts, devenues **commerciallement très sensibles**, ne peuvent être obtenues qu'au prix de recoupements laborieux.

La **première partie** du présent rapport tente de combler l'absence d'une base de données décrivant les coûts des énergies primaires et la formation de leurs prix sous contrainte des considérations géopolitiques. Elle souligne la triple influence des coûts techniques, du pouvoir de marché des entreprises et des interventions fiscales sur l'équilibre des prix.

La **deuxième partie** décrit comment les termes de l'arbitrage entre énergies primaires se modifient sous l'effet de la libéralisation du secteur électrique. Elle dresse un premier bilan des conséquences de l'ouverture des marchés de l'électricité, notamment du point de vue du consommateur français.

La **troisième partie** rend compte de la complexité des stratégies déployées par les **opérateurs** du secteur de l'énergie. Ces derniers, motivés par la recherche d'un pouvoir de marché, agissent sous une double contrainte. D'une part, ils s'astreignent progressivement à convaincre les marchés de leur capacité à « créer de la valeur ». D'autre part, ils doivent anticiper les évolutions des politiques publiques pour mieux les influencer et s'y adapter.

Or, ces évolutions sont actuellement incertaines. En effet, les **pouvoirs publics** doivent opérer de délicats arbitrages.

Il leur revient en premier lieu d'élargir le champ des **coûts externes** intégrés dans le prix des énergies, sans pour autant trop peser sur le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité de l'économie. Nous comparons les mérites des différents dispositifs d'internalisation des externalités* au regard de cet arbitrage.

En second lieu, les pouvoirs publics se donnent pour objectif de concilier protection du consommateur, maintien du service public et garantie de l'équilibre offre-demande.

Les recommandations que nous formulons sur la régulation des marchés de l'énergie constituent davantage une tentative d'éclaircir les enjeux de cette conciliation qu'une réponse définitive aux problèmes qu'elle soulève.

1 LA CHAÎNE DES COÛTS ET LA FORMATION DES PRIX DES ENERGIES PRIMAIRES

L'analyse de la chaîne des coûts menant aux prix des énergies primaires commercialisées² révèle **une interaction entre les évolutions des coûts et les prix fixés par les marchés** (voir annexe n° 5). Elle fait ressortir **les spécificités de la filière* pétrolière**.

La chaîne que nous étudions couvre **l'ensemble des étapes menant de l'extraction des ressources naturelles à la consommation des produits énergétiques par les consommateurs** : production, transport, négoce*, transformation et distribution. Sur les marchés présents à divers niveaux de la chaîne opérationnelle, les prix sont déterminés en fonction des coûts, des comportements de marge des opérateurs et du poids de la fiscalité³.

1.1 Les énergies primaires présentent des caractères communs qui influencent la structure de leurs coûts et la formation de leurs prix

Les **énergies primaires fossiles* et fissiles*** sont caractérisées par leur nature épuisable, la concentration des réserves mondiales, leur caractère largement non-substituable dans leurs usages finals et le rôle dominant du pétrole. En conséquence, la formation du prix des énergies est très complexe.

Du côté de l'offre, le caractère épuisable des ressources pèse sur les coûts de production et sur l'évolution des prix ; le pouvoir de marché des opérateurs crée des rentes, notamment dans la filière pétrolière, et autorise de lourds prélèvements fiscaux ; le rôle dominant du pétrole rend le prix des autres énergies sensible aux variations de son prix, sauf dans le cas de l'uranium. Du côté de la demande, l'absence de fortes substitutions réduit le pouvoir de marché des consommateurs.

1.1.1 Les ressources en énergie primaire* sont épuisables et les réserves sont très inégalement réparties dans le monde

Les sources d'énergie fossiles et fissiles sont par nature **épuisables**. Cette caractéristique influence fortement les coûts de production en raison des contraintes techniques liés à l'exploitation des réserves, très inégalement réparties dans le monde.

Les réserves conventionnelles* de **pétrole** sont concentrées dans les 11 pays membres de l'OPEP (77%). Elles représentent, dans les conditions techniques actuelles, 142 Gtep⁴ en 2000 soit 40 années de production. La concentration des ressources prouvées est encore plus grande pour le **gaz** (150 trillions de m³ ou 143 Gtep, soit 61 ans de production en 2000, dont 38% dans l'ex URSS et 35% dans le golfe persique) et **l'uranium** (3,9 Mt de réserves estimées, concentrées en Australie, au Kazakhstan, au Canada, en Afrique du sud et aux Etats-Unis). Les **ressources charbonnières** sont en revanche plus largement réparties dans le monde (984 milliards de tonnes, soit 500 Gtep, en 2000 pour 227 années de production).

² La faible commercialisation de la biomasse* ne permet pas de comparaison pertinente avec les autres énergies primaires. Les énergies nouvelles et renouvelables ne sont commercialisées qu'en tant qu'énergies secondaires.

³ L'annexe n°1 présente une analyse des notions de coût et de prix utilisées dans la suite du présent rapport.

⁴ Se reporter à l'annexe n°2 pour une présentation de l'ensemble des unités et des règles de conversion utilisées dans le présent rapport.

1.1.2 Les ressources primaires sont peu substituables à court terme

Chaque énergie fait l'objet d'**usages captifs** plus ou moins importants qui limitent les possibilités de substitution entre les différentes énergies primaires. Celles-ci sont utilisées pour la production de trois types d'énergies secondaires* : mécanique (transport en particulier), calorifique et électrique.

Tableau n°1 - Usages énergétiques actuels des sources primaires

	Pétrole	Gaz	Charbon	Uranium	Substitutions
Energie électrique	Oui (centrales au fioul)	Oui (centrales au Gaz)	Oui (centrales au charbon)	Oui (centrales nucléaires)	Fortes
Energie mécanique	Oui (moteurs)	Non (peu développé)	peu utilisé (machines à vapeur)	Non (cas très limité des sous-marins et porte-avions)	Très faibles
Chaleur	Oui	Oui	Oui	Non (cas limité à la Russie)	Fortes à moyen terme

NB : le pétrole et le gaz peuvent également être utilisés pour produire de l'énergie rayonnante.

Les possibilités de **substitution** entre les sources primaires pour chaque type d'énergie secondaire produite sont limitées. L'énergie mécanique est produite presque exclusivement, à partir du pétrole⁵ qui représente 96% de l'énergie utilisée pour les transports en France. L'énergie électrique peut, en revanche, être produite à partir des quatre énergies primaires. La chaleur peut également être produite à partir de trois sources différentes.

A court terme, les choix technologiques rendent les consommations énergétiques presque totalement non-substituables. Les coûts fixes* liés aux réseaux de distribution standardisés sont très importants. La pratique de contrats de vente à long terme sur certains produits énergétiques réduit également le degré de concurrence à court terme entre filières. A moyen terme et en dehors du cas spécifique des transports, le degré de substituabilité entre filières est, en revanche, plus grand (production électrique, chaleur).

Cette caractéristique confère un **pouvoir de marché** aux opérateurs publics et privés en réduisant la concurrence entre les sources d'énergie.

1.1.3 Les combustibles primaires sont échangés sur des marchés interdépendants

Les sources non-renouvelables fissiles (uranium) et fossiles (pétrole, gaz et charbon) font l'objet de **transactions sur des marchés organisés**. Les coûts de négoce sont variables selon le degré de développement des marchés d'échanges physiques et des marchés à terme⁶.

Le prix du pétrole, principale source d'énergie primaire consommée dans le monde, joue **un rôle directeur sur les marchés de l'énergie**⁷. Si les réserves en charbon sont

5 On ne considère ici que le premier degré de transformation de l'énergie primaire, l'énergie mécanique pouvant être produite à partir de l'énergie électrique.

6 L'estimation des coûts du négoce est difficile car les données publiques sont rares. Ils représenteraient 10% du prix du brut sur les marchés pétroliers en raison de l'importance des marchés dérivés*.

7 La part du pétrole dans la consommation mondiale d'énergie primaire est de 37%, celles du charbon et du gaz respectivement de 23% et 20%. L'uranium y contribue à hauteur de 6,5%. Ces quatre sources d'énergie sont appelées à conserver une place prépondérante dans le bilan énergétique mondial des décennies à venir. La consommation d'énergie primaire en France présente la particularité de conférer une place très importante à

de loin les plus importantes, le pétrole demeurera la principale source d'énergie dans les trente à quarante prochaines années. Les prix du gaz sont largement influencés par les variations du prix du pétrole. La corrélation est plus faible pour les prix du charbon (voir annexe n°3).

La présentation des chaînes de coût des énergies primaires aborde successivement les coûts techniques, les modes de formation des prix, le poids de la fiscalité et conclue sur les perspectives incertaines d'évolution des coûts et des prix.

1.2 La chaîne des coûts et la formation des prix du pétrole⁸

Le prix du pétrole brut, déterminé sur **un marché mondial**, est volatil en raison des incertitudes qui pèsent sur l'évolution de la croissance économique et des équilibres géopolitiques. Le rôle dominant du pétrole et l'importance de ses usages captifs favorisent **la formation de rentes** au bénéfice des producteurs et des opérateurs et une forte taxation par les pouvoirs publics. Il en résulte une déconnexion relative des coûts et des prix tout au long de la chaîne opérationnelle.

1.2.1 Les coûts techniques de la chaîne pétrolière sont modérés

1.2.1.1 Les coûts moyens de production ont fortement diminué depuis les années 1980

Le coût technique de production du pétrole brut comprend les dépenses d'exploration*, de développement* et d'exploitation*. Les phases d'exploration et de développement représentent 50% des coûts de production et constituent des coûts fixes couverts par l'exploitation. **L'exploration** fait appel à des techniques complexes dont le coût est élevé pour un résultat incertain. Elle consiste à rechercher, par des études géologiques, l'existence des gisements d'hydrocarbures. En cas de succès commence **le développement**, très coûteux en raison des nombreux forages difficiles à réaliser malgré les avancées technologiques récentes. **L'exploitation** des gisements comprend les opérations d'extraction et d'évacuation du brut.

Le **coût complet*** pour les opérateurs recouvre le coût technique, les coûts de recherche et développement (R&D) et les coûts de financement des investissements* sur les marchés de capitaux.

1.2.1.1.1 Les coûts sont très variables selon les gisements

Le coût technique de production est passé, en moyenne, de 14 \$ le baril en 1990 à 8 \$ en 1999. La gamme actuelle des coûts de production varie de 0,4 à 15 \$/baril environ, la limite haute étant fonction du niveau effectif du prix du brut.

Les coûts de production les plus faibles sont observés dans le Golfe (de 0,4 à 4 \$/baril), les plus élevés en Europe (à partir de 6,7 \$/baril en mer du Nord) et aux Etats-Unis (de 3,2 à 15 \$/baril au Texas). Le coût moyen observé en 2000 était d'environ 4 \$ au Moyen-Orient, de 9,5 \$ en Europe et aux Etats-Unis et 6 \$ pour les non-OPEP. Les coûts sont accrus

l'uranium (39%) qui vient relativiser celle du pétrole (35%), du gaz (13%) et du charbon (6%). Les énergies renouvelables (biomasse, hydraulique et géothermie) occupent une place non négligeable dans le bilan énergétique primaire mondial (14%) mais ne font pas l'objet d'une commercialisation comparable.

⁸ Les données chiffrées proviennent de l'Institut Français du Pétrole (IFP) et d'entretiens. Elles ont été complétées par les sources françaises et internationales citées en bibliographie.

en mer, car le forage et l'évacuation exigent l'installation de plates-formes coûteuses. L'exploitation des gisements difficiles demeure très coûteuse⁹.

Cette très grande diversité des coûts permet aux compagnies qui exploitent les meilleurs gisements la formation d'une **rente différentielle***. En outre, elle subordonne les décisions d'exploitation au niveau des prix du brut.

1.2.1.1.2 La diminution des coûts est directement liée à l'effort de R&D des opérateurs et à l'évolution du prix du brut

Les coûts techniques sont, en théorie, appelés à croître en raison de l'épuisement progressif des gisements facilement exploitables. En pratique, les coûts de production ont été stables durant les années 1960 et 1970 et ont connu **une très nette tendance à la baisse depuis les années 1980**. Le prix élevé du brut a en effet incité les opérateurs à accroître leurs **efforts de recherche et d'innovation afin d'exploiter les gisements plus difficiles situés hors de la zone OPEP**, y compris des gisements autrefois considérés comme non-conventionnels¹⁰. L'extension des zones offertes à l'activité des grandes multinationales et la restructuration de l'industrie pétrolière contribuent également à la rationalisation de la production et à la baisse des coûts complets. Le seuil actuel de rentabilité des projets en cours est fixé par les compagnies aux alentours de 10\$¹¹ (en dehors des Etats-Unis).

Ces évolutions ont conduit à une diminution régulière des **coûts d'exploration** (-78% de 1970 à 1993) et de **développement** qui sont passés de 1984 à 1994, en dollars constants, de 11 à 5,4 \$/baril aux Etats-Unis et de 7,2 à 5,5 \$/baril dans le reste du monde. Depuis dix ans, le **coût moyen d'accès* au baril*** de pétrole pour les grandes compagnies pétrolières¹² a baissé entre 30 et 40%. Les **coûts moyens d'exploitation** ont également fortement chuté pour représenter 2,5 \$/baril en 2000. La sensibilité aux variations du prix du brut des budgets de R&D et des décisions d'exploitation des compagnies rend incertaine la poursuite de la baisse des coûts moyens, ralentie depuis 1998.

1.2.1.2 Le pétrole est transporté à faible coût

L'éloignement des marchés de consommation des zones de production pétrolière nécessite un **transport sur longue distance du pétrole**; 40% de la production pétrolière mondiale fait l'objet d'échanges internationaux.

Les coûts de transport sont essentiellement des coûts d'investissement. Deux types de transport massif sont utilisés : les **oléoducs** pour les courtes et moyennes distances, les **navires-citernes pétroliers** pour les longs trajets. Le transport maritime a donné lieu au développement d'un marché international très concurrentiel.

Comparé à celui du charbon et du gaz naturel, le **transport du pétrole est peu coûteux**, de l'ordre de 1 à 3 \$/baril, ce qui accroît la souplesse de la filière pétrolière. Il

9 De 22 à 58 \$/baril pour les pétroles non-conventionnels aux Etats-Unis. TFE exploite néanmoins les pétroles non-conventionnels de l'Orénoque pour un coût technique de 10 \$/baril et un coût complet qui peut être estimé à 20 \$.

10 Les réserves de pétrole non-conventionnelles récupérables ne sont pas estimées avec la même précision que les réserves conventionnelles. Selon l'IFP, elles seraient de 190 Gtep pour les huiles lourdes, extra-lourdes et bitumes, 130 Gtep prouvées pour les schistes bitumeux, 3 à 12 Gtep pour l'offshore profond soit environ 330 Gtep, contre 142 Gtep de réserves conventionnelles.

11 (2\$-4\$-4\$ exploration/développement/opérations). Un retour sur investissement de 10% est assuré dès lors que le baril atteint 15 – 16\$. A 25\$, le rendement atteint de 20 à 35%.

12 TFE affiche un coût d'accès au baril de 7,4 \$/baril en 1999 et vise 6,5 \$/baril en 2003.

autorise, sans surcoût excessif, l'approvisionnement de n'importe quel marché du monde à partir des zones de production dotées de capacités disponibles.

1.2.1.3 Les coûts de raffinage et de distribution sont modérés

1.2.1.3.1 Les coûts du raffinage sont faibles mais appelés à croître

Le raffinage permet d'obtenir une large gamme de produits pétroliers, des plus légers aux plus lourds (butane, propane, essences, gasoil, fioul domestique et lourd) adaptés à l'évolution des structures de la demande. Les raffineurs s'adaptent en outre à une demande variable selon les zones de consommation et les contraintes réglementaires nationales.

Le coût moyen de raffinage est estimé à 4 \$/baril. Il devrait croître du fait de la hausse de la demande de produits légers, à la suite du renforcement des **normes d'émissions** polluantes. Les nouveaux procédés nécessaires permettant de raffiner ces carburants complexes sont plus coûteux que les anciennes techniques de raffinage tant en investissements qu'en coûts d'exploitation.

1.2.1.3.2 Les coûts de stockage et de distribution sont peu élevés

Les **stocks** non-réglementaires diminuent dans les pays de l'OCDE sous l'effet de la généralisation de la gestion en "juste-à-temps" et des fusions intervenues dans l'industrie. Ils représentent une part marginale des coûts. Les règles de l'AIE* imposent par ailleurs la constitution par les Etats de réserves stratégiques.

La **distribution** est une activité aujourd'hui décentralisée dont le coût en France, estimé à 3 c€/litre distribué (4,8 \$/baril), dépend des caractéristiques des réseaux de distribution. Ainsi la spécialisation régionale des distributeurs observée en France procède de leur politique de réduction des coûts de transport et de la concurrence exercée par les grandes surfaces.

1.2.2 Le prix du pétrole reflète la formation de rentes à tous les niveaux de la chaîne des coûts

1.2.2.1 La formation du prix du brut répond à une logique plus géopolitique qu'économique

1.2.2.1.1 L'OPEP vise une stabilisation à moyen terme du prix autour de 25 \$/baril

Le marché pétrolier est un « **oligopole dominant avec frange concurrentielle** » (P.N. Giraud) dominé par les compagnies nationales des pays producteurs.

La demande est peu élastique à court et à moyen terme. Elle est principalement influencée par l'état saisonnier des stocks et de la politique de réserves stratégiques des Etats. Le rythme de sa croissance a diminué depuis 1983 sous l'effet de la baisse de l'intensité énergétique* du PIB mondial¹³. A plus long terme, l'évolution de la demande dépend des substitutions opérées par les consommateurs. Depuis le premier choc pétrolier, la part du pétrole dans la consommation totale d'énergie primaire a baissé de 49% en 1971 à 37% en 1997.

13 Politiques d'économie d'énergie et baisse de la consommation moyenne des automobiles.

Du côté de l'offre, la constitution d'un cartel* permet aux principaux propriétaires des réserves mondiales d'user de leur pouvoir de marché afin de tirer une rente lors de la détermination du prix d'équilibre. Elle implique une assez large **déconnexion entre les coûts de production et le prix du brut**. Les grandes compagnies privées ne jouent qu'un rôle marginal à ce niveau de la chaîne pétrolière.

L'OPEP, qui dispose de 77% des réserves conventionnelles, a assuré pendant la dernière décennie environ 40% de la production (38,5% en 2000). **Le contrôle de l'OPEP sur les prix n'est cependant pas absolu**. Il dépend notamment de la volonté de coopérer des producteurs non-OPEP et du comportement des acteurs de marché. La part du cartel dans la production (50% en 1973) a fortement décru suite aux deux chocs pétroliers, sous l'effet de la croissance de l'exploitation des gisements hors OPEP¹⁴ soutenue par les pays consommateurs. La **production non-OPEP** présente des spécificités. Les coûts de production sont élevés (parfois plus de 10 \$/baril) et incitent à produire au maximum des capacités disponibles ; les coûts d'exploitation étant inférieurs aux coûts de développement.

Le **taux d'utilisation des capacités de production** pétrolière est en conséquence très élevé (97,5%) et la production peu flexible. Seuls l'Arabie Saoudite et les Emirats-Arabs-Unis disposent de réelles capacités excédentaires et peuvent jouer le rôle de **producteurs d'appoint**¹⁵.

Depuis la fin des années 1990, le cartel a retrouvé une certaine cohésion qu'il avait perdue avec le contre-choc pétrolier de 1986. Il affiche un objectif de prix, aujourd'hui compris entre **22 et 28 \$/baril et pratique une régulation à court terme par les quantités**¹⁶. Son but est de stabiliser le prix du brut autour d'un pivot fixé à 25 \$ permettant de solvabiliser une offre suffisante et de ne pas entraver la croissance mondiale¹⁷. En dessous de 15 \$, le prix du brut est trop bas pour permettre une exploitation rentable des puits à coûts élevés, notamment américains, ce qui entraîne une réaction des producteurs (réduction de la production, pression politique des Etats-Unis). Au delà de 35 \$, soit le niveau atteint fin 2000, les réactions des consommateurs font peser un fort risque de déstabilisation du marché (développements des capacités de production hors OPEP, encouragement des substitutions).

1.2.2.1.2 La détermination du prix se fait sur un marché volatil

Du fait de la grande diversité des pétroles selon leur origine géographique et leur nature, il n'existe pas de marché mondial réellement intégré. Ces différents marchés sont cependant **interdépendants** en raison des arbitrages opérés par les consommateurs de produits pétroliers (raffineurs, consommateurs finals) en fonction des différents prix.

Les marchés sont influencés par la politique de l'OPEP mais également par les aléas géopolitiques et l'évolution de la demande. L'offre de pétrole suit dans les faits de manière très étroite les variations de la demande, elles-mêmes très liées à la conjoncture économique. **Le prix du pétrole est ainsi très volatil à court terme**.

Cette volatilité a conduit à la création et au développement de **marchés dérivés***. Ils permettent aux sociétés pétrolières de se couvrir contre le risque de variation à court terme des prix en le reportant sur les opérateurs financiers. La déconnexion entre les volumes traités et les échanges physiques réels est tangible. Seulement 3% des transactions font l'objet d'opérations réelles. Le développement des marchés à terme* a conduit à une

14 Les producteurs hors OPEP et hors OCDE ont assuré 38% de la production en 2000, l'OCDE 23%

15 Pendant la crise du Golfe, en deux mois, août et septembre 1990, l'Arabie Saoudite a été capable de doubler sa production et de remplacer les 4 M de b/j de pétrole irakien et koweïtien brutalement retirés du marché, ce qui témoigne de la grande souplesse de l'offre pétrolière face aux fluctuations de la demande.

16 Il existe un mécanisme d'ajustement automatique de 0,5 Mb/j lorsque le prix sort de la bande des 22-28 \$

17 Le triplement du prix du pétrole en 1999-2000 a eu pour effet de diminuer de 0,4% le PIB mondial

réduction du rôle des stocks dans la stabilisation des cours et à une diminution des coûts d'immobilisation. Il a favorisé une forte concurrence et la formation d'un marché plus fluide, plus profond et plus transparent. Ces marchés réduisent la viscosité des prix du pétrole et permettent une plus grande réactivité aux chocs.

Le recours généralisé à des instruments dérivés sur le marché des produits pétroliers **renchérit les coûts de négoce pour les compagnies**. Difficile à mesurer avec précision, ce coût supplémentaire est atténué par l'effet de taille et la standardisation des méthodes de négoce.

1.2.2.2 Les opérateurs dégagent d'importantes marges en aval

Le **marché mondial des produits raffinés** est très concurrentiel. Les **principales places de négoce** se situent autour des grands centres exportateurs de produits raffinés. Les prix sur ces marchés sont corrélés entre eux en raison du haut degré de concurrence internationale. Le développement des capacités des pays producteurs a entraîné une hausse des exportations de produits finis à destination des pays consommateurs depuis les années 1980 et une crise de surcapacité dans les années 1990, aujourd'hui résorbée. Les **marges** des opérateurs fluctuent avec le prix du brut. En France, les marges brutes calculées par la DGEMP ont évolué entre 1,5 \$ et 3,5 \$/baril entre 1994 et 2001.

Sur le **marché de la distribution**, l'importance des marges est directement fonction du degré de concurrence sur les marchés. Elles sont relativement faibles en France par rapport au reste de l'Europe (4 c€/litre soit 6 \$/baril et 13% du prix hors taxes).

1.2.3 La fiscalité pétrolière constitue une ressource majeure pour les Etats

Le pétrole est une source de revenu considérable pour les **pays producteurs**. En nationalisant de nombreuses compagnies après 1970, les Etats de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) ont pris le contrôle direct des revenus pétroliers là où les coûts de production étaient les plus bas et la rente la plus élevée. La part de la rente qui revient aux Etats producteurs est comprise entre 30 et 90% du prix de vente sur le marché du brut.

Les Etats consommateurs appliquent sur la consommation de la plupart des produits pétroliers de lourdes taxes spécifiques, qui constituent 2% des ressources fiscales aux Etats-Unis et plus de 10% en France. Le taux de taxation diffère fortement selon les pays et peut varier avec les prix du brut. Il représente 70% à 80% du prix de l'essence dans l'Union européenne, 60% au Japon et seulement 27% aux Etats-Unis. Ce taux est moins élevé pour le fioul lourd (10% en France) et le fioul domestique (27%). Les prélèvements effectués sur le consommateur final de pétrole sont plus élevés que ceux opérés par les Etats producteurs en amont de la chaîne des coûts. La fiscalité pétrolière semble avant tout rechercher la maximisation des rentrées fiscales, compte tenu de la rigidité à la baisse de la consommation pétrolière en l'absence de possibilités de substitution.

1.2.4 De grandes incertitudes pèsent sur l'évolution des coûts de production et du prix de marché

Le **prix de long terme demeure largement incertain** et ne sera certainement pas uniquement fonction de considérations techniques. L'incertitude la plus grande pèse sur l'offre qui dépend en effet des équilibres géopolitiques (Moyen-Orient, Asie centrale) et du

niveau futur des investissements¹⁸. **L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit un baril à 21 \$ en 2010 et 28 \$ en 2020** sous l'effet d'une croissance mondiale annuelle moyenne de 3,1%, de la poursuite du progrès technique et du maintien de la part du pétrole dans la consommation.

Ces données sont contestées par certains géologues pour qui tout accroissement de la production ne pourra se faire qu'au prix de progrès techniques hypothétiques et coûteux. L'essentiel de l'accroissement des réserves provient aujourd'hui de la réévaluation des gisements déjà exploités et les améliorations techniques ont des limites. Les nouveaux gisements ne pourraient apporter qu'une ressource marginale. **Le maintien d'un effort de recherche important est donc crucial** pour éviter un accroissement des coûts de production et des prix. L'innovation dans le secteur pétrolier n'est cependant pas linéaire car l'effort de R&D des firmes est étroitement lié aux évolutions du prix du brut.

L'évolution des prix du brut sera en outre fortement influencée par le **comportement des producteurs du Moyen-Orient** dont la part dans la production mondiale est appelée à croître. Une ouverture massive de leurs gisements aux compagnies internationales pourrait faire baisser fortement les prix sous l'effet de la concurrence. De fortes tensions politiques dans la région entraîneraient en revanche une remise en cause de l'équilibre du marché.

1.3 La chaîne des coûts et la formation des prix du gaz

Le gaz est **en concurrence** avec d'autres sources d'énergie pour l'ensemble de ses usages. Sa part dans le bilan énergétique mondial augmente, en raison notamment d'une **utilisation accrue pour la production électrique**. La chaîne des coûts du gaz est assez proche de celle du pétrole en amont¹⁹. **Les prix en Europe sont indexés sur celui du pétrole** dans le cadre de contrats à long terme qui pourraient être remis en cause avec la **libéralisation progressive du marché**. Cette dernière devrait favoriser l'émergence d'une concurrence entre opérateurs.

1.3.1 Les coûts traduisent d'importantes contraintes techniques

1.3.1.1 Les coûts de production du gaz sont très proches de ceux du pétrole

L'exploitation des champs gaziers emprunte des technologies proches de celles utilisées pour l'exploitation pétrolière. **Le prix de revient²⁰ varie très fortement d'un gisement à l'autre** : de 0,08 \$/Mbtu²¹ de gaz pour une production sur terre à faible profondeur dans un gisement de grande taille, à 3,25 \$/Mbtu pour un petit gisement *off shore*, à grande profondeur.

Comme pour le pétrole, les **coûts de découverte** des gisements gaziers ont diminué (**1 \$/Mbtu** en 1999). La recherche mixte pétrole-gaz réduit les frais de découverte.

La **phase de production** nécessite la mise en place d'installations dont l'amortissement constitue le poste le plus élevé après les coûts de découverte. Le **coût du**

¹⁸ Selon l'AIE, les investissements nécessaires entre 2000 et 2010 pour assurer un développement suffisant de l'offre en réponse à l'accroissement prévisible de la demande seraient de 1000 Md \$.

¹⁹ Les données chiffrées sont principalement issues de Cédigaz, de l'Observatoire méditerranéen de l'énergie de Angelier (1994) et de divers entretiens.

²⁰ Les données relatives aux coûts complets de production intègrent les marges des producteurs qui varient en fonction de l'évolution des prix du pétrole.

²¹ Voir l'annexe n°2 pour une présentation des règles d'unité et de conversion utilisées.

développement des champs gaziers représente en moyenne **0,6 \$/Mbtu**. En vingt ans, l'amélioration des techniques de production a permis de diminuer de moitié les coûts d'exploitation, jusqu'à **0,55 \$/Mbtu** en 1999. Les **coûts de traitement** avant transport représentent 10 à 20% des coûts de production. L'Etat propriétaire du sous-sol prélève des **taxes de 0,1 à 0,23 \$/Mbtu**, en général inversement proportionnelles aux coûts directs de production. Le coût complet de production est intégré dans les contrats à long terme de type *take or pay**.

1.3.1.2 Le transport du gaz mobilise de lourds investissements

Le gaz peut être transporté soit par conduite, soit par méthanier. Son coût par **gazoduc** est fonction de deux facteurs : le débit et la distance. A ce coût technique s'ajoutent en outre les éventuels **droits de passage** parfois payés en nature. **Le coût moyen du transport par gazoduc s'élève en Europe à 0,086 \$/Mbtu/100km.**²² La limite de rentabilité actuelle du transport terrestre approche 5000 km grâce à la mise en œuvre des nouvelles technologies de très haute pression. Au-delà de 5000 km, ou bien lorsqu'il est physiquement impossible de construire un gazoduc, le transport du gaz sous forme de GNL est privilégié, dès lors qu'il existe un accès à la mer. Son coût comprend la liquéfaction (de 0,80 à 2 \$/Mbtu, soit de 50 à 60%), le transport par méthanier (en moyenne de 25 à 35%, selon la distance), le stockage et la regazéification (15% des coûts). Les progrès techniques permettent de diminuer sensiblement les coûts d'investissement.

Le **coût complet d'approvisionnement** dépend fortement des coûts de transport. Le coût estimé du gaz importé en Europe varie ainsi de 1,8 \$/Mbtu (gaz d'Algérie par tube), 2,8 \$/Mbtu (GNL algérien) et 2,9 \$ (tube norvégien) à 3,7 \$ (gaz russe par tube)²³.

1.3.1.3 Les coûts aval sont très élevés en raison de contraintes techniques fortes

Encore marginal, le **coût du négoce** est appelé à croître avec le développement des bourses du gaz. Le **stockage**, qui répond à une double logique de sécurité d'approvisionnement et de gestion des flux (réserve-tampon), est beaucoup moins aisé que celui du pétrole. Son coût est intégré à hauteur de 0,2 \$/Mbtu dans les contrats gaziers à long terme. En France, les capacités de stockage sont de l'ordre de 10 Gm³, soit 30% de la demande annuelle.

Activité de réseau, la distribution nécessite d'importants investissements. Le coût unitaire de distribution dépend de la densité des consommateurs et de leurs consommations moyennes ; il peut s'élever jusqu'à 6,5 \$/Mbtu pour la distribution aux ménages.

1.3.2 La libéralisation devrait modifier la formation du prix du gaz en Europe

A l'instar du pétrole, l'évolution technologique devrait permettre de diminuer à l'avenir certains coûts techniques. La libéralisation²⁴ du marché du gaz constitue néanmoins la

22 le coût est de 0,279 \$/Mbtu/100km pour l'*Interconnector* qui relie le R.U. au continent et est de 0,024 \$/Mbtu/100km en Russie.

23 3,5 \$ pour le GNL d'Iran ou du Qatar, 3,8 \$ pour le GNL du Nigeria, 4,1 \$ pour le gaz iranien par tube, 4,3 \$ pour le gaz du Turkménistan.

24 L'étude approfondie de la libéralisation des industries en réseau dans le secteur de l'énergie en Europe est menée en deuxième partie à partir de l'exemple du marché électrique.

principale source d'évolution des prix à moyen terme. Largement avancée aux Etats-Unis, elle débute en Europe.

1.3.2.1 Les contrats *take or pay* prennent en compte l'ensemble de la chaîne de valeur*

Un marché gazier peut être aussi intégré et fluide qu'un marché pétrolier. L'exemple des Etats-Unis et du Canada en témoigne : les prix du gaz y sont assez largement déconnectés de ceux du pétrole, le marché est transparent, l'offre et la demande domestiques sont importantes et diversifiées. Tel n'est pas le cas en Europe où il n'existe pas de marché unifié. Le prix du gaz y est indexé sur celui du pétrole, minoré de 10 à 15%²⁵.

Le système des contrats à long terme *take or pay* avec *netback** permet d'intégrer les contraintes spécifiques qui pèsent sur la chaîne gazière en Europe dans un équilibre favorable à l'ensemble des acteurs. Le secteur du gaz est fortement marqué par le manque de flexibilité des relations entre producteurs et consommateurs compte tenu des contraintes techniques pesant sur le transport. Les capacités de production de l'Union européenne et de la Norvège sont limitées. L'essentiel de l'offre à destination de l'Europe provient de Russie, d'Algérie, du Caucase, d'Asie centrale et d'Afrique.

Conclus pour 20 ans entre les producteurs extérieurs et les distributeurs européens en position de monopole domestique, les contrats à long terme ont permis le développement d'un marché du gaz dérivé de celui du pétrole. Ils garantissaient aux producteurs l'adossement de leurs projets d'exploitation à des plans de financement reposant sur des recettes garanties. Pour les acheteurs, ils préservaient la compétitivité du gaz par rapport au pétrole quelle que soit la distance d'approvisionnement²⁶.

1.3.2.2 Une libéralisation complète modifierait profondément le fonctionnement des marchés

Sur les marchés de gros, l'indexation des prix du gaz sur ceux du pétrole devrait s'atténuer **sous l'effet de la libéralisation** et conduire à une renégociation des clauses contractuelles. L'indexation est en effet incompatible avec l'ouverture totale à la concurrence du marché. Les prix du gaz pourraient ainsi davantage refléter les coûts spécifiques de la filière. **La valeur ajoutée devrait se déplacer vers le négoce et l'offre de services aval** avec l'ouverture à la concurrence. Pour le moment, en France, le prix du gaz²⁷ demeure fixé par les pouvoirs publics pour 80% du marché qui reste non-éligible. La distribution est le seul segment de la chaîne gazière où les marges des opérateurs peuvent être importantes²⁸.

La libéralisation des marchés devrait introduire progressivement de **nouveaux mécanismes de détermination des prix**. Les nouvelles bourses du gaz favoriseront le développement d'un marché physique au comptant*. Le libre échange de l'énergie entre les acteurs gaziers permettra l'apparition d'un prix *spot** qui pourrait être lié à celui de

25 Le prix du gaz naturel (hors GNL) à destination de l'Union européenne a varié entre 1,7 \$/Mbtu et 2,9 \$/Mbtu entre 1997 et 2000. Aux Etats-Unis, les prix ont été contenus entre 1,5 et 2,5 \$/Mbtu avant 2000 (pic à 4,5 \$). Au Japon, le GNL importé se négocie autour de 3,5 à 5 \$/Mbtu.

26 En pratique, c'est le prix à la sortie du puits qui est ajusté par le producteur pour que la somme production+transport corresponde au prix cible. Les coûts de transport ne présentent pas de rente.

27 Au 1^{er} novembre 2001, les tarifs de GDF pour les ménages sont compris entre 3,3 et 7,2 c€/kWh selon la catégorie d'abonnement, soit entre 9 et 21 €/Mbtu.

28 Les marges de GDF peuvent atteindre 5 \$/Mbtu soit 30% du prix hors taxe en France. Elles sont difficiles à estimer en l'absence de données publiques.

l'électricité compte tenu de la consommation croissante des centrales électriques à gaz. La volatilité croissante du prix du gaz et le renforcement de la concurrence sur les marchés physiques au comptant devraient enfin conduire les opérateurs à développer des marchés à terme et des produits dérivés pour se doter d'instruments de couverture encore embryonnaires.

1.3.2.3 La libéralisation devrait modifier progressivement la formation du prix du gaz en Europe

A moyen terme, il n'existe pas de fortes tendances concurrentielles dans le secteur gazier en raison de la stabilité des relations contractuelles. La concentration de la production, la résistance des grands gaziers et la possibilité de limiter l'accès des tiers au réseau pourraient ralentir l'ouverture à la concurrence des marchés gaziers et permettre le maintien des contrats de livraison à long terme et des mécanismes d'indexation des prix sur ceux du pétrole.

A plus long terme, l'effet de l'ouverture croissante des marchés est difficile à prévoir. Il n'est pas établi qu'une éventuelle baisse des prix²⁹ serait répercutée de manière homogène sur les différentes catégories de clients. L'impact de la réforme du marché européen du gaz sur les prix dépendra de la réaction des producteurs de gaz. La forte concentration des réserves pourrait conduire à la formation d'un cartel gazier (« OPEG »). Toutefois, l'importance des coûts de transport réduit les possibilités de réorientation des flux exportateurs et introduit ainsi une forte dépendance entre producteurs et consommateurs³⁰.

