



DGEMP - DIDEME

Coûts de référence de la production électrique

novembre 2003

Avertissement

Le document de travail qui est ici proposé est un document provisoire. Il a été établi grâce à des contacts bilatéraux entre la DGEMP et des opérateurs ou constructeurs. Ce sont soit le constat de coûts actuels, soit des objectifs qu'ils se fixent et estiment devoir impérativement tenir par des gains de productivité ou de meilleurs choix technologiques. Il reste maintenant :

- pour les énergies renouvelables, à en fixer les coûts de référence à partir des très nombreux matériaux réunis ;
- pour l'ensemble du document, à le soumettre à l'examen critique et contradictoire d'un groupe de travail. Ce dernier ne parviendra peut-être pas à un consensus, mais permettra justement de distinguer ce qui est consensuel et ce qui l'est moins.

Ce n'est qu'à l'issue de ces trois étapes que la DGEMP publiera ses *Coûts de référence*, mais il lui a paru utile de fournir d'ores et déjà des éléments au débat.

Les éléments concernant la production centralisée ont déjà été relus par un comité de relecture et les remarques ont été reprises au mieux de leur forme et de leur fond.

Par rapport aux coûts de référence de 1997, une attention beaucoup plus grande a été attachée aux externalités. Par ailleurs, la production décentralisée sera traitée dans le document définitif.

Avant-propos

La direction de la demande et des marchés énergétiques entreprend tous les trois à cinq ans l'étude des coûts de production de l'électricité. La dernière édition a été publiée en 1997, sous le titre *Les « coûts de référence » de la production électrique*.

Les précédentes études étaient conduites dans le cadre de la loi de 1946, et visaient à adapter les tarifs d'achat aux producteurs indépendants et de vente de l'électricité par le monopole public EDF, ainsi qu'à faire des choix d'investissement pertinents vis-à-vis des impératifs de la politique énergétique : sécurité d'approvisionnement et indépendance énergétique, protection de l'environnement, compétitivité de la fourniture.

La mise à jour de 2003 est réalisée dans le contexte de la loi électrique du 10 février 2000, qui organise la libre installation des producteurs d'électricité en France et leur accès au marché des clients finals éligibles, et dans la continuité du débat national sur les énergies. Ce débat a été l'occasion d'évoquer la place souhaitable de l'ensemble des filières de production électrique dans le « mix » énergétique français. Ses conclusions seront prises en compte pour l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI) qui constituera le cadre de référence pour le développement des nouveaux moyens de production.

Principales évolutions

Avec l'ouverture du marché de l'électricité, les moyens d'intervention directe de l'État, comme la fixation des tarifs ou l'approbation des investissements, disparaissent progressivement au profit d'outils d'orientation indirects comme la PPI. Une utilisation au moindre coût de ces outils impose de mieux comprendre la réalité des marchés et les objectifs des principaux acteurs. Bien qu'elle ne fournisse pas d'analyse proprement financière du coût de création d'un moyen de production électrique, l'étude 2003 est un premier pas dans cette direction.

Dans le contexte du débat national sur les énergies, un effort d'explication des différentes hypothèses retenues a été consenti. Les externalités de la production électrique, c'est-à-dire les bénéfiques ou les coûts qui ne sont supportés ni par le producteur ni par le consommateur mais par la collectivité, ont fait l'objet d'un premier recensement. Compte tenu de la conjoncture liée au protocole de Kyoto et à l'élaboration des directives européennes sur les permis d'émission, il était devenu indispensable d'intégrer quelques considérations sur le changement climatique dans ce travail. Les chiffres fournis sont pour la plupart issus d'études antérieures, notamment des études ExternE menées par la Commission européenne et publiées entre 1995 et 1999, et les travaux du rapport Galley-Bataille de 1999 qui ont été les premiers à souligner la nécessité de prendre en compte les externalités et à présenter les résultats de l'étude ExternE en France. Ils ne doivent pas masquer l'étendue des incertitudes dans ce domaine, pour partie irréductibles étant données la complexité des phénomènes à analyser et la part de subjectivité qui intervient nécessairement quand on souhaite évaluer sur une même échelle des coûts aussi divers que ceux liés aux émissions de CO₂, aux accidents du travail ou à la R&D nucléaire. Le principal enseignement de cet examen est toutefois que les externalités sanitaires et environnementales sont mieux connues que les externalités économiques, et qu'il n'existe en particulier pratiquement aucune étude évaluant en termes monétaires l'impact des différentes filières sur l'économie nationale, l'emploi ou la sécurité d'approvisionnement.

L'étude fournit des ordres de grandeur pour une large palette de moyens de production décentralisée [à paraître], cogénération ou énergies renouvelables. Malgré les progrès enregistrés ces dernières années et la prise en compte des externalités, la plupart des installations de petite puissance ne peuvent, à court et moyen terme, être développées que dans le cadre de dispositifs de soutien. La comparaison de ces ordres de grandeur entre eux, avec les coûts de référence des moyens centralisés ou avec les prix de marché, est toutefois délicate en l'absence de valorisation de la puissance garantie pendant les pointes de demande ou de la régularité de la production.

Problématiques sortant du cadre de l'étude

Les coûts de référence sont établis à l'aide d'un certain nombre d'hypothèses normatives, en fixant notamment a priori le taux d'actualisation retenu, la durée d'appel considérée, et la durée de vie des installations. Ils fournissent un éclairage pertinent pour l'évaluation de politiques publiques, mais peuvent significativement s'écarter des chiffres que retiendrait un investisseur privé : rentabilité économique, demande accessible fortement dépendante de la compétitivité du reste du parc de production, durée d'amortissement éventuellement plus courte que la durée de vie probable de l'installation. Les temps de retour sur investissement très longs des installations les plus gourmandes en capital pourraient notamment beaucoup influencer les décisions de financement.

D'autre part, les coûts considérés sont les coûts complets d'une tranche marginale ou d'un palier mis en service dans un parc se développant sans à-coups. Les coûts d'investissements peuvent varier si seules quelques installations sont développées sur des sites très favorables du point de vue de l'approvisionnement en combustible, du refroidissement et de l'accès au réseau électrique ou si, au contraire, la création rapide de nombreuses nouvelles tranches conduit à des investissements lourds en renforcements de réseaux ou à une tension sur le marché des équipements de production.

Enfin, un certain nombre de techniques de production encore peu matures n'ont pas été étudiées : on a ainsi laissé de côté les centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée du combustible (qui présentent un grand intérêt à long terme¹ aussi bien pour le charbon que pour la biomasse), les piles à combustible, les technologies marémotrices² ou houlomotrices (qui pourraient rendre accessibles à terme des flux réguliers et abondants d'énergie renouvelable), les installations mettant en œuvre des moteurs Stirling ou les réacteurs nucléaires dits de « quatrième génération » (qui ne devraient être disponibles en série qu'à l'horizon 2040).

Sources

Les précédentes versions des coûts de référence impliquaient un grand nombre d'experts réunis au sein de groupes de travail spécialisés. Dans un univers concurrentiel, la mise en commun d'informations par des entreprises en compétition pose des problèmes nouveaux. Ce contexte a conduit la DIDEME³ à consulter directement quelques spécialistes de chaque filière, et à croiser les informations recueillies avec les résultats d'un important travail documentaire.

Les dates cibles (2007 et 2015) ont permis de recueillir des coûts prévisionnels relativement indépendants de la déprime prévalant à court terme sur le marché mondial des grands équipements de production. Malgré la diversité des points de vue exprimés et le nouveau contexte de concurrence dans le domaine de la production électrique, il est permis d'espérer que les données collectées conduiront ainsi à des résultats homogènes et comparables entre chacune des filières.

¹ Ces installations ont un très bon rendement, notamment par rapport aux turbines à vapeur classiques, et pourraient permettre aisément la mise en œuvre de systèmes de dépollution (capture du CO2 et désulfuration). Les installations de démonstration construites depuis une dizaine d'années connaissent toutefois pour la plupart des difficultés techniques.

² Si la construction de nouveaux barrages comme celui de la Rance est peu probable, à cause des contraintes environnementales, des installations semblables à des éoliennes sous-marines sont étudiées ou en test aujourd'hui.

³ Direction de la Demande et des Marchés Énergétiques (anciennement DIGEC).

