

## CAHIER N° 11

### Transition énergétique Un regard complet sur les coûts, les performances, la flexibilité et les prix des énergies

*Reproduction autorisée sans droit avec mention d'origine obligatoire  
IESF – Cahier N° 11 par le Comité Energie*

Ce cahier a été établi, au cours de l'année 2012, par le comité sectoriel « Energie » des IESF

Ont contribué à sa rédaction

Jean-Claude BONCORPS et Marc LARZILLIERE,

Présidents successifs du comité ;

Nicole BOMO, Michel BRUDER, Jean-Marie BUSCAILHON,  
Daniel CAPPE, Georges DOBIAS, Jean-Pierre FREGERE, Yves  
GARIPUY, Gérard HOUGUERES, Jean-Loup MARTIN,  
Dominique MOLLARD, Jean-Eudes MONCOMBLE, Bruno WILTZ,  
membres du comité ;

Jacques ROUDIER, coordinateur des comités sectoriels des IESF

Le groupe de travail a notamment auditionné

Nathalie ALAZARD-TOUX (IFPEN), Jean FLUCHERE,  
Richard LAVERGNE (MEDDE), Paul LUCHESE (CEA),  
Guy MAISONNIER (IFPEN), et Jean-Bernard SIGAUD (IFP  
School)

La France compte aujourd'hui plus d'un million d'ingénieurs et quelque deux cent mille chercheurs en sciences. Par les associations d'ingénieurs et de diplômés scientifiques qu'il fédère, **IESF** est l'organe représentatif, reconnu d'utilité publique depuis 1860, de ce corps professionnel qui constitue 4 % de la population active de notre pays.

Parmi les missions d'ingénieurs et Scientifiques de France figurent notamment la promotion de la filière française d'études scientifiques et techniques, le souci de sa qualité et de son adéquation au marché de l'emploi ainsi que la valorisation des métiers et des activités qui en sont issus.

A travers ses comités sectoriels, IESF s'attache ainsi à défendre le progrès, à mettre en relief l'innovation et à proposer des solutions pour l'industrie et pour l'entreprise. Notre profession s'inscrit pleinement dans le paysage économique et prend toute sa part dans le redressement national.

## CONTENU

SYNTHESE .....	5
1 INTRODUCTION : la problématique, les sources, les incertitudes.....	11
2 GENERALITES SUR LES ENERGIES : les déterminants transversaux.....	13
2.1 Qu'est-ce qu'un coût ? Qu'est-ce qu'un prix ?.....	13
2.2 Energies primaires, énergies secondaires, énergies finales .....	15
2.3 La diversité des utilisateurs ; les variations de la demande dans le temps .....	16
2.3.1 La diversité des consommateurs	16
2.3.2 Les variations dans le temps de la demande d'énergie	17
2.4 Les variations dans le temps de la production d'énergies .....	18
2.5 La fiscalité de l'énergie en France et dans l'Union européenne.....	19
2.5.1 Le rôle de la fiscalité énergétique	20
2.5.2 La fiscalité de l'énergie en France	20
2.5.3 La fiscalité de l'énergie dans les pays de l'UE	23
2.5.4 Le stockage des énergies	26
2.6 LE MARCHE DU CO <sub>2</sub> .....	31
2.7 LES ECONOMIES D'ENERGIE EN FRANCE .....	32
2.7.1 Les bâtiments	32
2.7.2 Les transports	34
2.7.3 L'industrie	34
3 ENERGIES PRIMAIRES.....	36
3.1 CHARBON.....	36
3.1.1 Le marché mondial	36
3.1.2 La formation des prix : le rôle majeur de la logistique	37
3.1.3 Les perspectives mondiales	37
3.1.4 Le charbon en France	38
3.2 PETROLE.....	39
3.2.1 Introduction	39
3.2.2 L'amont pétrolier	40
3.2.3 L'aval pétrolier	47
3.2.4 -Conclusion générale sur le pétrole	55
3.3 GAZ NATUREL .....	56
3.3.1 Les ressources	56
3.3.2 Les contraintes	57
3.3.3 Les conditions de déploiement	57
3.3.4 Les coûts	58
3.3.5 Le marché du gaz	58
3.3.6 Les prix	59
3.4 BIOMASSE.....	63
3.4.1 Bois-énergie (production de chaleur et d'électricité)	63
3.4.2 Biogaz de méthanisation	68
3.4.3 Biocarburants	71
3.5 CHALEUR D'ORIGINE GEOTHERMIQUE .....	73
3.5.1 Les enjeux	74
3.5.2 Les technologies	74
3.5.3 Les contraintes	74
3.5.4 Les coûts et les prix	75
3.5.5 Conclusion	75
3.6 SOLAIRE THERMIQUE.....	76
3.6.1 Les enjeux	76