Les prix pourraient en outre connaître une nouvelle hausse liée à l'augmentation de la demande, à l'épuisement des ressources de la mer du Nord ainsi qu'à l'internalisation des coûts liés à l'effet de serre. Enfin, le développement de la concurrence passe par la diversification de l'offre et le développement des infrastructures. Les interrogations actuelles portent sur la compatibilité d'une libéralisation trop rapide avec de telles évolutions.

1.3.3 La fiscalité vise à accroître la compétitivité du gaz naturel face au pétrole

La fiscalité sur la consommation de gaz est **très réduite** par rapport à celle des autres hydrocarbures. Les taxes à la consommation s'élèvent en France à 0,3 \$/Mbtu pour les gros consommateurs industriels (>100 GWh/an), soit environ 6% du prix. Pour les ménages, le prix final comprend la seule TVA au taux moyen de 15% (19,6% pour la consommation et 5,5% pour l'abonnement). Aux Etats-Unis, les taxes sont encore moindres : nulles pour les consommateurs industriels et entre 2 et 6% du prix final pour les autres utilisateurs. La fiscalité du gaz serait affectée par la prise en compte des émissions de CO₂ par une écotaxe.

1.4 La chaîne des coûts et la formation des prix du charbon

Le charbon est une **source d'énergie très attractive**³¹, abondante et facilement transportable par voie maritime. Il peut être utilisé en tant que source d'énergie primaire pour produire de la chaleur et de l'électricité. La multiplicité et la diversité des pays producteurs réduisent le risque de rupture d'approvisionnement, d'autant que 16% seulement de la production mondiale d'antracite et de houille font l'objet d'un échange international.

²⁹ Les baisses des prix pour les consommateurs finals constatées ont été en moyenne assez limitées.

³⁰ Le développement du GNL atténuerait cette dépendance compte tenu de la possibilité de dérouter les méthaniers.

³¹ Les données chiffrées sont extraites de GIRAUD (1991) et ont été actualisées.

Les **coûts d'extraction** sont très élevés en Europe mais compétitifs ailleurs dans le monde. Le prix du charbon est peu sensible aux effets de cartel ou aux risques de volatilité liés aux crises politiques internationales. Les **émissions polluantes** des centrales électriques pèsent néanmoins sur les perspectives d'évolution de la consommation charbonnière mondiale.

1.4.1 L'éventail des coûts techniques est large

1.4.1.1 Les coûts de production sont élevés en Europe

Les coûts d'exploration et d'évaluation des gisements sont compris entre 4 et 40 \$/Tec. L'exploration charbonnière s'appuie sur les méthodes classiques d'exploration minière (géologie, sondages) et ne pose pas de difficultés particulières. Compte tenu de l'abondance du charbon, la plus grande part des dépenses est consacrée à l'évaluation des gisements plutôt qu'à leur découverte proprement dite.

L'éventail des coûts d'exploitation est très large, de 10 à 150 \$/Tec. Ils couvrent les infrastructures d'accès au gisement, les travaux d'abattage du charbon et de préparation sur le carreau. Les coûts varient en fonction des conditions d'exploitation à ciel ouvert ou souterraines et du niveau des salaires locaux. Les coûts de production les plus faibles se trouvent dans les mines à ciel ouvert très mécanisées de l'Ouest américain, mais aussi dans les mines souterraines d'Afrique du Sud, d'Inde ou de Chine où la main d'œuvre est peu coûteuse (10 \$/Tec). En Europe, où les charges de personnel sont prépondérantes, les coûts totaux³² atteignent 150 \$/ Tec en moyenne.

Les opérations de **préparation**³³ permettent d'obtenir des produits plus homogènes. Plus elles sont nombreuses, plus le coût est élevé, de moins de 1 \$/Tec pour un simple concassage/criblage à quelques dollars pour le lavage, mais meilleure est la qualité. Les réglementations environnementales de plus en plus strictes pèsent sur le coût d'exploitation. La tendance actuelle est à **l'augmentation du degré de préparation** avec un surcoût de 15 à 20% lié au traitement³⁴.

1.4.1.2 Les coûts de transport et de distribution limitent les échanges sur très longue distance

Le **transport terrestre** jusqu'au port de chargement représente de 1 à 20 \$/Tec. En Europe, le transport par rail coûte environ 10 \$/Tec pour 100 km et 20 \$/Tec pour 500 km. Les Etats ou les compagnies privées qui contrôlent les réseaux de chemins de fer peuvent s'approprier tout ou partie des rentes différentielles qui apparaissent entre les coûts miniers et les prix de marché. Le **transport par barge** est combiné avec le transport par rail, notamment aux Etats-Unis. Moins coûteux que le train et très concurrentiel, il ne permet pas aux compagnies de transport de capter des rentes.

Le **transport maritime** concerne 90 % du commerce international du charbon, et se concentre pour l'essentiel sur deux pôles importateurs (66% des achats mondiaux) : l'Europe de l'ouest et le Japon. 70% des exportations sont réalisées par l'Australie, l'Afrique du Sud, les Etats-Unis et le Canada. Les ports en eau profonde ont longtemps constitué un goulet d'étranglement. D'importants investissements réalisés, notamment aux Etats-Unis

32 A la suite de la restructuration du secteur, le charbon britannique constitue une exception, avec un coût de production autour de 50 \$/Tec.

33 Epuración, concassage, criblage, lavage, séchage.

34 Le traitement concerne essentiellement l'élimination du soufre.

après le second choc pétrolier, ont cependant permis d'améliorer les capacités du transport maritime. Néanmoins, le problème subsiste particulièrement en Asie et en Amérique latine. Les charges portuaires, essentiellement des frais de manutention, varient entre 2 et 4 \$/Tec. **La tendance est à la baisse des coûts du transport maritime** sous l'effet de l'augmentation de la taille moyenne des navires et des gains de productivité. Le coût d'acheminement de port à port pour l'Europe s'établit actuellement à 5 \$/Tec pour un charbon en provenance de la côte Est des Etats-Unis, de Colombie, d'Afrique du Sud et à environ 13 \$/Tec depuis l'Australie ou la côte Ouest des Etats-Unis.

Les **coûts de transport** s'accroissent rapidement avec la distance et peuvent dépasser au total 30 \$/Tec. Ils agissent donc comme un frein aux échanges internationaux

Les **coûts de distribution** s'apparentent à des coûts de transport en aval de la chaîne. Ils sont d'autant plus réduits que le charbon est abondamment distribué à proximité des points d'approvisionnement mais peuvent varier de 5 \$ à 160 \$/Tec.

1.4.2 Les caractéristiques des produits charbonniers entravent la constitution d'un marché mondial intégré

Contrairement au pétrole dont les sources de production à bon marché sont géographiquement très concentrées, les mines de charbon se répartissent équitablement dans toutes les régions du monde. En outre, l'importance de la main-d'œuvre dans la structure des coûts de production offre moins d'opportunités d'économies d'échelle* et **le marché reste relativement atomisé**. Par conséquent, le marché international du charbon est concurrentiel et peu sensible aux aléas géopolitiques. Depuis 1987, le prix du charbon importé en Europe a varié entre **30 et 45 \$/Tec**.

Les cours des produits charbonniers sont moins directement influencés par les variations du prix du pétrole que ceux du gaz. Une certaine corrélation peut néanmoins être observée. Les marchés dérivés sont peu développés en raison de la très grande hétérogénéité des qualités de charbon qui limite la définition de contrats standard. En France, EDF utilise des contrats de couverture *ad hoc* pour ses importations.

1.4.3 Le charbon est peu taxé et largement subventionné en Europe

Les royalties* et les taxes, très variables selon les Etats, ne dépassent pas 5 \$/Tec. En Europe, où les coûts de production sont très élevés, des subventions publiques accordées sous le contrôle de la Commission européenne, comblent l'écart avec les prix de marché (6,8 Md€ en 2000). La Commission entend les réorienter vers des aides à la fermeture des mines non rentables. Les aides à la production sont passées de 68,3 €t en moyenne en 1994 à 33,9 €t en 1999. En revanche, les aides à la réduction de l'activité sont passées de 72 €t à 157 €t sur la même période.

1.4.4 L'évolution des prix du charbon dépendra de la capacité de la filière à s'adapter aux contraintes environnementales

La demande mondiale de charbon, essentiellement stimulée par l'augmentation de la production électrique, dépendra de l'équilibre qui s'établira entre le renforcement des normes environnementales et l'amélioration des techniques de dépollution. Elle devrait progresser plus lentement que la demande globale d'énergie primaire en raison de la concurrence des filières gaz et nucléaire. La plupart des émissions polluantes pourraient être

réduites par les techniques dites du **charbon « propre » ou « avancé »** en cours de développement. En revanche, il demeurera un important émetteur de gaz à effet de serre.

La diminution des surcapacités de production apparues au début des années 1990, la stabilisation des gains de productivité, le regroupement des acteurs industriels et l'apparition de goulets d'étranglement dans la chaîne d'approvisionnement conduiront les coûts amont à la hausse. Les innovations technologiques attendues ne devraient pas permettre de réduire significativement les coûts d'extraction. **L'évolution des prix du charbon est ainsi incertaine.** Elle dépendra non seulement des prix du pétrole et du gaz mais aussi des variations des taux de change et de l'exploitation de nouveaux gisements, notamment en Chine, en Australie et en Indonésie.

1.5 La chaîne des coûts et la formation des prix du combustible nucléaire*

L'uranium est une source d'énergie primaire au même titre que le pétrole, le gaz et le charbon. Son usage civil est limité à la production d'électricité. Le coût de l'uranium naturel ne représente que 25% du coût total d'élaboration du combustible nucléaire. Les marchés correspondant aux différentes étapes sont peu profonds et très concentrés. Le prix du combustible a fortement chuté suite à l'éclatement d'une bulle spéculative*. L'hypothèse d'une légère augmentation du prix du combustible semble probable à moyen et long terme³⁵. L'uranium n'est ici considéré que dans l'amont du cycle*, en tant que source d'énergie primaire destinée à alimenter les réacteurs des centrales nucléaires³⁶.

1.5.1 La chaîne des coûts est dominée par les étapes de transformation

La production du combustible nucléaire se divise en **quatre étapes** : l'extraction et la concentration du minerai d'uranium (U_3O_8), la conversion sous forme gazeuse (UF_6), l'enrichissement* en élément fissile et la fabrication du combustible (UO_2). Le coût de ce combustible peut être estimé à 800 \$/kg UO_2 (soit 12 \$/Tep)³⁷. L'étape la plus coûteuse est l'enrichissement qui représente près de la moitié du coût total. Les coûts de transport et de distribution sont négligeables dans la chaîne des coûts. En France, la fiscalité sur l'achat de combustible nucléaire est négligeable³⁸.

1.5.2 Les marchés de l'uranium naturel et du combustible nucléaire, fortement encadrés par les Etats, manquent de profondeur et de liquidité

1.5.2.1 Le marché de l'uranium naturel est marqué par une surabondance de l'offre

La production mondiale d'uranium naturel est de l'ordre de 36 000 t en 1999, soit 65% du maximum historique (1980). **Le marché *spot** de l'uranium naturel est de très petite taille.** Il représentait seulement 18% du total des ventes de l'uranium en 1999. Les

³⁵ Source : *World Nuclear Association*, Cogéma et AEN*. Contrairement aux autres filières, les coûts et les prix de la filière de l'uranium ne sont pas usuellement exprimés dans une unité commune en raison de la complexité des calculs nécessaires. Nous avons suivi cet usage.

³⁶ Les questions relatives à l'aval du cycle sont abordées dans l'annexe n°6

³⁷ Le coût total d'élaboration du combustible nucléaire est difficile à évaluer globalement compte tenu du secret qui entoure les coûts de la R&D militaire, qui a bénéficié aux programmes civils.

³⁸ La Cogéma verse à l'Etat de l'ordre de 200 MF par an au titre de la taxe sur les installations nucléaires de base (INB).

fabricants de combustible disposent de peu de fournisseurs, même si la concurrence est plus importante que dans les autres étapes du cycle du combustible. **Les contrats sont en général conclus à long terme.** Ils offrent des garanties d'approvisionnement et permettent de lisser les fluctuations des prix.

Une forte baisse du prix de l'uranium naturel a fait suite à la formation d'une bulle spéculative. Dans la deuxième moitié des années soixante-dix, la surestimation de la demande d'uranium naturel a conduit à la formation d'une bulle spéculative. Le prix *spot* de l'uranium naturel est ainsi passé de 6 \$/livre en 1973 à 43 \$/livre en 1978. Un stock s'est parallèlement constitué. Au début des années quatre-vingt, il atteignait 84 fois la consommation annuelle. **Depuis 1980, l'évolution du marché de l'uranium se caractérise par une tendance de long terme à la baisse des prix,** qui ont chuté pour atteindre 7 \$/livre en 1994, soit un niveau inférieur aux coûts d'extraction dans la plupart des mines. Le marché est aujourd'hui en **équilibre instable**, avec des prix de l'ordre de 9 \$/livre.

1.5.2.2 Les marchés de la conversion, de l'enrichissement et de la fabrication du combustible sont concentrés et surcapacitaires

Les marchés de la conversion, de l'enrichissement et de la fabrication du combustible nucléaire ne sont pas parfaitement concurrentiels en raison de la place prépondérante des pouvoirs publics nationaux. La tendance générale est toutefois à l'introduction ou à l'élargissement de la concurrence.

Les capacités du marché de la conversion sont nettement supérieures à la demande (65 kt/an pour 40 kt/an). Les prévisions du rapport C-D-P tablent sur un besoin de capacité de 60 kt/an environ à l'horizon 2010. Aucune construction de capacités nouvelles ne serait ainsi nécessaire.

De fortes incertitudes pèsent sur le marché de l'enrichissement. Jusqu'en 2010, il devrait rester affecté par les surcapacités des Etats-Unis et de la Russie, en dépit de la disparition progressive du stock accumulé jusqu'en 1985. Peu d'investissements seront réalisés tant que le marché restera surcapacitaire. La situation pourrait cependant très rapidement s'inverser. La demande est en effet passée de 31,4 MUTS en 1995 à 37 en 2000 alors que les capacités se sont réduites de 48,1 à 41 MUTS, sur un marché de l'enrichissement très concentré³⁹. Les incertitudes relatives à la date de fermeture des usines américaine et russe, à la disponibilité de l'uranium très enrichi russe, à l'évolution du parc nucléaire en particulier aux Etats-Unis, rendent difficile la prévision de l'évolution du marché de l'UTS au cours des prochaines années.

Enfin, le marché de la **fabrication** du combustible connaît une tendance à la concentration.

1.5.3 Les prix de l'uranium naturel et du combustible nucléaire sont appelés à augmenter modérément à moyen-terme

De grandes incertitudes pèsent sur le prix futur de l'uranium naturel. La **demande** pourrait augmenter modérément d'ici 2010 et plus significativement par la suite. Elle dépendra du rythme de construction de nouvelles centrales, des autorisations d'allongement de la durée de vie des centrales existantes. Mis à part quelques programmes en Asie, peu d'opérateurs lancent actuellement la construction de nouveaux réacteurs⁴⁰.

39 Trois usines disposent de 75% de la capacité dont deux ont plus de quarante ans.

40 Selon les dernières prévisions de l'AEN et de l'AIEA, la demande mondiale en 2010 serait environ de 65 kt d'uranium.

Du côté de **l'offre**, un renouvellement profond de la structure de la production mondiale se dessine. L'effondrement des prix a en effet provoqué la fermeture d'un grand nombre de mines tandis que d'autres arrivent aujourd'hui à la fin de leurs réserves. D'importants projets miniers sont aujourd'hui annoncés, notamment au Canada sur les plus riches gisements mondiaux.

L'équilibre du marché est aujourd'hui assuré par le déstockage, qui satisfait environ 50 % de la consommation mondiale annuelle et par le recyclage^{*41}. De ce fait, l'offre est abondante et le prix de l'uranium ne devrait pas retrouver rapidement un niveau élevé en l'absence de nouvelles fermetures importantes de capacités de production ou de blocage politique compromettant la disponibilité de l'uranium des armes russes démantelées⁴². Toutefois, l'incertitude portant sur le rythme de déversement des stocks militaires sur les marchés civils est forte. L'absence de hausse rapide prévisible des prix de l'uranium naturel permet de prévoir **une stabilité à moyen terme du prix du combustible** compte tenu des surcapacités de production.

1.6 Les prix finals des énergies fossiles sont influencés par les possibilités de substitution dans les usages

L'analyse des chaînes de coûts et des modes de formation des prix permet d'établir le tableau de synthèse suivant (voir les graphiques en annexe n° 4).

Tableau n°2 - Structure des coûts des énergies primaires (données françaises et européennes)⁴³

En €/ tep	Pétrole	Gaz	Charbon	Uranium
Production	7 – 100	4 – 120	10 – 300	1 – 2
Transport	7 – 20	10 – 50	10 – 30	0
Négoce	10 – 20	5 – 15	1 – 5	0
Prix de marché	100 – 250	100 – 150	50 – 75	1,5
Transformation	50 – 100	0	0	10
Distribution	30 – 150	50 – 250	10 – 250	0
Prix TTC à la consommation selon les usages				
Energie mécanique (dont fiscalité)	Essence : 1200 (70%) Gazole 930 : (62%)	-	-	-
Production d'électricité	Fuel BTS : 190 (10%)	180 (0%)	70-110 (0%)	15 (0%)
Chaleur	Fuel: 450 (30%)	400 – 800 (20%)	200 – 400 (0%)	-
Rappel : émissions de CO2 d'une Tep	Brut : 3,2 t/Tep Essence : 2,7t/Tep	2,35 t/Tep	4,0 t/Tep	0
Taxation à 20 €/t CO ₂	64 €/Tep	47 €/Tep	80 €/Tep	0

41 Anciens stocks militaires d'uranium et de plutonium, surplus gouvernementaux américains, surplus issus de stocks militaires déclassés, notamment russes et produits issus du retraitement (voir 2^e partie).

42 La dilution des 500 tonnes d'uranium hautement enrichi disponibles en Russie en combustible civil correspond approximativement à la production de 90 kt d'uranium naturel. Le recyclage joue ainsi sur les besoins en uranium naturel et les besoins en enrichissement (environ 70 MUTS économisés).

43 Les coûts et les prix sont exprimés à l'aide de fourchettes reflétant les ordres de grandeur actuellement observés au sein de chaque filière en France et en Europe. Les coûts du négoce ont été estimés à 10% du prix de marché pour le pétrole. La fiscalité intègre une TVA à 20% pour les consommations non-industrielles. Le fioul est un sous-produit du raffinage du pétrole qui est valorisé à un prix inférieur au prix de marché du brut à contenu énergétique donné. Le charbon n'est considéré qu'en tant que source d'énergie. Calculs des auteurs.

1.6.1 Points communs et différences des structures de coût

L'analyse de la chaîne des coûts des énergies primaires met en évidence un certain nombre de **caractéristiques communes**. Les coûts des différentes énergies sont largement tributaires des **contraintes techniques** liées à la prospection, à la production, au transport et à la distribution. Ces contraintes varient selon les données physiques propres à chaque filière. Les activités dans le secteur de l'énergie sont **fortement capitalistiques**. Sur les marchés des combustibles primaires, la concurrence est imparfaite. La formation du prix dépend donc du pouvoir de marché des opérateurs. Les marges* dégagées sont souvent importantes. Enfin, l'analyse conduite met en relief l'importance de la dimension politique, qu'il s'agisse des contraintes géopolitiques pesant sur les approvisionnements ou de l'action fiscale des pouvoirs publics.

La comparaison des structures de coûts fait néanmoins apparaître **trois spécificités**. **La chaîne de l'uranium** présente, à contenu énergétique égal, des coûts de production et de transformation très faibles. L'importance des coûts de **transport** du gaz introduit une dépendance mutuelle entre producteurs et consommateurs. L'usage captif dont le pétrole fait l'objet dans le secteur des transports conduit à la formation de rentes particulièrement importantes tout au long de la filière.

1.6.2 La fiscalité assure en France la compétitivité relative du gaz et du charbon par rapport aux produits pétroliers et pèse lourdement sur le secteur des transports

Lorsque des substitutions sont possibles pour un même usage énergétique, **un équilibre relatif s'établit par le jeu de la fiscalité entre les prix des combustibles fossiles pour les utilisateurs finals**. Dans le cas contraire, comme par exemple pour l'essence automobile, la fiscalité répond principalement à une logique de maximisation des recettes.

Tableau n°3 - Prix TTC des combustibles en France pour différents usages (c€/100kWh) en 1999

Production électrique	Charbon	Gaz	Fioul BTS	
	60 – 95	154	160	
Usage industriel	Charbon	Gaz	Fioul BTS	
	130 à 145	110 à 240	160	
Usage domestique	Charbon	Gaz	Fioul	Essence SP98
	300	300	415	1036

Source : DGEMP et EDF

En France, pour les **usages domestiques**, les prix du gaz et du charbon sont, à contenu énergétique égal, inférieurs au prix du fioul. Le gaz domestique est faiblement taxé par rapport au fioul domestique.

Dans **l'industrie**, les prix du gaz et du charbon se situent aux alentours de celui du fioul. Pour les producteurs d'électricité, le gaz et le charbon destinés aux centrales sont très compétitif par rapport au fioul.

L'analyse de la filière électrique permet d'illustrer les arbitrages possibles entre sources d'énergie primaire substituables.

2 LA CHAÎNE DES COÛTS ET LA FORMATION DES PRIX DANS LA FILIÈRE ÉLECTRIQUE

L'électricité est une énergie secondaire très souple d'usage, aisément transformable en énergie rayonnante, mécanique ou calorifique avec des rendements* élevés. Cette souplesse explique la part croissante de l'électricité dans la consommation finale d'énergie (19 % dans les pays de l'OCDE).

A la différence des énergies primaires, la formation du prix de l'électricité est peu tributaire de considérations géopolitiques. En revanche, la filière électrique est marquée par de fortes contraintes techniques qui influencent le choix de l'appareil de production et pèsent sur la chaîne des coûts. L'électricité présente notamment la particularité de **ne pas pouvoir être stockée**.

Elle peut être produite à partir des quatre principales sources d'énergie primaire et des énergies renouvelables. En raison de cette **concurrence entre les modes de production** mobilisables, la chaîne des coûts dans la filière électrique dépend largement **en amont** des choix technologiques des producteurs et de l'évolution des coûts des énergies primaires et **en aval** des problèmes de congestion du réseau*.

Ces enjeux techniques et économiques influencent **le mode de régulation du marché et la formation des prix**. Depuis les années 1950, le secteur électrique a en effet été marqué par une forte implication des pouvoirs publics, notamment par le biais de la constitution d'entreprises publiques intégrées verticalement en charge de missions de service public, dans un contexte propice à la constitution de monopoles naturels (rendements d'échelle croissants dans la production et la distribution). Le mouvement actuel de **libéralisation du marché** de l'électricité dans les pays de l'OCDE vient bouleverser ces modes de régulation et affecte l'ensemble de la chaîne des coûts.

Le prix de l'électricité en France se répartit en **trois tiers équivalents** : le coût de production, le coût de transport-distribution et les taxes. Dans l'UE, la part de la fiscalité varie de 10 à 75 %. Les prix TTC peuvent atteindre ou dépasser 170 €/MWh en Allemagne, en Italie, aux Pays-Bas ou en Belgique.

Tableau n°4 - Structure du prix de l'électricité à destination des ménages en France en €/MWh en 2001

	Fourchette	Coût et prix moyen
Production (coûts marginaux)	8 – 76	40
Transport	3 – 30	10
Distribution	20 – 50	30
Commercialisation	8 – 12	10
Total hors taxes	40 – 130	90
Fiscalité hors TVA	10	10
TVA	10 – 27	20
Prix total toutes taxes comprises	60 – 167	120

source EDF

Tableau n°5 - Prix de l'électricité à destination des ménages en Europe (consommation de 5 MWh/an)

€/MWh	S	Angl	Es	Fr	Dk	All	Bel	P-B	It
Prix HT	35	90	99	90	72	128	140	115	140
Taxation hors TVA	18	8	0	10	74	15	2	30	25,1
TVA	13	5	5	20	18	23	30	28	17
Prix final	66	103	104	120	164	166	172	173	182

S : Suède ; Angl. : Angleterre et pays de Galles ; Es : Espagne ; Fr : France ; Dk : Danemark ; All : Allemagne ; Bel : Belgique ; P-B : Pays-Bas ; It : Italie. Source : EDF Trading Limited

L'analyse de la chaîne des coûts de l'électricité souligne les spécificités de la filière française. La libéralisation du secteur vise à accroître son efficacité mais engendre de nouveaux risques.

2.1 La chaîne des coûts de l'électricité

2.1.1 En amont, les coûts de production varient selon les filières et les modes de gestion du parc

L'estimation des coûts moyens de production de l'électricité au sein de chacune des filières est un exercice délicat. Quatre types de coûts, difficiles à évaluer à long terme, peuvent être identifiés : le **coût des combustibles**, volatil et incertain à long terme, les **coûts d'investissement**, variables selon les évolutions de la technologie, les **coûts d'exploitation**. En outre, les **coûts complets de production** varient en fonction du taux d'actualisation* choisi pour un calcul sur une longue période d'exploitation. Il convient également de distinguer nettement les **coûts moyens** de production **des coûts marginaux*** (cf glossaire). En outre, des **normes environnementales** pèsent sur les charges des opérateurs. Les études actuellement disponibles permettent de donner des ordres de grandeur significatifs⁴⁴.

2.1.1.1 Les coûts d'investissement sont particulièrement élevés dans la filière nucléaire et les ENR

Les coûts d'investissement pour les modes classiques de production sont, selon l'AIE, de l'ordre de 1600 €/kWe pour le nucléaire, contre 1200 €/kWe pour le charbon, 600 € pour le gaz à cycle combiné et 300 € pour le fioul. Les coûts d'investissement du nucléaire sont renchérissés par les coûts de démantèlement. Par ailleurs, ils n'intègrent pas les charges de R&D qui ne sont généralement pas assumés par les constructeurs et les producteurs⁴⁵.

Encadré n°1 - L'importance des coûts de démantèlement dans la filière nucléaire

Pour le nucléaire, les coûts d'investissement actualisés (gros travaux amont puis mise à l'arrêt définitif et démantèlement) sont bien plus élevés que pour les autres filières. Les **coûts de démantèlement** varient selon les pays. Ils vont de 300 €/kWe pour les grosses unités, jusqu'à plus de 2000 €/kWe pour les petites tranches, selon l'AIE. En France, EDF estime à 15% du coût complet d'investissement la part du démantèlement, soit 260 €/kWe. Des **provisions** sont en conséquence imposées par les Etats aux exploitants. EDF y consacre 2 Md€ par an (soit 5% du coût complet de production, sommes desquelles il faut déduire la reprise sur provision pour les réacteurs en cours de démantèlement). Le montant cumulé des provisions s'élevait à 9,3 Md€ au 31 décembre 2000 ; 15 Md€ devront être provisionnés à l'horizon 2015 selon les dernières estimations de 1992.

Le nucléaire est la seule filière ayant d'ores et déjà pris en considération des coûts de démantèlement des principaux sites de production. Dans le **contexte de la libéralisation**, la question de la prise en charge des coûts du provisionnement se posera de manière plus directe aux opérateurs. Les régulateurs devront être attentifs aux risques que les pertes potentielles dues à des provisions insuffisantes ou à des placements risqués pourraient faire peser sur les finances publiques.

⁴⁴ Les données utilisées proviennent principalement : du rapport C-D-P et des études de l'AIE et de la Direction du gaz, de l'électricité et du charbon, pour la production ; d'EDF, de RTE et du rapport Champsaur pour ce qui concerne le réseau de transport et de distribution.

⁴⁵ Les coûts de recherche et développement (R&D), qui constituent des « coûts cachés », ne sont généralement pas pris en compte dans les calculs de coûts complets. La R&D concerne la sûreté nucléaire, l'aval du cycle, la radioprotection, l'innovation en matière de techniques de production et les nouveaux combustibles. Le rapport C-D-P estime à 100 MdF (15,2 Md€) les dépenses cumulées de R&D engendrées par le programme nucléaire français actuel. Le coût actualisé de la R&D est de 0,55 €/MWh selon la DIGEC (1997).

Si les coûts d'investissement pour la cogénération*, les turbines à gaz et moteurs à gaz sont modérés, de 600 à 900 €/kWe, ceux des énergies nouvelles et renouvelables (ENR) sont relativement élevés malgré les progrès techniques importants des dernières années (1000 €/kWe pour l'hydraulique, 2100 €/kWe pour la biomasse, 1100 €/kWe pour l'éolien et jusqu'à 7600 €/kWe pour le solaire).

2.1.1.2 Les coûts d'exploitation hors combustible varient fortement en fonction de la productivité des opérateurs

Les coûts complets d'exploitation et d'entretien dans la filière nucléaire (45 € en moyenne par an et par kWe) sont comparables aux coûts de la filière charbon mais supérieurs à ceux des filières gaz (20 €/kWe) et fioul (30 €/kWe). L'éolien présente des coûts d'exploitation relativement élevés (48 €/kWe). L'analyse des coûts d'exploitation fait apparaître **l'importance des coûts fixes pour les filières charbon, nucléaire et éolienne***. Les coûts d'exploitation des technologies nouvelles sont relativement faibles.

Les modes de gestion des opérateurs déterminent les coûts d'exploitation. Ceux du nucléaire pourraient baisser significativement avec l'amélioration du taux d'utilisation des centrales et les progrès techniques ou organisationnels liés à la construction de nouvelles unités de production. Le maintien en activité des réacteurs actuels entraînera cependant des coûts fixes dits de « jouvence » d'autant plus élevés que l'allongement de la durée de vie des centrales entraînera des surcoûts de sûreté (de 46 à 76 €/kWe).

Les coûts d'exploitation du nucléaire sont, en outre, minorés par rapport aux autres filières en raison de la prise en charge partielle des frais d'assurance par les acteurs de la filière. En France, **le coût annuel de l'assurance représenterait potentiellement 1,5 €/kWe** selon le Rapport C-D-P. Aujourd'hui, il n'est intégré dans les coûts fixes d'exploitation qu'à hauteur de 0,2 €/kWh.

2.1.1.3 Le combustible nucléaire est structurellement compétitif, tandis que le prix du gaz fluctue avec celui du pétrole

Le **combustible nucléaire** apparaît très compétitif à moyen et long terme. Son coût dépend peu du prix de l'uranium naturel et représente 25% du coût du kWh produit. Les coûts de prise en charge des combustibles usés et des déchets* nucléaires sont significatifs (14% du coût total de production chez EDF soit 4,1 €/MWh) mais ne remettent pas en cause la compétitivité de la filière (cf annexe n°6).

La compétitivité relative du gaz par rapport au nucléaire est étroitement dépendante des fluctuations des cours du pétrole. Comme le montre la première partie, différents scénarios peuvent être envisagés, sans qu'il soit possible de se prononcer avec rigueur sur leur probabilité respective.

2.1.1.4 L'internalisation des coûts environnementaux pèse sur la compétitivité des filières charbon et gaz

La filière électrique présente la particularité **d'internaliser une partie des coûts environnementaux qu'elle induit.** Les émissions atmosphériques des centrales thermiques classiques sont aujourd'hui soumises à des limitations, notamment pour le SO₂ et le NO_x. La part des coûts liés à la protection de l'environnement est estimée entre 12 et 32% du coût total de production dans la filière charbon et à moins de 9% dans la filière gaz (voir annexe n°7).

Dans certains pays, des **mécanismes de taxation** laissent aux producteurs le choix entre dépollution et charge fiscale. Des **marchés de permis d'émission** ont été créés aux Etats-Unis pour le SO₂ en 1990. L'Union européenne a récemment durci le dispositif de limitation des émissions⁴⁶.

Pour le nucléaire, les coûts de la sûreté ne peuvent pas être assimilés à des coûts environnementaux. Il n'existe pas, à proprement parler, pour les centrales nucléaires, de dispositif spécifique de lutte contre les émissions polluantes, dans la mesure où celles-ci sont très réduites dans des conditions normales de fonctionnement. Néanmoins, 60 % environ des coûts d'investissement et 45% du coût total de production peuvent être reliés à des considérations de protection de l'environnement, *lato sensu* : sûreté des installations, prise en charge des déchets. En revanche, **les coûts futurs de gestion des déchets nucléaires ne sont pas connus avec certitude.**

L'introduction de **permis d'émission de gaz à effet de serre (GES)** conférerait un avantage compétitif au nucléaire et aux ENR⁴⁷, serait particulièrement défavorable au charbon et remettrait en cause la compétitivité du gaz face au nucléaire. Elle modifierait la structure du parc de production des opérateurs et l'ordre d'appel des tranches*. Les vieilles installations à charbon et au fioul resteraient compétitives compte tenu de leur amortissement, mais pas les nouvelles. Les ENR ne pourront néanmoins être utilisées que pour certains usages compte tenu du caractère aléatoire de la production. La perspective d'un remplacement complet des techniques classiques n'est aujourd'hui pas envisageable.

2.1.1.5 La compétitivité relative des filières dépend des conditions d'utilisation des technologies et des politiques publiques nationales

L'importance relative des coûts d'investissement, d'exploitation et de combustible détermine largement le mode d'utilisation des différentes techniques dans le portefeuille de production (voir annexe n°8) dont la structure varie en fonction des spécificités nationales.

Les études disponibles présentent des évaluations des coûts complets de production et de la compétitivité relative des filières qui dépendent du cadre d'analyse dans lequel elles se placent. La DIGEC adopte un point de vue d'économie publique (coûts de production d'une entreprise publique qui assure 90 % de la production) alors que l'AIE se place dans le cadre d'un marché libéralisé. Seul le rapport C-D-P tente d'estimer un coût complet intégrant les coûts externes. L'annexe n°9 présente des estimations de coûts de production à partir de calculs effectués par EDF.

Quel que soit le pays considéré, la production centralisée* permet de tirer parti des économies d'échelle et favorise l'utilisation de moyens de production dont les coûts d'investissement sont élevés. Pour la production centralisée, **l'hydraulique** est un mode de production **très compétitif** compte tenu de la faiblesse des coûts variables. Cette technique est largement utilisée dans le monde là où les sites naturels exploitables existent. Le **nucléaire** présente des avantages similaires dans certains pays.

⁴⁶ Directives du 23 octobre 2001 n°2001/80 portant sur la limitation des émissions polluantes des grandes installations de combustion et n°2001/81 portant sur les plafonds nationaux d'émission.

⁴⁷ Les simulations aujourd'hui disponibles reposent sur l'étude ExternE (1998) de la Commission européenne et sur les travaux du Commissariat général du Plan qui proposent de s'appuyer sur une valeur de 75 €/par tonne de carbone émise, soit 20 €/par tonne de CO₂ (voir annexe n°9).

2.1.1.5.1 Pour la production en base*, la compétitivité du nucléaire par rapport au charbon et au gaz dépend fortement des conditions de développement du parc de centrales⁴⁸

La compétitivité relative des filières est variable en fonction des spécificités nationales et des évolutions possibles du coût des combustibles. Selon l'AIE, la compétitivité du nucléaire n'est vérifiée, dans toutes les hypothèses d'évolution du prix du gaz, qu'en France et au Japon. Ce sont les deux pays dotés des parcs les plus étendus et les plus standardisés.

Tableau n°6 - Compétitivité relative des filières en base (Source : AIE 1998)⁴⁹

Taux d'actualisation	5%	10%
Nucléaire/Charbon	0,6 - 1,3	0,75 - 1,5
Nucléaire/Gaz	0,7-1,4	0,95 - 2,0
Charbon/Gaz	0,7 - 1,3	0,7 - 1,9

Encadré n°2 - L'intervention de l'Etat et le coût du nucléaire

L'intervention de l'Etat en faveur du nucléaire a été déterminante pour réduire le coût de l'électricité nucléaire. Les programmes de grande envergure développés en France et au Japon ont permis de diminuer le coût du kilowatt-heure nucléaire par l'exploitation de savoir-faire et d'importantes économies d'échelle⁵⁰. L'intervention des pouvoirs publics a été cruciale dans ces deux pays afin de supporter les risques spécifiques qui pèsent sur l'investissement : importance des coûts initiaux, risques (délais, surcoûts) liés à la construction et à l'exploitation (accidents, incertitude sur les prix du combustible), risques politiques et réglementaires (nouvelles normes de sécurité, de construction, normes sur les déchets et sur les provisions). En outre, l'intervention des Etats a été particulièrement forte en matière de R&D dans les pays de l'OCDE. Le soutien accordé à la recherche nucléaire depuis 1974 s'élèverait à 159 Md \$ selon l'AIE. En France, l'Etat soutient la recherche nucléaire par l'intermédiaire du CEA* (mais il finance également la recherche en matière pétrolière et gazière par l'intermédiaire de l'IFP). Une relance éventuelle des programmes nucléaires dans les pays développés poserait la question du degré d'intervention nécessaire des pouvoirs publics. Dans le contexte de la libéralisation, un financement public pourrait se heurter à la réglementation européenne relative aux aides d'Etat.