Table des matières

Avertissement	i
Avant-propos	i
Principales évolutions	i
Problématiques sortant du cadre de l'étude	ii
Sources	ii
Table des matières	iii
Introduction	1
Objectifs de l'étude.....	1
Méthode.....	3
Champ de l'étude.....	5
1. Les moyens de production étudiés.....	5
2. Coûts supportés par la collectivité, externalités et fiscalité	6
Résumé détaillé de l'étude	9
I. Aperçu des hypothèses	9
1. Principales hypothèses retenues : taux d'actualisation, rentabilité et externalités	10
2. Coût des énergies primaires	11
3. Les externalités.....	11
II. Coûts de production des moyens centralisés en base	12
1. Coûts de production en base à l'horizon 2007	12
2. Coûts de production en base à l'horizon 2015	14
3. Principaux enseignements	16
4. Variantes en optique « collectivité ».....	16
III. Coûts de production en semi-base (3000-5000 heures).....	17
IV. Coûts de production en pointe	18
1. Coûts de production en pointe.....	18
2. Incertitudes sur les coûts de référence en pointe.....	19

Première partie – Hypothèses de cadrage

Éléments financiers	22
I. Unité de compte et taux de change.....	22
II. Taux d'actualisation	23
1. Le taux pour les investissements de la collectivité.....	23
2. Taux d'actualisation entreprise	24
3. Lien entre le taux d'actualisation retenu et le rendements privés.....	24
4. Les intérêts intercalaires dans les coûts de référence.....	25
5. Les taux d'actualisation à long terme.....	25
III. Fiscalité.....	25
1. Accises	26
2. Taxe foncière.....	26
3. Taxe professionnelle	27
4. Autres taxes.....	27
Prix des combustibles	28
I. La construction des hypothèses de prix	28
1. L'environnement énergétique mondial.....	29
2. La liaison entre les prix des énergies	30
3. Cours du gaz et cours du pétrole	31
4. Cours des énergies et externalités.....	33
II. Les scénarios de prix des énergies	34
1. Le pétrole brut.....	34
2. Le fioul domestique	35
3. Le gaz naturel.....	36

4. Le charbon	42
5. Le cycle du combustible nucléaire.....	44
6. Les combustibles renouvelables	55
7. Les combustibles d'opportunité	56
Fonctionnement des installations.....	59
I. Durées d'appel.....	59
II. Répartition des heures de fonctionnement dans l'année.....	60
III. Disponibilité.....	64
IV. Puissance et rendement.....	66
Externalités.....	68
I. L'étude ExternE.....	69
V. Les gaz à effet de serre (GES).....	71
VI. Oxydes d'azote (NO _x) et dioxyde de soufre (SO ₂).....	75
VII. Les poussières.....	78
VIII. Les externalités spécifiques au nucléaire.....	78
1. Les coûts de recherche et développement	79
2. Les coûts externes liés au cycle de vie de l'installation et du combustible	80
3. Le coût d'un accident nucléaire.....	83
4. L'aval du cycle	85
IX. Les externalités spécifiques aux filières renouvelables	86
1. Les externalités spécifiques à la biomasse et au biogaz	86
2. Les externalités de la filière hydroélectrique	86
3. Les externalités de la production éolienne.....	87
4. Les externalités de la production photovoltaïque.....	88
X. Les externalités non environnementales.....	89
1. La sécurité d'approvisionnement.....	89
2. Externalités économiques	90
3. Tarification et mutualisation des coûts.....	92
4. Économies et coûts de réseau.....	92

Deuxième partie – Moyens de production centralisés

Nucléaire	96
I. Caractéristiques techniques	96
1. Installation de référence	96
2. Durée de vie.....	97
3. Gestion du combustible	97
4. Disponibilité.....	98
II. Coûts.....	99
1. Coût d'investissement	99
2. Charges d'exploitation	102
3. Charges de combustible.....	102
4. Coûts externes	103
III. Résultats.....	104
5. Coût de production en base.....	104
6. Coût de production en fonction de la durée d'appel.....	104
III. Analyses de sensibilité.....	105
1. Principaux paramètres	105
2. Réalisation reportée de la tête de série, nombre de tranches.....	106
3. Effet du taux d'actualisation sur les dépenses lointaines	106
IV. L'étude économique prospective de la filière électrique nucléaire (Charpin-Dessus-Pellat)....	107
1. Convergences et écarts	109
Cycle combiné au gaz.....	113
I. Caractéristiques techniques	113
1. Installations de référence.....	113

2. Durée de vie.....	113
3. Disponibilité.....	113
II. Coûts.....	114
1. Coûts d'investissement.....	114
2. Charges d'exploitation.....	115
3. Charges de combustible.....	115
4. Coûts externes.....	115
III. Résultats.....	116
IV. Analyses de sensibilité.....	118
1. Principaux paramètres.....	118
2. Comparaison avec les coûts de référence 1997.....	119
Centrales au charbon pulvérisé avec traitement des fumées.....	121
I. Caractéristiques techniques.....	121
1. Installations de référence.....	121
2. Durée de vie.....	122
3. Disponibilité.....	122
II. Coûts.....	122
1. Coût d'investissement.....	122
2. Charges d'exploitation.....	123
3. Charges de combustible.....	123
4. Coûts externes.....	123
III. Résultats.....	124
IV. Analyses de sensibilité.....	126
1. Principaux paramètres.....	126
2. Comparaison avec les coûts de référence 1997.....	126
Centrales au charbon à lit fluidisé circulant.....	127
I. Caractéristiques techniques.....	127
1. Installations de référence.....	127
2. Durée de vie.....	127
3. Disponibilité.....	127
II. Coûts.....	128
1. Coût d'investissement.....	128
2. Charges d'exploitation.....	128
3. Charges de combustible.....	128
4. Coûts externes.....	129
III. Résultats.....	129
IV. Analyses de sensibilité.....	130
Turbines à combustion au gaz.....	133
I. Caractéristiques techniques.....	133
1. Installations de référence.....	133
2. Durée de vie.....	133
3. Disponibilité.....	134
II. Coûts.....	134
1. Coût d'investissement.....	134
2. Charges d'exploitation.....	134
3. Charges de combustible.....	135
4. Coûts externes.....	135
III. Résultats.....	136
Turbines à combustion au fioul domestique.....	139
II. Caractéristiques techniques.....	139
1. Installations de référence.....	139
2. Durée de vie.....	139
3. Disponibilité.....	139
II. Coûts.....	140
1. Coût d'investissement.....	140

2. Charges d'exploitation	140
3. Charges de combustible.....	140
4. Coûts externes	140
III. Résultats.....	141

Troisième partie – Moyens de production décentralisés

<i>Cogénération [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Éolien terrestre [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Éolien en mer [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Petite hydraulique [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Biogaz [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Biomasse [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Panneaux photovoltaïques [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Conclusion.....</i>	<i>144</i>

ANNEXES

I. Prévisions de prix des énergies issues d'études internationales	146
1. Les résultats du Plan	146
2. Le scénario tendanciel de la DGEMP	146
3. Les hypothèses de l'étude économique prospective de la filière nucléaire	146
4. European union "Shared analysis project"	147
5. Les projections de l'agence internationale de l'énergie	148
6. Les projections du département de l'énergie des Etats-Unis	149
II. Résultats détaillés pour la production centralisée	150
1. Nucléaire.....	150
2. Cycle combiné au gaz	151
3. Charbon pulvérisé avec traitement des fumées	153
4. Centrales à lit fluidisé circulant (LFC) au charbon.....	155
5. TAC au gaz naturel.....	157
6. TAC de pointe au fioul domestique	159
III. Résultats détaillés pour la cogénération [A paraître]	161
1. Cogénération – TAC 40 MW	161
2. Cogénération – TAC 11 MW	161
3. Cogénération – TAC 5 MW.....	161
4. Cogénération – Moteurs 5 MW	161
5. Cogénération – Moteurs 1 MW	161
6. Cogénération – Moteurs 0,5 MW	161
IV. Remerciements	162
V. Personnes consultées	163

Table des illustrations

Troisième partie - Moyens de production décentralisés

Tableaux

Synthèse – mise en perspective des résultats

Tableau 1 – Coût des énergies primaires	11
Tableau 2 – Quelques coûts externes pris en compte.....	12
Tableau 3 – Coût de production en base en 2007(€2001/MWh, 1 \$ = 1 €), actualisés à la mise en service industriel.....	13
Tableau 4 – Coûts de production en base en 2015 (€2001/MWh, 1 \$ = 1 €).....	14

Première partie - Hypothèses de cadrage

Tableau 5 – Facteurs de conversion vers les Euros 2001 – <i>source OE, INSEE et US DOL</i>	22
Tableau 6 – Part de chaque énergie primaire dans les scénarios IPCC en 2030 - <i>source IPCC</i>	29
Tableau 7 – Prix du fioul domestique en fonction des scénarios (€/m ³).....	36
Tableau 8 – Coût de transport du gaz pour les installations centralisées.....	39
Tableau 9 – Coût de transport du gaz pour les installations de cogénération [A paraître]	39
Tableau 10 – Coût de modulation pour les installations centralisées.....	41
Tableau 11 – Chronologie du cycle du combustible nucléaire.....	44
Tableau 12 – Surcoûts par MWh thermique pour la production de biogaz – <i>Source ADEME/Solagro</i>	55
Tableau 13 – Coût de l'énergie biomasse (transport compris).....	56
Tableau 14 – Durée de fonctionnement réelle et durée d'appel.....	60
Tableau 15 – Caractéristiques de fonctionnement suivant la durée d'appel.....	63
Tableau 16 – Disponibilité des installations suivies par le World Energy Council – <i>Source WEC</i>	64
Tableau 17 – Abattement de puissance et de rendement retenus pour l'étude.....	66
Tableau 18 – Coût externe de différentes filières de production d'électricité.....	69
Tableau 19 – Dommages induits par l'émission d'une tonne de polluant selon ExternE.....	70
Tableau 20 – Prix des permis d'émission en 2010 - <i>Source Natsource</i>	72
Tableau 21 – Émissions atmosphériques de SO ₂ et de NO _x – <i>Source CITEPA</i>	75
Tableau 22 – Coût implicite d'élimination d'une tonne de polluant selon la directive GIC.....	76
Tableau 23 – Évaluation des coûts externes du nucléaire sans actualisation – <i>Source ExternE</i>	81
Tableau 24 – Résultats ExternE pour la production hydroélectrique.....	87
Tableau 25 – Résultats ExternE pour la production éolienne	87
Tableau 26 – Facture énergétique de la France – <i>Source OE</i>	91