3.6.2	Les technologies	77
3.6.3	Les contraintes	77
3.6.4	Les coûts et les prix	77
3.6.5	Conclusion	78
4	ENERGIES SECONDAIRES.....	79
4.1	NUCLEAIRE.....	79
4.1.1	Le combustible	80
4.1.2	Les réacteurs	82
4.1.3	Le démantèlement et le traitement des déchets	84
4.1.4	Conclusion	85
4.2	HYDROELECTRICITE.....	85
4.2.1	Introduction	85
4.2.2	Les différents types de centrales	85
4.2.3	L'hydroélectricité en France	86
4.2.4	Le marché de l'hydroélectricité	86
4.2.5	Le potentiel hydroélectrique de la France	87
4.3	EOLIEN TERRESTRE .....	88
4.3.1	Les données de base	88
4.3.2	Les contraintes	88
4.3.3	Les coûts	88
4.3.4	Les prix	89
4.4	ENERGIES MARITIMES RENOUVELABLES .....	89
4.4.1	Les technologies	89
4.4.2	Les contraintes	90
4.4.3	Les perspectives technologiques	91
4.4.4	Les coûts et les prix	92
4.5	ELECTRICITE SOLAIRE .....	92
4.5.1	Electricité photovoltaïque	92
4.5.2	Solaire thermodynamique	94
4.6	ELECTRICITE GEOTHERMALE .....	95
4.6.1	La ressource	95
4.6.2	Les technologies	96
4.6.3	Les coûts et les prix	97
4.6.4	Les limites et les risques	98
4.6.5	Conclusion	98
4.7	SYNTHESE SUR L'ELECTRICITE .....	99
4.7.1	Les réseaux en France	99
4.7.2	Les coûts et les prix de production en France	101
4.7.3	Les prix et les coûts en Europe	103
4.7.4	Les effets de la transition énergétique sur le système électrique	106
4.8	CHALEUR ET FROID (réseaux de chaleur, cogénération...) .....	107
4.8.1	Ressources et technologies pour la fourniture de chaleur	107
4.8.2	Contraintes et conditions de déploiement	109
4.8.3	Coût de la chaleur	109
4.8.4	Prix de la chaleur	110
4.8.5	L'évolution future des coûts et des prix	111
4.9	HYDROGENE .....	111
4.9.1	Les usages, le stockage et la distribution	111
4.9.2	La production	113
5	SYNTHESE DES ELEMENTS DE COUTS ET DE PRIX.....	115
6	CONCLUSIONS .....	119
	ANNEXES.....	120

ANNEXE 1 : Effets des énergies renouvelables : la situation en Allemagne.....	121
ANNEXE 2 : Récapitulatif des éléments de coûts et de prix.....	123
ANNEXE 3 : Coefficients d'équivalence énergétique.....	130
ANNEXE 4 : Sigles et acronymes .....	131

# SYNTHESE

La question des prix des énergies et donc des coûts pour les produire et les mettre à disposition est complètement d'actualité, au moment où se construisent les voies de la transition énergétique, permettant de relever les défis climatiques et énergétiques auxquels nous sommes confrontés.

L'objet de ce cahier d'Ingénieurs et Scientifiques de France (IESF) est de mettre à disposition, sur ces sujets, un ensemble d'informations les plus cohérentes et recoupées possible, illustrant leur complexité et dissipant un certain nombre des idées fausses trop souvent entendues en matière de coûts et de prix des énergies.