Le maintien de la compétitivité du nucléaire dépendra de la mise en œuvre de programmes d'équipement sur une base suffisamment large permettant une réplification de la technologie à moindre coût. Son développement pourrait être favorisé par la restructuration de la filière intervenue dans les grands pays de l'OCDE. La gestion des réacteurs s'est en effet améliorée, notamment aux Etats-Unis. Le prolongement de la durée de vie des centrales permettra d'exploiter plus longtemps des installations déjà amorties. Enfin, de réels progrès ont été réalisés en matière de sûreté.

2.1.1.5.2 Les techniques au gaz et au charbon sont compétitives en semi-base

Selon les études disponibles, le cycle combiné au gaz naturel (CCGN*) est le moyen de production le plus souvent compétitif en base, grâce à des coûts

⁴⁸ Le fioul n'est plus que rarement utilisé en base (Italie) en raison du coût du combustible. En pointe, le coût de référence est sensiblement plus élevé que le coût en base : de 95 à 116 €/MWh pour une utilisation de 2000h par an, et jusqu'à 174 €/MWh pour 500h.

⁴⁹ Le tableau se lit de la façon suivante : pour un taux d'actualisation de 5%, le coût de production de l'électricité nucléaire est compris entre 0,6 et 1,3 fois le coût de production à partir du charbon. L'estimation de ce coût varie selon les scénarios de prix retenus et les pays étudiés.

⁵⁰ Selon l'AIE, le cas de la France fait apparaître un coût de l'investissement nucléaire inférieur de 15% à celui des autres pays en raison de la grande taille des unités et des économies d'échelle ainsi permises. Les coûts d'exploitation et d'entretien sont aussi inférieurs à la moyenne.

d'investissement plus faibles que ceux du nucléaire. Le coût de production est néanmoins très sensible aux variations du prix du combustible. La part de cette filière dans le parc européen devrait croître. Il convient néanmoins, pour effectuer des comparaisons significatives avec les autres modes de production, d'adopter une vision intégrée. Un développement important de la production électrique à partir du gaz engendrerait en effet des coûts d'investissement et d'exploitation des réseaux gaziers.

Selon l'AIE, les nouvelles filières au **charbon sont également compétitives**, notamment dans un scénario de hausse du prix du gaz. En outre, elles offrent une possibilité de diversification du parc de production.

2.1.1.5.3 La compétitivité de la production décentralisée est généralement inférieure à celle des modes de production classiques.

Faute de tenir compte des bénéfices environnementaux des ENR et des économies de réseau, **la production décentralisée d'électricité n'est pas compétitive par rapport aux technologies classiques**. Les coûts indirects en matière de sécurisation des approvisionnements (appareils de secours, réserves) sont aujourd'hui élevés. C'est pourquoi les perspectives de son développement à grande échelle sont incertaines. Elle offre cependant une source potentielle de diversification du parc de production et des avantages importants pour les consommateurs isolés.

Parmi les différents modes de production décentralisée, la **cogénération** est la solution économiquement la plus attractive par rapport à la production centralisée, dès lors qu'existent des besoins de chaleur à proximité. Les installations de cogénération de petite taille (TAC de moins de 10 MW, moteurs à gaz) ont des coûts de production intrinsèques plus élevés que les équipements centralisés. L'intérêt de ces installations réside toutefois dans les économies réalisées dans les coûts de transport et de distribution d'électricité. Les technologies pourraient être améliorées dans l'ensemble des filières.

L'ensemble des filières devraient bénéficier de progrès technologiques permettant une baisse des coûts. Cette évolution devrait être particulièrement sensible pour les technologies n'ayant pas atteint un niveau suffisant de maturité, notamment les TAC et les techniques d'utilisation des ENR (voir annexe n°10).

2.1.1.6 La filière nucléaire française présente des coûts de production compétitifs

2.1.1.6.1 Le parc français accorde une place prépondérante au nucléaire

Tableau n°7 - Le parc de production en France (2000)
Pointes maximales : 70-75 GW pour 120 GW installés et 80-85 GW disponibles

En GW	Base	Semi base	Pointe*	Autres	Total
Nucléaire	63.0	-	-	0.2	63.2
Hydraulique	≈ 3	≈ 22		≈ 0.2	25.1
Charbon	≈ 2.5	≈ 7.0	-	-	16.7
Fioul	-	-	≈ 3.5	≈ 7.0	10.5
Gaz Naturel				≈ 4.0	4.0
Autres ENR				≈ 0.1	
GWe disponible	≈ 40 – 55	≈ 2 - 10	≈ 15	≈ 3-4	≈ 80-85

Référence : AIE 2001, EDF, Secrétariat d'Etat à l'Industrie

Le nucléaire, le charbon et le gaz constituent les trois principales filières en France. Le portefeuille actuel des techniques de production fait une très large place au **nucléaire** (57% des capacités et 75% de la production) et a permis de réduire fortement la production à partir des énergies fossiles. Le charbon représente 4,4 % de la production ; le gaz et le fioul respectivement 0,3 % ; 15% de l'électricité produite est d'origine hydraulique.

La part du nucléaire dans la production nationale dépasse aujourd'hui les besoins requis en base. Cette surcapacité permet à EDF d'exporter en dehors de France.

2.1.1.6.2 Le nucléaire est aujourd'hui compétitif en France

Tableau n°8 - Estimation du coût moyen de la production d'électricité en France en 1997

(Equipements actuels — Coûts de production en base en €/MWh)

Equipement	Coût de référence*
Nucléaire	25 à 32
CCGN	28 à 43
Charbon pulvérisé	30 à 40
Charbon LFC*	34 à 40
Déchets	45 (est)
Hydraulique (fil de l'eau, installations amorties)	12

(* « coûts de référence » DIGEC).

L'étude de la DIGEC⁵¹ réalisée en 1997 souligne la compétitivité en base de la filière nucléaire française. Les techniques au charbon ne semblent pas de nature à concurrencer le nucléaire en base et le CCGN n'est compétitif que sous certaines hypothèses fortes (taux de change favorable conjugué avec le maintien de prix du gaz bas). Avec un taux d'actualisation à 5%, le nucléaire est systématiquement compétitif en base.

Ces résultats doivent néanmoins être remis en perspective. La compétitivité du parc nucléaire français est le fruit de la conjonction de facteurs particuliers. L'amortissement des coûts d'investissement est réalisé. La collectivité nationale a supporté une part significative des coûts du programme de développement de la filière (R&D et investissement) dans un contexte politiquement favorable. De telles conditions favorables ne sont réunies nulle part ailleurs en Europe.

2.1.1.6.3 La pérennisation de la filière nucléaire française impose des choix à court terme

La construction de nouvelles centrales serait nécessaire à partir de 2015 pour renouveler et remplacer le parc existant. Elle permettrait, en outre, de faire face à la croissance de la demande. Cependant, le choix se pose néanmoins dans des termes différents de ceux des années 1970, compte tenu notamment des oppositions à la construction de nouvelles centrales.

Deux éléments plaident en faveur d'un renouvellement du parc nucléaire. En premier lieu, la mise en œuvre de programmes de **réduction des émissions de carbone**

51 La décomposition du coût de production de l'électricité nucléaire par la DIGEC rejoint les ordres de grandeur présentés par l'AIE. La prise en compte des coûts aval en investissement ou en coût combustible modifie quelque peu les données, de même que les hypothèses formulées sur le fonctionnement des centrales pour le calcul du coût complet actualisé. Le coût complet présenté dans le rapport C-D-P est plus faible (21 €/MWh) mais repose sur une méthodologie différente (bilan matière et un bilan économique global sur très longue période).

pourrait renforcer l'attractivité de la filière. En second lieu, le maintien de la compétitivité de la technologie européenne à eau pressurisée* par rapport à la filière américaine à eau bouillante⁵² passe par la programmation de nouvelles centrales.

Actuellement, le débat sur l'avenir du nucléaire semble se focaliser sur la question du **développement du réacteur EPR** dont la conception intègre de nouvelles préoccupations en matière de sûreté. L'analyse en termes de coûts et de marché plaide davantage en faveur de la constitution d'une filière diversifiée, correspondant aux différents besoins des compagnies électriques, qu'en faveur d'une mobilisation de l'ensemble des investissements sur un seul modèle de réacteur⁵³. Par conséquent, l'enjeu pour l'industrie française réside dans sa capacité à se **positionner favorablement sur le segment des centrales à eau pressurisée**, afin de profiter des économies d'échelle dans la production et de valoriser l'expérience industrielle accumulée depuis 25 ans.

2.1.2 En aval, les coûts de transport et de distribution dépendent des distances et de la densité de consommation

Un certain nombre de contraintes physiques et technologiques pèsent sur le transport et la distribution de l'électricité. Cette énergie est soumise aux lois de Kirchoff qui déterminent de manière relativement complexe les flux physiques à travers le réseau

Depuis la loi du 10 février 2000, la **gestion du réseau**⁵⁴ de transport est confiée, en France, à un opérateur autonome, le RTE. Les réseaux de distribution sont, en général, concédés par les collectivités locales. La difficulté de la gestion du réseau électrique réside essentiellement dans la capacité à maintenir en permanence un équilibre entre l'offre et la demande. Le GRT appelle en temps réel les installations des producteurs et les sources d'importation. Il traite les congestions qui apparaissent sur le réseau et prévoit les pertes. Il assure également le transit d'électricité entre les pays limitrophes.

Les coûts de transport sont principalement des **coûts d'investissement** liés à la taille du réseau, dimensionné selon la densité de la consommation et la localisation des unités de production par rapport aux principales zones de consommation. Les **contraintes environnementales et paysagères** pèsent sur les coûts de construction des lignes⁵⁵.

Les coûts d'exploitation du réseau de transport sont aujourd'hui peu élevés. Le GRT assume des coûts d'exploitation liés au transport d'énergie (pertes, répartition, contrôle,

⁵² La production de ce type de réacteur est assurée par *General electric, Hitashi et Toshiba*, qui produisent l'ABWR (*advanced boiled water reactor*).

⁵³ Il semble nécessaire de déployer à terme une gamme de réacteurs d'une puissance comprise entre 600 et 1500 MW, adaptée à tous les segments du marché. Les réacteurs EPR, qui développeraient une puissance d'environ 1500 MW, ne répondraient qu'à un type de demande très spécifique. En outre, il semble peu probable que l'EPR réussisse à réitérer rapidement les performances des réacteurs à eau pressurisée, notamment de 900-1300 MW, qui bénéficient d'un retour d'expérience significatif. Enfin, la taille de la cuve requise par l'EPR semble dépasser les limites de réalisation dans les installations européennes.

⁵⁴ Le **réseau de transport** s'entend du réseau de grand transport national et celui de répartition régionale d'une capacité comprise entre 130 kV et 440 kV qui représente 47000 km de ligne en France. Les **gestionnaires des réseaux de distribution** sont désignés par les collectivités locales pour gérer les réseaux de distribution d'une capacité de 90 kV, 63 kV, 20 kV et 400 V (29 millions de clients). 80% de la production nationale passe par le réseau de transport, le reste est directement injecté sur les réseaux régionaux ou locaux.

⁵⁵ Les lignes aériennes en courant alternatif sont moins coûteuses que les câbles souterrains ou sous-marins en courant continu. Les lignes très haute tension sont très difficiles à enterrer, sauf à multiplier leur coût par 10 ou 20. Les lignes haute tension peuvent être installées sous terre en triplant le coût. Tel est le cas pour environ 25% des lignes nouvelles. Les lignes basse tension font l'objet d'un enterrement maintenant quasi-systématique.

ruptures), à la qualité du service et à l'interconnexion. Le coût de l'exploitation du réseau est estimé par EDF à 0,6 c€/kWh pour le transport haute tension.

En France, le **coût de congestion** est estimé à 23 M€ par an. D'importantes congestions apparaissent dans la vallée du Rhône et sur les lignes transfrontalières, en raison de l'insuffisant développement des capacités de transport. Les autorités communautaires s'inquiètent de ce problème qui est de nature à entraver le développement d'un marché européen intégré.

Les coûts de distribution varient selon la densité des zones de consommation. Pour l'instant, la distribution ne constitue pas une activité commerciale dans tous les pays de l'Union européenne. Cette activité, qui mobilise une main-d'œuvre importante, représente un enjeu stratégique pour les opérateurs et le régulateur dans la perspective de son ouverture à la concurrence. Il est difficile d'obtenir des données comparatives. Il semble toutefois que le coût de la distribution soit plus élevé en France, où la densité de consommation est élevée, qu'en Grande-Bretagne, en Allemagne ou en Belgique.

Tableau n°9 - Coût moyen de la distribution rurale en France (1992)

Densité (hab/km ²)	3-12 abonnés	12 - 17 abonnés	17 - 22 abonnés	22 – 40 abonnés
Investissement (c€/kW)	57,9	41,5	34,5	28,4
Exploitation (c€/kWh)	10,2	6,3	4,7	3,2

Source : CNRS – Ademe - DIGEC

En France, les coûts complets de distribution aux ménages sont estimés en 2000 à 2 c€/kWh par EDF pour des investissements annuels de 2,1 Md€. Les perspectives de gains de productivité sont limitées. Le nombre d'agents pour cette activité a en effet baissé dans les années 1990 de près de 20%, pour atteindre aujourd'hui 60 000 personnes.

2.1.3 En l'absence d'harmonisation européenne, la fiscalité reste tributaire des choix nationaux

Les taxes sur la consommation d'électricité sont aujourd'hui assez disparates au sein de l'Union européenne : de 0 à 2,87 c€/kWh sur l'électricité à usage industriel (0,33 c€/kWh en moyenne) et de 0 à 7,64 c€/kWh sur la consommation domestique (1,15 c€/kWh en moyenne).

En France, un grand nombre de dispositifs fiscaux reposant davantage sur les ménages que sur les industriels pèsent sur la chaîne électrique (*cf.* Annexe n°11). **Au total, les taxes perçues s'élèvent à 0,16 c€/kWh hors TVA pour les industriels⁵⁶ et 1,06 c€/kWh pour les particuliers.**

L'électricité est, en dehors de l'essence, l'énergie la plus taxée pour les usages domestiques (1,06 c€/kWh contre 0,82 c€/kWh pour le fioul à usage domestique et 0,27 c€/kWh pour le GPL). L'électricité à usage industriel est en revanche moins taxée que le fioul (0,17 à 0,23 c€/kWh) mais plus que le gaz (0,12 c€/kWh). La comparaison entre sources d'énergie n'est cependant pas très pertinente en raison des différences importantes de rendement énergétique de l'utilisation finale par les consommateurs.

⁵⁶ La taxation de l'électricité à usage industriel est nulle pour une tension supérieure à 250 kV.

2.2 La libéralisation vise à accroître l'efficacité du secteur mais engendre de nouveaux risques

Prise en application de la directive européenne 92/96, la loi du 10 février 2000 a engagé l'ouverture progressive du marché électrique français. Si la baisse du prix de l'électricité est l'objectif central de la libéralisation, l'analyse des expériences étrangères conduit à un jugement nuancé sur les effets concrets de cette nouvelle donne.

2.2.1 L'ouverture à la concurrence remet en cause le mode de tarification d'EDF à l'égard des clients éligibles

En France, la libéralisation et la séparation comptable des entités de production, de transport et de distribution, remettent en cause l'ensemble du système de tarification mis en place par la loi de nationalisation de 1946.

Dans le système du monopole de production et de distribution, l'Etat fixait le prix de l'électricité de façon à garantir l'équilibre budgétaire d'EDF. Il pouvait influencer le niveau de la demande en fonction d'objectifs d'intérêt général. Les considérations de rentabilité économique n'étaient toutefois pas absentes de la culture des ingénieurs économistes de la « maison ». D'une part, EDF effectuait une régulation globale du système offre-demande. Il optimisait son parc de production en fonction des évolutions de la demande, elles-mêmes liées à la structure des tarifs pratiqués qui reflétaient les coûts du système de production. D'autre part, la tarification reproduisait la structure des coûts marginaux. Elle était définie pour réaliser le meilleur compromis possible entre l'exigence d'une certaine stabilité des prix et la nécessité de s'adapter à la réalité des coûts. Cette tarification permettait enfin d'assurer l'équilibre tendanciel du compte d'exploitation.

Dans un **système concurrentiel**, il n'y a plus de tarifs fixés a priori par un opérateur unique ou par les pouvoirs publics. Les prix résultent de la confrontation, sur les différents marchés de l'électricité, de la demande et l'offre exprimée en fonction de la structure des coûts du parc de production de chaque opérateur. Chaque producteur adapte son parc en fonction de ses anticipations sur l'évolution exogène du prix.

La libéralisation modifie également les modes de tarification du transport et de la distribution. Les **coûts du transport** sont répercutés sur les utilisateurs du réseau en fonction d'une tarification complexe soumise à l'approbation de l'organe de régulation conformément aux prescriptions du cahier des charges imposé par les pouvoirs publics. Le système français actuellement en vigueur est encore provisoire dans l'attente de l'application de la loi du 10 février 2000.

Tableau n°10 - Tarification provisoire du GRT et des GRD en France en 1999

	1 – 40 kV	40 – 130 kV	130 - 440 kV
Prix de gestion annuel	800 €	800 €	800 €
Coût variable	0,41 – 3,15 c€/kWh	0,37 – 1,03 c€/kWh	0,32 – 0,71 c€/kWh

Source : RTE

Les coûts de distribution sont intégrés par les gestionnaires du réseau de distribution (GRD) dans la facturation à l'utilisateur final sans qu'il soit possible de connaître précisément leur répartition entre la part fixe et la part variable du prix.

Dans un monopole public, la **péréquation tarifaire*** permet de répartir sur l'ensemble des consommateurs (30 millions d'abonnés en France) les surcoûts liés à

l'alimentation électrique des populations en zone rurale (7 millions d'abonnés). Ce rôle devrait continuer à être assumé par le **fonds de péréquation tarifaire**.

En 2001, la tarification de l'électricité consommée par les clients non-éligibles demeure sous le contrôle des pouvoirs publics. Le prix de l'électricité est compris entre 4,8 et 9,5 c€/kWh. En outre, le prix de l'abonnement par kW souscrit, qui dépend d'options tarifaires⁵⁷, est croissant pour tenir compte des coûts engendrés par le développement des capacités du réseau et de l'appareil de production. L'ouverture du marché remettrait en cause cet équilibre tarifaire.

2.2.2 La libéralisation du secteur électrique vise la réduction des coûts et l'amélioration de la rentabilité de l'exploitation.

La libéralisation recouvre un certain nombre de réformes largement interdépendantes : la transformation des monopoles publics en sociétés commerciales, la privatisation des actifs de l'industrie électrique, la réduction du pouvoir de contrôle direct de l'Etat sur le secteur et l'introduction de la concurrence entre fournisseurs. L'introduction de mécanismes de marché est censée réduire les coûts de production par le jeu de la concurrence entre producteurs, la réorientation des décisions dans une optique d'économie privée et le renforcement de la transparence des coûts.

En théorie, la concurrence doit se traduire par :

- **une plus grande transparence dans l'analyse des coûts**. Le monopole est propice à l'émergence de nombreuses subventions croisées. La concurrence révèle des coûts liés à des objectifs d'intérêt public, comme, par exemple, la péréquation tarifaire.

- **une nouvelle répartition des risques**. Dans le modèle non-concurrentiel, une grande partie des erreurs de calcul des coûts et de suréquipement peut être répercutée sur le consommateur et le contribuable. A l'inverse, dans le modèle concurrentiel, les producteurs assument individuellement le risque pesant sur leurs investissements (construction, conditions d'exploitation, risque politique).

- **un accroissement du taux d'utilisation des capacités de production** en réponse aux efforts d'optimisation de la production. Cet accroissement doit néanmoins être compatible avec le maintien en réserve de capacités pour faire face aux aléas. Ceci constitue, pour le système électrique dans son ensemble, un risque nouveau et important.

- **une optimisation de l'utilisation des moyens de production** : augmentation du rendement des centrales, modification du portefeuille de combustibles, conclusion de nouveaux types de contrats.

- **une augmentation du coût global des fonds propres**. Elle est la conséquence attendue de l'accroissement du taux de rentabilité exigé par les actionnaires.

La transition vers ce nouveau type d'organisation des marchés modifie radicalement l'environnement économique des opérateurs historiques qui avaient l'habitude d'élaborer leurs plans d'investissement en fonction d'un tarif donné. Or, la libéralisation entraîne à court terme une baisse des prix qui ôte toute rentabilité à un certain nombre

⁵⁷ Les options tarifaires proposées en France au consommateur sont de trois types. Dans l'option de base, le prix de l'électricité est constant tout au long de la journée. Dans l'option « heures pleines, heures creuses », le prix est inférieur à celui de l'option de base en période creuse mais l'abonnement est plus élevé. Enfin, EDF propose une option « Tempo » sur mesure pour les gros consommateurs, mais elle n'a pas rencontré un large public en raison de la complexité de gestion de ce type de formule pour les consommateurs résidentiels.

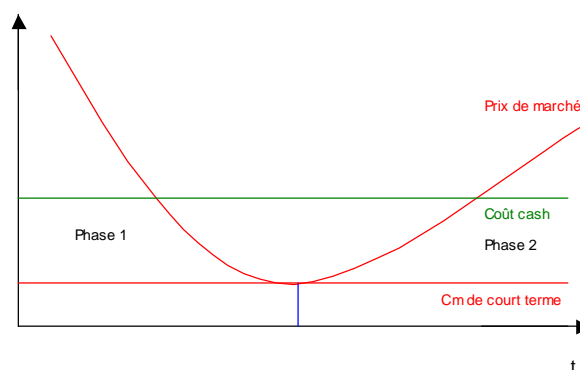
d'investissements réalisés et non encore totalement amortis (« actifs échoués* »). Elle implique en outre **une plus grande volatilité des prix sur les marchés**, à court comme à long terme.

Le **transport d'électricité** est un monopole naturel qui ne se prête pas à la concurrence en raison de rendements d'échelle croissants. C'est pourquoi la libéralisation concerne aujourd'hui principalement l'amont de la chaîne électrique, même si la distribution et la commercialisation de l'électricité aux utilisateurs finals sont également susceptibles d'être ouvertes à la concurrence.

2.2.3 Les effets concrets de la libéralisation doivent être jugés à l'aune des nouveaux risques qu'elle engendre

Le secteur électrique est particulièrement exposé aux imperfections de marché. Les évolutions observées sur le marché californien en 2000-2001 soulignent la grande difficulté que rencontre le marché à créer un équilibre des prix soutenable à long terme. L'ouverture à la concurrence du secteur provoque une guerre des prix qui permet à court terme d'« écremer » le marché et de sélectionner les producteurs les plus performants en atteignant un prix plancher correspondant au coûts marginaux de court terme (phase 1). A moyen terme, une remontée des prix est néanmoins inéluctable afin de retrouver des niveaux de tarification conformes aux coûts de long terme qui, seuls, permettent de financer le développement de nouvelles capacités tout en assurant l'équilibre financier des opérateurs (phase 2).

Graphique n°1 - Evolution des prix de marché : la « courbe en U » de la libéralisation



Avec la libéralisation et l'exploitation plus intensive des installations, la flexibilité de l'appareil de production diminue. Le coût de cette **rigidité accrue** pourrait être alors reporté sur le GRT puis le consommateur final, alors que la libéralisation est censée reporter sur les producteurs la contrainte d'adaptation aux variations de la demande par le jeu de la libre concurrence.

Enfin, **l'intégration des réseaux électriques est limitée** par des contraintes de nature technique et les risques de congestion sur les connexions internationales⁵⁸. Cette

58 Il existe, en théorie, une distance maximale à partir de laquelle le transport sur longue distance d'électricité n'est techniquement pas possible. Dans le cas d'une ligne directe entre deux points, la limite est de 400-500 km en THT alternatif et 1000-2000 km en THT continu. Le courant suit néanmoins ses propres lois de transport. Une exportation de la France vers les Pays-Bas traduit par une consommation des exportations française en Belgique et une exportation de courant belge vers les Pays-Bas. Il peut y avoir des problèmes de congestion si le pays traversé a une consommation ou un parc de production trop faibles pour absorber et compenser l'énergie en transit. Le problème principal réside donc dans la tarification de la traversée successive de pays et constitue l'enjeu principal des travaux du forum de Florence entre régulateurs européens.

situation incite d'ailleurs aujourd'hui les grands opérateurs à se porter acquéreur de capacités de production sur chacun des marchés européens pour accompagner le lent développement des capacités d'interconnexion.

L'ampleur des baisses de prix dépend des spécificités de chacun des marchés nationaux. L'exemple d'EDF, en France, a montré qu'une gestion en monopole est compatible avec des prix compétitifs. L'ouverture à la concurrence ne devrait pas se traduire à court terme par une forte baisse des prix. En Europe, seuls les prix norvégiens et suédois étaient jusqu'à présent inférieurs en raison de l'importance du parc hydraulique de ces pays. L'augmentation récente des prix sur le *Nordpool** a d'ailleurs provoqué une protestation des consommateurs, qui a contraint le gouvernement suédois à diligenter une enquête pour en analyser les causes.

Tableau n°11 - Prix de gros de l'électricité en Europe en janvier 2001 en €/MWh

Suède	Norvège	France	Allemagne
20	20	25	25
Espagne	Italie	Pays-Bas	Angleterre.
29	30	35	36

Source : Jean-Michel GLACHANT (2001)

Ainsi, la libéralisation redéfinit profondément les termes du débat politique et social sur le niveau des prix de l'électricité et modifie les conditions d'exercice des missions de service public. Le prix de l'électricité est appelé à refléter davantage les coûts supportés par les opérateurs.

En outre, l'ouverture à la concurrence bouleverse la formation du portefeuille* de production. La poursuite d'un programme nucléaire ne peut plus être conçue dans un cadre monopolistique et strictement national.

Enfin, une régulation efficace est une condition indispensable au bon fonctionnement des marchés libéralisés. A ce stade de l'évolution de la libéralisation dans les pays de l'OCDE, le bilan est pour le moins incertain.

3 OPÉRATEURS ET POUVOIRS PUBLICS : STRATEGIES ET POLITIQUES

Les acteurs tirent des conséquences différentes de l'analyse de la chaîne des coûts et de la formation des prix de l'énergie. Les opérateurs de marché sont contraints par les exigences de création de valeur* des actionnaires alors que les pouvoirs publics poursuivent divers objectifs de nature politique.

3.1 Contraintes par l'objectif de « création de valeur », les stratégies sont différenciées selon les filières

Orientée vers la création de valeur, la stratégie des opérateurs vise à renforcer leur pouvoir de marché dans le but de garantir leurs marges. Chaque filière emprunte des voies spécifiques. Si la complexité de la gestion des entreprises ne disparaît pas, la rentabilité du capital devient le **critère commun d'évaluation** de la performance.

3.1.1 La stratégie des opérateurs est contrainte par l'impératif de « création de valeur » pour les actionnaires

3.1.1.1 Une connaissance fine de la structure des coûts est nécessaire

La **logique de maximisation de la rentabilité du capital** est une contrainte pour l'ensemble des entreprises du secteur, y compris les opérateurs historiques intervenant sur des marchés ouverts à la concurrence. Les firmes sont amenées à analyser finement la chaîne des coûts afin d'exploiter, à chaque étape, les opportunités de profit.

Cette segmentation de la chaîne de valeur* conduit à l'abandon d'une structure centralisée au profit d'un **modèle plus décentralisé**. Les firmes privilégient la filialisation par métier afin d'identifier des centres de profit gérés de manière autonome.

Encadré n°3 - La réorganisation par centres de profit de RWE-Energie

Créé en 1898 avec pour activité unique l'électricité, le groupe, constitué en holding, s'est progressivement diversifié et est aujourd'hui présent dans sept activités principales : électricité et gaz, pétrole et chimie, extraction minière (charbon), BTP, télécommunications, traitement de l'eau et des déchets. Sa stratégie consiste à céder ses activités périphériques les moins rentables, comme les télécommunications, pour se recentrer sur l'énergie. Jusqu'en 1999, RWE Energie intervenait sur tous les segments de la filière électrique. Depuis, la société a été scindée en trois entités principales : RWE Power pour la production, RWE Net pour le transport et la distribution et RWE Plus pour la commercialisation. Chaque société a ses propres bilan et compte de résultat et développe sa propre analyse de marché. Les compensations entre les activités ne sont plus possibles.

Les **opérateurs historiques** doivent mettre en œuvre des stratégies rigoureuses de maîtrise des coûts et clairement distinguer les coûts directs des multiples coûts indirects supportés au titre des missions d'intérêt général. **Les évolutions de la réglementation** imposent une séparation comptable, sinon organique, entre les différents métiers.

La tendance à l'éclatement de la chaîne de valeur est renforcée par le développement des marchés qui apportent une alternative à la gestion centralisée, en mettant en relation les acteurs de la filière sur une base décentralisée.

3.1.1.2 Les opérateurs doivent tenir compte des caractéristiques de l'économie du secteur

Dirigée vers **un bien de première nécessité à faible valeur ajoutée, la demande est en augmentation régulière** et présente une **faible élasticité*-prix**. **L'intensité capitaliste du secteur**, notamment en amont de la chaîne, incite les acteurs à regrouper leurs activités afin de réaliser des économies d'échelle. **Les degrés de maturité, très différents** selon les régions, des marchés de l'énergie offrent des possibilités d'arbitrage entre différents niveaux de risque pour les investisseurs.

3.1.1.3 La logique de maximisation de la rentabilité implique une nouvelle attitude des opérateurs vis-à-vis des risques

L'apparition de marchés *spot** pour chacun des produits énergétiques nécessite une maîtrise des techniques de gestion des **risques de marché à court terme**.

L'ouverture à la concurrence soumet les opérateurs à une logique financière à plus court terme. Celle-ci accroît la volatilité des prix et conduit à transférer théoriquement **le risque lié à l'investissement de la collectivité aux investisseurs privés**. Ce transfert implique un changement radical du mode de fonctionnement des marchés de l'énergie car le financement des projets d'investissement n'est pas garanti. Or, la vulnérabilité financière des opérateurs, susceptible d'engendrer **un risque systémique***, appelle de nouvelles formes de régulation pour garantir la stabilité des marchés.

Enfin, la **dangerosité intrinsèque des activités industrielles dans le secteur de l'énergie appelle des mesures particulières de prévention** et des réponses à l'opinion publique, sensibilisée à ces questions.

3.1.2 L'ouverture des marchés permet de nouvelles stratégies de diversification

La recomposition du secteur de l'énergie se fait selon **trois axes** : la concentration et l'internationalisation, la diversification multiénergie et la diversification multiservices. Ces trois tendances, souvent mises en avant pour justifier les choix stratégiques des opérateurs auprès de leurs actionnaires, affectent les filières de manière plus ou moins directe. La recomposition s'opère opportunément, en fonction des spécificités de la chaîne de valeur et des évolutions anticipées par les entreprises.

3.1.2.1 La concentration et l'internationalisation des opérateurs laissent un espace aux stratégies de niche*

Le secteur de l'énergie, comme de nombreuses branches* de l'industrie mondiale, connaît une tendance à la **concentration**. Les fusions-acquisitions apparaissent comme le moyen privilégié de création de la valeur pour les actionnaires par l'exploitation des effets d'échelle, notamment pour les activités de production amont et de négoce. Si une telle stratégie est pertinente dans le secteur afin de conférer aux acteurs une taille critique et leur permettre de faire face à la volatilité des prix, le bilan mitigé des opérations récentes incite à la prudence.

Cette tendance à la concentration des acteurs s'accompagne d'une **ouverture internationale** de leur champ d'activité. Ainsi, les acteurs disposant d'une base nationale

solide et d'un savoir-faire industriel sont motivés par la recherche de relais de croissance. Une telle stratégie permet de **diversifier les risques liés aux évolutions de la demande** sur le marché de référence de l'entreprise.

En parallèle, la segmentation de la chaîne des coûts suscite des **stratégies de niche**. Les firmes qui maîtrisent les techniques de pointe et qui disposent d'un personnel hautement qualifié se spécialisent dans des activités habituellement délaissées par les grands opérateurs concentrés qui préfèrent les sous-traiter en amont de la chaîne de valeur (expertise en matière d'exploration et de forage) ou en aval (expertise en matière de négoce).

3.1.2.2 Les stratégies de diversification « multiénergies » concernent principalement l'amont de la chaîne des coûts

Elles permettent de **diversifier les risques** en investissant sur des marchés non synchronisés et de créer deux types de **synergies** : **logistiques**, par la mise en commun des technologies, des réseaux de distribution et des services de commercialisation et des **synergies commerciales** en offrant aux clients un ensemble de produits énergétiques et de services.

Encadré n°4 - La diversification multiénergie de TotalFinaElf (TFE)

Dès 1972, le groupe Total a recherché à diversifier ses activités en dehors du secteur pétrolier, notamment en dans le secteur gazier. Depuis 1974, TFE a investi modestement le secteur du charbon (production de 5 Mt). Seul charbonnier français privé, le groupe recherche des gisements dont les coûts moyens de production sont très bas (spécialisation dans le premier décile des coûts).

TFE est devenu un opérateur **électrique** grâce à ses acquisitions en Amérique latine (Argentine, 4GW) et à Abu Dhabi avec la plus grosse unité mondiale de cogénération au gaz et couplée à une usine de dessalement. A l'origine cette stratégie visait à valoriser les productions du groupe (pétrole, gaz, charbon) par la production d'électricité. Aujourd'hui, TFE produit également de l'électricité avec des matières premières qu'elle se procure sur le marché.

La production électrique d'origine **solaire**, développée aux Etats-Unis après 1974, a été abandonnée en 1984 au profit d'un repositionnement en aval (distribution d'équipements photovoltaïques dans les zones de développement dans les PVD). TFE est ainsi le seul pétrolier présent dans le photovoltaïque non-intégré. Le groupe a récemment investi le **secteur éolien en France afin de profiter des conditions de rachat très favorables offertes par les pouvoirs publics**. TFE est également leader mondial pour les **biocarburants***.

Cette diversification ne signifie pas la transformation de TFE en énergéticien. La diversification aval des opérateurs pétroliers reste limitée et la diversification horizontale n'affecte pas la nature essentiellement pétrolière des activités. En fait, la stratégie de TFE vise davantage à exploiter les complémentarités potentielles qui existent entre la chaîne pétrolière et les autres chaînes énergétiques.

3.1.2.3 Les opérateurs en aval privilégient une stratégie d'offre multiservices

La stratégie poursuivie en aval de la chaîne de valeur s'inscrit dans une approche intégrée, dite **multiservices**, de l'offre générale de produits énergétiques et de services annexes. Cette stratégie est privilégiée par les opérateurs qui disposent d'un réseau de distribution développé favorisant les synergies commerciales.

Le développement d'une offre multiservices est censée correspondre à une demande des clients à la recherche d'une simplification de la gestion de leurs approvisionnements en énergie, en eau, en télécommunications et en déchets. En pratique, une telle offre réintroduit des éléments de concurrence imparfaite sur les marchés de distribution libéralisés. La globalisation de la gestion brouille, en effet, les signaux de prix adressés aux consommateurs et accroît le pouvoir de marché des firmes.

Encadré n°5 - Le groupe Suez, acteur multiservices

Le groupe Suez-Lyonnaise, dont le chiffre d'affaires en 2000 était de 20,6 Md€ emploie 190 000 salariés dans 130 pays. Il est aujourd'hui structuré autour de quatre activités principales :

- **l'énergie**, son métier de base avec sa filiale Tractebel (62% de l'activité),
- le **traitement de l'eau** (23% de l'activité) avec Ondéo (assainissement, conditionnement, ingénierie),
- les activités liées au **recyclage des déchets** (13% de l'activité) avec Sita (collecte, tri, recyclage, traitement, valorisation biologique, stockage des déchets ménagers et industriels, propreté urbaine et industrielle),
- la **communication** représente une faible part du chiffre d'affaire (1,6%).

Ces quatre métiers représentent 60% du résultat du groupe, le reliquat provenant de **l'activité purement financière** de Suez, ainsi que des activités liées au secteur du **bâtiment et des travaux publics**, deux divisions dont la rentabilité renforce l'assise financière du groupe.

Les synergies entre les différents métiers du groupe sont recherchées dans la mise en commun de la gestion des services apportés aux clients, notamment les entreprises et les collectivités.