Deuxième partie - Moyens de production centralisés

Tableau 27 – Coûts d'investissement d'un palier EPR	101
Tableau 28 – Coût de production d'un palier EPR en fonction de la durée d'appel.....	105
Tableau 29 – Etudes de sensibilité menées à propos d'un palier nucléaire	105
Tableau 30 – Effet d'un taux d'actualisation à long terme sur le coût de production du nucléaire.....	106
Tableau 31 – Confrontation des données CDP et des hypothèses <i>Coûts de référence</i> pour l'EPR.....	108
Tableau 32 – Hypothèses de disponibilité pour les cycles combinés (msi 2007 et 2015).....	113
Tableau 33 – Coûts d'investissement d'un cycle combiné	115
Tableau 34 – Émissions de CO ₂ des cycles combinés.....	116
Tableau 35 – Coûts externes des émissions des cycles combinés	116
Tableau 36 – Coût de production en base des cycles combinés, 1\$ = 1€.....	117
Tableau 37 – Décomposition des coûts de production des cycles combinés à gaz.....	118
Tableau 38 – Influence du dollar sur le coût de production des cycles combinés.....	118
Tableau 39 – Sensibilité du coût de production des cycles combinés à gaz (en base).....	118
Tableau 40 – Hypothèses de disponibilité pour les centrales au charbon pulvérisé	122

Tableau 41 – Coûts d’investissement des centrales au charbon pulvérisé.....	123
Tableau 42 – Émissions de CO ₂ d’une tranche au charbon pulvérisé	124
Tableau 43 – Coûts externes des émissions des tranches au charbon pulvérisé.....	124
Tableau 44 – Coût de production des centrales au charbon pulvérisé, 1\$ = 1€.....	125
Tableau 45 – Décomposition des coûts de production des centrales au charbon pulvérisé.....	125
Tableau 46 – Influence du dollar sur le coût de production des tranches au charbon pulvérisé.....	126
Tableau 47 – Sensibilité du coût de production des centrales au charbon pulvérisé (base, 2007)	126
Tableau 48 – Coûts d’investissement des centrales à lit fluidisé circulant	128
Tableau 49 – Émissions de CO ₂ des centrales à lit fluidisé circulant.....	129
Tableau 50 – Coûts externes des émissions des centrales à lit fluidisé circulant	129
Tableau 51 – Coût de production des centrales à lit fluidisé circulant au charbon, 1\$ = 1€.....	130
Tableau 52 – Décomposition des coûts de production des centrales à lit fluidisé circulant	130
Tableau 53 – Influence du dollar sur le coût de production des centrales à lit fluidisé circulant.....	130
Tableau 54 – Hypothèses de disponibilité pour les turbines à combustion au gaz	134
Tableau 55 – Coûts d’investissement des TAC au gaz naturel.....	134
Tableau 56 – Émissions de CO ₂ des turbines à combustion au gaz.....	135
Tableau 57 – Coûts externes des émissions des turbines à combustion au gaz naturel.....	135
Tableau 58 – Coût de production des turbines à combustion au gaz naturel.....	136
Tableau 59 – Hypothèses de disponibilité pour les turbines à combustion au fioul.....	139
Tableau 60 – Coûts d’investissement des TAC au fioul domestique.....	140
Tableau 61 – Émissions de CO ₂ des turbines à combustion au fioul.....	140
Tableau 62 – Coûts externes des émissions des turbines à combustion au fioul.....	141
Tableau 63 – Coût de production des turbines à combustion au fioul.....	141
Tableau 64 – Hypothèses de prix de l’énergie de l’étude « Energie 2010-2020 » du Plan.....	146
Tableau 65 – Hypothèses de prix des combustibles du rapport Charpin-Dessus-Pellat.....	147
Tableau 66 – Hypothèses de prix de l’étude « World energy scenarios » de l’UE.....	147
Tableau 67 – Valeur de la tonne de carbone en Europe	148
Tableau 68 – scénarios de prix des énergies de l’AIE.....	148
Tableau 69 – scénarios de prix du brut selon l’IEO – source <i>USDOE</i>	149
Tableau 70– Coût de production d’un palier EPR en fonction de la durée d’appel.....	150

Troisième partie - Moyens de production décentralisés

Introduction

- I. Objectifs de l'étude
- II. Méthode
- III. Champ de l'étude
 1. *Les moyens de production étudiés*
 2. *Coûts directs, externalités et fiscalité*

L'industrie électrique dispose d'une gamme de moyens de production, présentant chacun des caractéristiques technico-économiques propres et utilisant différentes énergies primaires : charbon, gaz, fioul, énergies renouvelables, uranium ...

Depuis le début des années 1980, le Ministère délégué à l'industrie met à jour périodiquement une étude *Coûts de référence* permettant de comparer la compétitivité de différents moyens de production en fonction de leurs conditions d'utilisation. Cette étude a succédé à celles menées par la commission PEON⁴ entre 1964 et 1979, visant à établir la place souhaitable de la production électrique d'origine nucléaire en France.

Les études PEON évaluaient le coût de la production thermique en fonctionnement permanent sur l'ensemble de l'année (« base », soit 8760 heures par an). Les moyens considérés utilisaient du fioul, du charbon ou des matières fissiles. Le Ministère a étendu le champ de l'étude à des modes de fonctionnement intermittents (« semi-base », si une installation fonctionne 30% à 60% du temps, et « pointe » pour la satisfaction de la demande lors des quelques centaines d'heures les plus chargées de l'année).

L'étude examine les moyens de production avec une perspective de mise en service en 2007, pour les moyens non nucléaires, puis en 2015. Sont ainsi étudiés un cycle combiné au gaz, une centrale à charbon pulvérisé dotée d'installations de traitement des fumées, une centrale au charbon à « lit fluidisé circulant » (LFC), une tranche électronucléaire du type EPR (« European pressurized water reactor »), et des turbines à combustion au gaz et au fioul domestique. Les durées d'appel étudiées vont de la pointe extrême (100 heures) à la base.

Un éclairage a également été fourni pour diverses installations de cogénération et pour des moyens de production représentatifs mettant en œuvre des énergies renouvelables. Leurs coûts peuvent varier de façon très importante en fonction du site étudié, de la qualité de la ressource exploitée et d'éventuelles difficultés de raccordement aux réseaux électriques ou gaziers.

Objectifs de l'étude

L'objectif traditionnel de l'étude "coûts de référence" est d'éclairer les décisions d'investissement dans de nouveaux moyens de production d'électricité lorsqu'elles sont nécessaires, mais également les choix nationaux en matière de filières de production sur le long terme.

Dans le contexte actuel de surcapacité du parc de production européen, la mise en service de nouveaux moyens de production n'apparaît pas indispensable dans l'immédiat, mais le déclassement inéluctable d'une partie du parc thermique classique conjugué aux besoins de pointe mis en évidence à moyen terme par le rapport au Parlement sur la programmation des investissements de production d'électricité (2002 - http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/ppi_2002.pdf) et à la croissance de la demande conduisent à s'interroger sur le calendrier souhaitable de mise en place de moyens

⁴ Commission consultative pour la Production d'électricité d'origine nucléaire. Cette commission a fourni au gouvernement les éléments technico-économiques lui permettant de prendre ses décisions en matière nucléaire, en comparant les coûts de l'électricité produite à partir de fioul lourd et d'uranium, et en analysant l'impact des choix en matière de production d'électricité sur la balance commerciale alors très affectée par les chocs pétroliers.

nouveaux et sur la façon de garantir le respect de ce calendrier dans un contexte de prix de marché de l'électricité trop déprimé pour permettre le financement spontané des nouvelles installations. Pour le plus long terme, la problématique du renouvellement du parc nucléaire, et en particulier les contraintes de temps liées au test d'un démonstrateur, devront être examinées(cf page 59).

Les choix futurs en matière de filières de production d'électricité doivent par conséquent être préparés dès maintenant. C'est dans cette perspective que se place la présente étude "*Coûts de référence*", qui a notamment vocation à contribuer à la réflexion devant précéder l'adoption de la loi d'orientation sur l'énergie prévue par la loi électrique du 10 février 2000. Le cadre qui sera fixé ensuite dans la Programmation pluriannuelle des investissements devra non seulement permettre le développement spontané des filières les plus économiques, de façon à garantir la compétitivité de la fourniture, mais aussi donner des orientations claires aux développeurs et aux marchés pour que les objectifs de la France en matière de sécurité d'approvisionnement et de respect de l'environnement soient atteints.

L'étude de 1997 avait été réalisée dans un contexte institutionnel en transition, à la suite de l'adoption définitive de la Directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité, mais avant la publication de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. S'il était alors acquis qu'une programmation à long terme des investissements de production serait prévue, la question de la compétitivité des différents moyens de production dans un contexte de marché ouvert n'avait pas pu être complètement examinée. Il est aujourd'hui possible de confronter les résultats de l'étude aux cours de l'électricité, et par là de se faire une idée des évolutions prévisibles du parc de production. Cette possibilité ne doit pas faire oublier que les coûts de référence s'appuient sur de nombreuses hypothèses normatives qui permettent de modéliser simplement l'environnement économique dans lequel évoluent les producteurs, et en particulier qu'ils n'examinent pas le mode de financement des installations.

Le second objectif de l'étude *Coûts de référence* est de valider les hypothèses de coût des moyens de production retenues pour l'élaboration des tarifs de l'électricité. Dans le passé, le niveau général des tarifs renvoyait aux grands équilibres financiers d'EDF, la structure des tarifs (différenciation des prix selon les périodes de l'année) dépendant à la fois de la forme de la demande et du coût de développement des différents moyens de production utilisés pour satisfaire cette demande. La présente étude permet de mettre en évidence les évolutions de la compétitivité des équipements de production, susceptibles de justifier des évolutions de la structure des tarifs de l'électricité au cours des prochaines années, et de fonder la réflexion sur les tarifs maintenant qu'une partie croissante de la clientèle nationale d'EDF est constituée de clients éligibles pouvant choisir de changer de fournisseur.