Il faut d'abord souligner **la distinction, trop souvent oubliée entre les coûts**, qui sont l'expression économique des conditions de production d'un bien ou d'un service, **et les prix**, qui sont la traduction des conditions économiques d'une transaction entre deux agents.

Il faut également rappeler qu'il n'y a pas **une mais des énergies**, qui ont des spécificités, des domaines d'emploi, des usages et des consommateurs différents ; d'où une multiplicité de marchés. Mais ces marchés sont connectés entre eux car les énergies sont partiellement substituables les unes aux autres, et ce d'autant plus que l'on raisonne à plus long terme.

Le tableau qui suit résume les principaux éléments de coût total, pour différentes énergies (les données concernant la fiscalité sont spécifiques de la France). Pour faciliter les comparaisons, les coûts et prix sont exprimés en une unité commune (euros par MWh), contrairement aux habitudes.

	Nature <sup>1</sup>	€HTVA/MWh	Commentaire
<b>1. CHARBON</b>			
Prix de vente	P	8 - 19	qualité 6500 kcal/kg et moins de 1% de soufre
<b>2. PETROLE</b>			
Coût total pétrole brut	C	45 - 75	
Coût total produits raffinés avant fiscalité spécifique	C	53 - 82	
Fiscalité spécifique -Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE)	C		il faut rajouter la TVA qui s'applique au prix des produits, TICPE incluse
-essence		58	
-gazole		44	
- fioul domestique		5	pour le chauffage
Coût total			

<sup>1</sup> P : prix ; C : coût

	Nature <sup>1</sup>	€HTVA/MWh	Commentaire
-essence		111 - 140	
-gazole		97 - 126	
- fioul domestique		58 - 87	
<b>3. GAZ</b>			
Prix à l'importation	P	24,5 - 33,3	
Fiscalité spécifique		1,32	
Prix de vente		52 -70	particuliers - industriels
<b>4. BOIS</b>			
Stères de bûche	P	42	livré
Bois pour chaufferies	P	12 -22	livré sur site, dont 4 €/MWh de transport
<b>5. BIOGAZ DE METHANISATION</b>			
Pris de production énergie primaire biogaz	C	25 - 50	
Prix de rachat			
- biogaz	P	72 - 139	
- électricité		112 -200	
<b>6. BIOCARBURANTS</b>			
Coût de production	C		
- éthanol pour les essences		77 - 92	
- ester méthylique d'huile végétale (EMHV) pour les gazoles		70 - 90	
Fiscalité spécifique (TICPE)			
- éthanol pour les essences		47	
- ester méthylique d'huile végétale (EMHV) pour les gazoles		36	
Prix total			
- éthanol pour les essences		124 - 139	
- ester méthylique d'huile végétale (EMHV) pour les gazoles		106 - 126	
<b>7. SOLAIRE THERMIQUE</b>			
Coût de production	C	170 - 400 270 - 600	dans le sud dans le nord
<b>8. NUCLEAIRE</b>			
Coût courant économique <sup>2</sup>	C	49,5	
Dépense complémentaire de sureté d'ici 2025 <sup>3</sup>	C	5	
<b>9. HYDRAULIQUE</b>			

<sup>2</sup> *Tenant compte, non de l'amortissement, mais de la rémunération du capital sur période longue (inflation comprise) avec des échéances annuelles constantes sur la durée de vie du parc depuis ses origines*

<sup>3</sup> *Hors stockage des déchets et démantèlement*

	Nature <sup>1</sup>	€HTVA/MWh	Commentaire
Prix de rachat	P	61,2 - 79	
<b>10. EOLIEN TERRESTRE</b>			
Eolien terrestre : coût de production <sup>4</sup>	C	74-94	Variable selon la durée d'exploitation en équivalent pleine puissance
Eolien terrestre : prix de rachat	P	82	
<b>11. ENERGIES MARINES RENOUVELABLES</b>			
Eolien en mer :			
- coût estimé de production <sup>5</sup>	C	160 - 200	pour une exploitation en équivalent pleine puissance de 3000 heures et selon caractéristiques du site
- prix de rachat	P	225	valeur moyenne à l'issue du premier appel d'offre
Energie marémotrice : prix de rachat	P	150	
<b>12. ELECTRICITE PHOTOVOLTAIQUE</b>			
Coût de production	C	212	dont 152 €/MWh d'amortissement
Prix de rachat	P	102,4 - 341,5	
<b>13. ELECTRICITE GEOTHERMALE</b>			
Coût de production	C	85	aux USA, amortissement compris
Prix de rachat	P	200	en France métropolitaine
		130	Outre-mer
<b>14. Synthèse sur l'électricité</b>			
Coûts moyens en France	C		
- production		49	(Allemagne : 69)
- distribution		43	(Allemagne : 74)
- total		92	(Allemagne : 143)
Prix moyens en France	P		
- industriels		66	
- particuliers		113	
Coût de stockage	C	100 - 150	STEP
<b>15. CHALEUR</b>			
Prix de vente	P	52 - 59	
<b>16. HYDROGENE</b>			
Production	C	69 - 92	