En pratique, l'intégration horizontale n'est pas un gage de succès. Des revirements ont été observés et de nouveaux arbitrages sont prévisibles. En outre, ces stratégies de convergence énergétique ne peuvent pas se concrétiser dans tous les secteurs et à tous les niveaux. Enfin, **rien ne garantit que les clients acceptent** une perte de transparence sur les coûts des contrats multiservices en contrepartie de la réduction des frais de transaction.

3.1.2.4 Les limites de la diversification

La **nécessité de préserver un cœur de métier** et une base industrielle solide devraient à terme freiner le développement d'activités multiénergies. La plupart des opérateurs conservent des positions fortes sur leur métier de base et leur marché de référence, qui demeurent la priorité de leur stratégie de développement.

Par ailleurs, les opportunités de convergence entre énergies sont réduites en raison de **barrières à l'entrée** (degré de libéralisation des différentes filières, lourdeur des coûts fixes et comportements des acteurs dominants) **dans certains secteurs** ou sur certains **segments de la chaîne de valeur** (le transport demeure un monopole naturel dans la plupart des filières et le négoce est le segment où la confrontation reste la plus vive).

Le développement des activités multiservices se heurtera à la complexité de la gestion de plusieurs métiers dont les logiques et les dynamiques sont très différentes comme l'eau, l'énergie et les télécommunications. Enfin, l'extension du pouvoir de marché des grandes firmes et à la reconstitution d'oligopoles transversaux dépendra de la **réaction des autorités de régulation et de contrôle de la concurrence**.

3.1.3 Les stratégies varient selon le degré de maturité des marchés

La déréglementation et la désintégration de l'exploitation des chaînes de production est plus ou moins avancé selon les secteurs. Les modalités et l'ampleur de la concentration, de l'internationalisation et de la diversification des opérateurs restent largement tributaires des **spécificités techniques et économiques** propres à chaque filière et de la maturité des marchés.

3.1.3.1 Le secteur pétrolier a privilégié la stratégie de fusion-acquisition

3.1.3.1.1 Le secteur pétrolier est totalement libéralisé

A la suite de la crise de 1973, les Etats se sont vus déposséder de leurs outils de contrôle sur la chaîne pétrolière en amont et sur la détermination du prix du brut. Leur présence en tant qu'actionnaire dans les compagnies pétrolières a dès lors perdu son caractère stratégique. Favorisée par le contexte de la création du marché unique européen, la **privatisation** a été opérée en Europe dans les années 1980 et 1990 et s'est accompagnée de **l'ouverture à la concurrence des marchés en aval**. Les procédures d'autorisation des importations, du raffinage et de la distribution ont été supprimées. En économie administrée, la stratégie des opérateurs était principalement tournée vers la conquête de parts de marché à prix donné. L'ouverture du secteur à la concurrence a bouleversé cette régulation par les quantités en amenant les opérateurs à définir des stratégies fondées sur les prix.

3.1.3.1.2 La concentration des acteurs pétroliers internationaux sur une base mondiale est achevée

L'ouverture à la concurrence de marchés de plus en plus mondialisés et l'internationalisation des firmes ont provoqué, à partir des années 1990, une profonde recomposition du paysage industriel. Le marché s'est réorganisé en un **oligopole de dimension mondiale**.

En amont, ce choix stratégique est directement dicté par l'évolution des coûts et des modes de régulation du marché. Dans la perspective d'une raréfaction des réserves nouvelles et du pouvoir grandissant de l'OPEP, les compagnies sont incitées à **investir massivement dans l'exploration**, notamment des gisements non-conventionnels rendus compétitifs par la baisse des coûts. Les firmes internationales cherchent ainsi à **valoriser leurs compétences techniques afin de rivaliser avec les compagnies des pays producteurs**.

En aval de la filière, la croissance des coûts de raffinage, sous l'effet des nouvelles réglementations environnementales, a également favorisé des regroupements.

3.1.3.1.3 La diversification des activités des *majors* s'opère principalement dans les secteurs du gaz et de l'électricité

Les opérateurs pétroliers disposent de ressources et d'un savoir-faire dont bénéficie la production gazière. En amont, les opérations d'exploration et de production sont, en effet, similaires. L'essor de la consommation de gaz a conduit les opérateurs à valoriser leur production et à développer des activités dans la chaîne gazière, notamment le négoce, la distribution et la production d'électricité par cycle combiné. **Les cinq majors sont aujourd'hui des opérateurs prédominants du secteur gazier**.

La production d'électricité à partir des **énergies renouvelables** constitue également un axe de développement privilégié afin de tirer parti des perspectives de développement de la filière, des subventions publiques et de l'impact positif en termes d'image. En revanche, seuls TFE et ExxonMobil ont investi le secteur du charbon. **La stratégie multiservices ne concerne pas les pétroliers** qui demeurent centrés sur un métier de base à fort contenu technologique. En aval, la diversification se cantonne à la fourniture de services de gestion de leurs approvisionnements en gaz et en pétrole.

Encadré n°6 - La stratégie gazière de TotalFinaElf (TFE)

TFE est le 4^{ème} producteur mondial de gaz et le 3^{ème} pour le GNL. Le gaz représente aujourd'hui un tiers de ses activités de production. Les perspectives de croissance soutenue de la demande de gaz à l'horizon 2010, la libéralisation des marchés européens et le développement des technologies ont amené TFE à mobiliser d'importants capitaux non seulement pour **développer ses capacités de production**, mais aussi pour diversifier ses activités en aval de la chaîne de valeur. TFE participe au développement des **réseaux de transport**. Le groupe a pris des participations dans les infrastructures européennes, *hub** de Zeebrugge, gazoducs Norvège-France, Algérie-Espagne et Espagne-France. Historiquement présent avec Elf dans les réseaux de distribution, (45% de la Compagnie française du méthane et 70% de Gaz du Sud-Ouest), TFE **assure la distribution en France de 20% du gaz consommé**. Le groupe entend participer au développement de nouvelles capacités de **traitement du GNL** en France au Verdon, au Moyen-Orient et en Inde. Il développe ses compétences en matière de **négoce** à Londres. Enfin, TFE **produit de l'électricité** à partir du gaz en Argentine (4200 MW), à Abu Dhabi, en Thaïlande et en Indonésie. L'importance des activités gazières de TFE pourrait justifier un rapprochement avec GDF.

3.1.3.1.4 Le faible contrôle sur les réserves et la persistance de niches limitent le pouvoir de marché des *majors*

En amont, **les compagnies des pays producteurs contrôlent l'essentiel des réserves**. Leur stratégie est restée relativement stable depuis le premier choc pétrolier. Au Moyen-Orient, la faiblesse des coûts marginaux de production assure aux opérateurs nationaux des revenus considérables qui permettent de financer le développement des capacités de production.

Les compagnies nationales font néanmoins de plus en plus appel aux technologies étrangères. Une tendance à l'ouverture du capital des opérateurs nationaux est ainsi partout observée et permet **un retour progressif des compagnies occidentales dans les zones de production dominées par des opérateurs nationalisés**. Seuls le Mexique et l'Arabie Saoudite demeurent fermés en 2001.

En dehors des pays de l'OPEP, l'accès aux réserves est plus aisé mais une très forte concurrence pour l'obtention des licences d'exploitation s'exerce entre les *majors*.

Dans ce paysage industriel recomposé, il reste peu de place pour des stratégies de niche technologique. Même si la grande technicité des activités d'exploration a permis à certaines firmes de développer des **activités de sous-traitance** en amont, le mouvement de concentration des *majors* a, par ailleurs, réduit le nombre de clients et incité des firmes à se regrouper, comme Technip-Coflexip en France.

En aval, l'ouverture à la concurrence a permis à la grande distribution de prendre en France la moitié du marché des carburants, utilisés comme produits d'appel.

3.1.3.2 Le secteur du gaz offre des opportunités de création de valeur inégales selon les segments de la chaîne

3.1.3.2.1 La libéralisation du marché gazier est lente et très partielle en Europe dans un secteur déjà fortement concentré

L'industrie gazière s'est développée après-guerre en Europe dans un cadre national et les Etats ont favorisé le développement d'opérateurs intégrés verticalement. Les **contrats à long terme** se sont dès lors imposés comme référence. Ce modèle est aujourd'hui largement remis en cause par la libéralisation. Celle-ci implique notamment la séparation des activités de gestion du réseau des autres activités amont et aval.

Entravée par le maintien par les opérateurs historiques de barrières à l'entrée, **la libéralisation de la filière gazière ne s'effectue ainsi que très progressivement.** L'acheminement du gaz vers l'Union européenne reste contrôlé par quelques opérateurs. Les nouveaux entrants sont généralement contraints d'atteindre la taille critique pour assurer une rentabilité minimale.

3.1.3.2.2 L'internationalisation et la concentration en amont restent difficiles

La **concentration géographique des réserves mondiales** rend le marché amont très dépendant des stratégies des firmes productrices. **Les opérateurs des pays consommateurs restent largement tributaires des contrats d'approvisionnement à long terme** (95% des achats de GDF). Ainsi, malgré une stratégie volontariste, GDF contrôle moins de 15% de ses approvisionnements par le biais de participations dans les champs gaziers de la Mer du Nord. **L'internationalisation des activités des opérateurs gaziers concerne donc principalement le transport et la distribution.**

Les améliorations en matière de **transport du gaz** et le **développement du GNL** offrent l'opportunité aux groupes, qui en maîtrisent les technologies, de développer leur politique d'implantation. Les opérateurs internationalisent également de plus en plus leurs activités de distribution dans les pays où la demande croît fortement. C'est le cas de GDF au Mexique. L'ouverture à la concurrence du marché européen permet aussi d'envisager le **développement des opérateurs historiques** sur le continent. Ce processus n'en est qu'à ses débuts comme en témoigne le chiffre d'affaires de GDF réalisé hors de France limité à 13%.

3.1.3.2.3 La diversification des opérateurs gaziers se fait essentiellement en aval de la filière

Le négoce devrait devenir une activité profitable pour les opérateurs et leur permettre de valoriser leurs infrastructures de stockage et d'interconnexion. L'ouverture à la concurrence du **réseau de distribution** impose une redéfinition des missions de service public et une stratégie commerciale renouvelée⁵⁹. Quelques opérateurs, comme Centrica au Royaume-Uni, ont choisi des **stratégies multiservices**.

La **diversification multiénergies** de la filière gazière passe essentiellement par la production d'électricité. Il semble cependant que **le secteur gazier constitue davantage une filière de diversification pour les opérateurs pétroliers et électriques**, que l'inverse⁶⁰.

3.1.3.2.4 Les faibles marges de l'activité gazière et les risques liés à la volatilité des prix pèsent sur les perspectives de création de valeur

La **volatilité des prix** du gaz fait peser un risque sur la rentabilité des investissements lourds des opérateurs amont, sur un marché n'offrant que de faibles marges. La couverture de ce risque nécessitera le **maintien de contrats d'approvisionnement à long terme** ou la mise en place d'instruments de couverture tels que ceux qui existent pour le développement des gisements pétroliers.

Ces risques, conjugués à l'ouverture à la concurrence de la distribution, **fragilisent la position des opérateurs intégrés** face aux grands groupes pétroliers et électriciens. En France, le statut public de GDF entrave son développement.

59 Le développement des techniques de cogénération, de climatisation au gaz et des réseaux de chaleur urbains amène les opérateurs gaziers à proposer aux grands clients industriels et collectivités locales des solutions « clé en mains ».

60 GDF dispose d'une capacité réduite de production électrique de 25 MW.

Encadré n°7- L'ouverture du capital de GDF est nécessaire pour conforter sa stratégie de développement

Gaz de France est aujourd'hui le cinquième opérateur gazier en Europe avec un chiffre d'affaire de 11,2 Md€ en 2000 (22 000 salariés). Dans le contexte de la libéralisation des marchés du gaz en Europe, le développement industriel et commercial du groupe appelle des investissements importants et la conclusion de partenariats industriels. L'analyse de sa chaîne de valeur révèle ses faiblesses actuelles. La production représente une part marginale de l'activité (5% du gaz commercialisé). D'importants investissements devront être consacrés au développement et à la rénovation d'un réseau de transport et de distribution obsolète. Seules les activités de négoce et de commercialisation pour les consommateurs non-éligibles* procurent aujourd'hui des marges significatives. Faute de développement de la production électrique à partir du gaz, l'essor du marché français sera insuffisant pour procurer à l'entreprise des perspectives de croissance suffisantes face à la concurrence européenne. Le développement international du groupe est donc indispensable. Il suppose l'acquisition d'actifs étrangers et le développement de partenariats stratégiques.

Cependant, GDF ne dispose pas d'importantes capacités de financement et ne pourrait pas se développer par le seul recours à l'emprunt. Il n'est pas certain que l'Etat soit en mesure d'assumer le coût d'une recapitalisation suffisante pour assurer le développement de l'entreprise. Enfin, la conclusion de partenariats stratégiques suppose des prises de participation croisées.

Proposition n°1

Ouvrir le capital de GDF. Une telle décision serait de nature à assurer le développement de l'entreprise dans le cadre de partenariats capitalistiques à long terme.

3.1.3.3 Les opérateurs du secteur charbonnier face au défi environnemental

3.1.3.3.1 Le paysage industriel est éclaté autour de trois pôles

Le déclin programmé de l'activité charbonnière en Europe ne doit pas masquer l'importance de la filière ailleurs. Dans **les pays exportateurs de l'OCDE**, l'extraction de charbon constitue une activité rentable pour des opérateurs puissants, sur un marché largement concurrentiel. L'optimisation de l'exploitation minière et la maîtrise des coûts sont des priorités pour les producteurs qui savent adapter leurs capacités de production aux évolutions du marché.

Les groupes charbonniers se sont internationalisés⁶¹ dans les années 1980 et 1990 dans le but de maîtriser les évolutions de la demande sur les différents marchés régionaux. Le maintien de prix peu élevés a favorisé la **concentration des acteurs** aux Etats-Unis, en Australie, au Canada et en Afrique du sud. La concentration n'est cependant pas aussi importante que dans les autres filières. L'existence d'une gamme de coûts très variée et de coûts d'investissement modérés ne rend pas inéluctable la constitution de « *majors* ».

Dans les **pays producteurs hors OCDE** (Chine, Russie), la modernisation de l'appareil de production est une priorité pour des opérateurs encore contrôlés par l'Etat. La faiblesse des coûts de production et l'importation des technologies modernes assurent la compétitivité de leur production sur le marché international. **Dans l'Union européenne**, les acteurs de la filière sont largement dépendants des subventions accordées par les Etats. La politique communautaire vise à organiser la réorientation des aides d'Etat vers l'accompagnement de la diminution progressive de la production. Seuls quelques producteurs britanniques ont encore des coûts compétitifs.

3.1.3.3.2 Les opérateurs doivent s'adapter aux mutations du secteur électrique

Les opérateurs charbonniers doivent s'adapter à la libéralisation des marchés de l'électricité et à l'**abandon des contrats d'approvisionnement à long terme** conclus avec

61 RWE-Rheinbraun a, par exemple, racheté le deuxième producteur américain CONSOL dans les années 1990.

les producteurs d'électricité. La possibilité récente d'arbitrer entre les combustibles en fonction des évolutions des prix sur les marchés a entraîné un développement du **négoce charbonnier** qui cependant demeure limité. Le maintien de la compétitivité du charbon par rapport au gaz appelle des stratégies de réduction des coûts. La libéralisation ouvre, en revanche, des perspectives de **diversification** des opérateurs charbonniers en direction de la production d'électricité et de gaz.

3.1.3.3.3 L'enjeu du « charbon propre* » constitue un défi majeur

La réduction des émissions polluantes (SO₂ et NO_x) des centrales électriques dans les pays développés menace la compétitivité du charbon par rapport au gaz et au nucléaire. Le développement des technologies permettant la réduction des émissions est donc prioritaire pour les opérateurs. La maîtrise de ces coûts technologiques justifie l'accroissement des dépenses de recherche dans ce domaine.

La **lutte contre les émissions de CO₂** constitue un autre défi majeur, qui menace les débouchés des producteurs. Le développement de nouvelles techniques permettant un rendement énergétique croissant des centrales et la séquestration du CO₂ devient un impératif pour l'ensemble des opérateurs qui investissent aujourd'hui massivement dans ces filières très coûteuses.

3.1.3.4 La filière nucléaire reste dépendante de l'intervention des Etats

3.1.3.4.1 Le secteur nucléaire est caractérisé par une intervention forte des Etats

L'activité économique développée autour de l'uranium se concentre dans un nombre très restreint de pays : Etats-Unis, France, Royaume-Uni, Russie, Japon. Cette concentration explique le **faible nombre d'acteurs intervenant dans la filière**.

La filière nucléaire ne connaît pas avec la même intensité la tendance à la libéralisation des marchés observée dans les autres filières énergétiques. La lourdeur des coûts d'investissement et de recherche amont, la durée des retours sur investissement, les incertitudes liées à l'évolution des technologies, le problème du retraitement* des déchets et la sensibilité de l'opinion publique aux questions de sécurité révèlent des **risques industriels et financiers très lourds qui appellent une intervention publique**. L'action des Etats en direction des opérateurs diffère selon les pays. Aux Etats-Unis, l'industrie nucléaire est privée mais bénéficie de garanties de l'Etat fédéral⁶². Les capitaux privés ne semblent donc pas en mesure de prendre seuls en charge l'ensemble de la filière.

3.1.3.4.2 La stratégie des acteurs vise à préparer une éventuelle relance du nucléaire

Les opérateurs de la filière nucléaire font **le pari de la relance de la construction de centrales** à l'horizon 2020-2030 sous l'effet de la forte croissance de la demande d'énergie dans les grands pays en développement et de la réactivation des programmes nucléaires dans les pays développés.

Dans cette perspective, **les opérateurs cherchent à assurer la compétitivité future de la filière**. L'objectif d'Areva⁶³ est ainsi de réduire de moitié d'ici 2030 les coûts

⁶² Le *Price Anderson Act* limite à 200 M\$ l'engagement financier des opérateurs en cas d'accident majeur.

⁶³ Areva est née du regroupement des participations directes et indirectes de l'Etat français dans la filière nucléaire nationale : CEA-industrie, Framatome ANP et Cogéma. Le groupe couvre tous les aspects de la filière nucléaire : mine, construction de chaudières, fournitures, enrichissement amont, retraitement aval,

d'investissement et de raccourcir les délais de construction grâce au développement de réacteurs plus petits, moins chers et plus économes en déchets ultimes. Des efforts de recherche et de maîtrise des coûts seront indispensables et **d'importants capitaux devront être mobilisés**. La réduction des budgets d'investissement public rend inévitable l'appel aux capitaux privés. Le regroupement au sein d'Areva des principaux acteurs de la filière française vise ainsi notamment à préparer le secteur à une ouverture en direction de partenaires privés.

Dans l'hypothèse de la constitution d'une filière diversifiée, l'industrie française doit rechercher un **positionnement favorable sur le segment des centrales à eau pressurisée** en constituant une gamme complète de réacteurs. Cependant, Areva et ANP (Framatome et Siemens) devront tenir compte de la concurrence sur le même segment de BNFL (Grande-Bretagne), Minatom (Russie) et CNCC (Chine).

Dans ce contexte, l'optimisation de la structure des coûts et la recherche de synergies ne sont pas absentes des préoccupations des acteurs, mais restent au second plan. **L'internationalisation et la concentration des firmes sont déjà une réalité**. Les possibilités de diversification multiénergies des activités des opérateurs sont limitées par la priorité accordée à la maîtrise des métiers de la chaîne nucléaire, qui demeurent très spécifiques. Contrairement aux firmes des autres secteurs, les opérateurs du nucléaire ne sont pas principalement des distributeurs d'énergie mais des offreurs de technologies et de services. Des synergies pourraient ainsi être trouvées avec les opérateurs spécialisés dans l'ingénierie.

3.1.3.5 Vers un oligopole électrique

La filière électrique européenne est dominée par des opérateurs historiques en croissance externe (EDF, Endesa, Enel, RWE, E.On, Vattenfall) devant lesquels de nombreux producteurs de taille moyenne cherchent à prendre position en développant une offre différenciée. Comme dans la filière gazière, la poursuite de la **tendance au regroupement** apparaît très probable. La volatilité des prix et le caractère cyclique des investissements renforcent par ailleurs cette tendance.

L'ouverture à la concurrence du marché européen entraîne à court terme l'entrée de nouveaux acteurs sur les marchés nationaux. **Les prix baissent** sous l'effet des stratégies de conquête de parts de marché des nouveaux entrants. La baisse de prix provoque la faillite ou le retrait des entreprises dont les coûts sont les plus élevés, jusqu'à ce qu'il ne reste que quelques gros producteurs.

De plus, lorsque les prix atteignent le niveau des coûts marginaux de court terme, ils ne permettent plus de financer la construction de capacités nouvelles. Si la demande croît et que les coûts ne baissent pas, l'offre ne peut augmenter que sous réserve d'une **remontée des prix** jusqu'au niveau des coûts marginaux de long terme. Or, les prix de gros de l'électricité en Europe sont actuellement inférieurs aux coûts marginaux de long terme. Les concentrations observées jusqu'à présent ont donc toutes chances de se poursuivre à moyen terme jusqu'à l'apparition d'un **oligopole européen** de l'électricité.

Deux réserves peuvent toutefois être émises. D'une part, il est probable qu'une frange de petits producteurs parviendront à se maintenir (production d'électricité en semi-base, en pointe, ENR...). D'autre part, s'il ne fait guère de doute que la remontée du prix aura

démantèlement des centrales. Areva possède une participation dans le secteur de la connectique (FCI et 11% de STMicroelectronics). Cette diversification constitue une activité que le groupe entend valoriser à côté de ses points forts dont la technologie à forte valeur ajoutée mais n'est pas appelée à devenir le « second pied » de l'entreprise.

lieu à moyen terme, le profil de sa courbe, brutal ou progressif, dépendra de la qualité de la régulation.

3.1.3.5.1 L'internationalisation et la diversification des activités constituent les axes forts du développement des opérateurs électriques

La recherche de « création de valeur » pour l'actionnaire passe par le regroupement des opérateurs et implique la rationalisation des structures industrielles héritées des monopoles publics. Cette stratégie n'est pas sans conséquence pour la société et les pouvoirs publics, notamment en termes d'emploi.

Le marché international offre de larges opportunités pour des stratégies de croissance externe en direction de pays où les capacités de production sont insuffisantes pour répondre à la croissance de la demande. Les marchés des pays émergents permettent, en outre, d'opérer de nouveaux arbitrages entre le rendement attendu et le risque des investissements.

Encadré n°8 - La stratégie internationale d'EDF

Le groupe EDF est aujourd'hui présent dans 18 pays avec 13 millions de clients. Le contrat de groupe pour la période 2000 - 2003 fixe à EDF l'objectif de **réaliser 50% de son chiffre d'affaires à l'étranger**. Fin 2001, EDF atteint 30%, contre 20% en 2000. Le groupe dispose de 14 GW de capacités de productions à l'étranger (110 GW en France). Quatre opérations internationales importantes sont intervenues dans les années récentes : London Electricity au Royaume-Uni (100%), EnBW en Allemagne (34,5%), Hidrocantabrico en Espagne (via EnBW) et Montedison en Italie (18% de Itالenergia). EDF a fait le **choix de l'Europe** comme axe prioritaire de son développement. Le groupe possède des parts significatives des capacités de production dans la plupart des pays de l'Union européenne. Parallèlement, EDF s'intéresse aux pays candidats comme la Pologne (1 GW), la Hongrie (1,6 million de clients) et la République tchèque. **L'Amérique latine**, et notamment le Mercosur, constitue un second axe d'internationalisation. La forte croissance de la demande assure de bonnes perspectives de rentabilité à moyen terme mais la forte volatilité des prix accroît les risques financiers à court terme (EDF a annoncé des pertes au Brésil en 2001). De 2001 à 2005, EDF a prévu de consacrer 29 Md€ à sa croissance externe, dont 19 Md€ d'ici 2003. Au-delà, la question de l'implantation du groupe aux Etats-Unis se posera.

Certains opérateurs électriques développent une stratégie multiénergie dans le but de disposer d'un portefeuille de moyens de production diversifié et de se couvrir contre les variations de prix des différentes matières premières énergétiques. Il en résulte une forte diversification sur l'amont de la filière, à l'exemple du groupe électrique allemand RWE, présent à la fois dans le gaz (RWE-Gas) et le charbon (RWR-Rheinbraun).

Néanmoins, **la diversification des opérateurs électriques s'exerce principalement sur l'aval de la filière**. S'appuyant sur leur maîtrise d'un réseau de distribution étendu, les opérateurs historiques européens ont quasiment tous fait le choix d'élargir la palette des services offerts à leurs clients.

L'évaluation des effets de la concentration et de la diversification des opérateurs en termes de création de valeur reste aujourd'hui incertaine. L'exploitation des effets d'échelle dans les portions aval de la chaîne électrique n'est pas aisée.

3.1.3.5.2 Le développement d'un marché européen intégré se heurte à de fortes contraintes techniques, politiques et économiques

Le développement du marché européen est contraint par les **sous-capacités en matière d'interconnexion** entre les réseaux, ce qui limite les échanges physiques

d'électricité. Les investissements nécessaires sont importants et ne seront effectués que progressivement, notamment en raison des difficultés liées à leur faible acceptabilité sociale.

L'internalisation des externalités environnementales devrait plus spécifiquement concerner les opérateurs électriques qui seront amenés à intégrer ce paramètre dans leurs arbitrages entre les différentes filières de production lors du renouvellement des capacités.

La dimension de certains opérateurs historiques, au premier rang desquels EDF, est considérée par les autres acteurs de la filière comme un obstacle au bon fonctionnement des marchés. Les opérateurs dominants tirent pleinement parti de la période de transition actuelle en s'adaptant très rapidement au nouveau contexte concurrentiel. Ils seront en mesure de faire face aux **évolutions erratiques d'un marché ouvert à la concurrence et aux contraintes pesant sur chacune des filières de production**. La constitution d'un oligopole à l'échelle européenne apparaît ainsi d'autant plus probable. Cette perspective soulève la question de la nature de la propriété du capital d'EDF.

Encadré n°9 - La question de l'ouverture du capital d'EDF

L'ouverture du capital d'EDF devrait faciliter les alliances industrielles que l'entreprise souhaite nouer. Elle apporterait également une source d'évaluation externe permettant d'orienter sa stratégie de développement. Néanmoins, une telle évolution ne paraît pas s'imposer dans l'immédiat, car l'entreprise dispose de capacités financières suffisantes pour poursuivre son développement international. En outre, la confiance de l'opinion publique dans la sûreté des centrales nucléaires risquerait d'être affaiblie par une privatisation même partielle. La décision d'ouvrir le capital de l'entreprise ne pourrait être prise qu'à l'issue d'une concertation approfondie avec le personnel. Enfin, la perspective de constitution d'un oligopole européen pose la question du partage de la rente dont profitera EDF.

A court terme, le maintien de la propriété publique du capital d'EDF ne doit cependant pas entraver l'adaptation de l'entreprise aux nouvelles conditions du marché. Dans cette perspective, il appartient à l'Etat de jouer pleinement son rôle d'actionnaire dans le respect du contrat de groupe. Les charges de service public qu'il impose doivent faire l'objet d'une compensation transparente et complète.

3.2 L'Etat conserve d'importants moyens d'encadrement des marchés et d'action sur les prix des énergies

L'intervention de l'Etat sur les prix finals de l'énergie est double. Il internalise certains coûts externes et régule les marchés du secteur. Cette action dépend de multiples facteurs, politiques, sociaux, environnementaux et industriels. Elle ne se résume pas à des considérations économiques et modifie profondément l'équilibre entre les filières.

3.2.1 L'Etat doit internaliser de nouvelles externalités

Les deux premières parties du présent rapport ont montré que les prix des énergies dépendent non seulement des coûts de production et des structures de marché, mais aussi de décisions prises par les pouvoirs publics, notamment en matière fiscale. **Les politiques publiques cherchent à prendre en compte un coût social complet** qui intègre les coûts externes.

Encadré n°10 - L'internalisation des externalités

L'externalité est une défaillance du système de prix dans une économie de marché. Certains coûts ou certains avantages ne sont pas pris en compte dans la détermination du prix de marché, qui créent une divergence entre le coût privé marchand et le coût social supporté par la collectivité dans les domaines environnementaux, politiques, sociaux ou industriels. **L'internalisation** des externalités consiste, pour un agent, à intégrer dans la chaîne des coûts les effets externes mesurés d'une activité donnée.

Le constat d'une défaillance du marché amène les économistes à une recommandation politique claire : **L'Etat doit inciter les agents** à intégrer dans leurs décisions l'avantage ou le coût externe qui découle de leur activité.

Cette internalisation est optimale lorsque s'égalisent le coût marginal et l'avantage marginal de l'ajustement par les agents de leur " production " d'externalité, ce qui implique que la source de l'effet externe ne disparaît pas mais voit son action réduite ou augmentée à un niveau tel qu'il est justement compensé par le dispositif mis en place par l'Etat.

3.2.1.1 L'identification de l'ensemble des externalités est un exercice difficile

L'identification des coûts externes dépend étroitement des choix de société, différents selon les époques et les cultures. Par exemple, le coût de la dépendance énergétique n'a été réellement pris en compte par les Etats occidentaux qu'à la suite des chocs pétroliers. Aujourd'hui, la sensibilité de l'opinion à l'effet de serre amène les Etats européens à envisager une réduction des externalités négatives associées aux émissions de dioxyde de carbone (protocole de Kyoto). En revanche, les Etats-Unis ont adopté une attitude beaucoup plus attentiste sur cette question. Autre exemple, les attitudes respectives des Français et des Allemands à l'égard de l'énergie nucléaire témoignent d'une appréciation divergente des coûts externes de cette filière.

Enfin, **l'internalisation des externalités s'avère délicate** en raison de la difficulté à quantifier tous les coûts pris en considération et à **déterminer les effets nets, positifs ou négatifs, d'un effet externe pour la société dans son ensemble.** Evaluer, « monétariser » le coût d'une vie humaine, le coût d'un effet irréversible tel que la perte de biodiversité, ou la valeur d'un environnement de qualité (une vue sans pylône ou sans fil électrique) est un exercice aujourd'hui loin d'être achevé⁶⁴.

Si l'estimation monétaire de coûts et d'avantages non révélés sur un marché est incertaine, elle constitue néanmoins une avancée non négligeable dès lors qu'elle incite à prendre raisonnablement en compte des coûts ou des bénéfices externes nets.

3.2.1.2 L'internalisation des externalités environnementales est largement engagée

3.2.1.2.1 Les études font apparaître des estimations très variées.

L'intégration des **externalités environnementales** dans le secteur de l'énergie constitue une question majeure en raison de l'importance des pollutions potentiellement associées au processus de production énergétique, aussi bien en cas d'accident que dans le cours normal d'exploitation des activités : pollutions chimiques, radioactives, biologiques, thermiques, électromagnétiques, mais aussi sonores et paysagères.

Les estimations disponibles sont encore très différentes les unes des autres. Par exemple, l'évaluation des coûts environnementaux de la production d'électricité a fait l'objet de nombreuses études (cf. annexe 12), dont les résultats sont loin d'être convergents.

Des études comme ExternE ne peuvent donc servir de fondement à des mesures générales, du fait de leur approche par site polluant. Elles mesurent des phénomènes locaux, pour une industrie et une région données. A ce jour, des travaux d'agrégation doivent être faits pour que ces études puissent justifier une approche plus globale.

Toutefois, ces études peuvent aider à définir des niveaux ponctuels de subventions à certaines énergies, comme par exemple les ENR, en prenant en compte l'effet positif ou négatif des externalités. Elles sont, en outre, primordiales dans les choix

⁶⁴ Deux rapports du Commissariat général au Plan publiés (en 1994 et 2001) sous la direction de M. Marcel Boiteux ont tenté d'estimer l'ensemble des coûts des nuisances induites par le transport en France. Cet exercice propose de nouveaux éléments pour le débat public fondés sur une identification et une évaluation quantitative des coûts externes du transport à partir de méthodes scientifiques.

d'investissement pluriannuels des entreprises, dans une logique d'anticipation des normes réglementaires futures.

La démarche d'internalisation des externalités environnementales doit donc être encouragée. Une analyse de ses effets sur le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité de l'économie est toutefois indispensable pour choisir les meilleurs instruments.

3.2.1.2.2 L'internalisation des externalités environnementales est aujourd'hui promue par les autorités communautaires

Deux types d'actions contraignantes peuvent être envisagés pour internaliser les coûts environnementaux⁶⁵ : **la maîtrise de la demande**, la **pénalisation des comportements** portant atteinte à l'environnement et la **promotion des technologies « vertes »**. La création de marchés de permis d'émission de gaz à effet de serre ou la taxation des émissions polluantes appartiennent au premier type d'actions. Les mesures de soutien aux économies d'énergie, aux biocarburants et aux énergies renouvelables entrent dans la seconde catégorie.

Les dispositifs réglementaires fiscaux nationaux assurent l'internalisation d'une partie des coûts environnementaux. La taxation de la consommation d'essence assure une internalisation des coûts liés à la pollution atmosphérique. Les **émissions de CO2** liées à la consommation de pétrole ne sont pas aujourd'hui prises en compte. Des simulations permettent néanmoins de penser qu'au prix actuel de l'essence, la fiscalité pétrolière a un effet comparable à celui d'une écotaxe.

Des réflexions en cours portent sur les nouveaux moyens d'internalisation dont les pouvoirs publics doivent se doter. La Commission européenne encourage une telle démarche en s'appuyant sur les compétences communautaires en matière d'environnement. Les résultats d'ExternE sont utilisés pour soutenir l'adoption de normes d'émission plus strictes et l'harmonisation minimale de la fiscalité énergétique par le biais d'une coopération renforcée⁶⁶. Les projets de directive en préparation portent sur la création de marchés de permis négociables et le soutien aux substituts au pétrole dans les transports, notamment dans les biocarburants.

La prise en compte des externalités environnementales figure donc au rang des nouvelles priorités communautaires⁶⁷. Une analyse du type coût-bénéfice sera ainsi systématiquement menée, pour étudier les impacts économiques, environnementaux et sociaux des politiques européennes. Cette démarche devra être appréciée à l'aune de ses résultats effectifs.

3.2.1.2.3 L'internalisation des externalités environnementales de la production électrique devrait reposer sur un marché de certificats verts

Deux types de dispositifs peuvent être conçus pour internaliser les effets externes positifs pour l'environnement de l'énergie « verte » : des **mécanismes d'action sur les prix**, tels les taxes ou les obligations de rachat par les producteurs, ou des **outils agissant**

⁶⁵ Les procédés d'internalisation des externalités peuvent aussi prendre des formes plus souples comme les engagements négociés des industriels.

⁶⁶ La principale étude publiée par les autorités communautaires sur ce thème (ExternE) constituera, en outre, un argument de poids dans le débat sur la remise en cause des subventions à la production de charbon à l'horizon 2007.

⁶⁷ Le sommet de Laeken a décidé en décembre 2001 de systématiser le recours à des études d'impact en matière de développement durable comme outil d'évaluation des politiques communautaires.

sur les quantités comme les marchés de certificats verts, de droits d'émission ou les appels d'offre.

La France a d'abord eu recours à une action sur les quantités, en instaurant, en 1997, un mécanisme d'enchères, le programme « Eole 2005 ». Les derniers appels d'offre ont été emportés à un prix de rachat de **53 €/MWh**. Ce programme a toutefois suscité l'opposition parfois virulente des populations riveraines, soucieuses de la préservation des paysages. De surcroît, ce dispositif ne permettait pas un développement suffisamment rapide de l'électricité d'origine renouvelable (seulement 360 MW retenus entre 1997 et 2000 pour la filière éolienne).

Les mécanismes de soutien au développement des ENR dans la production électrique ont donc été révisés dans le cadre de **la loi du 10 février 2000**. EDF a désormais **l'obligation d'acheter** l'électricité verte produite par les installations d'une capacité inférieure à 12 MW à un tarif fixé à **84 €/MWh** pour les cinq premières années⁶⁸. Ce renforcement s'inscrit dans une dynamique européenne qui a conduit à la Directive du 27 septembre 2001 imposant un seuil indicatif de 21% de production d'électricité d'origine nouvelle renouvelable.

Le dispositif adopté a suscité **un avis critique de la CRE** pour deux raisons : d'une part, s'il est légitime de prendre en compte les externalités positives de l'éolien, le dispositif retenu ne permet pas de maîtriser les volumes. D'autre part, le tarif de rachat retenu est trop élevé. Il se situe plus de 30 €/MWh au dessus du prix d'équilibre du marché. De ce fait, il assure aux investisseurs, souvent adossés à de grands opérateurs du secteur de l'énergie, un retour sur investissement garanti très élevé, supérieur à 30% par an après impôt sous certaines hypothèses.