Des évolutions importantes ont eu lieu depuis le dernier exercice *Coûts de référence* effectué en 1997. On peut citer à cet égard la part dominante du marché mondial des nouvelles installations qu'occupe désormais le cycle combiné à gaz, l'adoption au niveau européen de directives contraignant fortement les émissions de polluants atmosphériques des centrales thermiques classiques, ou encore les variations considérables des cours des énergies : le prix du charbon importé s'est réduit d'un tiers en quelques années, baisse en partie compensée par une hausse du dollar, tandis que les prix du gaz suivaient ceux du pétrole à la hausse. Ces évolutions méritaient d'être quantifiées.

Enfin, le développement rapide de la production décentralisée d'électricité et l'adoption ou l'examen de directives européennes sur le développement des énergies renouvelables ou la cogénération nécessite d'approfondir l'analyse faite en 1997 pour ces types de production. La cogénération s'est développée rapidement grâce aux contrats d'obligation d'achat mis en place en 1997 puis 1999, atteignant aujourd'hui plus de 4 GWe. Pour satisfaire aux objectifs de consommation d'électricité d'origine renouvelable fixés par la directive 2001/77/CE, l'éolien devrait également prendre son essor dans les années à venir, après un démarrage modeste dans le cadre du programme « Eole 2005 ».

Les effets de l'actualisation sont déterminants pour la comparaison des différentes filières. A titre d'exemple, le coût de production actualisé à la mise en service industrielle avec un taux de 10% d'une centrale au charbon pulvérisé est 50% supérieur au même coût non actualisé (effet de l'anticipation nécessaire des dépenses d'investissement par rapport à la mise en service de la centrale). Signalons par ailleurs que les dépenses de combustibles peuvent s'échelonner au-delà du retrait d'exploitation de la centrale, et qu'en particulier celles liées au stockage des déchets nucléaires seront probablement étalées sur des durées de l'ordre du demi-siècle.

La méthode retenue fournit une base de comparaison entre les différents outils de production de l'électricité. L'utilisation des résultats nécessite toutefois un certain nombre de précautions :

- L'étude fait abstraction des caractéristiques de la demande d'électricité et des considérations liées à la gestion du système offre-demande. Les problèmes de manœuvrabilité⁷ du parc et de satisfaction des besoins du réseau (puissance garantie, fourniture de puissance réactive, de réserves de puissance rapidement mobilisables etc.), en particulier, ne sont pas abordés. Les résultats présentés ne suffisent pas à justifier une décision d'investissement, de déclassement ou de « dépenses de jouvence » au sein d'un système électrique. De telles décisions nécessitent de prendre en compte les éléments présentés dans cette étude, mais ne peuvent s'en déduire sans une analyse spécifique.
- L'étude fournit des éléments d'ordre économique, mais ne donne qu'un premier aperçu de l'ensemble des « externalités⁸ » afférentes aux différentes filières de production d'électricité, difficiles à cerner et surtout à évaluer en termes monétaires.
- S'agissant de coûts économiques, l'étude ne s'intéresse pas aux conditions particulières à chaque entreprise de financement des installations. Pour chaque équipement, l'investissement est supposé amorti sur une durée cohérente avec la durée de vie prédéfinie de l'équipement, avec un taux d'actualisation déterminé. Les coûts d'investissement obtenus ne peuvent être identifiés aux amortissements que retiendrait un investisseur. En revanche, l'intégration dans les coûts d'investissement des intérêts intercalaires permet d'intégrer, sous des conditions uniformes de taux d'actualisation, les conséquences financières d'un investissement considéré comme financé uniquement par l'emprunt.
- Les résultats présentés sont, dans la plupart des cas, des valeurs médianes. Dans la pratique, les conditions spécifiques de construction (nature du site, délais de réalisation, coûts de raccordement) et d'exploitation (approvisionnement en combustible, possibilités de valorisation des cendres) de chaque centrale peuvent conduire à des écarts significatifs.
- Un certain nombre d'éléments de coût, susceptibles de varier d'un opérateur à l'autre, sont traités de façon normative. C'est notamment le cas des frais généraux, pour lesquels on retient pour l'ensemble des filières de production une valeur de 0,75 €/MWh mais qui pourraient varier sensiblement. Cette méthode de prise en compte a été préférée à l'augmentation de 10% des coûts d'exploitation retenue en 1997, les frais généraux appliqués à un MWh donné n'ayant pas de raison d'être plus élevés pour une centrale au charbon que pour une centrale au gaz .
- Enfin, les coûts présentés sont des coûts de production et n'intègrent aucune dépense liée au transport et à la distribution d'électricité, au déficit de production pendant les périodes d'indisponibilité fortuite de l'installation, ni aucune contribution au financement des actions de politique énergétique. Il y a là un facteur supplémentaire, qui doit amener à distinguer les coûts de production présentés, et les prix de vente au client final possibles.

Par ailleurs, l'évaluation des coûts de référence nécessite de faire des projections à très long terme, notamment sur les prix des combustibles. C'est pourquoi plusieurs scénarios sont retenus, le jeu de l'actualisation tempérant toutefois le poids des incertitudes futures.

⁷ Une installation est plus ou moins flexible en fonction de la possibilité de faire varier rapidement la puissance fournie et du temps nécessaire pour la démarrer. Certaines installations hydroélectriques peuvent démarrer en quelques minutes, tandis que la plupart des centrales thermiques à flammes nécessitent quelques heures de préchauffage.

⁸ Coûts qui ne sont supportés ni par le producteur ni par le consommateur.

En conclusion, les coûts de référence permettent d'établir un comparatif des filières disponibles, dans des conditions économiques aussi homogènes que possible. On ne doit pas perdre de vue que les conditions réelles de valorisation de la production, d'exploitation et de financement peuvent conduire à des valeurs absolues assez éloignées du modèle théorique utilisé.

Champ de l'étude

La précédente étude *Coûts de référence*, réalisée en 1997, s'intéressait à des équipements à mettre en service en 2000 et 2005. Ces dates rapprochées avaient été choisies après qu'un réexamen de l'étude de 1993 eut montré la difficulté des projections à long terme. Comme en 1997, une démarche en deux temps a été adoptée dans la présente étude. Dans un premier temps, les coûts de production des équipements actuellement en catalogue, arrivés à un stade de maturité industrielle, sont étudiés avec une hypothèse de mise en service industrielle (MSI) en 2007 ; à cette horizon, aucun réacteur nucléaire n'est examiné, la technologie qui aurait été mise en œuvre étant celle de l'étude précédente pour une mise en service en 2005 (« N4 amélioré »). Dans un second temps, et dans toute la mesure du possible, l'étude s'attache à décrire les évolutions de l'ensemble des moyens de production pour une MSI à l'horizon 2015. Cet horizon est cohérent avec les délais de développement d'un palier nucléaire, la mise en service d'un nouveau palier pouvant difficilement intervenir avant cette date, ou avec le délai séparant la conception d'une nouvelle turbine de sa disponibilité commerciale⁹.

1. Les moyens de production étudiés

a) Moyens de production centralisés

Les filières étudiées sont, comme en 1997, les suivantes :

- Nucléaire (non traité en 2007)
- Charbon pulvérisé avec traitement des fumées
- Lit fluidisé circulant
- Cycle combiné au gaz
- Turbine à combustion au gaz
- Turbine à combustion au fioul domestique.

Comme dans les études précédentes, les grandes installations hydroélectriques ne sont pas étudiées. En effet, le coût de ces installations dépend très fortement des conditions de site, et l'intérêt économique d'un aménagement hydroélectrique ne peut s'apprécier qu'au cas par cas. Les sites économiquement accessibles sont par ailleurs quasiment tous soit déjà aménagés, soit protégés.

b) Moyens de production décentralisés [A paraître]

Avec l'adoption de la directive *Energies renouvelables* et la perspective d'une directive complémentaire sur la cogénération, il a paru indispensable de donner quelques ordres de grandeur sur les coûts de la production décentralisée. Soulignons en premier lieu que ces coûts sont extrêmement variables en fonction des conditions de site : il existe des projets éoliens dont le site est situé à quelques mètres du réseau de distribution moyenne tension, et d'autres qui exigent le financement de près de 20 km de lignes pour être raccordés.

Des indications sont fournies pour une palette aussi large que possible d'installations :

- Cogénération
- Éoliennes
- Petite hydraulique

⁹ Les constructeurs de cycles combinés prennent le temps de tester leurs modèle par un prototype, puis en petite série quelques années plus tard, pour éviter de devoir modifier toute une flotte si un problème générique est découvert.

- Installations au biogaz
- Installations produisant de l'électricité à partir de biomasse
- Panneaux photovoltaïques

2. Coûts supportés par la collectivité, externalités et fiscalité

Les *Coûts de référence* de la production électrique étaient jusqu'à présent établis uniquement du point de vue de la collectivité. L'ensemble des coûts supportés par les producteurs (investissement, combustible, exploitation, démantèlement, stockage des déchets) était pris en compte, à l'exception des taxes supportées par la production électrique, qui étaient vues comme des mécanismes de transfert et non des coûts. En 1997, les accises (TIPP, TICGN, taxe IFP¹⁰) avaient toutefois été incluses « *comme permettant de prendre en compte certaines externalités* ». Un coût externe est un coût induit par l'activité de production qui n'est supporté ni par le producteur, ni par le consommateur, mais par la collectivité. Leur faire porter ce coût, par exemple par l'intermédiaire d'un système de permis d'émissions ou indirectement par un système d'obligation d'achat, revient à « internaliser » l'externalité. Il existe également des bénéfices externes, par exemple les retombées économiques des emplois indirects créés dans un bassin de production.