Les éléments rassemblés sur les coûts, les prix et les facteurs de leur formation, selon les différentes formes d'énergie, primaire ou secondaire, font apparaître les éléments suivants :

- la mondialisation est ancienne pour les énergies fossiles, pétrole, gaz et charbon (plus partiellement) comme pour les composants industriels de la fabrication de l'énergie, des centrales aux panneaux photovoltaïques ;

<sup>4</sup> Hors coût d'intermittence

<sup>5</sup> Hors coût d'intermittence



- l'économie de l'énergie est marquée à la fois par des considérations de très long terme (durée de vie des investissements, rigidité des systèmes) et le très court terme (fluctuations des marchés spot ou des prix de pointe) ;
- le niveau des coûts est fortement dépendant du niveau de maturité des technologies mobilisées ; dans le même temps, la maturité technologique de solutions innovantes et la maturité économique de certaines productions connaissent des évolutions parfois très rapides et dont les conséquences ne peuvent être complètement prévues (panneaux photovoltaïques importés de Chine, gaz de roche-mère aux USA), entraînant des bouleversements dans la compétitivité de certaines énergies ou solutions ;
- pour des raisons multiples (exigences accrues de sécurité, de protection de l'environnement et d'acceptabilité sociale, raréfaction des sources d'énergie fossile à très bas coût, développement des EnR caractérisées par des solutions très capitalistiques), le poids des charges financières liées aux investissements dans les coûts énergétiques est en croissance permanente : à ce titre, il devient donc de plus en plus justifié d'avoir des prix de vente d'énergie de forme binomiale, avec un terme proportionnel au flux d'énergie livrée (en baisse relative) et un « terme fixe » (abonnement, souscription, etc.) lié à la puissance appelée (en hausse relative) ;
- plus globalement, la théorie économique dit que, pour orienter vers l'optimum l'ensemble des agents économiques (consommateurs mais aussi producteurs), les prix doivent refléter les coûts de long terme, y compris les coûts d'investissement et de développement, et y compris le coût des externalités<sup>6</sup>: il faut donc refléter dans les prix de chacune des énergies par exemple les coûts futurs liés à la raréfaction des énergies fossiles ou le coût du CO<sub>2</sub> dégagé ou des effets sur la santé des polluants émis... Dans la mesure où certains de ces coûts ne sont pas supportés par les vendeurs, des mécanismes de redistribution, correspondant par exemple aux coûts des externalités, doivent être mis en place.

S'agissant d'énergies, c'est, *in fine*, le **coût d'approvisionnement des consommateurs finals**, industriels ou particuliers, qui doit être apprécié, dans la mesure où ce coût d'approvisionnement est un élément de leur compétitivité pour les premiers ou de leur niveau de vie pour les seconds.

Dans ce coût pour le consommateur final, le prix de l'unité énergétique (kWh, hl, m<sup>3</sup>) n'est pas le seul élément important ; le montant de la facture, fonction de la consommation mais aussi de la fiscalité, l'est bien plus encore : le consommateur doit donc régulièrement examiner les **actions de performance énergétique** qu'il peut engager ou susciter pour réduire sa consommation.

Le coût d'approvisionnement doit être apprécié sur une période au moins annuelle, pour intégrer les fluctuations de la demande, journalières et saisonnières, ainsi que la satisfaction des pointes.