Ces critiques révèlent les **dilemmes auxquels les pouvoirs publics doivent répondre dans la détermination de leur stratégie d'internalisation** lorsque celle-ci passe par un mécanisme de garantie d'achat. Une garantie d'achat trop faible risque de ne pas permettre une internalisation complète des externalités positives de l'éolien. La fixation d'un tarif de rachat trop élevé présente néanmoins l'inconvénient de garantir des revenus injustifiés aux opérateurs. Or, l'incertitude qui entoure les évaluations du niveau exact du niveau des externalités positives liées aux ENR laissent un espace important aux appréciations de nature politique.

Par ailleurs, ce dispositif impose le **calcul des coûts évités** à EDF. Or la détermination de ces coûts pose de redoutables problèmes techniques (voir *infra*).

L'extension des obligations d'achat pesant sur EDF constitue une préoccupation pour l'entreprise dans le cadre de l'ouverture du secteur de l'électricité à la concurrence. **La facture des ENR en 2010** serait en 2010 d'environ 600 M€ (4MdF) pour l'éolien dans l'hypothèse d'un parc de 5000 MW, 75 M€ pour l'hydraulique (500 MF) et 30 M€ (200 MF) par an pour l'incinération, soit **au total un surcoût supérieur à 1,5 €/MWh sur chaque facture d'électricité**. Si ce surcoût n'est pas vraiment significatif pour un particulier, il peut l'être en revanche pour un industriel.

D'autres outils permettant de soutenir l'électricité verte à moindre coût pourraient donc être examinés et, en particulier, le système des certificats verts.

⁶⁸ Le programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique (PNAEE) prévoit le soutien aux ENR grâce à la **fixation de tarifs d'achat** de l'électricité produite par et des ordures ménagères ou d'origine hydraulique. EDF est obligée d'acheter la production « verte » des opérateurs du marché français à un tarif garanti spécifique à chaque filière. Dans la filière éolienne, chaque producteur peut signer un contrat de 15 ans, avec un tarif dégressif, soit 84 €/MWh les cinq premières années, puis de 84 €/MWh à 44 €/MWh, avec une modulation selon les sites plus ou moins ventés. Dans la filière hydroélectrique (contrat de 20 ans), le tarif est compris entre 61 et 55 €/MWh. Pour les usines d'incinération des ordures ménagères, le tarif est compris entre 46 €/MWh et 42 €/MWh.

Encadré n° 11 - Les marchés de certificats verts

Les marchés de certificats verts sont un exemple de marchés de droits qui permet d'internaliser (pour l'environnement) les effets externes positifs de la production électrique verte. L'Etat définit dans ce but un pourcentage minimal de consommation d'électricité verte pour tous les clients ou les fournisseurs. Elle établit des pénalités en cas de non-respect de la règle. Le client peut cependant la respecter soit en consommant de l'électricité verte certifiée, soit en achetant des certificats verts au producteur.

Le système des certificats verts repose sur l'idée de **valoriser séparément l'énergie électrique et le bénéfice environnemental** associé en cas de production à partir d'une source d'énergie renouvelable. Un fournisseur, ou un client éligible, peut se procurer de l'énergie électrique d'une part ou, d'autre part, l'équivalent en certificats verts. Symétriquement, un producteur d'énergie électrique renouvelable perçoit comme recettes la vente du MWh électrique et celle du certificat vert.

Pour qu'un système de certificats verts puisse fonctionner en France, il faut :

- que l'Etat définisse le **pourcentage minimal de certificats verts que doit détenir un fournisseur** en fonction de sa production et le montant de la pénalité en cas de non respect,
- qu'une entité soit créée afin **d'émettre et de suivre les certificats verts jusqu'à leur annulation** lorsque le fournisseur les utilise pour répondre à ses obligations,
- qu'une ou plusieurs entités soient chargées de **vérifier le caractère renouvelable des installations** sollicitant des certificats verts,
- qu'une **bourse** soit créée afin que les certificats verts puissent s'échanger et ainsi permettre aussi la mise en place de produits dérivés.

Ce système présente des **avantages en termes de flexibilité et de transparence**. Il pourrait également **résoudre les problèmes liés aux obligations d'achat**. Actuellement, l'essentiel de la production électrique d'origine renouvelable est d'origine énergie hydraulique. C'est pourquoi, certains pays ont fait le choix d'exclure cette source d'énergie du système de certificats verts, au dessus d'une certaine puissance. La France étant un des plus gros producteurs hydrauliques de l'Union européenne, avec la Suède, il serait de son intérêt que deux types de certificats verts soient conçus, le premier pour l'énergie hydraulique au-delà d'une certaine taille, le deuxième pour les autres sources d'énergie renouvelable.

A l'horizon 2010 en France, **le système pourrait effectivement conduire un fournisseur à se procurer un pourcentage minimal de certificats verts (21%), dont un pourcentage maximal de certificats verts hydrauliques, par exemple 15%**. Ainsi, les producteurs hydrauliques ne bénéficiant pas actuellement de l'obligation d'achat (CNR, SHER) pourraient valoriser le bénéfice environnemental qu'elles génèrent, de même que les producteurs d'installations renouvelables ne bénéficiant pas de l'obligation d'achat, comme par exemple les fermes éoliennes off-shore. Une étude réalisée en mai 2001 pour la Commission Européenne (REBUS,) prévoit un coût marginal de production de 75 €/MWh pour que la France respecte l'objectif de 21% (pour une moyenne européenne de 92 €/MWh). En supposant un prix de marché moyen pour l'électricité de 30 €/MWh, ceci conduirait à un prix de marché du certificat vert d'environ 45 €/MWh.

Les marchés de certificats verts commencent à se développer dans plusieurs pays européens, notamment aux Pays-Bas, ce qui permet d'envisager à terme des échanges de certificats verts sous réserve d'une harmonisation réglementaire. La France, qui bénéficie d'un potentiel important en matière d'énergie électrique d'origine renouvelable, pourrait exporter des certificats verts vers des pays comme l'Espagne, la Belgique aux potentiels plus faible.

Proposition n° 2

Remplacer le système de l'obligation d'achat par un marché national de certificats verts. Les avantages de ce dispositif seraient accrus par un échange entre les marchés nationaux existant au sein de l'Union européenne.

3.2.1.3 L'internalisation des externalités non-environnementales doit être encouragée mais se heurte à des obstacles de nature politique

3.2.1.3.1 L'accomplissement des missions d'intérêt général appelle une stratégie d'internalisation

La politique énergétique française intègre des préoccupations en matière de sécurité d'approvisionnement, d'aménagement du territoire, de politique sociale et de industrielle.

Les entreprises publiques sont chargées de missions d'intérêt général qui dépassent la simple gestion des filières énergétiques. L'aménagement du territoire et la politique sociale ont été placés au cœur de la stratégie d'EDF, de GDF et des Charbonnages de France. La constitution d'entreprises nationales (Total et Elf) dans la filière pétrolière répondait à la nécessité de doter l'Etat d'instruments d'exploitation des réserves situées dans les zones d'influence française. La valorisation de l'expertise industrielle acquise dans le développement du nucléaire militaire, le renforcement de la compétitivité de l'économie et de l'indépendance nationale constituaient les objectifs du programme électro-nucléaire français. Ce dernier, lancé à la fin des années 1970, a été piloté principalement par EDF et la Cogéma.

Encadré n° 12

Les externalités positives du programme électro-nucléaire français selon le rapport Bataille-Galley (1999)

Les retombées positives du programme nucléaire français sont de trois ordres :

- **Le renforcement de l'indépendance nationale.** Le rapport estime à 91,4 Md€ courants l'économie réalisée entre 1974 et 1997 sur les importations énergétiques. Le programme nucléaire permet d'économiser 88 Mtep par an : la facture énergétique de la France est passée de 5,6% du PIB en 1980 à 1,3% en 1997. La part de l'énergie finale consommée produite en France est aujourd'hui supérieure à 50 %. Un tel raisonnement fait néanmoins abstraction du fait que l'uranium consommé dans les centrales nucléaires est importé, ce qui ne permet pas de réduire totalement le risque lié aux approvisionnements.
- **La création d'emplois en France.** La filière nucléaire emploie 120 000 salariés qualifiés. Elle induit un nombre d'emplois directs et indirects par volume d'électricité produite supérieur (180 emplois/TWh/an) à celui de la filière gaz (105 à 120) et de la filière charbon (165).
- **Le renforcement de l'économie nationale.** Le programme nucléaire aurait généré 49 Md€ d'exportations entre 1976 et 1997 : 5,3 Md€ au titre de FRAMATOME, 22,8 Md€ au titre d'EDF (ventes de courant nettes) et 20,9 Md€ au titre de COGEMA⁶⁹.

Dans le contexte de l'ouverture des marchés, l'intervention directe de l'administration ou des opérateurs publics chargés des missions d'intérêt général doit s'adapter. Dans un cadre concurrentiel, il appartient aux marchés de déterminer les prix des énergies. **Les pouvoirs publics doivent désormais agir de façon plus indirecte en recherchant l'internalisation dans la chaîne des coûts des charges auparavant assumées dans un cadre non-marchand.**

3.2.1.3.2 L'internalisation des externalités politiques, industrielles et sociales pourrait créer des conflits d'objectifs

La politique pétrolière illustre la capacité des pouvoirs publics à internaliser une vaste gamme de coûts externes non-environnementaux.

Encadré n° 13 L'internalisation des coûts externes non environnementaux de la consommation pétrolière

La loi n°92-131 du 31 décembre 1992 proclame la liberté de l'activité sur le marché pétrolier mais impose également aux opérateurs des contraintes en termes de **réserves stratégiques** dans le cadre du dispositif de l'AIE créé en 1974 (niveau minimal de 90 jours, 120 jours en pratique). Le coût total de cette mesure est difficile à

⁶⁹ Ces calculs sont exprimés en monnaie courante.

estimer pour la filière, car il existe des frais de mise en réserve et d'infrastructure, mais représente de toute manière une part faible du prix TTC. La fiscalité sur l'essence parvient, en partie, à internaliser les **effets externes du transport routier** en matière d'utilisation du réseau routier, de congestion et d'accidents. Le niveau élevé de la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP) vise notamment à **internaliser le coût lié à la dépendance pétrolière** pour inciter les agents à substituer d'autres énergies au pétrole, notamment pour les transports.

La France a choisi de financer la recherche-développement pétrolière en amont par une contribution des consommateurs. Les taxes parafiscales au bénéfice de l'Institut français du pétrole (200 M€ par an) et du Fonds de soutien aux hydrocarbures (30 M€ par an) permettent d'internaliser des **externalités industrielles positives liées à la R&D publique**. Ce mécanisme a permis l'émergence d'un pôle performant de recherche et de formation dans le secteur para pétrolier (50 000 emplois, 12 Md€ de chiffre d'affaires) sous le contrôle des autorités communautaires qui en ont autorisé la poursuite.

La sollicitation de l'outil fiscal en matière pétrolière est très importante mais **crée potentiellement un conflit d'objectifs**. Par exemple, la maximisation des recettes de la TIPP à des fins budgétaires peut être contradictoire avec l'objectif d'internalisation.

L'ouverture à la concurrence des marchés du gaz et de l'électricité appelle une démarche d'internalisation comparable à celle entreprise dans la filière pétrolière. La loi du 10 février 2000 instaure un mécanisme d'identification des coûts supportés par les opérateurs historiques au nom de l'intérêt général et du partage des charges correspondantes sur l'ensemble des opérateurs. Cette démarche assure l'internalisation des coûts du service public (péréquation tarifaire, tarifs sociaux) et du soutien aux énergies vertes. Un mécanisme similaire pourrait être conçu pour couvrir les coûts du développement de la desserte gazière. **L'internalisation des externalités industrielles**, notamment des coûts de R&D aujourd'hui assumés par le budget de l'Etat, n'est pas assurée dans le cadre législatif actuel. Le financement de la recherche nucléaire pose un problème spécifique compte tenu de ses applications à la fois civiles et militaires.

3.2.1.3.3 La prise en compte par l'Etat des coûts et des avantages liés à la production d'énergie soulève des problèmes de nature politique.

La démarche d'identification des coûts externes relève d'une **logique d'évaluation qui peut être critiquée**.

En premier lieu, ces méthodes conduisent à mettre sur le même plan des coûts de nature radicalement différente. Par exemple, les coûts de réparation d'un accident nucléaire sont pondérés par la probabilité de sa survenance. Ce calcul permet de comparer ces coûts de réparation pondérés aux coûts d'évitement (voir annexe n°13). La faible probabilité d'occurrence d'un accident conduit à privilégier des mesures de renforcement de la sûreté nucléaire. Cette démarche repose sur **l'acceptation d'un risque** très faible mais potentiellement gravissime. L'alternative consiste à refuser ce risque et à décider une sortie du nucléaire. Cet arbitrage relève d'un choix de nature **politique**.

En second lieu, la **perception des risques** est affectée par l'occurrence des accidents. Il n'est pas certain que la probabilité de *crash* aérien sur une centrale nucléaire (1/1 000 000 pour un Cessna contre 1/100 000 000 pour un gros porteur) ait changé depuis les attentats du 11 septembre 2001. En revanche, la perception de ce risque a fortement évolué⁷⁰.

En troisième lieu, **le calcul des coûts est affecté par l'horizon temporel retenu et le choix du taux d'actualisation**⁷¹ qui permet de prendre en compte une évaluation des intérêts des générations futures. (voir Annexe 14). Par exemple, la question du

⁷⁰ Un raisonnement analogue peut être tenu à propos des ruptures d'approvisionnement électrique. La crise californienne a fortement affecté la perception par l'opinion américaine des coûts de *black-out*.

⁷¹ Voir annexe n° 14.

renchérissement du prix des énergies émettrices de GES se pose différemment selon les générations, car les répercussions de l'effet de serre se feront sentir à long terme.

Si toutes ces interrogations ne sont pas récentes pour l'action publique, une nouvelle notion est apparue dans le débat contemporain.

Le principe de précaution cherche à **réconcilier la technique et la politique. Il implique de prendre des mesures à temps, sans que l'information pertinente soit entièrement disponible et vérifiable.** La décision est d'autant plus complexe que la portée des choix et l'inertie de leurs conséquences sont grandes.

L'intérêt de travaux approfondis permettant de minimiser, quelles que soient les incertitudes à long terme, les coûts des choix publics dans le secteur de l'énergie, doit être souligné. Le développement de calculs des bilans coûts-avantages, incluant les externalités, étend le champ des connaissances en proposant des scénarios. Ces calculs apportent une réponse, partielle, au principe de précaution.

L'internalisation des coûts externes constitue un volet important de la politique des pouvoirs publics car elle permet de modifier les incitations pour les opérateurs. L'intervention de l'Etat sur le mode de formation des prix permet d'adresser des signaux aux agents économiques.

3.2.2 L'action des pouvoirs publics sur les prix : de la tutelle à la régulation des marchés

Les pouvoirs publics jouent un rôle dans la formation des prix des énergies par le biais de leur pouvoirs d'intervention **régaliennes**, de **tutelle** et de **régulation des marchés**. Le rôle de chacun de ces leviers d'action doit être redéfini. Le pouvoir de tutelle perd de sa pertinence pour influencer sur des prix désormais exogènes. Au contraire, la régulation constitue l'instrument privilégié par les pouvoirs publics en dehors des périodes de crise, durant lesquelles l'exercice de prérogatives régaliennes s'impose.

3.2.2.1 L'Etat peut intervenir sur le prix des énergies au titre de sa responsabilité régalienne de gestion des crises

L'intervention en cas de crise est une responsabilité incontournable de l'Etat. Le secteur de l'énergie n'échappe pas à ce principe auquel la libéralisation n'enlève rien de son actualité. C'est vers l'Etat que se tournent les consommateurs en cas de rupture de leur approvisionnement énergétique ou de flambée des prix.

Dans le **secteur pétrolier**, par ailleurs entièrement libéralisé, l'Etat conserve un pouvoir d'intervention en cas de crise d'approvisionnement et de rupture dans le fonctionnement normal du marché, pour imposer aux opérateurs français la fourniture prioritaire de certains clients situés sur le territoire national. Il peut réglementer ou suspendre les échanges internationaux de produits pétroliers en cas « de guerre, de tension internationale grave ou pour faire application de mesures communautaires »⁷².

Un niveau élevé des prix conduit également l'Etat à réagir sous la pression des consommateurs. Ainsi, lors de la crise de l'automne 2000, le gouvernement a souhaité prendre des mesures de lissage des prix des carburants. Cependant, il ne dispose pas de moyen d'agir directement sur le niveau du prix du brut ou sur les marges de raffinage. Son seul

⁷² Article 11 de la loi du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier.

instrument, à défaut de revenir sur le principe de liberté des prix, consiste à réduire le niveau des taxes indirectes pesant sur l'essence. Le dispositif de TIPP flottante, adopté en 2000, n'influence néanmoins que de façon marginale le niveau des prix.

Dans les filières de **l'électricité**, le gouvernement peut « ordonner les mesures conservatoires nécessaires (...) en cas d'atteinte grave et immédiate à la sécurité et à la sûreté des réseaux publics de transport et de distribution »⁷³. Il lui revient également d'élaborer une programmation pluriannuelle des investissements (PPI) visant à une adéquation entre l'offre électrique et l'évolution de la demande à moyen terme. L'Etat veille enfin, en France, à la constitution de **stocks de gaz** équivalents à 30% de la demande annuelle.

L'unification progressive des marchés européens de l'énergie appelle une réflexion sur le niveau d'intervention, communautaire ou national, pertinent en cas de crise. L'absence de réponse coordonnée des Etats européens devant la montée des cours du pétrole en 2000 a conduit la Commission européenne à réfléchir aux moyens de renforcer la politique communautaire de sécurisation des approvisionnements pétroliers. L'utilisation des réserves stratégiques à des fins de lissage conjoncturel évoquée dans le Livre vert de 2000 fait l'objet d'un débat. Les règles d'utilisation des réserves devraient être revues à l'aune des évolutions du marché. Ces préconisations ne semblent cependant pas de nature à modifier l'équilibre avec les producteurs de l'OPEP ni à influencer durablement le niveau du prix du brut. Une démarche coopérative demeure donc indispensable.

3.2.2.2 Le pouvoir de tutelle de l'Etat est remis en cause

Les pouvoirs publics disposaient d'importants pouvoirs de tutelle, entendus comme une double capacité d'orientation de l'action d'opérateurs publics et d'intervention (subventions et fixation des tarifs). Toutefois, le champ de la tutelle se réduit à mesure que l'Etat se désengage du secteur. En outre, l'ouverture des marchés nationaux restreint la faculté d'influencer directement la formation des prix des énergies.

La tutelle exercée sur les opérateurs charbonniers accompagne l'extinction programmée de la production nationale à l'horizon 2005. L'abrogation du monopole d'importation accordé à Charbonnages de France⁷⁴ a ouvert le marché résiduel des approvisionnements industriels à la concurrence. La politique de subvention, qui permettait une intervention indirecte de l'Etat sur le prix du charbon national et donc la poursuite de l'activité charbonnière, s'arrêtera en 2005.

La tutelle de l'Etat sur les opérateurs publics de la filière nucléaire permet d'assurer la compétitivité de l'électricité d'origine nucléaire, notamment par le biais du financement public de la R&D. La constitution du groupe Areva s'inscrit dans cette même logique. L'ouverture du capital d'Areva, juridiquement possible jusqu'à 49%, n'est pas envisagée à court terme mais modifierait les conditions d'exercice de la tutelle.

Aujourd'hui, l'Etat dispose d'importants pouvoirs de tutelle sur les marchés du gaz et de l'électricité. Il fixe des tarifs du gaz et de l'électricité pour les consommateurs non éligibles. Malgré la définition de règles de réévaluation des tarifs du gaz et de l'électricité, fondées notamment sur l'inflation, l'évolution des coûts et les gains de productivité des entreprises publiques, **la fixation des prix de l'électricité et du gaz demeure un exercice de nature politique.** Ainsi, la décision prise fin 2001 de limiter la hausse des tarifs de l'électricité à 1% (alors que la compensation du coût des obligations

⁷³ Article 21 de la loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

⁷⁴ Loi 94-588 du 15 juillet 1994 modifiant l'article 150 du Code minier.

d'achat justifiait selon EDF une hausse de 3,5%) et de ne pas augmenter les tarifs du gaz a notamment traduit la volonté du gouvernement de ne pas perturber les signaux de prix à l'approche du passage à l'euro. Ce rôle de tarificateur est remis en cause par l'**ouverture à la concurrence des marchés du gaz et de l'électricité**.

L'abandon du pouvoir de tarification présente des avantages. Celui-ci est susceptible d'entrer en conflit avec les intérêts de l'Etat actionnaire. Si ce dilemme existait depuis 1946, la présence de nouveaux opérateurs sur le marché modifie les conditions de l'arbitrage politique nécessaire à sa résolution. L'Etat, à la fois actionnaire de l'opérateur dominant et autorité de fixation des prix, apparaît comme juge et partie aux yeux des opérateurs privés. A terme, la conciliation de ces deux rôles est ainsi mise en cause.

En outre, la fixation administrative du prix ne permet pas d'éliminer le risque de subventions croisées entre plusieurs catégories de consommateurs, compte tenu des asymétries d'information irréductibles entre les pouvoirs publics et les opérateurs.

Enfin, une régulation efficace du marché doit permettre de maîtriser les risques et de profiter des avantages liés à l'ouverture du marché.

Pour ces raisons, **le groupe préconise une mise en œuvre rapide des conclusions du Conseil européen de Lisbonne** (ouverture à 100% du marché français de l'électricité) et l'abandon du pouvoir de tarification. Une telle évolution ne devrait pas menacer la position dominante d'EDF (34 Md€ de chiffre d'affaire en 2000) sur son marché domestique et pourrait être présentée à nos partenaires européens comme la contrepartie de sa stratégie de développement international. En revanche, une ouverture à 100% du marché français du gaz mettrait aujourd'hui GDF (11 Md€ de chiffre d'affaire en 2000) en danger et ne semble donc pas présenter des avantages évidents.

Proposition n°3

Ouvrir le marché français de l'électricité à 100%. Une telle décision serait conforme aux engagements pris par la France lors des conseil européens de Lisbonne (2000) et Stockholm (2001). Elle pourrait être mise en œuvre de manière progressive conformément à un calendrier précisant une date butoir d'ouverture totale du marché à l'horizon de six ans.

3.2.2.3 Le prix qui résulte de l'action régulatrice des pouvoirs publics doit concilier la protection du consommateur, le maintien du service public et la garantie de l'équilibre offre-demande

La notion de régulation des marchés par les pouvoirs publics renvoie à des conceptions de l'intervention publique héritées de l'histoire. Elle n'est pas définie en soi. Les pouvoirs publics européens ont privilégié, après-guerre, des formes d'intervention directe. La libéralisation du secteur de l'énergie aboutit à l'abandon partiel de ce modèle et à la constitution d'un pouvoir de régulation d'une offre et d'une demande libres.

La régulation désigne en France **l'ensemble des règles instituant un marché supervisé par une autorité cherchant à concilier des objectifs de protection du consommateur, de mise en œuvre d'obligations de service public et de garantie de l'équilibre offre - demande.**

La régulation du secteur pétrolier se réduit à la surveillance de la concurrence en aval. La nécessité de concilier des objectifs hétérogènes rend en revanche l'encadrement des marchés du gaz et de l'électricité plus complexe.

3.2.2.3.1 La régulation du secteur pétrolier se limite à la surveillance de la concurrence

Le rôle joué par la **grande distribution** (plus de 50% de part de marché) et la faiblesse des barrières à l'entrée ont fait du marché français de la distribution de carburants le plus concurrentiel d'Europe.

En outre, la distribution de carburants n'est pas considérée comme un service public. L'intervention de l'Etat au titre du Comité professionnel de la distribution du carburant (CPDC) est essentiellement dictée par des considérations d'aide à la rationalisation du réseau de distribution (16 700 points de vente en 1999 contre 40 400 en 1980), à la diversification des activités commerciales des petites stations et à la mise en conformité aux normes environnementales. Il ne s'agit pas de financer la distribution en zone rurale même si les considérations d'aménagement du territoire reviennent régulièrement dans le débat politique.

A défaut d'autorité spécialisée, la régulation est effectuée dans le cadre du **droit commun de la concurrence** (DGCCRF et Conseil de la concurrence). L'Etat doit rester vigilant en matière de transparence de l'information et d'extension des informations diffusables à l'ensemble des acteurs du marché, pour ne pas fausser la concurrence. Il doit, en outre, veiller à ce que les restructurations dans la filière pétrolière n'entraînent pas une réduction de la concurrence. Les pouvoirs publics ont ainsi imposé en 1999 à TFE de céder 70 de ses stations autoroutières à des distributeurs indépendants.

3.2.2.3.2 La régulation du secteur gazier devra assurer l'équilibre à long terme entre l'offre et une demande en forte croissance

Dans un contexte de fort développement de la demande en Europe, le régulateur devra apporter des réponses à quatre types de questions.

Compte tenu d'une libéralisation partielle sur le marché européen, la première mission des régulateurs nationaux consiste à **inciter les opérateurs dominants à réduire les barrières à l'entrée** qu'ils maintiennent du fait de la concentration des approvisionnements et de la captation des principales infrastructures d'interconnexions. **L'accès des tiers au réseau** n'en est que plus limité.

Le recours à des **contrats d'approvisionnement gaziers à long terme** assortis de clauses d'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole réduit, en outre, la concurrence sur les réseaux intérieurs. Les autorités communautaires cherchent à les éliminer progressivement et incitent à la renégociation des clauses d'indexation. Une proposition de directive vise à interdire la conclusion de contrats d'une durée de plus de trois ans. Une telle mesure, conçue dans une optique de marché intérieur, pourrait être incompatible avec le développement de nouvelles capacités de production et de transport. L'adossement des plans de financement sur les contrats à long terme serait en effet remis en cause, alors qu'il est indispensable à l'équilibre financier des projets importants de gazoducs à partir de la Russie, de l'Algérie, de l'Iran ou de l'Asie Centrale.

Une extension de la concurrence doit donc être progressive et compatible avec le maintien de contrats à long terme de type *take or pay*.

Proposition n°4

Défendre lors des négociations européennes le principe du maintien d'une part significative d'approvisionnement par contrats à long terme pour les gaz d'origine extra-européenne. Fixer un plafond de 75% de ce type d'approvisionnements pour chaque opérateur européen. Imposer une révision régulière des clauses d'indexation.

De manière à se prémunir contre le risque de tension sur l'offre, les pouvoirs publics seront également amenés à favoriser **le développement de capacités de stockage** supplémentaires par l'octroi de nouvelles concessions. Par ailleurs, ce dispositif de stockage devrait par ailleurs permettre d'adapter les facteurs de charge à l'évolution de la demande. Il reviendra au régulateur de veiller à ce que le marché des prestations de stockage soit concurrentiel.

Enfin, le régulateur devra traiter les questions liées aux **obligations de service public**, telles que la tarification du gaz pour les clients non éligibles et la desserte locale. En définitive, la régulation du marché gazier n'est pas d'une complexité équivalente à celle du marché électrique. Le gaz, énergie substituable dans tous ses usages, peut être stocké.

3.2.2.3.3 La conciliation de la protection du consommateur, du maintien des missions de service public et de la garantie de l'équilibre offre-demande s'avère particulièrement délicate dans le secteur électrique

L'électricité est un bien non stockable. Cette contrainte technique a des répercussions importantes dans la manière dont les pouvoirs publics doivent appréhender leur mission de régulation.

Encadré n° 14 Les principales missions de la Commission de Régulation de l'Electricité

La régulation du marché électrique vise à assurer le **respect de la concurrence** dans le cadre des orientations fixées par l'Etat. Le régulateur a ainsi pour mission de contrôler les **entrées sur le marché** (appels d'offre pour les nouveaux producteurs, avis sur les obligations d'achat). Il donne son **avis sur la tarification** des non éligibles. Il surveille la répartition des contributions des opérateurs au titre des **missions de service public** (Fonds du service public de la production d'électricité⁷⁵) selon une méthode comptable contrôlée par des organismes indépendants agréés. La supervision des conditions d'accès des tiers au réseau a pour but de réduire les barrières à l'entrée. Le régulateur vérifie notamment **l'indépendance du Gestionnaire du réseau de transport (GRT*)** par rapport à l'opérateur historique, la **transparence et la neutralité des tarifs d'accès sur le réseau**. Il supervise **le programme annuel des investissements du GRT** et son **activité de gestion** des ajustements entre l'offre et la demande. Il règle les différends entre opérateurs et a un pouvoir de proposition des tarifs de transport et de distribution.

3.2.2.3.3.1 *Les bénéfices de la libéralisation pour les consommateurs dépendent au premier chef des institutions de marché choisies*

La loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité n'a que deux ans d'existence, alors que le texte qu'elle complète et modifie avait régi le secteur pendant plus d'un demi-siècle. Si les vertus et les limites du système antérieur sont désormais bien connues, celles du nouveau dispositif font encore l'objet d'interrogations. Les auteurs ont entendu tenir compte des limites inhérentes à ce manque de recul dans la formulation de ses recommandations. Ainsi, **notre analyse des effets attendus de la libéralisation du secteur tient compte du fait que les acteurs du marché de l'électricité devront apprendre à maîtriser les mécanismes en cours d'élaboration.**

La création de marchés de gros est un élément central du processus de libéralisation dans le secteur électrique. En premier lieu, elle permet de **redonner une cohérence globale au parc de production** auquel ces marchés correspondent. En effet, les producteurs peuvent y échanger de la production en base contre de la production en pointe ou

⁷⁵ La loi 2000-108 du 10 février 2000 institue un Fonds du service public de la production d'électricité en charge de compenser les coûts de la production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain et les surcoûts résultant des obligations d'achat.

en semi-base en fonction des besoins de leurs clients et de leurs disponibilités. Les producteurs peuvent donc se spécialiser dans le type de production qu'ils arrivent à produire au coût le plus bas sans menacer l'équilibre global du système électrique.

En second lieu, les bourses constituent un bon moyen **d'accroître la transparence des transactions** et de faire émerger un équilibre de marché. Enfin, elles constituent un **précieux signal de prix** pour le régulateur sectoriel, qui pâtit d'une asymétrie d'information en matière de coûts de production des opérateurs.

Néanmoins, la nécessité d'assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande rend les marchés de l'électricité particulièrement vulnérables à des **manipulations de prix** par les producteurs, toute réduction de l'offre affectant instantanément le niveau des prix à demande donnée.

Le législateur a le choix entre deux types de marchés de gros : un modèle de « *pool* obligatoire » ou un système de contrats bilatéraux, complété par un mécanisme de bourse facultative. Les marchés anglais, californien et espagnol ont été fondés à l'origine sur le modèle de **pool obligatoire**. Il s'agit d'organiser la sollicitation de la production et sa rémunération selon un mécanisme centralisé qui n'est pas concurrentiel, puisqu'il n'y a pas de modification de la production en fonction de la demande. Ces expériences de libéralisation ont révélé les risques de manipulation associés à ce modèle. Elle tendent à montrer que **le consommateur a intérêt à ce que les bourses de l'électricité ne disposent pas du monopole des transactions de gros**.

Encadré n° 15 Les limites d'un système de pool obligatoire

Le système de pool repose sur le mécanisme suivant : la fourniture d'électricité en gros se fait **obligatoirement** sur un marché spécifique (*pool*), animé par le gestionnaire du réseau de transport. L'appel des productions des centrales se fait par un mécanisme **d'enchères au moins-disant**.

Le England & Wales Electricity Pool a fonctionné de 1989 (*Electricity Act*) à 2001. Dans ce système, le prix de marché est égal à la somme du coût marginal du dernier appelé (*System marginal price*) et du coût d'investissement dans les capacités futures (*Capacity payment*). Le mécanisme de régulation a permis l'établissement d'un **jeu coopératif entre les différents producteurs se traduisant par des manipulations des cours**. En conséquence, la rente de l'ancien monopole a été captée principalement par les producteurs, au détriment des consommateurs. Les dérives inhérentes à ce système ont fait l'objet de nombreuses polémiques. Le *Utilities Act* de 2001 lui a substitué un système de contrats bilatéraux et de bourse facultative (NETA, mars 2001).

Le California Power Exchange, marché de gros qui a fonctionné d'avril 1998 à janvier 2001 était, quant à lui complété par un marché organisant l'équilibre et la sécurité d'approvisionnement (réserves, modulation de fréquences, etc) via un système d'enchères au moins-disant. Ce **marché d'ajustement** devait garantir une juste rémunération de la flexibilité de la production en cas de défaillance d'une centrale. Il était segmenté selon les types de risque de rupture du système, ce qui réduisait sa profondeur et sa liquidité. Par ailleurs, il favorisait des comportements d'**arbitrage pervers** de la part des producteurs. En cas de forte demande, ceux-ci avaient intérêt à délaisser le marché de gros pour profiter des prix bien supérieurs pratiqués sur le marché d'ajustement, aggravant ainsi d'autant la pénurie. **En réaction, le régulateur a plafonné les prix** de ce marché, ce qui a entraîné un retrait massif des producteurs. Ce marché n'a alors plus rempli sa fonction d'ajustement. Dans une conjoncture marquée par une réglementation particulièrement stricte des droits d'émission de NOx et de SO₂, une sécheresse, l'explosion d'un gazoduc et l'augmentation des prix du gaz, une crise de sous-production est survenue. La décision de plafonnement des prix du marché de détail a étendu la crise à l'ensemble du secteur.

En Espagne, les autorités nationales soupçonnent les opérateurs du **pool obligatoire** d'avoir manipulé les prix de gros de l'électricité en novembre 2001. Une enquête est en cours.

L'expérience britannique a incité les autorités à modifier leur système de régulation en créant un **système avec contrats bilatéraux et bourses facultatives** : les *New Electricity Trading Arrangements*. Egalement utilisé pour le *Nordpool*, ce système, responsabilise davantage les producteurs et les incite à optimiser leurs capacités de production en fonction des caractéristiques du marché. La bourse d'échanges facultative permet, en outre,

d'ajuster l'équilibre à la marge. **Le choix français de s'inspirer de ces principes d'organisation**, avec l'inauguration du marché Powernext inauguré en novembre 2001, **apparaît ainsi judicieux**.

La régulation du marché de gros ne garantit pas par elle-même des **prix de détail** concurrentiels. Le régulateur doit également s'assurer du caractère concurrentiel de la distribution et de la commercialisation. **La fonction de distributeur** n'est pas seulement technique. Elle implique une relation de proximité avec le client et ne constitue pas un monopole naturel. Quel que soit le mécanisme retenu, la concentration des opérateurs fait peser un risque important d'entente sur les prix facturés aux petits consommateurs, la concurrence se cantonnant aux gros clients capables d'arbitrer entre les offres.

3.2.2.1.1 La tarification du transport en fonction des coûts implique une redéfinition du périmètre de péréquation pertinent

L'ouverture du marché de l'électricité implique une évolution radicale de la **tarification du transport**. Alors que cette composante du tarif se traduisait jusqu'à présent par d'importantes subventions croisées entre catégories de clients, la mise en place d'une tarification fondée sur les coûts signe la fin de ce système.

En régime libéralisé, la tarification du transport de l'électricité doit remplir trois objectifs: rémunérer et informer suffisamment le GRT sur les congestions pour qu'il puisse effectuer les investissements nécessaires à la maintenance et au développement du réseau ; assurer une concurrence effective entre producteurs par le biais d'un ATR non discriminatoire et à un coût raisonnable ; inciter les producteurs et les consommateurs à adopter des comportements qui minimisent les investissements nécessaires en infrastructures de transport.

Seule une modélisation théorique du cheminement de l'électricité dans le réseau peut être effectuée. En dépit de cette difficulté, **trois systèmes de tarification sont envisageables**.

Le **système du timbre-poste** consiste à appliquer aux clients un tarif forfaitaire, en fonction de leur niveau de consommation théorique maximale. C'est le modèle retenu par la CRE dans sa dernière proposition de tarification⁷⁶. Cette solution a l'avantage de la simplicité et permet de procurer des ressources suffisantes à la maintenance courante du réseau. En revanche, elle ne garantit pas que les investissements nouveaux propres à éviter les congestions seront effectués lorsque le réseau avoisinera sa capacité maximale. De plus, elle ne fournit aucune incitation aux consommateurs à se localiser près des zones de production ou à moins solliciter le réseau en période de pointe. Les producteurs n'ont pas non plus intérêt à construire des centrales dans les régions déficitaires d'électricité. Enfin, ce système favorise indirectement les gros consommateurs, mieux à même de négocier leurs tarifs.

La solution du timbre-poste est donc viable à court terme. Elle pourrait toutefois se révéler **inefficace à plus long terme** et se traduire par l'apparition de goulets d'étranglement.