Dans l'étude actuelle, deux optiques ont été présentées. La première consiste à se placer du point de vue de la puissance publique (taux d'actualisation bas, cohérent avec un taux sans risque, externalité et incertitude, toutes les externalités incluses et taxes exclues). La seconde consiste à étudier le point de vue d'une entreprise, ce qui conduit à augmenter le taux d'actualisation, et à exclure les externalités qui ne se traduiraient pas par des taxes, ou des frais supplémentaires dus par exemple aux émissions de CO₂.

Dans l'étude actuelle, et pour l'optique entreprise, le coût de référence comprend l'ensemble des taxes (i.e. essentiellement la TIPP, la TICGN, la taxe professionnelle et la taxe foncière). La « taxe hydroélectrique », qui n'affecte que les grandes centrales de production hydroélectriques, n'est pas évoquée.

Dans la mesure du possible, les externalités sont ensuite quantifiées. Les chapitres dédiés à chaque filière fournissent la décomposition du coût du MWh qui permet, après retrait des externalités et des taxes à l'exception des accises, une comparaison avec les résultats de 1997.

Les résultats des études européennes ExternE¹¹ pour les externalités de l'ensemble des filières de production en France sont rappelés dans le chapitre *Externalités* de la première partie *Hypothèses de cadrage*, et complétés par un examen plus détaillé des coûts externes liés :

- aux émissions de gaz à effet de serre,
- aux émissions d'oxydes d'azote (NOx) et d'oxydes de soufre (SOx)
- au nucléaire : sont pris en compte ceux des coûts de R&D¹² qui ne sont pas supportés par le producteur nucléaire directement ou indirectement à travers l'achat des produits et services de ses fournisseurs, le coût d'un accident de réacteur, le coût externe du cycle du combustible nucléaire,
- aux impacts spécifiques des filières renouvelables,
- aux impacts non environnementaux des différentes filières.

¹⁰ Taxe intérieure sur les produits pétroliers, taxe intérieure sur les consommations de gaz naturel, taxe au profit de l'Institut français des pétroles, supprimée depuis le 1^{er} janvier 2003 - la TIPP et la TICGN ayant été relevées d'un montant équivalent.

¹¹ Les valeurs établies en 1998 dans le cadre de l'application à la France de la méthode ExternE sont utilisées.

¹² Recherche et développement. La R&D affectant les moyens autres que nucléaires n'a pas été prise en compte, les financements correspondants étant dispersés (programmes européens comme Thermie, programmes du DOE américain etc.) et difficiles à évaluer. D'autre part, le périmètre de la « collectivité » considérée devrait alors être précisé : le coût de la R&D nucléaire est évalué par répartition sur la seule production nucléaire française.

En ce qui concerne les externalités pour l'ensemble des filières, il y aurait sûrement lieu de comptabiliser quelques coûts sociaux liés à la localisation des installations, mais ceci nuirait à l'objectif de comparaison des filières « toutes choses égales par ailleurs » du présent exercice.

Résumé détaillé de l'étude

Résumé détaillé de l'étude	9
I. Aperçu des hypothèses	9
1. Principales hypothèses retenues : taux d'actualisation, rentabilité et externalités	10
2. Coût des énergies primaires	11
3. Les externalités	11
II. Coûts de production des moyens centralisés en base	12
1. Coûts de production en base à l'horizon 2007	12
2. Coûts de production en base à l'horizon 2015	14
3. Principaux enseignements	16
4. Variantes en optique « collectivité »	16
III. Coûts de production en semi-base (3000-5000 heures).....	17
IV. Coûts de production en pointe	18
1. Coûts de production en pointe	18
2. Incertitudes sur les coûts de référence en pointe	19

L'exercice « coûts de référence » est une étude menée régulièrement par la DGEMP, dont la dernière version date de 1997.

L'objectif de cet exercice est de pouvoir comparer les différents modes de production de l'électricité à partir d'installations nouvelles à construire. Il ne s'agit pas d'avoir des coûts absolus que l'on pourrait comparer à des prix de marché ou aux coûts issus d'une offre industrielle, mais d'obtenir des coûts relatifs dans des conditions conventionnellement choisies.

Les taux d'actualisation présentés sont tous des taux réels (hors inflation, en monnaie constante) sauf mention contraire. Les actualisations se font toujours à la mise en service industrielle des moyens de production.

La synthèse actuelle ne porte pour l'instant que sur les moyens de production centralisés, la partie relative aux moyens de production décentralisés sera traitée prochainement.

Les hypothèses retenues pour chacun des moyens de production nouveaux dans cette étude sont une installation constituée de deux cycles combinés à gaz, une paire de tranches au charbon pulvérisé, une paire de centrales au charbon à lit fluidisé circulant, une série de dix réacteurs nucléaires d'un même palier, des turbines à combustion au gaz ou au fioul domestique. Le détail fin des hypothèses est donné dans le corps du document.

La comparaison entre un palier de dix tranches nucléaires et une paire de tranches au charbon est justifiée dans la mesure où pour le nucléaire un effet de série sera mécaniquement obtenu en cas de construction d'un palier, alors que pour le charbon et le gaz, du fait de l'envergure mondiale du marché des équipements de production, les effets de série sont déjà intégrés dans les coûts retenus. Par ailleurs une étude de sensibilité du coût de l'électricité produite à partir de moyens nucléaires a été menée afin de quantifier cet impact sur +/- 4 tranches.

I. Aperçu des hypothèses

Les coûts de référence comprennent toutes les charges d'investissement, d'exploitation, de combustible, d'assainissement et de démantèlement des installations. Il s'agit d'estimations qui ne s'intéressent pas au mode de financement particulier des différentes installations (capitaux propres employés, part de la dette dans le financement de l'installation, besoin en fonds de roulement etc.) mais prennent en compte, par l'utilisation d'un taux d'actualisation, l'impact de la chronique

temporelle de financement sur son montant total. L'actualisation se fait toujours par rapport à la date de mise en service industrielle de l'installation, ce qui a pour conséquence une pénalisation, toutes choses égales par ailleurs, des moyens de production nécessitant une durée d'investissement plus longue.

Les résultats présentés prennent en compte l'ensemble des coûts de production, y compris fiscaux, et sont complétés par des indications sur les coûts externes de la filière de production considérée. Les coûts externes sont les coûts qui ne sont pas directement supportés par le producteur mais supportés par la collectivité. Il s'agit pour l'essentiel des coûts liés à l'impact sur l'environnement, la santé des diverses filières.

1. Principales hypothèses retenues : taux d'actualisation, rentabilité et externalités

Les *Coûts de référence* ont souvent été qualifiés d'exercice mené en « économie publique ». Cette remarque renvoie en premier lieu à l'utilisation de taux d'actualisation déterminés et à l'absence dans l'étude de 1997 de considérations fiscales ; n'étaient en effet pris en compte ni l'impôt sur les sociétés, ni les taxes locales qui étaient vus comme des transferts et non des coûts. L'étude 2003 n'est pas allée jusqu'à construire des plans de financement pour les installations considérées, mais a cherché à se placer dans l'optique de l'entrepreneur. Elle a examiné l'ensemble des taxes, les niveaux de rentabilité usuels pour un producteur d'électricité et cherché à situer ce niveau par rapport aux taux d'actualisation utilisés.

Un investisseur privé, pour fonder sa décision d'investir, calcule le Taux de Rendement Interne (TRI) du projet considéré, qui est le taux d'actualisation équilibrant les dépenses et les recettes, et le compare au taux de rentabilité qu'il attend d'un investissement. Cette notion de rentabilité d'une installation est essentielle dans l'exercice « coûts de référence », puisque la plupart des moyens étudiés nécessitent des investissements très lourds, à commencer par le nucléaire.

Les exigences de TRI avant impôts rencontrés dans le secteur électrique sont très variables et les données financières (bêta) des producteurs d'électricité internationaux constatés à la fin des années 1990 plaident pour des TRI avant impôt de l'ordre de 11% courants, soit 9% en monnaie constante. L'hypothèse centrale (taux d'actualisation de 8%) est donc cohérente avec les exigences de rentabilité économique d'un investisseur. Un taux d'actualisation de 8% (en monnaie constante) a été utilisé historiquement par le Commissariat Général du Plan en 1985 dans le cadre du 9^{me} plan et plus généralement par les travaux de planification dans les années 1990. Enfin ce taux a été choisi dans l'exercice « coûts de référence 1997 ».

Un récent rapport du Commissariat général du Plan¹³ a par ailleurs confronté les attentes du marché à cette période et les fondamentaux de l'économie, et a conclu au caractère artificiellement haut d'un TRI de 13% courants avant impôt, ou encore 10% à 11,5% en monnaie constante. Le rapport n'indique pas pour autant quels niveaux de rentabilité peuvent être considérés comme raisonnables aujourd'hui.

De son côté enfin, le rapport Galley-Bataille¹⁴, adopté à l'unanimité par l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, recommande de retenir un taux de 5%, qui est le taux d'actualisation utilisé dans la quasi-totalité des pays comparables de l'OCDE.