La **tarification nodale marginale** est théoriquement la meilleure solution. Elle consiste à calculer un prix de transport à chaque nœud du réseau en fonction des flux

⁷⁶ Proposition tarifaire de la CRE pour l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, 31 mai et 5 juin 2001.

théoriques associés aux niveaux de production et de consommation observés à intervalles réguliers. Ce système, adopté sur deux marchés de gros aux Etats-Unis⁷⁷, fournit un signal de prix pertinent qui reflète les coûts réels des comportements. Un consommateur, qui utilise un segment du réseau congestionné, en paie le prix ; ce qui l'incite à modifier son comportement. Si la congestion persiste malgré cette incitation, le GRT sait qu'il faudra investir pour accroître la capacité du réseau. Cependant, elle impose en pratique de calculer un nombre excessif de prix (5 milliards par an environ pour PJM) à partir de données dont la fiabilité n'est pas assurée.

Une troisième solution, plus simple que la tarification nodale, pourrait en conserver les avantages en termes d'incitation : la **tarification régionale**. Certaines régions sont fortement importatrices de courant, alors que d'autres sont plutôt exportatrices. Au sein de chacune des régions, un tarif de transport forfaitaire pourrait être adopté. En revanche, entre deux régions, il serait modulé en fonction des flux d'échanges nets. Les congestions deviendraient de bons indicateurs des investissements nécessaires. Producteurs et consommateurs seraient incités à tenir compte du coût du transport et de la distribution pour la collectivité dans leurs décisions de localisation.

La tarification régionale devrait être étendue aux échanges entre régions européennes pour accompagner la constitution d'un marché intégré. C'est d'ailleurs vers cette solution que s'achemine actuellement la Commission européenne, au-delà du système provisoire proposé par l'Association des GRT européens.

Proposition n°5

Adopter au niveau européen une tarification régionale du coût de transport de l'électricité. Les modalités de mise en œuvre de cette proposition ne font pas l'objet d'un consensus entre les auteurs du présent rapport. Alors que certains pensent que l'ensemble du territoire national doit être traité au niveau européen comme une seule région, d'autres pensent au contraire que les régions électriques actuelles devraient être utilisées comme unités de base, après que leurs frontières aient été calquées sur celles des régions administratives françaises.

Cette solution tarifaire doit s'accompagner d'un **renforcement des capacités d'interconnexion européenne**, notamment entre la plaque continentale* et les péninsules. Toutefois, dans le passé, un tel renforcement s'est souvent heurtée aux oppositions locales.

3.2.2.3.3.3 Le coût des obligations de service public doit être partagé équitablement entre l'opérateur dominant et les usagers

Les producteurs d'électricité, à commencer par EDF, doivent fournir la Corse et les DOM au même tarif qu'en métropole. Ces obligations proviennent de dispositions législatives apparues en réponse à des demandes sociales fortes. Les producteurs ont également l'obligation d'acheter l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

La loi du 10 février 2000 a redéfini les modalités du financement du service public. Elle prévoit la création du **Fonds du service public de l'électricité** qui finance les surcoûts associés aux missions d'intérêt général. Il est alimenté par les contributions des producteurs, réparties en fonction de leurs parts de marché. A leur tour, les producteurs facturent ce surcoût à leurs clients. L'obligation d'achat fournit de l'électricité à EDF et aux distributeurs non nationalisés (DNN). Il est donc indispensable de déduire du montant facturé aux clients la valeur de ce volume d'électricité, que le législateur appelle « **coûts évités** ». La

⁷⁷ PJM Pool (*Pennsylvania New Jersey & Maryland*); et NYPP (*New York Power Pool*).

CRE envisage trois méthodes pour calculer ces coûts évités. Elle a organisé une consultation pour éclairer son choix, à laquelle les auteurs ont répondu à la lumière des enseignements de ce rapport.

Encadré n° 16 Principaux éléments de la réponse du groupe à la consultation organisée par la CRE concernant les modalités de calcul des coûts évités

La première méthode que la CRE envisage, qui consiste à évaluer le montant des coûts évités par **référence aux coûts de production comptables d'EDF**, se heurte à de très importantes asymétries d'information entre la CRE et EDF. En outre, si un oligopole électrique apparaît en Europe, le choix de cette méthode reviendra à attribuer une rente d'oligopole sur le courant bénéficiant de l'obligation d'achat à EDF.

Deux méthodes alternatives recourent aux **prix de gros de l'électricité**. Elles sont préférables à la première, mais ne tiennent pas compte du caractère non contrôlable d'une part importante de l'électricité bénéficiant de l'obligation d'achat. En effet, EDF, chaque jour tient compte des prévisions d'obligations d'achat dans l'appel des ses centrales. Si le volume d'offre prévu ne se réalise pas, EDF doit compenser les écarts. Or, les éoliennes comme l'hydraulique sont tributaires de phénomènes météorologiques parfois difficilement prévisibles.

La compensation de ces écarts est coûteuse pour EDF. Ces coûts, fortement volatils, seront potentiellement très élevés. Ainsi, lorsque les erreurs de prévision météo imposeront à EDF de fournir plus d'électricité que prévu (vague de froid, tempête imprévues), il est probable que la production d'origine éolienne fasse justement défaut⁷⁸. EDF devra alors faire fonctionner des moyens de production aux coûts prohibitifs, ou se fournir à prix très élevé sur le marché de l'ajustement. Si ces coûts ne sont pas pris en compte, EDF les supportera intégralement. Cette situation serait contradictoire avec la lettre et l'esprit de la loi du 10 février 2000.

Les auteurs ont donc proposé à la CRE d'améliorer la méthode fondée sur les prix de gros en intégrant au dispositif une valorisation du coût des écarts entre prévision et réalisation en fonction du cours du marché de l'ajustement. La CRE a décidé d'expertiser la méthode proposée (cf. annexe 15). Dans son principe, notre proposition repose sur l'utilisation **conjointe** des prix de gros et des prix du marché de l'ajustement pour calculer le coût évité aux opérateurs. Elle impose l'existence d'une entité qui joue un rôle d'intégration, de modélisation et d'évaluation des offres de production des filières bénéficiant de l'obligation d'achat. Nous proposons de l'appeler « l'intégrateur »⁷⁹. Le mécanisme proposé fonctionnerait de la manière suivante pour l'électricité **d'origine éolienne**⁸⁰ :

1° au moment de la construction d'une installation de production, chaque producteur donne les performances de son éolienne en fonction de la vitesse du vent. Cette dernière est mesurée à la station météo la plus proche du site de production.

2° tous les jours, le producteur informe l'intégrateur des non disponibilités de ses équipements. Une automatisation de ce protocole est à prévoir, sur la base d'une plate-forme internet.

3° à partir du parc disponible et des prévisions météo, l'intégrateur réalise une modélisation de la puissance prévisible pour le lendemain, par tranche horaire. Le fait de corrélérer la vitesse du vent sur les sites de production à celle observée à la station météo la plus proche ne présente pas de difficultés de principe.

4° EDF prend les décisions d'optimisation de son parc au vu de ces prévisions, la veille pour le lendemain.

5° le jour j, l'intégrateur calcule la puissance théoriquement délivrée à partir des vitesses de vent mesurées et compare le résultat obtenu aux prévisions de j-1. **La différence est valorisée à partir des prix en vigueur sur le marché de l'ajustement.**

6° l'intégrateur relève régulièrement les productions réelles de chaque éolienne. Ce relèvement de l'énergie livrée sur le réseau est effectué grâce aux compteurs dont sont dotées toutes les éoliennes raccordées.

7° en utilisant ces données de production effective, l'intégrateur calcule la recette hypothétique qu'EDF aurait encaissée si ce volume de production avait été vendu sur le marché de gros de Powernext.

8° **le coût évité est égal, pour une période donnée, à la somme de la recette hypothétique d'EDF et du cumul des écarts entre prévision et réalisation.**

Proposition n° 6 :

Fonder le calcul des coûts évités à EDF et aux DNN sur les prix des marchés de gros de Powernext. Déduire du coût évité la valeur des écarts entre prévision et réalisation mesurés à partir du marché

⁷⁸ Les éoliennes ne peuvent produire d'électricité si le vent est trop faible ou trop fort.

⁷⁹ Les modalités de fonctionnement de l'intégrateur sont détaillées dans notre réponse à la CRE, qui n'a pu être incluse dans les annexes pour des raisons de place.

⁸⁰ Le mécanisme proposé est applicable aux autres énergies renouvelables avec des modalités différentes.

d'ajustement du RTE. Ce système permettrait de répartir équitablement le coût de l'obligation d'achat entre producteurs et consommateurs et d'assurer la réalisation des missions de service public à un juste coût.

3.2.2.3.3.4 *La garantie de l'équilibre offre-demande à moyen terme exige un effort de concertation au niveau européen*

La loi sur l'électricité a maintenu à l'Etat de fortes prérogatives en matière de programmation des investissements dans une vision à long terme. La libéralisation confie les choix d'investissement au opérateurs de marché. En France, cette liberté est encadrée par le **Programme pluriannuel des investissements (PPI)**, dans le cadre d'une loi d'orientation sur l'électricité, qui devra être adoptée avant le 31 décembre 2002. Le Ministère de l'industrie aura la charge d'orienter les investissements des opérateurs et d'attribuer les autorisations d'implantation des nouvelles capacités. Les pouvoirs publics auront la possibilité de lancer des appels d'offre pour la construction des installations que le marché n'aura pas souhaité réaliser.

Sur un marché volatil et instable, le PPI devrait prendre en compte les cycles de prix et la soutenabilité des programmes d'investissement. La crise californienne a montré l'importance d'une telle vision à long terme. Cependant, dès lors que le réseau est européen, **cet exercice n'a réellement de sens que s'il est conduit de manière coordonnée entre les pays**. Si l'un d'entre eux réalise moins d'investissements que la croissance de sa demande électrique ne l'exige, l'ensemble de ses partenaires en subiront les conséquences. Ainsi, les Pays-Bas, l'Italie et, dans une moindre mesure, l'Allemagne semblent vouloir faire porter le poids de la croissance de leur consommation électrique sur les importations en provenance d'autres pays européens, et notamment la France.

Toutefois, l'accroissement des échanges internationaux pose deux séries de questions. En premier lieu, **de tels flux supplémentaires imposeront la construction de nouvelles lignes à haute tension** susceptibles de se heurter à de fortes oppositions locales. En second lieu, ce schéma reviendrait à **faire de la France le « grenier électrique » de l'Europe**. Cette spécialisation conférerait aux producteurs surcapacitaires un pouvoir et une responsabilité politiques et économiques nouveaux. Enfin, il est permis de s'interroger sur l'hypocrisie consistant à refuser de construire des centrales nouvelles pour des raisons environnementales, tout en achetant de l'électricité française d'origine principalement nucléaire.

Proposition n°7

Instituer une obligation de programmation pluriannuelle de l'équilibre offre-demande électrique pour chaque Etat participant au réseau européen et rendre publique la consolidation au niveau européen de ces exercices de programmation nationaux. Une telle mesure permettrait de renvoyer aux opérateurs de marché l'image de leurs comportements en mettant l'accent sur l'insuffisante prise en compte des considérations à long terme dans leurs stratégies d'investissement.

La nécessaire coordination des stratégies d'investissement devra être complétée par des **mesures de surveillance du risque de défaillance des opérateurs privés**. La probabilité d'un tel scénario est aujourd'hui faible, mais l'exemple de la faillite de Enron en décembre 2001 montre qu'il serait imprudent de ne pas l'envisager : les stratégies de diversification sont porteuses de risques. La perspective de constitution d'un oligopole au niveau européen aggraverait les conséquences de la faillite d'un des acteurs majeurs. Une telle crise pourrait conduire à une défaillance globale du système.

Proposition n°8

Construire un indicateur du risque de défaut de production de chaque opérateur électrique et le rendre public. Cet indicateur comprendrait des informations sur la santé financière de l'opérateur, sur le degré de vétusté des installations et sur la programmation de leur renouvellement.

CONCLUSION

L'équilibre énergétique n'est pas seulement le fruit de contraintes techniques et de structures de marché. Les enjeux géopolitiques l'influencent en amont. Les pouvoirs publics le remodelent en aval.

Ce système n'est pas figé. Tour à tour, les différentes filières s'ouvrent à la concurrence et se recomposent. Les opérateurs adoptent en réponse des stratégies de diversification des risques. Les enjeux varient néanmoins selon le degré de maturité des marchés. Les enseignements des premiers pas de la libéralisation des secteurs électrique et gazier renouvèlent le rôle de l'Etat en accentuant la difficulté à concilier efficacité et maîtrise du long terme.

Toutefois, la question centrale reste celle du partage du coût de l'énergie. L'Etat peut légitimement maintenir sa place dans l'économie de ce bien essentiel. Il doit assurer un développement durable et garantir l'approvisionnement à un prix abordable pour tous sur l'ensemble du territoire, sans engendrer de surcoûts excessifs. Il lui revient ainsi de déterminer une juste répartition du coût des priorités politiques, telles que les préoccupations environnementales, que la société souhaite prendre en charge collectivement.

Les termes de cette équation seront cependant redéfinis dans les années à venir. Quelques hypothèses peuvent en effet être formulées : diminution de la part des réserves fossiles, montée en puissance des énergies nouvelles et renouvelables, progrès technologiques et augmentation de la demande, dont la maîtrise sera un défi majeur.

ANNEXES

LISTE DES ANNEXES

- 1. Les notions de coût et de prix**
- 2. Unités et conventions**
- 3. Evolution des prix des énergies primaires**
- 4. Structure des prix des énergies**
- 5. Tableau récapitulatif de la chaîne des coûts et de la formation des prix des énergies primaires**
- 6. Les coûts du retraitement et du stockage dans la filière nucléaire**
- 7. Les coûts de la limitation des émissions polluantes des centrales au gaz et au charbon**
- 8. Structure des coûts et composition du parc de production électrique**
- 9. Compétitivité relative des filières de production d'électricité et conséquences de l'introduction de marchés de droits à émettre du CO₂**
- 10. La chaîne des coûts des ENR**
- 11. La fiscalité électrique en France**
- 12. Les études sur les coûts environnementaux de la production d'électricité**
- 13. Les critiques méthodologiques adressées au rapport Charpin-Dessus-Pellat**
- 14. Les débats autour de l'actualisation**
- 15. Courrier de la CRE adressé au groupe**
- 16. Liste des propositions du groupe**

1. LES NOTIONS DE COÛT ET DE PRIX

L'analyse économique de la chaîne d'activité du secteur de l'énergie consiste à identifier, pour chacune des étapes, les coûts engendrés par chaque opération et les mécanismes de formation des prix, par interaction entre les opérateurs et leurs clients sur les marchés.

L'interaction entre les coûts et les prix est simple dans un cadre de concurrence pure et parfaite : le prix est égal au coût marginal, le profit ne dépend que de la structure des coûts marginaux. Le profit du producteur marginal est nul ; celui des autres producteurs est égal à la différence entre leur coût marginal de production et le prix de marché.

Dans la réalité, la concurrence peut être imparfaite. La formation du prix dépend alors du pouvoir de marché des agents, des défaillances de marché.

Les travaux du groupe ont eu pour premier objectif de reconstituer et d'analyser la chaîne des coûts et les mécanismes de formation des prix dans les différentes filières énergétiques.

La notion de coût est complexe. Elle se rapporte à une activité économique donnée et à un agent ou un groupe d'agents économiques bien identifiés. Par exemple, un opérateur de la filière pétrolière ne prendra pas en compte dans sa notion de coût les charges supportées par la collectivité du fait des dommages environnementaux causés par l'utilisation des produits pétroliers.

La notion de coût n'est pas figée. Le coût d'une activité donnée pour un opérateur évolue dans le temps en fonction des techniques, de l'état du marché, des contraintes de toute nature pesant sur l'activité.

La théorie distingue les **coûts internes** des **coûts externes**. Les coûts internes, pris en compte par les opérateurs sont monétisés, évalués de manière précise à travers les opérations de marché et se reflètent plus ou moins fidèlement dans le prix. En revanche, les coûts externes ne le sont pas en l'absence de mécanismes de marché permettant de les prendre en compte et de la difficulté, parfois très grande, rencontrée par les agents à les évaluer et les monétiser

En théorie, pour une activité donnée, il est ainsi possible de déterminer le « **coût social complet** » assumé par l'ensemble des agents dans une économie donnée. Il intègre l'ensemble des coûts internes et externes, directs et indirects.

Il existe une **différence fondamentale entre le rôle des pouvoirs publics et celui des opérateurs**. L'objectif de chaque opérateur est de minimiser les coûts qu'il supporte afin de maximiser la valeur créée par son activité.

Au contraire, il revient aux pouvoirs publics de tenir compte du coût social complet supporté par l'économie dans son ensemble. **L'Etat est le seul acteur économique à même de raisonner au niveau de l'économie prise dans son ensemble** (pour la France, l'Etat pour l'économie nationale, les institutions communautaires pour l'UE, les collectivités locales à un niveau inférieur).

2. UNITÉS ET CONVENTIONS

Le rapport utilise, pour chaque source d'énergie, les **unités spécifiques** couramment employées dans la littérature spécialisée : le **baril (b)** pour le pétrole, les British thermal units (**Btu**) pour le gaz, les tonnes équivalent charbon (**Tec**) pour le charbon, et les kilowattheures (**kWh**) pour l'électricité. Pour le nucléaire, il existe plusieurs unités spécifiques : les kilogrammes d'uranium naturel (kg U), les kilogrammes d'oxyde d'uranium (kg U3O8), les kilogrammes d'hexafluorure d'uranium (kg UF6) les unités de travail de séparation pour l'uranium enrichi (UTS) et les kilogrammes d'oxydes d'uranium (kg UOx).

Pour l'électricité, l'unité utilisée pour la consommation est le watt-heure (Wh). Il correspond à l'énergie produite pendant une heure par une source d'énergie d'une puissance d'un Watt. Le Watt-électrique (We) est l'unité de puissance utilisée pour mesurer les capacités de production des installations de génération d'électricité compte tenu de leur rendement énergétique.

Le rapport utilise la tonne équivalent pétrole et l'euro pour les comparaisons entre énergies primaires. La Tep est l'unité la plus couramment employée pour calculer des bilans énergétiques. La manipulation de données d'origines différentes doit être réalisée avec prudence. Les conventions adoptées varient selon les publications. Des écarts supérieurs à 10 % peuvent exister pour une même donnée. En nous fondant sur les calculs de parité de pouvoir d'achat, nous avons retenu par convention la parité : **1 euro=1 dollar**.

Unités utilisées et conventions retenues

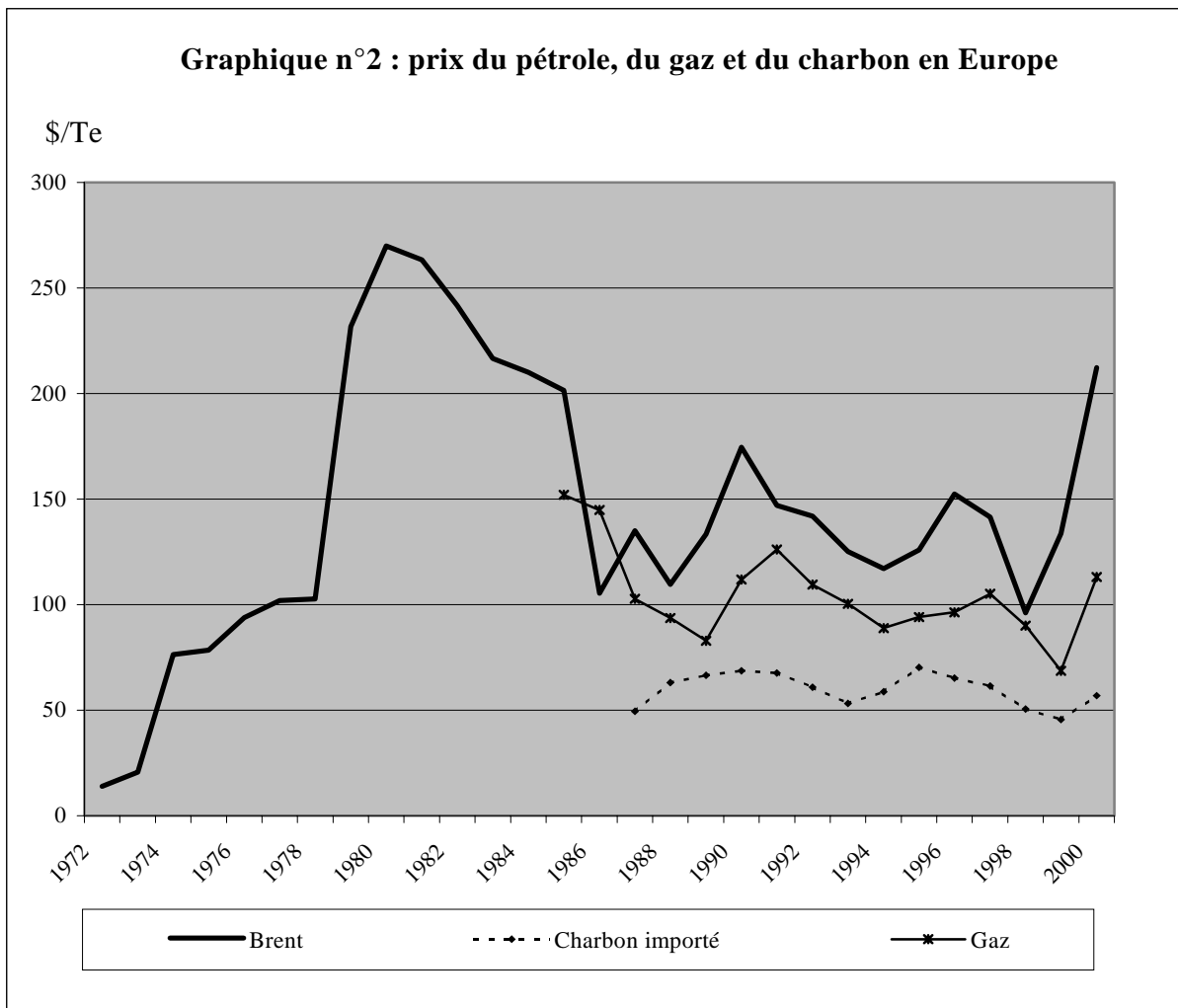
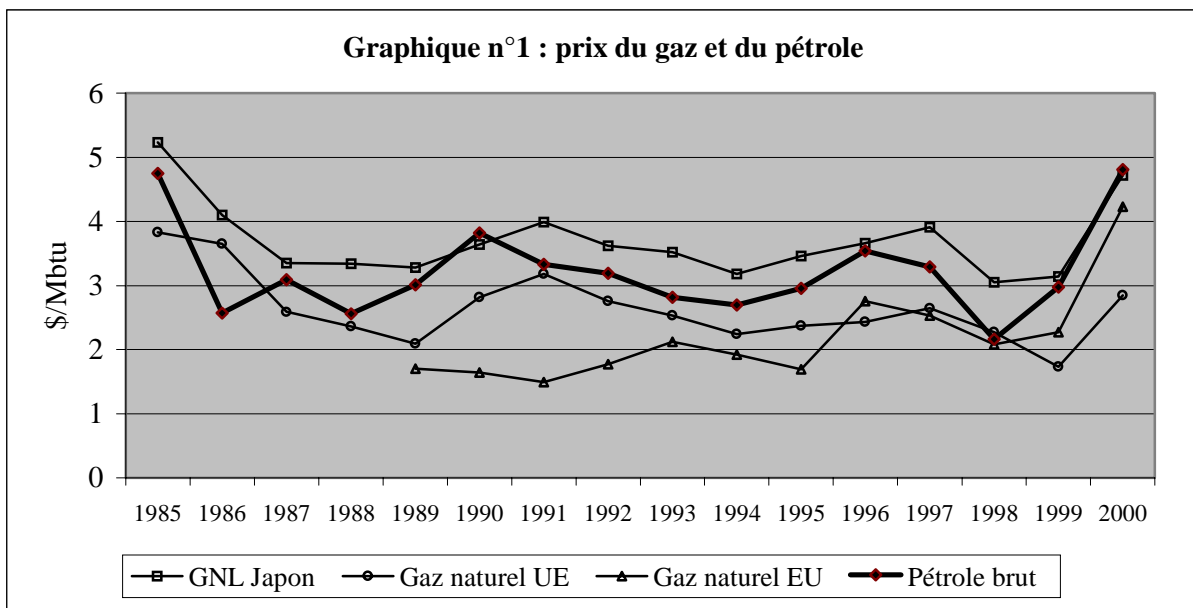
	Pétrole	Gaz	Charbon	Electricité
<i>Unités</i>	Baril de pétrole (b)	British Thermal Units (Btu)	Tonne équivalent charbon (Tec)	Watt-heure (Wh)
<i>Unité monétaire</i>	Dollar (\$)	Dollar (\$)	Dollar (\$)	Euro (€)
<i>Conversion en Tep</i>	1 b = 0,136 Tep	1 Mbtu = 0,025 Tep ¹	1 Tec = 0,63 Tep	1 MWh = 0,086 Tep ¹
<i>Valeur d'une Tep</i>	7,33 barils	39,68 Mbtu	1,428 Tec	11,62 MWh
<i>Autres conversions utilisées</i>	1 baril ≅ 158 litres ²	1 kWh = 0,00341 Mbtu ³		

(1) Convention de l'AIE retenue pour les calculs présentés dans le rapport. Les statistiques françaises tiennent compte des différences de rendement et estiment la puissance au niveau de la production et de la consommation : 1MWh = 0,222 TEP (production) et 1MWh = 0,086 TEP (consommation). (2) : 158,984 l (France) ; 158,897 l (EU) ; 163,659 l (GB). (3) : convention retenue en France depuis 1978.

La conversion en Tep du contenu énergétique d'une tonne de **combustible nucléaire** requiert un calcul beaucoup plus complexe que pour les autres énergies et ne peut être développé dans le présent rapport. L'unité monétaire est le dollar.

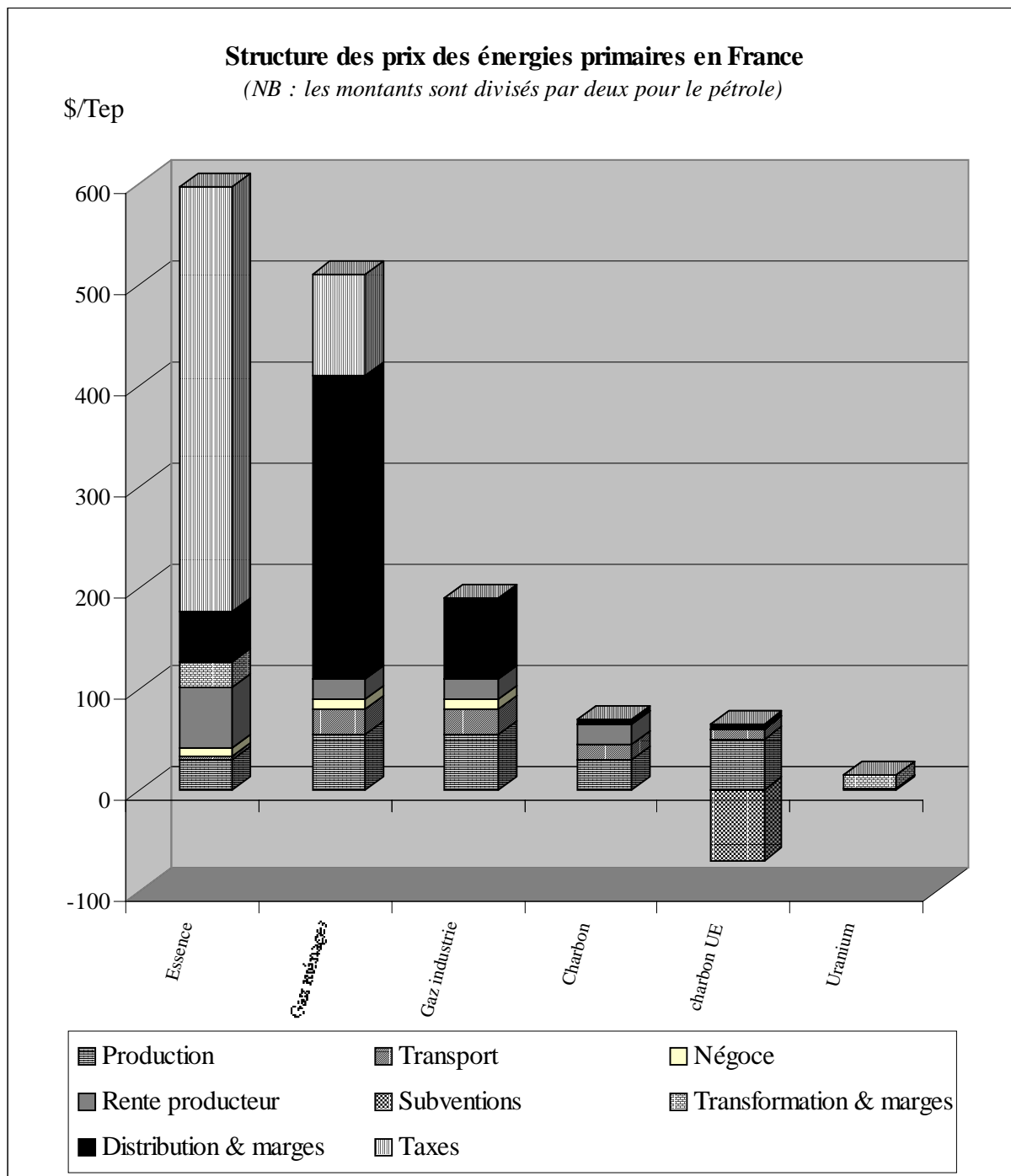
Les principaux multiples des unités sont exprimés en **Kilo (k, 10³)**, **Méga (M, 10⁶)**, **Giga (G, 10⁹)**, **Téra (T-10¹²)**, **Péta (P, 10¹⁵)**.

3. EVOLUTION DES PRIX DES ÉNERGIES PRIMAIRES



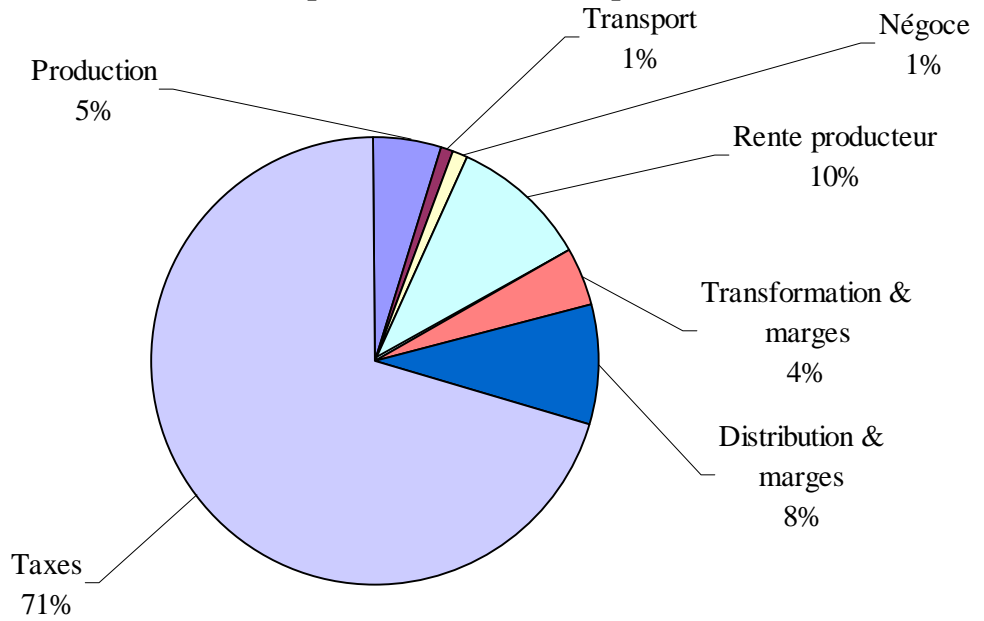
Source : base de données sur l'énergie de BP, édition 2001

4. STRUCTURE DES PRIX DES ÉNERGIES

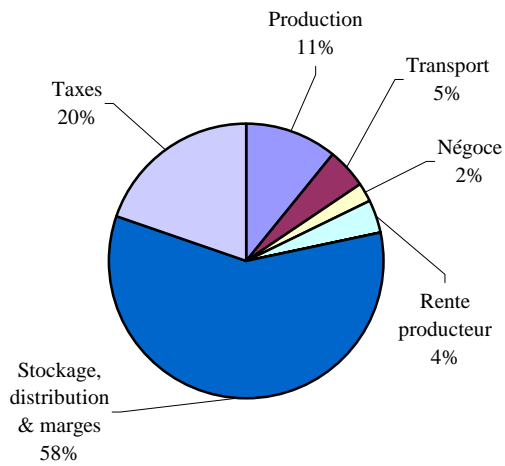


Source : estimations et calculs des auteurs

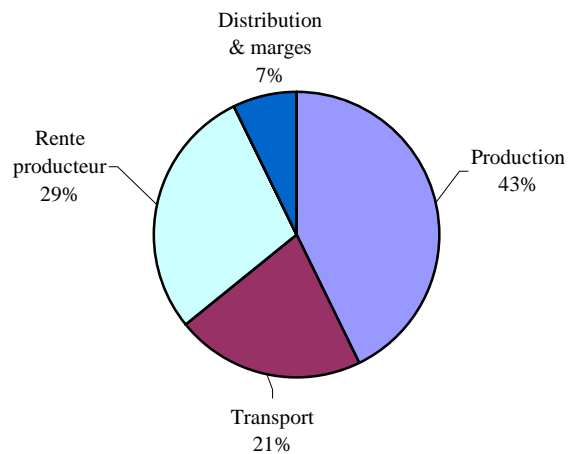
Structure du prix de l'essence (Europe)



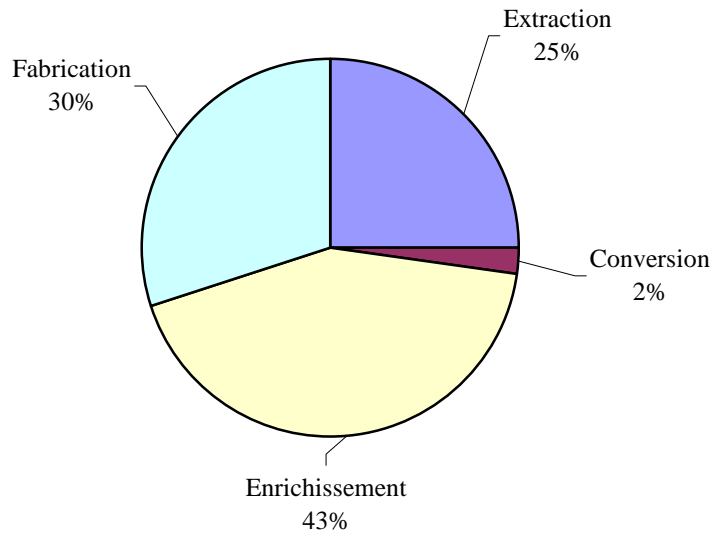
Structure du prix du gaz domestique (France)



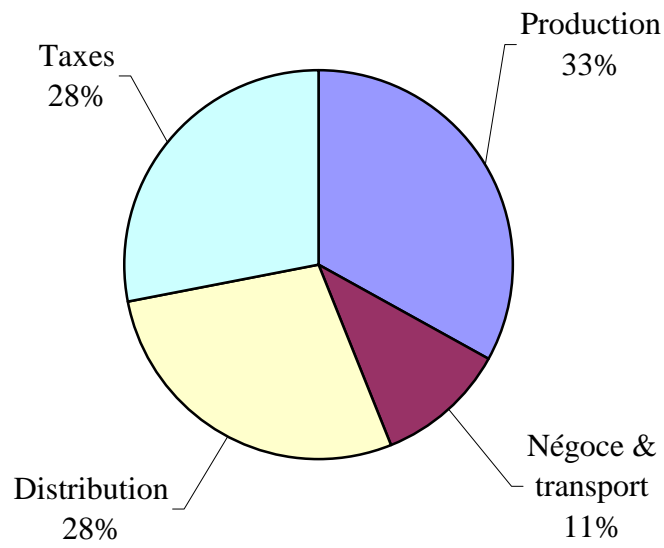
Structure du prix du charbon importé à destination des centrales électriques (Europe)



Structure du prix du combustible nucléaire



Structure du prix de l'électricité à destination des ménages



5. TABLEAU RÉCAPITULATIF

Structure des coûts et mode de formation des prix <i>Principales incertitudes portant sur l'évolution des coûts et des prix</i>	
Energies primaires	
<i>Pétrole</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Production</u> (1-15\$/baril) : incertitudes sur l'évolution des technologies et des réserves à long terme. Concentration des réserves au Moyen-Orient. • <u>Transport</u> (1-3 \$/baril) : un marché mondial et concurrentiel. • <u>Marché du brut cartellisé</u> avec formation d'une rente. Prix de 22-28 \$/baril, le contrôle de l'OPEP sur le prix est cependant imparfait. Incertitudes géopolitiques. Frais de négoce élevés. • <u>Raffinage</u> (5-15 \$/baril) : volatilité des marges et tendance au renchérissement des coûts. • <u>Distribution – stockage</u> (3-14 \$/baril) : marché aval concurrentiel. Marges importantes des opérateurs. • <u>Fiscalité</u> (70-80%) : une composante considérable du prix final.
<i>Gaz</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Production</u> : des coûts de production comparables à ceux du pétrole (0,1-3 \$/Mbtu). Abondance des réserves. • <u>Transport</u> (0,1 - 1,3 \$/Mbtu) : lourdeur des coûts. • <u>Négoce</u> (0,25 \$/Mbtu). Le marché du gaz est en voie de libéralisation mais reste dominé par les contrats à long terme avec indexation sur les prix du pétrole (2,5 – 4 \$/Mbtu). Une déconnexion des prix est possible. Absence de cartellisation sans OPEG. • <u>Stockage et distribution</u> (1,2 - 6,3 \$/Mbtu) : lourdeur des coûts induits et fortes marges. • <u>Fiscalité</u> (20%) : peu élevée pour assurer la compétitivité face au pétrole.
<i>Charbon</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Production</u> : (6-190 \$/Tec) formation d'une rente minière. Abondance des réserves. • <u>Transport</u> (6-20 \$/Tec) : coûts croissants plus que proportionnellement à la distance. • <u>Négoce</u> : peu développé en raison de l'hétérogénéité des charbons. Un marché mondial concurrentiel non cartellisé (30 à 70 \$/Tec). Indexation globale des prix sur ceux du pétrole. Aléas sur l'évolution de la demande avec les normes environnementales. • <u>Distribution</u> : coûts variables de 6 à 160 \$/Tec selon les distances. • <u>Fiscalité</u> : 5\$/Tec dans les pays producteurs. Subventions en Europe.
<i>Uranium</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Extraction et transformation</u> (200 \$/kg U) • <u>Conversion</u> (5 \$/kg) • <u>Enrichissement</u> (80 \$/UTS) • <u>Fabrication du combustible</u> (240 \$/kg UO₂) • Un <u>marché</u> oligopolistique et concentré, avec des contrats à long-terme. Perspective de hausse modérée à long terme du prix de l'uranium. • Le recours au <u>retraitement</u> permet des économies de combustible amont mais implique des coûts aval.
Energie secondaire	
<i>Electricité (en France)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Production</u> (8-76 €/MWh) : les coûts dépendent des prix du combustible, des coûts d'investissement et d'exploitation. Incertitudes sur la relance du nucléaire et les prix des combustibles fossiles. • <u>Transport</u> (3-30 €/MWh) : majoritairement des coûts d'investissement. Incertitudes sur le mode de tarification retenu et sur le développement des interconnexions. • <u>Distribution</u> (20-50 €/MWh) : coûts liés aux choix d'aménagement du réseau et à la densité de consommation. Incertitudes sur le rythme des gains de productivité. • <u>Fiscalité</u> (14-60 €/MWh) en augmentation. • Un <u>marché</u> en voie de libéralisation et d'intégration continentale avec un <u>fort développement du négoce</u> (3 €/MWh). Incertitudes sur le rythme de formation d'un oligopole de production et le niveau des marges.

6. LES COÛTS DU RETRAITEMENT ET DU STOCKAGE DANS LA FILIÈRE NUCLÉAIRE

L'industrie nucléaire traite les combustibles usés, recycle les matières réutilisables dont le plutonium et, enfin, conditionne et entrepose les déchets. Ces étapes, dont on trouvera une définition dans le glossaire, sont situées en aval du cycle du combustible. Elles permettent une économie de matières premières et une réduction du volume et de la toxicité des déchets. **Pour un coût total du combustible nucléaire de 10 €/MWh, les provisions pour prise en charge de retraitement et du stockage des déchets sont estimées à 4 €/MWh.**

Les coûts du retraitement - recyclage, comme ceux de l'amont du cycle du combustible nucléaire, sont la constatation de charges réelles et facilement identifiables. Ceux du stockage des déchets de haute activité et ceux du démantèlement reposent sur l'évaluation délicate d'opérations à venir.

Le rapport C-D-P montre qu'un cycle incluant un retraitement-recyclage avec stockage des déchets ultimes induit un surcoût par rapport à un cycle sans retraitement. En effet, les économies que le recyclage permet de dégager en amont par la substitution de MOX à de l'uranium enrichi ne compensent pas les surcoûts en aval liés au retraitement-recyclage. Dans ces conditions, la poursuite jusqu'en 2010 de la stratégie française de retraitement-recyclage sur l'ensemble du parc nucléaire français, même dans l'hypothèse de fonctionnement optimal de l'usine de la Hague, engendrerait un surcoût global proche de 1% et un accroissement de la quantité de MOX irradié à entreposer pendant environ 150 ans.

Cependant, si les coûts de prise en charge des déchets nucléaires sont significatifs, ils ne remettent pas en cause la compétitivité de la filière. Représentant 14% du coût total de production chez EDF (4,1 €/MWh), ils font l'objet de contrats à long terme entre EDF et la Cogéma. Avant 2001, le contrat signé par EDF comportait la prise en charge des investissements réalisés par la Cogéma (La Hague) pour un coût total de 1200 €/kg de déchets traités. Depuis 2001, le prix du retraitement est de 460 €/kg, les investissements étant amortis. Le retraitement proprement dit représente un coût actualisé de l'ordre de 1,8 €/MWh selon la DIGEC. Le coût de la prise en charge des déchets à vie longue à la sortie du réacteur est estimé entre 150 et 220 €/kg d'uranium.

Les coûts du stockage. La Loi Bataille de 1991 a dressé le cadre juridique d'un éventuel recours au stockage qui n'interviendrait pas avant 2030 - 2040.

La construction, l'exploitation et la fermeture d'un centre de stockage pour les déchets à vie longue coûteraient, selon les estimations françaises actuelles réalisées par l'ANDRA*, 14 Md € en coût cumulé, sans compter les coûts de recherche et développement (5 Md €). Les calculs effectués en 1992 évaluent à 365 €/m³ le coût d'investissement et à 1800 €/m³ le coût d'exploitation d'un tel centre.

Les coûts sont influencés par le degré de protection du site, la possibilité de retraiter le combustible, le choix entre l'enfouissement et le maintien en surface, la possibilité d'exporter les déchets, le fonctionnement de ces centres (confinement des déchets, retraitement). Pour le moment, EDF provisionne ces coûts potentiels et finance 57% de la recherche et développement.

7. LES COÛTS DE LA LIMITATION DES ÉMISSIONS POLLUANTES DES CENTRALES AU GAZ ET AU CHARBON

Les centrales à charbon émettent ces deux types de gaz ainsi que des poussières. Elles supportent ainsi des surcoûts importants, de 250 à 360 €/kWe en investissement et de 3 à 7 €/MWh produit en coût actualisé. La nature du combustible utilisé a beaucoup d'influence sur l'importance des émissions sur un site de production donné (l'utilisation du charbon BTS permet de limiter les rejets de SO₂), ce qui peut modifier la compétitivité de ce combustible.

Les centrales à gaz n'émettent pas de SO₂. Les coûts des procédés de réduction des émissions de NO_x représentent de 30 à 180 €/kWe selon la technologie (injection d'eau, brûleur, catalyse sélective).

Les dispositifs d'épuration des eaux utilisés coûtent 10 €/kWe dans le cas du charbon et 3 à 7 €/kWe dans le cas du cycle combiné. Les coûts liés aux déchets (boues, cendres), qui doivent être entreposés ou recyclés, et ceux liés aux poussières émises par les centrales au charbon et au fioul doivent également être pris en compte.

8. STRUCTURE DES COÛTS ET COMPOSITION DU PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE

La production d'électricité doit **s'adapter en permanence aux variations de la demande** sur le réseau. L'utilisation au sein du parc de production des différentes technologies doit alors permettre de répondre à la demande de base, de pointe et de semi-pointe, compte tenu de la structure des coûts des différentes filières.

La diversification du parc est également une nécessité afin de **limiter l'exposition des producteurs aux risques spécifiques pesant sur chaque filière** (longueur du retour sur investissement et contraintes de financement pour les filières à forts coûts d'investissement, exposition au risque de fluctuation des prix pour les filières où le coût des combustibles occupe une place prépondérante).

L'importance relative des coûts d'investissement, des coûts d'exploitation et des coûts de combustible détermine largement le mode d'utilisation dans le portefeuille de production des différentes techniques.

Estimation de la structure des coûts de la production électrique

	Investissement	Exploitation	Combustible
Hydraulique	90%	10%	0%
Eolien	80%	20%	0%
Nucléaire	60%	16%	24%
Charbon	40%	20%	40%
Gaz CC	30%	10%	60%
Gaz TAC	10%	5%	85%

Source : EDF Trading Limited

La prise en compte du degré de contrôlabilité de la production, de la possibilité de centralisation permet d'expliquer la place de chacune des filières au sein du portefeuille de production. Les producteurs optimisent la structure de leur parc en employant en priorité des équipements permettant une production contrôlable à coût d'exploitation faible pour

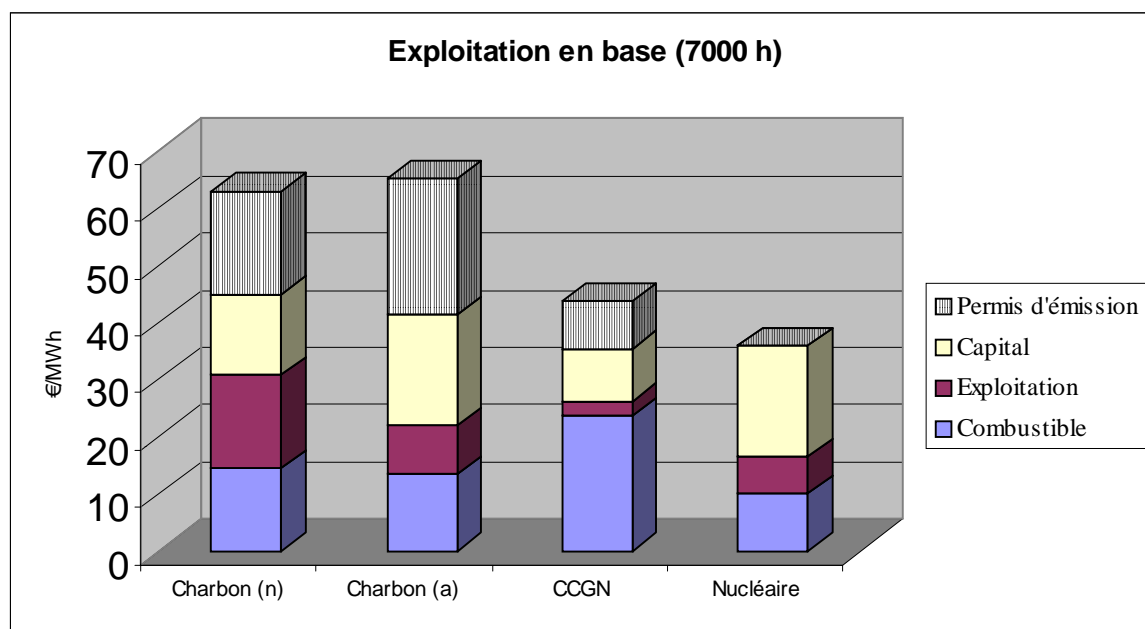
la production en base, et des équipements à coût variable plus élevé pour la production en semi-base et en pointe. La production non-contrôlable constitue un appoint à la production de base.

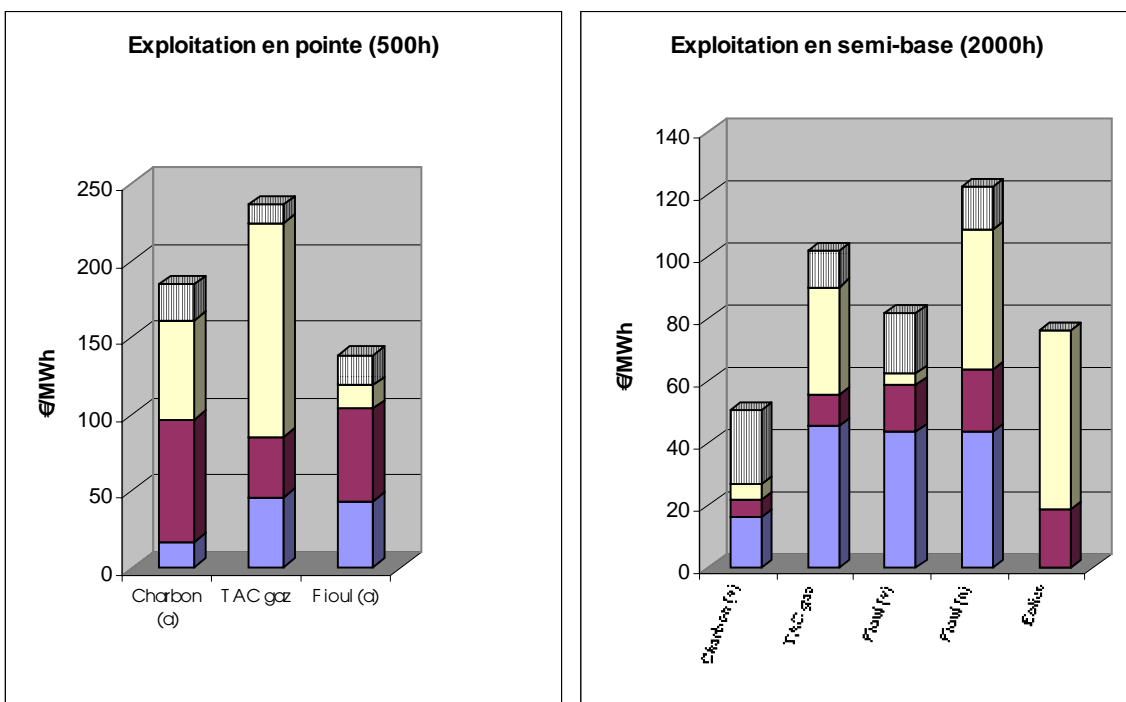
Technique	Degré de contrôle	Centralisation	Utilisation
Hydraulique	Non-contrôlable	Centralisé	Base (fil de l'eau) et pointe (chute)
Microhydraulique	Contrôlable (partiellement)	Décentralisé	Pointe
Eolien	Non-contrôlable	Décentralisé	Base (appoint)
Nucléaire	contrôlable	Centralisé	Base
Charbon	contrôlable	Centralisé	Semi-pointe / pointe
Gaz CC	contrôlable	Les deux	Base / pointe
Gaz TAC	contrôlable	Les deux	Extrême pointe

Source : EDF

9. COMPETITIVITE RELATIVE DES FILIERES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET CONSÉQUENCES DE L'INTRODUCTION DE MARCHÉS DE DROITS À ÉMETTRE DU CO₂

Les graphiques suivants permettent de comparer les coûts de production de l'électricité selon les filières et les modes d'utilisation. Les simulations concernant l'introduction de marchés de droit à émettre du carbone ont été opérées par EDF Trading. Elles reposent sur des estimations de la valorisation des émissions de CO₂ (20 €/par tonne), de SO₂ (0,5 €/kg) et de NO_x (2 €/kg). Elles distinguent les anciennes (a) et les nouvelles (n) technologies. Pour les moyens de production fossile, le niveau des émissions de SO₂ et de NO_x respectent les limites fixées par la directive « grandes installations de combustion ».





10. LA CHAÎNE DES COÛTS DES ENR

L'énergie solaire*. Le rendement de ces installations est de l'ordre de 10 à 15%. Leur coût moyen de production de l'électricité s'établit entre 90 et 150 €/MWh en 2000. Il pourrait diminuer de moitié d'ici à 2050 pour les installations centralisées. Le coût d'installation de capteurs solaires reste élevé (7 à 20 €/We, dont 3 € pour les capteurs).

L'énergie éolienne. Depuis vingt ans, le progrès technique, favorisé par les politiques publiques, a permis de tripler le rendement de la production d'électricité d'origine éolienne. En Europe, le coût de production est compris entre 40 et 110 €/MWh. Le coût de référence DIGEC est de 60-70 €/MWh (1997). L'amélioration des performances des aérogénérateurs et l'utilisation prioritaire des meilleurs sites d'exploitation permet une baisse tendancielle des coûts. Cette ENR prend une place croissante dans la production d'électricité du fait des politiques de soutien dont elle bénéficie, notamment suite au choc pétrolier qui a eu pour conséquence la mobilisation de la recherche en matière de technologie éolienne (1 M\$ par an dans les années d'avant 1974, jusqu'à 250 M\$ en 1981 et 100 M\$ par an dans les années 1990). Permettant l'élaboration d'une technologie aujourd'hui mature. Les principaux problèmes rencontrés par le développement de cette filière sont des coûts fixes importants, des capacités de production limitées (inférieures à 10 MW), et l'impact sur l'environnement (paysages, bruit, oiseaux).

L'énergie hydraulique. Les coûts de production sont très variables selon les sites. De manière générale, les coûts d'investissement sont élevés (1000 €/kWe) et les coûts d'exploitation faibles. Un barrage peut être amorti en vingt-cinq ou trente ans et demeurer opérationnel plus d'un siècle (EDF amortit ses barrages sur 75 ans). Dans le cas de la production à partir de **l'énergie des marées***, le coût de production est compétitif (inférieur à 100 €/MWh en France) mais les sites naturels exploitables sont limités dans le monde et la technologie des usines marémotrices a été peu développée sinon en France (La Rance) et au Canada. Le développement de nouvelles capacités se heurte en outre à des problèmes d'acceptabilité des effets environnementaux.

11. LA FISCALITÉ ÉLECTRIQUE EN FRANCE

Fiscalité pesant sur la consommation d'électricité des ménages et des industriels en France en 2001 (Source : Observatoire de l'énergie).

	Ménages	Industrie
Taxe locale sur l'électricité	0,78 c€/kWh	0,05 c€/kWh*
Imposition des pylônes	0,03 c€/kWh	0,03 c€/kWh
Taxe hydroélectricité	0,03 c€/kWh	0,03 c€/kWh
Redevance pour installations nucléaires	0,01 c€/kWh	0,01 c€/kWh
Charges d'électrification	0,18 c€/kWh	0,01 c€/kWh
Agences financières de bassin	0,01 c€/kWh	0,01 c€/kWh
Redevance hydroélectricité	0,01 c€/kWh	0,01 c€/kWh
Taxe pollution atmosphérique	0,001 c€/kWh	0,001 c€/kWh
TOTAL	1,06 c€/kWh	0,16 c€/kWh
TVA**	19,6% pour la consommation 5,5% pour l'abonnement	19,6%

* (nulle pour une conso >250kVA)

** La TVA pèse sur le prix de l'électricité incluant les taxes spécifiques.

12. LES ÉTUDES SUR LES COÛTS ENVIRONNEMENTAUX DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Les évaluations des coûts environnementaux de la production d'électricité ont fait l'objet de nombreuses études : Hohmeyer (1988), Pace University (1990), puis celles commanditées par la Commission européenne (ExternE), par le département américain de l'énergie (l'étude ORNL/RFF) et les autorités de l'Etat de New York (l'étude RCG/Tellus). Ces trois dernières sont les plus récentes et sont considérées comme les plus fiables. Cependant, les résultats sont encore loin d'être convergents.

Comparaison des résultats des évaluations d'externalités (en millièmes de \$/kWh)

Filières	Études				
	Pace Univers.	ExternE	ORNL/RFF (f)	RCG/Tellus	ExternE-Fr.(g)
<i>Charbon</i>	42	7,5 (a) 19,8 (b)	0,585 1,28	2,8	1,28
<i>Fioul</i>	41	14,9	0,174 0,232	1,47	0,97
<i>Gaz naturel</i>	11	0,9	0,013 0,232	0,219	0,08
<i>Nucléaire</i>	31,2	0,12 (c) 3,1 (d)	0,219 0,332	0,117	0,14 3,6
<i>Biomasse</i>	0 à 7,5	Non estimé	1,86	3,2	Non estimé
<i>Hydraulique</i>	-	2,5	0 0,163	Non estimé	Non estimé
<i>Solaire</i>	0 à 5	Non estimé	Non estimé	Non estimé	Non estimé
<i>Eolien</i>	0 à 1	1,2 à 2,4 (e)	Non estimé	0,01	Non estimé

Source : P-E. Martin, IEPE, Université Pierre Mendès-France, Grenoble.

(a) Coût environnemental pour une centrale localisée sur la côte ouest de Grande-Bretagne (Burton). (b) Coût environnemental pour une centrale localisée en Allemagne à 30 km de Stuttgart (Lauffen) (c) Coût évalué en retenant un taux d'actualisation de 3% (d) Coût évalué en retenant un taux d'actualisation de 0% (e) Les impacts des lignes de transport et de distribution sont comptabilisés (f) Pour chaque filière, deux sites ont été retenus pour les installations de production, l'un dans le sud-est des Etats-Unis et l'autre dans le sud-ouest (g) Les valeurs relatives à la filière nucléaire sont les mêmes que dans ExternE.

Comparées à celle de Pace, les autres études présentent des valeurs plus faibles en raison des dommages liés au changement climatique non comptabilisés pour les filières fossiles et de la prise en compte de centrales thermiques de référence plus “ propres ” (en termes de facteurs d’émission : SO₂, NO_x, Particules, CO₂). Les hypothèses sont en outre moins défavorables pour la filière nucléaire (minoration du risque d’un accident majeur et des coûts de démantèlement). La divergence dans les valeurs “ les plus récentes ” s’explique notamment par **la différence dans les valeurs statistiques de la vie et la variation dans la prise en compte des dommages dus à la pollution acido-particulaire.**

13. LES CRITIQUES MÉTHODOLOGIQUES ADRESSÉES AU RAPPORT CHARPIN-DESSUS-PELLAT (2000)

Le rapport C-D-P présente une évaluation des coûts des filières de production électrique à partir d’un examen du **bilan matière**. Néanmoins, il n’échappe pas à certains biais méthodologiques. Les critiques adressées à ce rapport sont de trois types.

- Le rapport intègre dans ses calculs les **coûts de l’assurance en cas d’accident**, notamment nucléaire. Néanmoins, ses estimations sont aujourd’hui sujettes à caution. Les attentats de 2001 aux Etats-Unis ont révélé de nouveaux risques liés au terrorisme qui conduisent à considérer les calculs de probabilité d’accident avec prudence.
- Les calculs mettent sur le même plan des coûts de nature très différentes : des **coûts contingents** (certains, comme par exemple les coûts de retraitement), des **coûts d’évitement*** (exemple des émissions de GES) et des **coûts de réparation**.
- Il est difficile d’évaluer un taux d’actualisation au delà d’un horizon de 20 ans.

14. LES DÉBATS AUTOUR DE L’ACTUALISATION

Les choix d’investissement reposent sur la comparaison de flux de revenus et de dépenses échelonnés dans le temps. La difficulté réside dans la comparaison de sommes qui sont disponibles (ou qui doivent être payées) à des instants différents. **L’actualisation consiste donc à pondérer différemment les flux présents et futurs de dépenses et de revenus**, le poids diminuant généralement à mesure que les échéances s’éloignent. Ainsi, l’actualisation reflète l’attitude d’une société envers l’avenir. Plus le taux d’actualisation est élevé, plus la préférence pour le présent est forte.

Les taux réels pratiqués sur les marchés ne représentent que la rentabilité privée des projets et ne prennent pas en compte les externalités positives induites par les investissements. Dès lors, le taux réel de marché à long terme (environ 4%) ne saurait être retenu tel quel comme facteur d’actualisation. Le **Commissariat général du Plan** l’a donc majoré et a retenu un taux d’actualisation de 8%. Celui-ci confère cependant un poids trop faible aux échéances supérieures à 10 ans et a donc été écarté dans le rapport C-D-P. Un taux d’actualisation différent pour les premières années et les dernières a été retenu. Les 30 premières années (soit l’espérance de durée aux postes de décision de la génération présente) sont actualisées au taux de 6% et les 20 dernières au taux de 3%. Ces taux sont contestables, en particulier celui de 6%, qu’on peut estimer encore un peu élevé. Il supposerait en effet une croissance annuelle de la productivité globale des facteurs de 2 % par an, ce qui semble guère réaliste.

15. COURRIER DE LA CRE ADRESSE AU GROUPE

(lettre adressée par courrier électronique le 20 décembre 2001)

Jan-Christophe Hoogendoorn
Chargé de Mission
Département Coûts de Production
Direction des Relations avec les Producteurs
Commission de Régulation de l'Electricité

Paris, le 20 décembre 2001

A l'attention du Groupe 11 de l'Ecole Nationale d'Administration
Promotion Copernic

Messieurs,

Nous accusons réception de votre réponse, datée du 19 novembre 2001, à la consultation publique menée par la Commission de Régulation de l'Electricité au sujet des modalités de calcul des coûts évités à EDF et aux Distributeurs Non Nationalisés (DNN) dans le cadre des appels d'offre et des obligations d'achat prévues par le législateur - dans l'article 5 de la loi du 10 février 2000 - au titre de leurs missions de service public.

Notre entrevue du jeudi 6 décembre 2001 nous a confirmé que vous avez très bien cerné la problématique du sujet, ainsi que le détail des trois méthodes de calcul que la CRE avance.

La proposition d'une quatrième méthode, variante des méthodes 2 et 3, que vous faites dans la dernière partie de votre document est très intéressante. La valorisation des écarts engendrés par les obligations d'achat permet en effet de prendre en compte le caractère aléatoire d'une certaine partie de la production. Cette proposition est tout à fait valide sur le plan théorique, et mérite d'être approfondie.

Toutefois, comme toute méthode de calcul des coûts évités, elle se heurte à un certain nombre de problèmes. Outre sa mise en œuvre pratique difficile, cette méthode écarte toute possibilité de foisonnement entre les écarts dus aux obligations d'achats et ceux liés au fonctionnement « normal » du parc d'EDF. De même, le calcul séparé par filière ne prend pas en compte le foisonnement des filières entre elles. Tout ceci contribue à surévaluer le surcoût dû aux moyens de production bénéficiant de l'obligation d'achat.

En vous remerciant une fois de plus pour votre contribution, je vous prie d'agréer mes sincères salutations.

16. LISTE DES PROPOSITIONS DU GROUPE

Proposition n°1 :

Ouvrir le capital de Gaz de France



Proposition n°2 :

Remplacer le système d'obligation d'achat par un marché national de certificats verts



Proposition n°3 :

Ouvrir le marché français de l'électricité à 100%



Proposition n°4 :

Défendre lors des négociations européennes le principe du maintien d'une part significative d'approvisionnement par contrats à long terme pour les gaz d'origine extra-européenne



Proposition n°5 :

Adopter au niveau européen une tarification régionale du coût de transport de l'électricité



Proposition n°6 :

Fonder le calcul des coûts évités à EDF et aux DNN sur les prix des marchés de gros de Powernext et d'ajustement de RTE



Proposition n°7 :

Instituer une obligation de programmation pluriannuelle de l'équilibre offre-demande électrique pour chaque Etat participant au réseau européen et rendre publique la consolidation au niveau européen de ces exercices de programmes nationaux



Proposition n°8 :

Construire un indicateur du risque de défaut de production de chaque opérateur électrique et le rendre public



LISTE DES PERSONNES RENCONTREES

1. ASSEMBLÉE NATIONALE

M. Claude BIRRAUX, Député de Haute-Savoie, Vice-Président de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

M. Jean-Yves LE DEAUT, Député de Meurthe-et-Moselle, Président de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

2. ADMINISTRATIONS D'ETAT

2.1 MINISTÈRE DE FINANCES, DE L'ECONOMIE ET DE L'INDUSTRIE

SECRETARIAT D'ETAT À L'INDUSTRIE

M. Patrice CAINE, Conseiller technique au cabinet du Secrétaire d'Etat

DIRECTION DE LA PRÉVISION

M. Boris COURNEDE, Adjoint au chef de bureau de l'agriculture et de l'environnement

M. Jean-Luc SCHNEIDER, Sous-Directeur des Etudes sectorielles

DIRECTION DE LA LÉGISLATION FISCALE

M. Philippe-Emmanuel de BEER, chef de bureau taxe sur la valeur ajoutée (règles nationales et harmonisation communautaire), accises et fiscalité de l'énergie.

DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ENERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES (DGEMP)

M. Didier HOUSSIN, Directeur, Direction des matières premières et des hydrocarbures (DIMAH)

M. Richard LAVERGNE, Secrétaire général, Observatoire de l'énergie

M. Dominique MAILLARD, Directeur général

Direction du Gaz, de l'Electricité et du Charbon (DIGEC)

M. Etienne MOSER, chef du Bureau de la Production

Mme Virginie SCHWARZ, chef du service de l'électricité

DIRECTION DU BUDGET

M. Jean-Marc LEFEUVRE, bureau Entreprises publiques industrielles, énergie et matières premières, parafiscalité.

M. Patrick RAUDE, chef de bureau Entreprises publiques industrielles, énergie et matières premières, parafiscalité.

DIRECTION DU TRÉSOR

M. Ludovic SENECAUT, chef de bureau Energie, télécommunications et matières premières

DIRECTION GÉNÉRALE DE LA CONSOMMATION, DE LA CONCURRENCE ET DE LA RÉPRESSION DES FRAUDES

M. Laurent FLEURIOT, Sous-directeur en charge des services et réseaux

M. Pascal LOSTE, chef du bureau Energie, chimie et réseaux locaux

2.2 MINISTÈRE DE L'AMÉNAGEMENT DE TERRITOIRE ET DE L'ENVIRONNEMENT

M. Xavier DELACHE, sous-directeur, Direction de l'évaluation des études économiques environnementales (DEEE)

2.3 CONSEIL DE LA CONCURRENCE

M. Jean-Pierre HENRY, rapporteur

M. Patrick HUBERT, rapporteur général

2.4 CONSEIL D'ANALYSE ECONOMIQUE

M. Joël MAURICE, Secrétaire général

2.5 COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ELECTRICITÉ

M. François FALGARONE, Directeur de la distribution, du service public et de la concurrence

M. Jan-Christophe HOOGENDOORN, chargé de mission Département coûts de production, Direction des relations avec les producteurs

M. Dominique JAMMES, responsable du département coûts de production

2.6 INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE (IFP)

M. Denis BABUSIAUX, directeur du Centre économie et gestion, Ecole du pétrole et des moteurs

M. Vincent LEPEZ, chercheur

2.7 DEPARTMENT OF TRADE & INDUSTRY (DTI, GRANDE BRETAGNE)

M. Chris BARTON, chef de bureau de la politique charbonnière

M. Peter HAYES, Directeur, Direction de l'industrie nucléaire

M. Ralph STEEDEN, bureau des affaires nucléaires, service de la tutelle sur BNFL (British Nuclear fuels Limited)

3. ORGANISATIONS SYNDICALES ET PATRONALES

MOUVEMENT DES ENTREPRISES DE FRANCE (MEDEF)

M. Christian LACOTTE, Directeur adjoint en charge des affaires financières et sectorielles

C.G.T.

M. Olivier FRACHON, Fédération nationale des mines et de l'énergie, Secrétaire du Conseil Supérieur Consultatif des Comités Mixtes à la Production et membre du conseil d'administration d'EDF

FÉDÉRATION EUROPÉENNE DES SERVICES PUBLICS

M. Jian Willem GOUDRIAN, Secrétaire général

UNION DES INDUSTRIES UTILISATRICES D'ÉNERGIE

M. Jean-Sébastien LETOURNEUR, Directeur Général

Mme Lucy MORIN, secrétaire général

FÉDÉRATION FRANÇAISE DES SOCIÉTÉS D'ASSURANCE (FFSA)

M. Jean POSTIC, responsable des entreprises hors secteur automobile

4. EXPERTS ET PERSONNALITÉS QUALIFIÉES

M. Pierre BOISSON, ingénieur général des mines, coordinateur du séminaire

M. Daniel COHEN, professeur d'économie, Ecole normale supérieure

M. Patrick CRIQUI, économiste, Directeur de recherche – CNRS, Institut d'économie et de politique de l'énergie (IEPE)

M. Benoît ESNAULT, chercheur à l'université Paris Dauphine

M. Dominique GALLOIS, journaliste, Le Monde

M. Jean-Michel GLACHANT, professeur d'économie, Université Paris IX

M. Roger GUESNERIE, économiste, professeur au Collège de France

M. Norbert LADOUX, professeur d'économie, Université de Toulouse I

M. Pierre TERZIAN, président de Pétrostratégies

M. XU Huidong, deuxième secrétaire, Service scientifique et technique près l'Ambassade de la République Populaire de Chine en France.

5. UNION EUROPÉENNE

5.1 COMMISSION EUROPÉENNE

COMMISSAIRES

M. Antoine GOSSET-GRAINVILLE, membre du cabinet de Pascal LAMY, Commissaire européen au commerce

M. Jacky MARTEAU, membre du cabinet de Michel BARNIER, Commissaire à la politique régionale et à la réforme des institutions

DIRECTION GÉNÉRALE TRANSPORT ENERGIE (DG TREN)

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

M. François LAMOUREUX, Directeur général

M. Pedro de SAMPAIO de NUNES, Directeur, direction énergie conventionnelles

DIRECTION GÉNÉRALE DE LA RECHERCHE (DG RECH)

M. Domenico ROSSETTI DI VALDALBERO, responsable scientifique en charge des activités socio-économiques

M. Pierre VALETTE, chef de l'unité affaires politiques,

DIRECTION GÉNÉRALE AFFAIRES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES (ECOFIN)

M. Mark HAYDEN, Economiste,

Mme Lucia PIANA, administratrice adjointe

DIRECTION GÉNÉRALE DE LA CONCURRENCE (DG COMP)

M. Thomas NACHURY, *task force* Contrôle des opérations de concentrations entre entreprises

5.2 PARLEMENT EUROPÉEN

M. Alain LIPIETZ, Député européen, Membre du Comité des affaires économiques et monétaires

6. AGENCE INTERNATIONALE D'ÉNERGIE

M. Olivier APPERT, Directeur chargé de la Coopération à long terme et de l'analyse des politiques

7. ENTREPRISES

ELECTRICITÉ DE FRANCE (EDF)

M. Marcel BOITEUX, Président d'honneur

M. François ROUSSELY, Président du groupe

EDF TRADING ENERGY MERCHANTS

M. Vincent RINGEISSEN, analyste de marché

M. Christophe ARNOULT, *administrative officer*

POWERNEXT

M. Jean-François CONIL-LACOSTE, Directeur général

M. Marc HERAUD, chef de projet

M. Jean-Paul OLIVE, Marketing et Commercial

RWE

M. Henning RENTZ, Responsable du Service Environnement

M. Jürgens WIENERS, Directeur, Direction du Service Environnement

CHARBONNAGES DE FRANCE

M. Pierre BERTE, Délégué aux affaires européennes

GAZ DE FRANCE (GDF)

M. Georges LIENS, chef du service prix et contrats

TOTALFINAELF

M. Paul ALBA, ancien directeur de la stratégie du groupe Elf

M. Pierre-René BAUQUIS, chargé de mission auprès du Président de TotalFinaElf

COGEMA

M. Didier BEUTIER, Directeur énergie économie environnement, Direction stratégie financière et Etudes Economiques,

M. Georges CAPUS, responsable études marketing (amont), Direction du commerce et du développement international

M. Laurent CORBIER, responsable études marketing, Direction du commerce et du développement international,

M. Denis DEROUBAIX, responsable études marketing, Direction du commerce et du développement international

SUEZ

M. Thierry CHAMBOLLE, directeur délégué du groupe

M. Alexandre JOLY, chargé de mission auprès du Président du groupe

COMMISSARIAT D'ENERGIE ATOMIQUE (CEA)

M. Pascal COLOMBANI, Président du directoire d'Areva, Administrateur général

M. Jean-Charles LANGRAND, Direction des études et de la stratégie

CAP GEMINI ERNST & YOUNG

M. Marc CECCHI, Consultant de la section énergie, Cap Gemini

SOCIÉTÉ GÉNÉRALE

M. Frédéric LASSERRE, Responsable recherche matières premières

CARREFOUR

M. Jean THOMAS, Directeur de Carfuel

GLOSSAIRE

Actifs échoués (*sunk costs*) : actifs réels obsolètes non-intégralement amortis.

AEN : Agence pour l'énergie nucléaire.

AIE : Agence internationale de l'énergie, dépendante de l'OCDE.

ANDRA : Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs, établissement public industriel et commercial chargé de la gestion et du stockage des déchets radioactifs solides.

ATR : accès des tiers au réseau.