Compte tenu des considérations précédentes, les hypothèses centrales retenues pour valoriser l'énergie produite consistent d'une part en la parité euro-dollar, et d'autre part en un taux

¹³ Voir bibliographie

¹⁴ voir bibliographie

d'actualisation cohérent avec les exigences d'un entrepreneur en terme de taux de retour sur investissement, soit 8%. Ce taux permettra notamment de maintenir une cohérence entre l'exercice 2003 et l'exercice 1997. Deux variantes sont cependant introduites : l'une à 5% pour tenir notamment compte du point de vue exprimé dans le rapport Galley-Bataille, l'autre à 11%.

Pour cet entrepreneur, les externalités ne sont, par définition, pas retenues. Cependant pour le CO₂, un coût de maîtrise des émissions ou d'achat de permis d'émission est intégré avec une valorisation de la tonne à 4€ et 20€. Le choix de ces valeurs est justifié au paragraphe 3 ci-dessous. Par ailleurs, les taxes sont incluses puisqu'elles font partie du coût supporté par le producteur. Les coûts de réalisation des dispositifs techniques nécessaires au respect de la directive GIC sont aussi inclus dans le coût de base (les polluants concernés sont les oxydes d'azote et de soufre).

Dans une optique « collectivité », qui regroupe le point de vue du consommateur, du contribuable et du citoyen (qui subit l'impact d'un moyen de production sur son environnement), le taux d'actualisation s'apprécie davantage en termes de partage des richesses et des charges entre le présent et les générations futures. La prise en compte des intérêts de nos descendants justifie alors de prendre des taux d'actualisation plus bas, plus proches des taux des emprunts d'Etat à long terme¹⁵ ou du taux de croissance de la richesse par habitant ajouté à un taux de préférence pure pour le présent. On a retenu pour ces calculs un taux d'actualisation plus faible, fixé à 3%, avec deux variantes à 5% et à 8%. Dans cet exercice, la valeur haute pour la totalité des externalités est rajoutée aux coûts de l'électricité afin d'obtenir un coût total, payé par la collectivité (soit directement par le consommateur, soit indirectement par le citoyen, ou le contribuable). Les taxes, qui sont en fait des transferts en économie publique, ne sont par contre pas incluses dans cette approche. Cette variante offre ainsi une vision complémentaire de la problématique d'un entrepreneur.

2. Coût des énergies primaires

En ce qui concerne le cours des matières premières énergétiques, le tableau récapitulatif ci-dessous montre que la seule hypothèse qui s'écarte des études antérieures est l'évaluation à la baisse des cours du charbon, stables selon la plupart des sources mais qui devraient baisser sous la pression des dispositifs de limitation des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques mis en place dans la plupart des pays industrialisés.

	Fourchette étroite		Fourchette large	
Pétrole brut	23 \$/bl	26 \$/bl	17 \$/bl	31 \$/bl
Fioul domestique (hors transport et TIPP)	177,3 €/m ³	195,6 €/m ³	140,7 €/m ³	226,1 €/m ³
Gaz naturel (prix frontière HT)	3,3 \$/MBtu	3,6 \$/MBtu	2,4 \$/MBtu	4,7 \$/MBtu
Charbon importé	30 \$/t	35 \$/t	25 \$/t	45 \$/t
Combustible nucléaire	Taux de combustion 60 GWj/t, Unat 20 \$/lb, 85\$/UTS			

Tableau 1 – Coût des énergies primaires

Le choix de valeurs hautes et basses pour les fourchettes n'exclut pas que les combustibles soient, temporairement, à des prix plus bas ou plus élevés que les bornes de la fourchette.

3. Les externalités

Les impacts environnementaux et sanitaires externes de chaque filière (i.e. les coûts de la production électrique qui ne sont supportés ni par le consommateur ni par le producteur) ont été recensés pour autant que les études existantes le permettaient. Les principales hypothèses utilisées pour valoriser ces externalités sont indiquées dans le tableau ci-dessous. Les externalités économiques telles que la contribution d'une filière à la sécurité d'approvisionnement ou son impact sur l'emploi,

¹⁵ les adjudications des OATi 2029 (hors inflation) étaient à 3,4% réel.

les réseaux électrique et gazier ou la balance commerciale ont également été examinées, mais n'ont pas fait l'objet d'une évaluation monétaire.

Les évaluations des externalités, et des coûts liés au CO₂, sont des évaluations moyennes sur la période. L'étude ne comporte donc pas de scénario temporel des surcoûts induits. L'étude n'a pas non plus chiffré les conséquences sur les prix de l'électricité produite par des centrales gaz ou charbon de la couverture, des producteurs contre les risques de volatilité des cours des énergies.

	Hypothèses de coûts externes		
Emissions de CO₂	4 €/t	20 €/t	50 €/t
Emissions de SO₂	500 €/t	2 000 €/t	10 000 €/t
Emissions de NO_x	1 000 €/t	2 000 €/t	15 000 €/t
Poussières	Négligeable par rapport à NO _x et SO _x		
Externalités nucléaires	0,75 à 1,4 €/MWh pour la R&D ; résultats ExternE (non ajustés ¹⁶) : – 0,1 à 2,5 ¹⁷ €/MWh pour les coûts externes liés à la filière de production, – 0,01 à 0,46 €/MWh pour un accident de réacteur nucléaire majeur ¹⁸ .		

Tableau 2 – Quelques coûts externes pris en compte

L'étude des externalités de la production thermique à partir de combustibles fossiles est limitée, comme dans les études européennes, à l'impact de leurs émissions de polluants. Concernant les externalités liées à un accident industriel pour ces filières, il n'existe pas encore de données européennes comparables à ExternE sur le sujet, les études étant en cours. S'agissant du nucléaire, les larges fourchettes données pour l'impact des rejets radioactifs (problématique des faibles doses) et l'indemnisation en cas d'accident nucléaire résultent d'une grande diversité d'hypothèses dans les approches retenues pour les quantifier, et en particulier de l'impact du taux d'actualisation utilisé. La valeur maximale résulte d'un taux d'actualisation nul, ce qui équivaut à consentir aujourd'hui toutes les dépenses nécessaires.

Concernant le coût maximal de la tonne de CO₂ retenu (50 €/t), celui-ci est comparable aux coûts estimés de captation/réinjection de tout le CO₂ émis par ces installations. On ne prend cependant pas en compte une perte de rendement due à la captation que certains évaluent à 10%.

Quant au taux minimal, de 4 €/MWh, un quasi-consensus se dégage parmi les acteurs consultés par la DGEMP pour considérer qu'il est certainement trop bas. Il a cependant paru intéressant de maintenir une telle hypothèse, volontairement très basse, mais qui offre l'avantage de garantir que le coût associé est assurément un coût minimal¹⁹.

II. Coûts de production des moyens centralisés en base

1. Coûts de production en base à l'horizon 2007

Le tableau ci-dessous compare les coûts de production en base, toutes taxes comprises, des installations de production centralisée utilisant des combustibles fossiles à l'horizon 2007. Les délais

¹⁶ Les calculs de l'étude ExternE se fondaient sur la génération précédente de réacteurs et n'ont pas été revus pour prendre en compte les caractéristiques de l'EPR en terme d'amélioration de la sécurité et de la sûreté.

¹⁷ La valeur de 0,1 €/MWh correspond à un taux d'actualisation de 3%, la valeur de 2,5 €/MWh à un taux d'actualisation nul.

¹⁸ Selon les scénarios considérés

¹⁹ Cette valeur est notamment fondée sur l'observation de quelques marchés « pré-Kyoto » de la tonne de CO₂ évitée.

d'étude et de construction nécessaires à la création d'un nouveau palier nucléaire ne permettent pas d'envisager de mise en service pour 2007.

Hypothèses médianes : 3,3 \$/MBtu gaz frontière, 30 \$/t charbon CIF ARA	Cycle combiné au gaz	Charbon pulvérisé mer	Charbon LFC bord de mer
Actualisation à 8% TTC	35,7	35,1	36,5
Actualisation à 5% TTC	34,0	30,4	32,6
Actualisation à 11% TTC	37,5	39,5	42,0
coûts CO₂ (4€/t et 20€/t)(entreprise)	1,5 - 7,3	3,1 - 15,6	3,2 - 16

Tableau 3 – Coût de production en base en 2007(€2001/MWh, 1 \$ = 1 €, actualisés à la mise en service industrielle.

Le cycle combiné à gaz étudié est supposé situé près d'un point d'entrée du gaz en France ; des surcoûts importants de transport de gaz peuvent résulter d'un site moins favorable (le surcoût serait de 1,2€/MWh pour la région parisienne). Les résultats présentés ici pour les centrales au charbon reflètent une implantation en bord de mer, les installations situées à l'intérieur des terres souffrant à la fois d'un moins bon rendement et de coûts d'approvisionnement accrus.

Le lit fluidisé circulant (LFC) est une installation capable de consommer des combustibles d'opportunité moins onéreux que le charbon importé, par exemple des brais de pétrole ou de la biomasse. Cette possibilité sera étudiée de concert avec les énergies renouvelables au deuxième semestre 2003.

Une décomposition des coûts de production des différentes filières est proposée ci-dessous pour un taux d'actualisation médian de 8%, et une parité de l'euro et du dollar.