Biocarburant : carburant produit à partir de biomasse.

Biomasse : masse de matière organique non fossile d'origine biologique utilisable à des fins énergétiques.

Branche : regroupement des unités élémentaires de production fabriquant le même bien ou proposant le même type de service.

Brent : pétrole de référence en Europe, issu des gisements de la mer du Nord.

Bulle spéculative : hausse rapide et excessive du prix des actifs financiers ou monétaires, déconnectés de l'économie réelle et provoquant, tôt ou tard, la chute brutale des prix (éclatement de la bulle).

CAF : les importations sont enregistrées à leur valeur au point d'entrée en France. On dit qu'elles sont CAF (**coût** de la marchandise, dépenses d'**assurance** et de **frêt**). *CIF* en anglais.

Cartel : entente entre des entreprises ou des pays, institutionnalisée par l'existence d'organes communs de gestion, visant à contrôler le marché.

CCGN : *cf* cycle combiné à gaz naturel

C-D-P : abréviation utilisée dans le présent rapport pour le rapport Charpin-Dessus-Pellat

Chaîne de valeur : chaîne opérationnelle analysée du point de vue des opérateurs, dans une perspective de création de valeur.

Charbon propre (ou charbon avancé) : technologie destinée à renforcer l'efficacité de la conversion et à réduire les conséquences de l'extraction, de la préparation et de l'utilisation du charbon. Terme utilisé pour décrire des technologies avancées de la production électrique à partir du charbon avec de faibles émissions des oxydes d'azote et sulfurique.

Charbon vapeur : ensemble des charbons destinés à des usages purement thermiques par opposition à ceux qui sont destinés à des usages spécifiques (charbon à coke notamment).

Charge de base : puissance appelée quasi continue à laquelle doit faire face un réseau pendant une période donnée.

Charge de pointe : puissance appelée maximale à laquelle doit faire face un réseau pendant une période donnée.

CNR : Compagnie nationale du Rhône.

CO₂ (dioxyde de carbone) : gaz produit par certains processus naturels et par la combustion complète du carbone contenu dans les combustibles fossiles.

Cogénération : production conjointe d'électricité et de chaleur.

Combustible nucléaire : matière fissile utilisée dans un réacteur pour y développer une réaction nucléaire en chaîne.

Congestion de réseau : tension sur le réseau comprise entre la valeur nominale et la valeur maximale. A l'extrême, elle peut entraîner l'impossibilité pour un client de se procurer l'énergie injectée par le producteur en raison de contraintes techniques et vice versa.

Consommation d'énergie finale : consommation d'énergie nette des pertes de distribution de tous les secteurs de l'économie, à l'exception des quantités consommées par les producteurs et les transformateurs d'énergie.

Consommation d'énergie primaire : consommation finale, plus pertes, plus consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie. Elle permet de mesurer le taux d'indépendance énergétique nationale.

Contrat avec obligation d'enlèvement (take or pay) : contrat prévoyant une obligation d'enlever un volume minimum d'une source d'énergie à un prix fixé d'avance ou de le payer même si les quantités correspondantes n'ont pas été enlevées.

Coût *cash* : charges annuelles de fonctionnement, charges de combustible, d'exploitation, de maintenance, y compris les charges indirectes.

Coût complet : coût total d'un moyen de production sur toute sa durée de vie ramené à sa production totale actualisée. Il dépend de la durée annuelle de fonctionnement de l'outil de production. Dans la filière électrique, ensemble des charges (combustible, exploitation, maintenance, investissement, démantèlement) d'une centrale. C'est sur ce coût que se fondent les analyses de rentabilité des différents modes de production d'électricité.

Coût d'accès au baril : coût d'exploration et de développement hors exploitation.

Coût de défaillance : coût relatif aux ruptures d'approvisionnement électrique.

Coût d'évitement : coût induit par la prévention d'un dommage.

Coût de référence : coût de développement calculé une fois posés des hypothèses normatives (notion utilisée par la DIGEC).

Coût d'investissement : coût fixe comprenant les frais d'études et d'ingénierie, le coût de construction et les charges annexes.

Coût fixe : dépenses que l'entreprise doit effectuer quelles que soient les quantités produites (bâtiments, machines, salaire du personnel de direction etc.).

Coût global : ensemble du montant de l'investissement initial et des coûts différés de gestion, d'entretien et d'exploitation d'une opération.

Coût marginal : coût de la dernière unité produite. Le coût marginal de long terme intègre le coût de renouvellement du capital. C'est ce qui le distingue du coût marginal de court terme.

Coût variable : dépenses proportionnelles aux quantités produites (matières premières, par exemple).

CRE : Commission de régulation de l'électricité.

Création de valeur : différentiel entre le rendement d'un investissement et le coût moyen pondéré du capital.

Cycle combiné à gaz naturel (CCGN) : technologie associant les turbines à gaz et les turbines à vapeur, connectés à un ou plusieurs générateurs électriques dans le même centrale.

Cycle du combustible : le combustible nucléaire, avant et après son utilisation dans les réacteurs, fait l'objet d'opérations de transformation qui constituent le cycle. En amont, il s'agit du traitement du minerai (concentration), de sa conversion chimique, de l'enrichissement en uranium 235, de la fabrication des combustibles et, en aval, du retraitement des combustibles usés, du recyclage des matières réutilisables, du conditionnement et de l'entreposage des déchets.

Déchets radioactifs : matières radioactives inutilisables provenant de l'industrie nucléaire, entre autres.

Développement : phase intervenant lorsqu'un gisement a été mis en évidence (forage, installation d'infrastructures).

DIGEC : Direction du gaz, de l'électricité et du charbon.

DNN : distributeur non nationalisé.

Echangeur : dispositif ou ensemble d'appareils destiné à permettre la récupération et la transmission de la chaleur.

Economie d'échelle : l'augmentation de l'échelle de la production entraîne une diminution du coût unitaire.

Elasticité : degré de sensibilité d'une variable économique (comme la demande d'un bien) par rapport à l'évolution d'une autre variable (comme le prix de ce bien). L'élasticité énergie/PIB indique le pourcentage de variation de la consommation d'énergie (c) d'une économie sur une période donnée pour une variation de 1% de son PIB (y) sur la même période, soit $e = \Delta c/c / \Delta y/y$.

Eligible (client) : client ayant accès au marché concurrentiel, par opposition aux clients non éligibles (marché avec un monopole légal).

Energie des marées : énergie produite par les centrales marémotrices par l'exploitation de l'amplitude des marées. A ce jour, l'usine de la Rance est la seule centrale au monde capable de convertir de façon industrielle la force des marées en énergie électrique.

Energie éolienne : énergie produite par la force du vent. Une des plus anciennes énergies utilisées par l'homme (bateaux, moulins à vent).

Energie fissile : énergie produite à partir de la fission nucléaire.

Energie fossile : énergie produite à partir de ressources naturelles en carbone extraites du sol (pétrole, gaz, charbon).

Energie géothermique : l'énergie extraite des eaux chaudes ou de la vapeur présentes dans certaines zones de la croûte terrestre.

Energie primaire : énergie brute n'ayant subi aucune transformation (telle que disponible dans la nature).

Energie secondaire : toute énergie obtenue par la transformation d'une énergie primaire ou d'autres énergies secondaires.

Energie solaire : énergie produite à partir du rayonnement solaire par moyen des capteurs thermiques.

ENR : énergies nouvelles et renouvelables produites à partir de sources naturelles considérées par abus de langage comme non épuisables (soleil, vent, marée, chute d'eau).

Enrichissement : procédé par lequel on accroît la teneur en isotopes fissiles de l'uranium. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7% d'uranium 235 (fissile) et de 99,3% d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, la proportion d'uranium 235 sera portée aux environs de 3 à 4%.

Exploration : phase d'études géologiques et géophysiques préliminaires, permettant de conclure à la présence ou non d'hydrocarbures.

Externalité : impact de la production ou de la consommation d'un agent (producteur ou consommateur) sur un autre non pris en compte par le marché et le système de prix.

ExternE : étude des effets externes de la production d'électricité en Europe fondée sur des sites publiée en 1997 par la Commission européenne et régulièrement actualisée. Cette étude fait référence dans les débats sur la prise en compte des externalités environnementales dans les politiques de l'UE.

FAB : les exportations sont enregistrées à leur valeur au point de sortie de France. Cette valeur est dite FAB (franco à bord). FOB en anglais.

Filière énergétique : ensemble des activités productrices d'énergie, de l'amont à l'aval, liées entre elles par des activités complémentaires (achat et vente de consommations intermédiaires).

Fission nucléaire : éclatement d'un noyau lourd en deux parties, accompagné d'émission de neutrons, de rayonnement et d'un important dégagement de chaleur.

GES : gaz à effet de serre (dioxyde de carbone, halocarbones, méthane, oxyde d'azote, vapeur d'eau).

GNL : gaz naturel liquéfié.

GRD : gestionnaire de réseau de distribution.

GRT : gestionnaire de réseau de transport.

HT : haute tension.

Hub : abréviation de « hub and spokes system », système composé d'un moyeu et de rayons. Système nodal qui centralise les flux et les redistribue ensuite.

Intensité énergétique du PIB : part de la consommation d'énergie dans le PIB.

Joule : unité de mesure légale du système international. Un joule est l'énergie produite par une force d'un newton dont le point d'application se déplace d'un mètre dans la direction de la force.

Kt : kilotonne.

KWe : Kilowatt- heure électrique. Mesure les capacités de production des centrales en tenant compte de leur rendement énergétique.

LFC : lit fluidisé circulant. Type de centrale thermique au charbon faiblement émettrice de rejets polluants.

Marché à terme : marché dérivé sur lequel sont conclues des transactions dont les modalités sont fixées le jour de l'opération, mais dont la réalisation intervient à une date ultérieure. Le marché à terme permet aux intervenants de se couvrir contre les fluctuations de prix.

Marché au comptant : marché sur lequel les donneurs d'ordres exécutent immédiatement les opérations qu'ils ont contractées : l'acheteur paie comptant et le vendeur doit être en possession des titres qu'il vend.

Marché dérivé : marché où s'échangent les produits dérivés tels que les options d'achat ou de vente et les contrats futurs. Ces instruments permettent de gérer le risque inhérent à toute opération économique.

Marché *spot* : cf marché au comptant

Marge : différence entre le prix de vente et le prix de revient.

Monopsonne : structure de marché caractérisée par un grand nombre de vendeurs face à un acheteur unique.

MOX : combustible mixte contenant de l'oxyde d'uranium et de l'oxyde de plutonium. Il est obtenu après le retraitement du combustible nucléaire usé.

Négoce (*Trading*) : activité d'achat, de vente ou d'échange de marchandises (énergétiques, alimentaires, matériaux, etc.) ou de services entre compagnies (ou pays).

Netback : méthode de calcul du prix de l'énergie en amont à partir du prix de cette même énergie en aval en déduisant le coût intervenant entre le point d'achat et le point de vente ainsi que la marge bénéficiaire.

Nordpool : marché de gros de l'électricité des pays nordiques (Danemark, Suède, Norvège et Finlande).

NO_x : oxyde d'azote.

OCDE : Organisation pour la Coopération et le Développement Economiques.

Ordre d'appel des tranches : ordre de sollicitation des unités de production d'électricité en fonction de leurs coûts de production.

Péréquation tarifaire : méthode de tarification égalisant les prix pour les consommateurs indépendamment des coûts réels.

Permis d'émission : titre émis sur un marché spécifique autorisant son acquéreur à émettre des pollutions.

Portefeuille énergétique (panier énergétique, matrice de production, mixte de production).

Plaque continentale : composante intégrée du réseau électrique européen (hors *Nord Pool*, Grande-Bretagne et péninsules).

Prix *spot* : prix résultant de la demande et de l'offre au jour le jour sur le marché spot.

Production centralisée et décentralisée : la production centralisée d'électricité est organisée dans un réseau intégré, contrairement à la production décentralisée.

Réacteur à eau pressurisée (REP) : réacteur à eau ordinaire dans lequel l'eau du circuit primaire est maintenue à haute pression afin d'éviter sa vaporisation. Le programme électronucléaire français repose essentiellement sur le développement de cette filière.

Recyclage : le plutonium récupéré lors du retraitement possède la propriété d'être fissile et peut ainsi être recyclé soit dans les réacteurs à eau sous pression sous forme de combustible mixte, soit dans les réacteurs à neutrons rapides.

Redevance (royalty) : impôt proportionnel à la production, payé au propriétaire du sous-sol d'un gisement en production.

Rendement énergétique : rapport entre la valeur calorifique du combustible brûlé dans une centrale et la valeur calorifique de l'électricité produite. S'il faut par exemple 100 tep de charbon pour produire 30 tep d'énergie électrique, le rendement énergétique est de 30 %.

Rente différentielle : les propriétaires des mines ou des puits de pétrole les plus facilement exploitables disposent d'une rente égale à la différence entre le prix de marché et le coût de production.

Rente de monopole : surcroît de profit du monopoleur par rapport à une situation de concurrence pure et parfaite.

Réserves conventionnelles : réserves connues et exploitables avec l'utilisation des techniques en vigueur et répondant aux normes courantes de rentabilité dans les conditions économiques présentes.

Réserves non conventionnelles : réserves partiellement connues et non exploitables dans les conditions techniques et économiques du moment.

Réserves possibles : ressources non encore découvertes mais dont on peut supposer l'existence avec un degré raisonnable de probabilité.

Réserves prouvées : réserves récupérables dans l'état actuel de la technologie et des conditions économiques du moment.

Retraitement : séparation des différents composants du combustible nucléaire utilisé en vue soit de leur recyclage, soit du stockage des déchets non valorisables dans les conditions de sûreté maximales et sous un faible volume.

Risque de marché : risque de pertes auquel s'expose un opérateur sur un marché du fait de la variation des cours.

Risque systémique : possibilité de propagation des difficultés rencontrées par un acteur ou un marché dans un pays à l'ensemble du système entraînant son effondrement.

RTE : Réseau de transport d'électricité, entité intégrée à EDF, autonome depuis 2000.

S₀₂ : oxyde de soufre.

SHEM : Société Hydroélectrique du Midi.

Stratégie de niche : repli de l'entreprise sur le produit ou le service le plus rentable ou le plus demandé ou le moins concurrencé. Il s'agit généralement d'un produit ou d'un service pour lequel l'entreprise dispose d'un avantage comparatif, par exemple technologique.

Subvention croisée : pratique anticoncurrentielle consistant pour une entreprise disposant d'un monopole légal à utiliser tout ou partie de l'excédent des ressources que lui procurent son activité sous monopole pour subventionner une offre présentée sur un marché concurrentiel.

TAC : turbine à combustion. Technique de production d'électricité utilisant des carburants fossiles (gaz, fioul).

Taux d'actualisation : l'actualisation consiste à convertir des valeurs futures en valeurs présentes. Le taux d'actualisation rend compte de la dépréciation introduite par le temps (voir annexe n°14)

Take or pay : voir Contrat avec obligation d'enlèvement.

THT : très haute tension.

UTS : Unité de travail de séparation, utilisée lors des opérations d'enrichissement de l'uranium en isotope 235.

BIBLIOGRAPHIE

ACTES DU COLLOQUE ORGANISÉ À PARIS DU 30 JUIN AU 1ER JUILLET 1997, *Coûts & tarifications des énergies : quels changements induits par la libéralisation du marché ? quels éléments prendre en compte pour comparer les coûts ?*, Paris, Edition Formation Entreprise (EFE), 1997

AGENCE DE L'OCDE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, *Etude sur les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire*, Paris, OCDE, 1994

AGENCE DE L'OCDE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Prévisions des coûts de production de l'électricité (mise à jour 1998)*, Paris, OCDE, 1998

AGENCE DE L'OCDE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, *Dépôts de déchets radioactifs de faible activité : une analyse des coûts*, Paris, OCDE, 1999

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Bilan énergétique des pays de l'OCDE*, Paris, OCDE/AIE, 2000

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Bilan énergétique des pays non-membres de l'OCDE*, Paris, OCDE/AIE, 2000

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Coal information 2000*, Paris, OCDE/AIE, 2000

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Electric power technology : opportunities and challenges of competition*, Paris, OCDE, 1999

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Energy technologies for the 21st century*, Paris, OCDE/AIE, 1997

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Nuclear power in the OECD*, Paris, OCDE/AIE, 2001

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Statistiques de l'énergie des pays de l'OCDE*, Paris, OCDE/AIE, 2000

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Statistiques de l'énergie des pays non-membres de l'OCDE*, Paris, OCDE/AIE, 2000

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *The future role of coal*, Paris, OCDE/AIE, 1999

AMBASSADE DE FRANCE EN ALLEMAGNE, *La réforme fiscale écologique*, 1996

AMIC E., *L'ampère et le fléau*, in *Revue de l'énergie*, n°526, mai 2001

ANGELIER J.-P., *Le Gaz naturel*, Economica, 1994

BABUSIAUX D., BOY DE LA TOUR X., *Technology improvements in the petroleum industry and the impact on costs*, reprinted from *Energy exploration and exploitation*, Volume 17, n°2, 1999

BABUSIAUX D., *Eléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut*, IFP, 2000

BATAILLE C., GALLEY R., *Les coûts de production de l'électricité – Tome 2 : l'aval du cycle nucléaire*, rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Paris, Assemblée nationale/Sénat, 1999

BAULINET C., *Gaz à effet de serre : quels instruments économiques ?*, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 21 octobre 2000

BENISSAD M., *Eléments d'économie pétrolière : les hydrocarbures, présent et futur*, Paris, Economica, 1981

BENZONI L., CHEVALIER J.-M., BARBET P., *Economie de l'énergie*, Paris, Presses de la Fondation nationale des sciences politiques/Daloz, 1986

BERGERON J. & alii, *La prospective technologique de la filière nucléaire*, juin 2000

BICKEL P., SCHMID S., KREWITT W., *External costs of transport in ExternE*, publishable report, 01 january 1996 to 31 may 1997 in the framework of the Non nuclear energy program, Commission européenne, 1997

BITCHKOV A. M., *Toplivnaya politika v elektroenergetike Rossii (La politique des combustibles dans l'industrie électrique russe)*, Moscou, SEU de la Fédération de Russie, 2000

BOEUF P., FORMERY Z., *Une analyse économique de la fiscalité pétrolière*, in *Economie et prévision*, n°91, 1989-5

BOISSON P. (sous la direction de), *Energie 2010-2020 : les voies d'une croissance sobre*, Commissariat général du Plan, Paris, La Documentation Française, 1998

BRABER R., VAN TONGEREN F., *Energy price reforms in Russia*, in MOCT-MOST, vol. 6, n°2, 1996

BUREAU D. (sous la direction de), *Rapport du groupe de travail sur les mécanismes incitatifs*

CARTER J., HIMONA, I., TOALSTER J., *Rentabilité des activités amont : les facteurs déterminants*, in *Analyse financière*, n°106, mars 1996

CEDIGAZ, *Le gaz naturel*, Rueil-Malmaison, 2000

CHAMPSAUR P. et alii, *Rapport du groupe d'expertise économique sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité et sur la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non-éligibles*, 27 janvier 2000

CHARPIN J.-M., DESSUS B., PELLAT R., *Perspectives économiques de la filière nucléaire : rapport au Premier ministre*, Paris, La Documentation française, 2000

CHEVALIER J.-M., *Coup de vent sur l'Europe de l'énergie*, in *Sociétal* n°28, mars 2000

CLAVERIE M. & alii, *La prospective technologique des filières non-nucléaires*, juillet 2000

COGÉMA, *Le cycle du combustible nucléaire*, Paris, 2000

COMMISSARIAT GENERAL AU PLAN / DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE ET DES MATIERES PREMIERES, *Russie et Caspienne : réalités énergétiques, enjeux européens*, Compte rendu de la conférence tenue au Commissariat général du Plan le 19 octobre 1999 dans le cadre du cycle de conférence de politique énergétique organisé conjointement par le CGP et la DGEMP, 1999

COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES, *ExternE : externalities of energy - methodology annexes*, Direction générale XII, Bruxelles, 1998

COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES, *L'achèvement du marché intérieur de l'énergie*, Document de travail SEC(2001), Bruxelles, 438,

COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES, *L'achèvement du marché intérieur de l'énergie*, Communication de la Commission au Parlement et au Conseil du 13 mars 2001, 2001/0077 et 2001/0078

COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES, *L'application des règles communautaires en matière d'aides d'Etat dans l'industrie charbonnière en 2000*, Rapport de la Commission COM(2001), Bruxelles, 327

COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES, *L'approvisionnement pétrolier de l'Union européenne*, rapport interne, Bruxelles, octobre 2000

COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES, *Livre vert « Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique »*, Bruxelles, novembre 2000

COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES, *Opening Up to Choice, Launching the Single European gas market*, Bruxelles, juillet 2000

COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES, *Proposition de réglementation par le Conseil des aides d'Etat à l'industrie charbonnière*, COM(2000), Bruxelles, 423

COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES/DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE, *Energy in Europe : Economic foundations for energy policy (special issue)*, Luxembourg, OPOCE, 1999
Conclusions du livre blanc sur les sources d'énergie pour la production électrique et Réponse du gouvernement aux quatrième et cinquième rapports de la Commission du Commerce et de l'Industrie de la Chambre des Communes, HM Stationery's Office, Londres, 1998

CONSEIL D'ANALYSE ECONOMIQUE, *Prix du pétrole et du gaz : quelles perspectives à court et à moyen terme*, pré-rapport du CAE, Paris, décembre 2000.

CONSEIL ECONOMIQUE ET SOCIAL, *La future organisation gazière française*, Paris, Rapport du CES, 1999.

CORDIER J., *Les marchés à terme*, Que sais-je ?, PUF, 1992

COUR DES COMPTES, *La fin des activités minières*, Rapport au Président de la République, Paris, décembre 2000

CUEILLE J.-P., JOURDAIN E., *Réduction des externalités : impacts du progrès technique et de l'amélioration de l'efficacité énergétique*, Paris, IFP, 1997

CUEILLE J.-P., MASSERON J., *Coûts de production des énergies fossiles : situation actuelle et perspectives*, in Cahiers du Centre d'Economie et de Gestion de l'Institut Français du Pétrole, juillet 1996

CURIEN N., *Economie des réseaux*, Repères, Paris, La Découverte, 2000

DE ANNE J., MASHAYEKHI A., *The Economics of natural gas : pricing, planning and policy*, Oxford University Press, 1990

DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY, *2000 Energy Report*, HM Stationery's Office, Londres, Novembre 2000

DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY, *Energy projections for the UK*, Energy paper 68, HM Stationery's Office, Londres, 2000,

DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY, *UK Energy in Brief*, HM Stationery's Office, Londres, 27 juillet 2000

Dérégulation électrique et gazière : approche comparative dans l'UE, in Revue de l'énergie, n°499, 3^{ème} T. 98

DIENES L., *Prospects for russian oil in the 1990s : reserves and costs*, in Post Soviet Geography and Economics, n°2, 1993

DRI - WEFA, *Results from Opening the Gas Market*, Report for the European Commission, juillet 2000

Economie de l'énergie : cinquante ans de débat (première partie), Cinquante ans de débats énergétiques et de réflexion économique (seconde partie), in Problèmes économiques, 21 juin 2000 et 8 novembre 2000

ELECTRICITÉ DE FRANCE, *L'électricité d'origine renouvelable*, collection « chiffres et statistiques », 2000

ELECTRICITE DE FRANCE, *Rapport annuel pour 2000*, 2000

GALLOIS P., *Guerre pour l'énergie*, in Géopolitique, n°72, 2000

GAZ DE FRANCE, *Rapport annuel pour 2000*, 2000

GIRARD P., MARIGNAC Y., TASSART J., *Le parc nucléaire actuel*, Mission d'évaluation économique de la filière nucléaire, mars 2000

GIRAUD P.-N. (sous la direction de), *Géopolitique du charbon*, Paris, Economica, 1991

GOLDSTACK D., *The international steam coal trade & price forecast, 2001-2025*, in DRI-WEFA, *Market power - forcing the Coal price ?*, Actes du séminaire charbon annuel, Londres, Butcher's Hall, juillet 2001

GOODMAN R. J., CODDINGTON I., SIMON, GARY D., *The resilience of coal : meeting the challenge of the next century*, in Decision Brief, Cambridge Energy Research Associates, mars 1998

GRENON M., HAFNER M., *Approvisionnements lointains en gaz naturel pour l'Europe*, in Revue de l'Energie, n°454, déc. 1993

HANNE H., *Prix du gaz et de l'électricité en Europe : prix au 1^{er} janvier 2000 - usage domestique et usage industriel*

HANNESSON R., *Petroleum economics*, Quorum Books, 2000

HAUBRICH H.-J., *Study on cross-border electricity transmission tariffs : final report*, avril 1999, European Commission DG 17/C1, 1999

KERR D., *The chinese and russian energy sectors: comparative change and potential interaction*, in Post communist economies, vol. 11, n°3, 1999

KOUZOVKINE A., *povichenye tsen na energonositeli i perspektivi ekonomitsheskogo razvitiya, Ekonomist (l'augmentation des prix des produits énergétiques et les perspectives du développement économique)*, in Ekonomist, n°8, 1992

KOUZOVKINE A., *Sberejenye, proizvodstvo i eksport energoresursov (Stockage, production et exportation des ressources énergétiques)*, in Ekonomist, n°1, 1999

La tarification du gaz naturel en Europe, in Economie et sociétés, série Economie de l'énergie, n°5, Janv./fév. 1992

LASSIAILLE R., *L'économie du gaz naturel, dans les spécificités de la zone européenne*, in Economie et sociétés, série Economie de l'énergie, n°5, Janv./fév. 1992

LOCATELLI C., *Energie et transition en Russie : les nouveaux acteurs industriels*, Paris, L'Harmattan, 1998

LOCATELLI C., *L'organisation de l'industrie gazière russe : ses effets sur la stratégie d'exportation de Gazprom*, in Revue de l'énergie, n°2, 1997

LOCATELLI C., *La mutation de l'industrie pétrolière russe : vers l'émergence d'entreprises à l'occidentale ?*, Miméo, Grenoble, Institut d'économie et de politique de l'énergie, janvier 1999

LOCATELLI C., *Les conditions de transposition des institutions de marché dans les économies en transition (Russie) – Le cas de l'énergie*, in Cahier de Recherche, n°19, Grenoble, Institut d'économie et de politique de l'énergie, 2000

LOCATELLI C., *Les groupes pétroliers russes : infrastructures et investissements étrangers ; La manne des hydrocarbures en Russie*, in Le courrier des pays de l'Est, n°430, juin 1998

LOCATELLI C., *Russie et Caspienne : réalités énergétiques, enjeux européens*, cycle de conférences de politique énergétique organisé par le Commissariat Générale au Plan et la Direction Générale de l'Energie et des matières premières, 19 octobre 1999

MARTIN J.-Y., *Economie et politique de l'énergie*, Paris, Armand Colin, 1992

MASSON GRANT M., *Competitive electricity markets around the world : approaches to price risk management*, in Managing energy price risk, Risk books, 2000.

MAURICE J., *Le prix du pétrole*, rapport du Conseil d'analyse économique, Paris, La Documentation française, 2001

MÉNANTEAU P., *Apprentissage de la diversité et compétition entre options technologiques pour la production d'électricité photovoltaïque*, in Cahiers de recherche l'Institut d'économie et de politique de l'énergie, Grenoble, mai 1998.

MINISTERE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES, *L'énergie nucléaire en 110 questions*, Paris, 2000

MINISTERE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES, *La TGAP « énergie »*, Note interne, 19 avril 2000

MINISTERE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES, *Les coûts de référence de la production électrique*, Paris, 1997

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES, *Les écotaxes hollandaises sur l'énergie*, Note interne, 15 décembre 1999

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES, *L'énergie en France*, chiffres clés, 2001

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, *La modernisation du service du gaz*, Les notes bleues de Bercy, n°190, sept. 2000

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, OBSERVATOIRE DE L'ÉNERGIE, *La fiscalité de l'énergie en France*, juillet 2001

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE/CENTRE NATIONAL DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE/ADEME, *Maîtrise de la demande d'électricité et surcoûts de la desserte électrique rurale*, Documents et référence, décembre 1996.

NATIONAL ENERGY POLICY AND DEVELOPMENT GROUP, *Summary of Recommendations*, Washington, 2001

OBSERVATOIRE MEDITERRANÉEN DE L'ÉNERGIE, *Assessment of internal and external gas supply options for the EU, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the EU – an investigation of related financial requirements and tools*, étude pour la Commission européenne, 2000

PAPPÉ I., *La nébuleuse Gazprom : un anachronisme de l'économie russe*, in *Le courrier des pays de l'Est*, n°430, juin 1998

PARRY I. W. H., *Are Gasoline Taxes in Britain Too High ?*, Resources for the future, working paper, avril 2001

PERCEBOIS J. (sous la direction de), *Energie et théorie économique*, Paris, Cujas, 1997

PERCEBOIS J., *Les controverses sur la déréglementation gazière en Europe*, in *Economies et sociétés* n°5, janvier/février 1992

PIRA ENERGY GROUP, *Assessing prospects for SO₂ credit prices*, in Emissions market intelligence service, New-York, décembre 1999

PIRA ENERGY GROUP, *Recent developments in the OTC NO_x market*, in Emissions market intelligence service, New-York, février 2001

PIRA ENERGY GROUP, *The Southern California RECLAIM market : painful adjustments to reality*, in Emissions market intelligence service, New-York, mars 2001

***Power in Europe*, Platts edition, 2001**

RABL A., SPADARO J. V., *Les coûts externes de l'électricité*, in *Revue de l'énergie*, n°525, mars-avril 2001

RABL A., SPADARO J. V., *Public health impact of air pollution and implication for the energy system*, in *Annual Review of Energy and Environment*, 2000

RAPPORT DU GOUVERNEMENT RUSSE, *Tendentsyi v oblasti restrouktourizatsii ougolnoy promichlennosti Rossiyskoy Federatsiy (Les tendances dans le domaine de la restructuration de l'industrie houillère dans la Fédération Russe)*, Moscou, 2000

REPORT OF THE AD HOC GROUP OF EXPERTS ON COAL AND THERMAL POWER, third session, Genève, 30 October 2000

RODIONOV P., JIZNIN S., *Gazovye prioritety rossijskoy diplomatii (Les priorités gazières de la diplomatie russe)*, in *Diplomaticheskiy Vestnik*, n°2, 2000

ROSA J.-J., *La consommation d'électricité, de gaz naturel et de fuel en France et les conditions de la concurrence entre les énergies*, rapport préparé à la demande de l'Union Française des Industries Pétrolières, 1996

SAGERS M., DIDENKO I., KRYUKOV V., *Distribution of refined petroleum products in Russia*, in Post Soviet Geography and Economics, n°9, 1999

SAGERS M., *Resource rent from the oil and gas sector and the russian economy*, in Post Soviet Geography and Economics, n°7, 1995

SOCIETE FRANCAISE DES ANALYSTES FINANCIERS, *Sept clés pour le charbon*, in Analyse Financière, n°106, mars 1996

SPADARO J. V., *External costs of energy : application of the ExternE methodolgy in France*, final report, JOS3-CT9-0010, janvier 1998

STEVEN P., *Oil price : the start of an era ?*, in Energy Policy, volume 17, n°2, 1999

TERRAZ N., *Les coûts de référence de l'électricité*, Energie et matières premières , n°1, 3^{ème} trimestre 1997

THOM F., *Union européenne - Russie: le partenariat stratégique*, in Géopolitique, n°72, 2000

VERNIER J., *Les énergies renouvelables*, « Que sais-je ? » n°3240, Paris, PUF, 1997

WOOD MACKENZIE, *Energy Newsletter*, n° 50 et suivants

TEXTES JURIDIQUES

DIRECTIVE 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil 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

DIRECTIVE 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

DIRECTIVE 90/547/CEE du Conseil, du 29 octobre 1990, relative au transit d'électricité sur les grands réseaux

DIRECTIVE 68/414/CEE du Conseil, du 20 décembre 1968, faisant obligation aux États membres de la C.E.E. de maintenir un niveau minimum de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers

DIRECTIVE 73/238/CEE du Conseil, du 24 juillet 1973, concernant les mesures destinées à atténuer les effets de difficultés d'approvisionnement en pétrole brut et produits pétroliers

DIRECTIVE 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

DIRECTIVE 91/296/CEE du Conseil, du 31 mai 1991, relative au transit du gaz naturel sur les grands réseaux

DIRECTIVE 94/22/CE du Parlement européen et du Conseil, du 30 mai 1994, sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospecter, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures

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

DECISION de la Commission du 23 mai 2001 autorisant l'octroi par la France d'aides en faveur de l'industrie houillère pour l'année 2001 (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE) [notifiée sous le numéro C(2001) 1481]

LOI du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier

LOI 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

LOI 94-588 du 15 juillet 1994 modifiant l'article 150 du Code minier

PROJET DE LOI relatif à la modernisation du service public du gaz naturel et au développement des entreprises gazières, (mai 2000)

DECRET 2001-1157 du 06 décembre 2001, relatif au fonds du service public de la production d'électricité

DECRET 2001-678 du 26 juillet 2001, relatif aux tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles

DECRET 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat

DECRET 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

DECRET 2001-1157 du 6 décembre relatif aux fonds du service public de l'électricité pris pour application de l'article 5 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

CONSEIL CONSTITUTIONNEL, Décision n°2000-441 DC (loi de finance rectificative pour 2000)

SITES INTERNET

<http://www.centrica.com>

<http://www.chevrontexaco.com>

<http://www.conseil-constitutionnel.fr>

<http://www.cre.fr>

<http://www.doe.gov>

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

<http://www.edf.fr>

<http://www.enrononline.com>

<http://www.exxonmobil.com>

<http://www.gdf.fr>

<http://www.groupecharbonnagedefrance.com>

<http://www.mackinseyquarterly.com>

<http://www.ofgem.org>

<http://www.platts.com>

<http://www.ptenergy.com>

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

<http://www.rwe.com>

<http://www.shell.com>

<http://www.totalfinaelf.com>

<http://www.upmf-grenoble.fr/iepe>

<http://www.wci.coal.com>

<http://www.worldcoal.com>

<http://www.world-nuclear.org>

LISTE DES TABLEAUX

- Tableau n°1** : Usages énergétiques actuels des sources primaires (page 3)
- Tableau n°2** : Structure des coûts des énergies primaires (données françaises et européennes) (page 17)
- Tableau n°3** : Prix TTC des combustibles selon les usages en France en 1999 (page 18)
- Tableau n°4** : Structure du prix de l'électricité à destination des ménages en France (page 19)
- Tableau n°5** : Prix de l'électricité à destination des ménages en Europe (page 19)
- Tableau n°6** : Compétitivité relative des filières (page 23)
- Tableau n°7** : Le parc de production en France (2000) (page 24)
- Tableau n°8** : Estimation du coût moyen de la production d'électricité en France en 1997 (page 25)
- Tableau n°9** : Coût moyen de la distribution rurale en France (1992) (page 27)
- Tableau n°10** : Tarification provisoire du GRT et des GRD en France en 1999 (page 28)
- Tableau n°11** : Prix de gros de l'électricité en Europe en janvier 2001 (page 31)

LISTE DES ENCADRÉS ET DES GRAPHIQUES

Encadré n°1 : L'importance des coûts de démantèlement dans la filière nucléaire (page 20)

Encadré n°2 : L'intervention de l'Etat et le coût du nucléaire (page 23)

Graphique n°1 : Evolution des prix de marché : la « courbe en U » de la libéralisation (page 30)

Encadré n°3 : La réorganisation par centres de profit de RWE Energie (page 32)

Encadré n°4 : La diversification multiénergie de TotalFinaElf (page 34)

Encadré n°5 : Le groupe Suez, acteur multiservices (page 35)

Encadré n°6 : La stratégie gazière de TotalFinaElf (page 37)

Encadré n°7 : L'ouverture du capital de GDF est nécessaire pour conforter sa stratégie de développement (page 39)

Encadré n°8 : La stratégie internationale d'EDF (page 42)

Encadré n°9 : La question de l'ouverture du capital d'EDF (page 43)

Encadré n°10 : L'internalisation des externalités (page 43)

Encadré n°11 : Les marchés des certificats verts (page 47)

Encadré n°12 : Les externalités positives du programme électro-nucléaire français selon le rapport Bataille-Galley (1999) (page 48)

Encadré n°13 : L'internalisation des coûts externes non-environnementaux de la consommation pétrolière (page 48)

Encadré n°14 : Les principales missions de la Commission de régulation de l'électricité (page 54)

Encadré n°15 : les limites d'un système de *pool* obligatoire (page 55)

Encadré n°16 : Principaux éléments de la réponse du groupe à la consultation organisée par la CRE concernant les modalités de calcul des coûts évités (page 58)