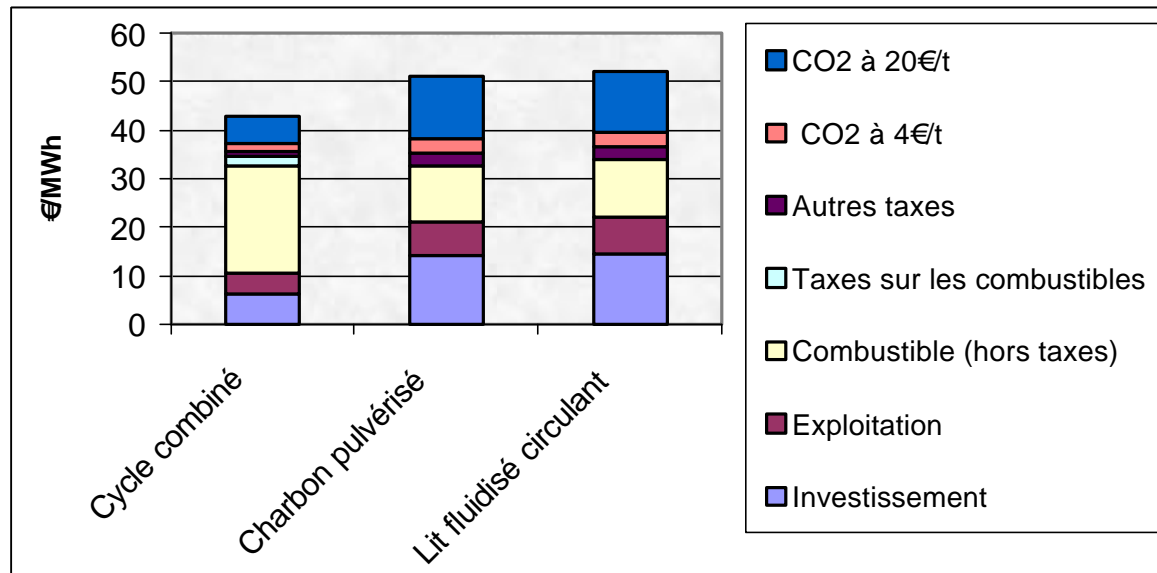


Figure 2 – Décomposition des coûts de production base (mise en service industrielle 2007, 30\$/t charbon, 3,3\$/MBtu gaz) taux d'actualisation à 8%, y compris taxes et coûts CO₂

Pour établir ces résultats, les coûts d'approvisionnement en combustible et le cours du dollar sont fixés à une valeur médiane (cette valeur est plutôt optimiste pour le combustible, puisqu'elle s'établit à la valeur basse de la fourchette étroite indiquée au Tableau 1 ci-dessus). Le graphique ci-dessous montre leur évolution en fonction de ces paramètres. Les externalités n'y sont pas représentées. Les scénarios combinant un dollar et des cours des combustibles simultanément très faibles ou très élevés ont une faible probabilité de se concrétiser, aussi n'ont-ils pas été représentés. Ils

figurent néanmoins dans les annexes du rapport pour les différentes filières : le calcul de scénario de rupture est ainsi possible grâce à l'exploitation de ces annexes.

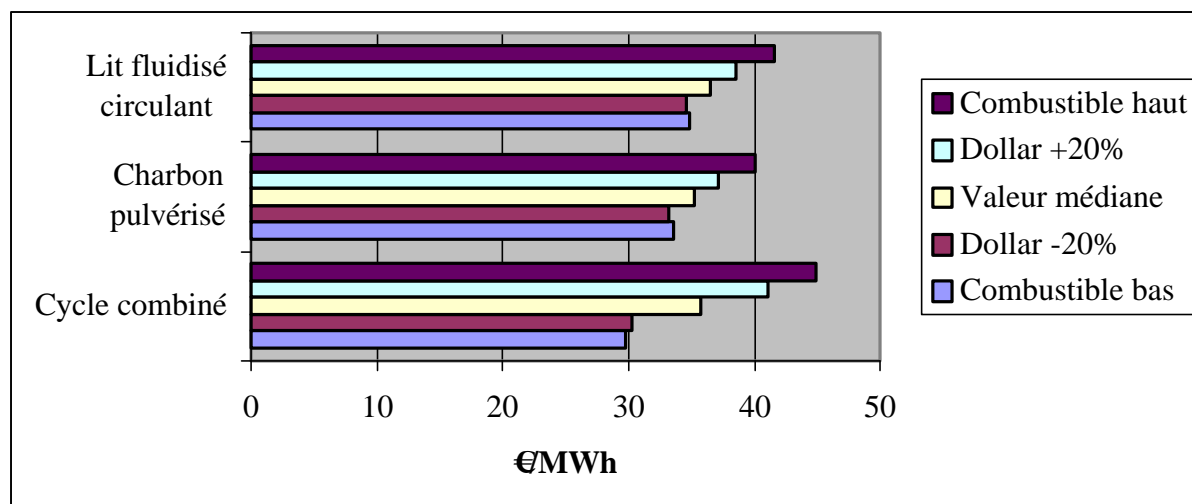


Figure 3 – Sensibilité des coûts de production en base, en 2007 aux cours du dollar et des combustibles - taux d'actualisation de 8%, et toutes taxes comprises, hors externalités et hors coûts CO₂.

2. Coûts de production en base à l'horizon 2015

L'étude a été complétée par les perspectives des différentes filières à l'horizon 2015. Compte tenu du délai nécessaire pour construire et mettre en service un réacteur nucléaire, ce n'est qu'à cet horizon que cette filière pouvait être étudiée. On a pris en compte pour ce volet de l'étude les progrès notables attendus des filières classiques en matière de rendement et de disponibilité (par exemple turbines de « classe H » refroidies à la vapeur, aujourd'hui au stade de prototype, dont les premières études remontent au milieu des années 1990 et qui devraient être disponibles commercialement vers 2010-2015).

2015 – Valeur médiane TTC	Nucléaire EPR	Cycle combiné gaz	Charbon pulvérisé	Charbon LFC
Actualisation à 8% TTC	28,4	35,0	33,7	32,0
Actualisation à 5% TTC	21,7	33,4	29,5	28,1
Actualisation à 11% TTC	37,0	36,9	38,5	36,4
coûts CO ₂ (4€ et 20€/t)		1,4 - 7,1	2,9 - 14,6	3 - 15

Tableau 4 – Coûts de production en base en 2015 (€2001/MWh, 1 \$ = 1 €)

plus de 15% chacun, le reste étant pour l'essentiel des taxes. Le résultat obtenu est par conséquent très peu sensible aux cours du dollar et de l'uranium naturel (qui représente entre un quart et un tiers des 15% du coût de combustible), et il est principalement fonction du coût de la centrale et du taux d'actualisation.

3. Principaux enseignements

Avec les hypothèses centrales, et sans prendre en compte aucun coût lié aux émissions de CO₂, le nucléaire est la filière la plus compétitive en base. Seules des exigences de retour sur investissement élevé (correspondant à un taux d'actualisation haut, de l'ordre de 11 %) ou une baisse marquée et durable des cours du gaz ou du dollar, mettraient à parité le nucléaire et le gaz.

La prise en compte des externalités et des coûts liés aux émissions de CO₂, même dans l'hypothèse la plus favorable pénalise lourdement les centrales au charbon et accroît l'écart entre le gaz et le nucléaire en faveur du second. L'impact le plus important est lié aux émissions de gaz à effet de serre, les valeurs limites d'émission de polluants atmosphériques (SO_x, NO_x) imposées aux nouvelles installations diminuant notablement leur impact environnemental et sanitaire. L'effet des « directives CO₂ » devrait faire peser une part croissante de ces coûts sur les producteurs et favoriser par contrecoup les énergies renouvelables sans combustion et le nucléaire.

Les études de sensibilité menées montrent que les risques supportés par le producteur sont très différents suivant les filières :

- le nucléaire et le charbon sont surtout sensibles à la maîtrise des dépenses d'investissement ;
- le coût de production des cycles combinés au gaz est sensible aux variations de coût du combustible et au niveau du dollar (les deux tiers du coût du MWh rémunèrent le combustible) ;
- le poids de l'investissement initial, beaucoup plus important pour le charbon et le nucléaire que pour le gaz, rendrait ce dernier plus compétitif si un taux d'actualisation élevé était retenu sans que les coûts CO₂ soient pris en compte. La prise en compte de faibles taux d'actualisation pour les dépenses nucléaires à long terme a un impact inférieur à 1 €/MWh.

4. Variantes en optique « collectivité »

Dans la variante en optique « collectivité », avec un taux d'actualisation de 3% ou de 8%, la suppression des taxes et la prise en compte de la totalité des externalités, la production nucléaire apparaît de loin la plus compétitive, comme le montre le tableau et les graphiques ci-dessous :

2015 – Valeur médiane HT	Nucléaire EPR	Cycle combiné gaz	Charbon pulvérisé	Charbon LFC
Actualisation à 3% HT	16,3	29,2	24,6	23,6
Actualisation à 8% HT	26,4	31,8	31,2	29,7
coûts CO₂ et externalités	4,4	20	43,7	44,6

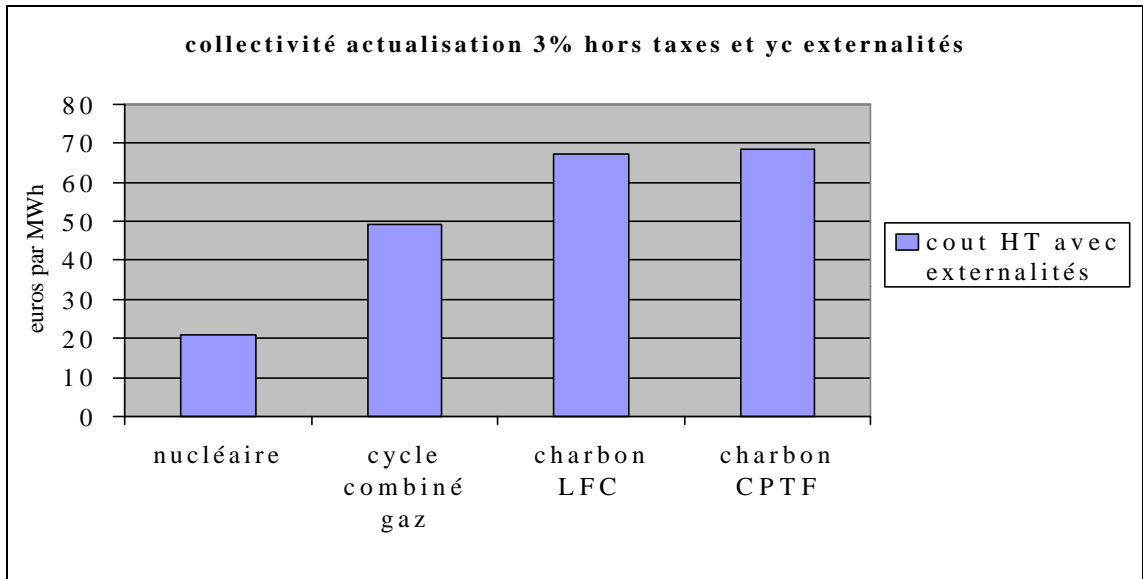


Figure 4 : coûts de production en base en 2015, actualisation à 3%, optique collectivité (pas de taxes et externalités totales).

III. Coûts de production en semi-base (3000-5000 heures)

Les résultats détaillés par filière, pour chaque durée d'appel, sont exposés en annexe. Le graphique ci-dessous donne une indication quant à la compétitivité relative de chaque filière pour des durées d'appel allant de la base à la semi-base. Les installations de pointe font l'objet de la section suivante.

Le nucléaire est plus compétitif que le gaz pour des durées d'appel supérieures à 5000 heures, sans tenir compte des externalités. Pour des durées inférieures, les conditions particulières à chaque scénario doivent être prise en compte pour déterminer le moyen de production le plus compétitif.

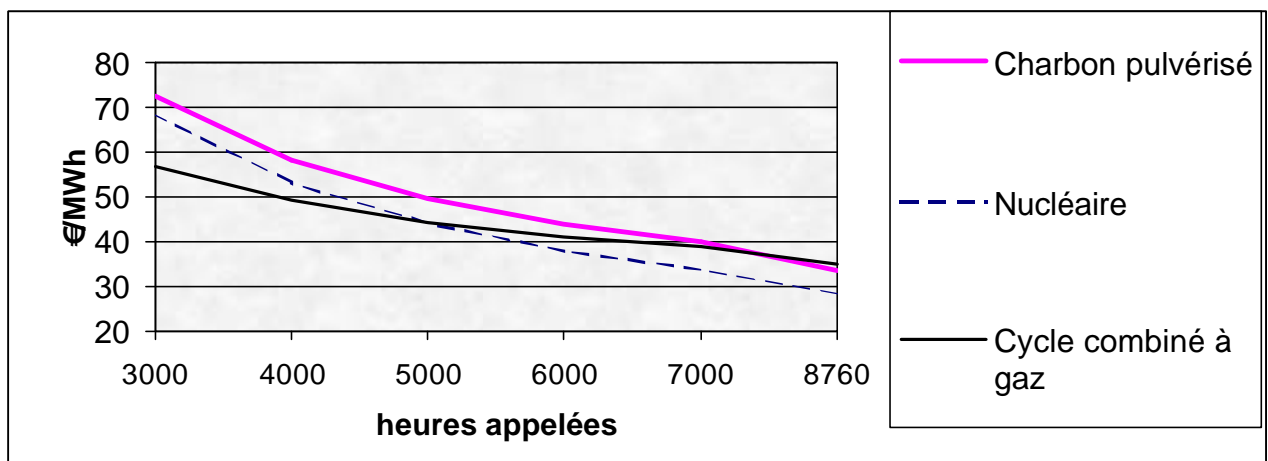


Figure 5 – Domaines de compétitivité des moyens centralisés, taux d'actualisation de 8%, TTC(2015, entreprise, sans coûts CO₂).

Le cycle combiné à gaz domine ainsi la semi-base. Des coûts élevés du gaz, ou des coûts d'accès élevés aux stockages nécessaires pour « moduler » la fourniture de gaz en fonction des besoins électriques, pourraient toutefois resserrer l'écart avec le charbon.

IV. Coûts de production en pointe

1. Coûts de production en pointe

On s'intéresse ici aux moyens capables de faire face à des besoins de l'ordre de 2 000 heures (une durée d'appel de 2 000 heures correspond à un fonctionnement quotidien de 12 heures deux jours ouvrables sur trois). Les outils répondant à ces besoins en France sont presque tous des moyens hydrauliques, limités dans leurs durées de fonctionnement par le stock d'eau, et des centrales thermiques anciennes qui ne sont plus compétitives pour des durées d'appel longues. Ces moyens sortent par définition du cadre de l'étude. Si le parc existant devait être complété par des moyens thermiques, on créerait probablement des centrales mettant en œuvre des turbines à combustion en cycle simple (TAC).

On a étudié en variante une « TAC avancée » au gaz naturel, dérivée des turbines aéronautiques, et dont les constructeurs annoncent la disponibilité à l'horizon 2007 dans des tailles de 80 à 100 MWe pour un rendement de l'ordre de 45%. Elles seraient le résultat d'efforts soutenus pour essayer d'améliorer le rendement des turbines sans perdre autant de flexibilité qu'en les insérant dans un cycle combiné, efforts qui ont conduit pour l'instant à des machines de petite taille (40 MWe) offrant des rendements supérieurs de plusieurs points à ceux des TAC classiques.

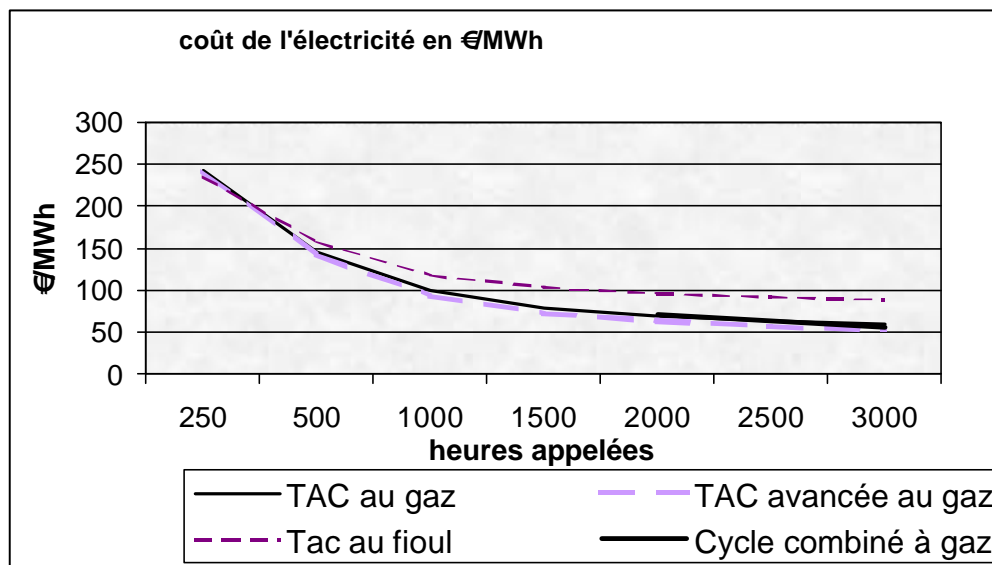


Figure 6 – Domaine de compétitivité des moyens de production en pointe (mise en service industrielle 2007, actualisation 8%, TTC, entreprise)

Le cycle combiné à gaz conserve un intérêt jusque pour des fonctionnements de pointe, les installations dont les rendements sont plus faibles ne devenant compétitives qu'en dessous de 2000 heures. Toutefois des problèmes d'approvisionnement pourraient être rencontrés (dimensionnement des gazoducs ou manque de stockages). La TAC au fioul devient compétitive pour des durées d'appel de 200 à 300 heures, qui ne permettent pas de financer l'abonnement au réseau de gaz (ces résultats sont extrêmement sensibles au coût de la modulation du gaz pour les installations de pointe). Le coût de production d'une TAC au fioul est estimé à plus de 500 €/MWh pour une durée d'appel de 100 heures.

2. Incertitudes sur les coûts de référence en pointe

Les incertitudes sur les coûts de production en base sont assez bien cernées : elles ont pour l'essentiel trait aux niveaux probables des cours des combustibles, aux coûts externes (coût des impacts environnementaux et principalement des émissions de gaz à effet de serre), et, pour les filières les plus gourmandes en capitaux, à la maîtrise des coûts d'investissement. Les coûts estimés pour la pointe sont beaucoup plus incertains. Si la maîtrise des investissements n'a qu'une faible importance pour des installations de pointe peu coûteuses, les autres incertitudes indiquées ci-dessus sont multipliées par rapport à une installation de base, le rendement des installations de pointe étant de 40% inférieur à celui d'un cycle combiné récent. La section sur les coûts de modulation du gaz montre par ailleurs que les tarifs actuels ne permettent pas à une installation de pointe isolée de disposer de gaz dans des conditions économiques raisonnables ; l'obligation d'adosser ces consommations de pointe à un portefeuille de consommations moins irrégulières pourrait être considérée comme un coût, c'est en tout cas une contrainte forte pour cette production. Enfin, les coûts d'exploitation en pointe de moyens conçus initialement pour des fonctionnements en base et en semi-base sont à prendre avec précaution. Ils varient d'ailleurs beaucoup selon les constructeurs.