Dans ces conditions, l'analyse doit considérer les différentes formes d'énergie, pour aborder leur intégration dans un « mix » énergétique qui peut être très variable selon les pays, voire les régions.

La réduction de la facture du consommateur final s'appuiera de plus en plus sur les solutions de **flexibilité énergétique**, combinant deux éléments :

---

<sup>6</sup>Les externalités correspondent aux impacts positifs ou négatifs générés par un agent économique et non pris en compte par lui.

- le plus longtemps possible (en base,) les énergies les moins chères en terme proportionnel à l'énergie consommée ;
- en complément pour les pointes, avec une puissance limitée, les énergies plus chères en coût proportionnel mais avec un terme fixe le moins élevé (ou nul pour les carburants et le fioul).

Une certaine expertise est alors nécessaire pour effectuer des comparaisons pertinentes dès qu'il ne s'agit pas de cas-type simples : les conditions d'exploitation et les modalités de gestion peuvent influencer significativement, avec des solutions multi-énergie, des productions ou des stockages d'énergie décentralisés et des effacements de pointe.

Dès lors, les **éléments de coûts supplémentaires introduits par le développement des énergies renouvelables**, dont la production présente un caractère temporaire pour le photovoltaïque et fluctuant pour l'éolien, et qui appellent donc la mise en place de solutions de substitution de production et d'interconnexions des réseaux électriques, **ne doivent pas être sous-estimés**.

L'énergie supporte une **fiscalité** importante et différenciée selon les formes d'énergie. Les pouvoirs publics ont ainsi un levier d'action très significatif sur les prix ; cette action des pouvoirs publics sur les prix par la fiscalité ou les aides est un moyen essentiel et tout-à-fait légitime pour orienter les acteurs vers les solutions énergétiques souhaitées (efficacité énergétique, sobriété énergétique, développement des énergies renouvelables, indépendance énergétique).

Les prix, résultats de l'agrégation de coûts, de fiscalité et d'aide publique, sont déterminants dans les processus conduisant les agents économiques à décider ou non d'investir dans un équipement de production d'énergie ou dans des solutions d'efficacité énergétique et, plus généralement, dans leurs comportements de consommation ou de sobriété énergétiques. La gestion par la puissance publique du « signal-prix » est incontestablement délicate, d'autant plus délicate que la part imposée de l'extérieur et non maîtrisée est importante (cours du baril de pétrole par exemple).

La puissance publique n'intervient pas seulement par la subvention et la fiscalité ; elle a aussi à sa disposition des leviers de régulation (tarifs régulés, contrôle de la concurrence, contrôle de l'entrée sur le marché des producteurs, réglementations techniques...).

En tout état de cause, il importe que les dispositifs d'intervention publique sur les prix notamment demeurent **cohérents et équitables**, sans distorsions injustifiées entre énergies et entre usages<sup>7</sup>. Il importe également qu'ils ne conduisent pas à aller à l'encontre des objectifs à long terme.

En particulier, les mesures pour réduire la précarité énergétique devraient être ajustées pour répondre correctement à cet objectif sans effet général antiéconomique (comme les décisions de blocage des tarifs du gaz ou de l'électricité pour tous les particuliers).

Dans ces conditions, une connaissance approfondie des coûts actuels et de leur évolution probable est indispensable pour mener à bien la transition énergétique dans des conditions économiques et financières optimales.

---

<sup>7</sup> Et notamment pour le chauffage des bâtiments

Globalement, la prise en compte du changement climatique et celle de l'effet de consommation de ressources énergétiques non renouvelables ne peuvent qu'augmenter les coûts et donc peser sur les prix ; les économies d'énergie, l'innovation et l'arrivée à maturité de nouvelles technologies sont les voies pour contenir cette augmentation.

Les questions d'énergie ont à la fois une dimension internationale très forte et des composantes nationales tout aussi marquées. En matière de coûts et de prix, l'analyse montre que :

- les comparaisons de prix énergétiques entre pays font ressortir ce qui relève de différences dans les coûts des opérateurs énergétiques (en fonction du mix énergétique de l'électricité, des caractéristiques des réseaux de transport et distribution, de la densité de population, de l'organisation du secteur, etc.) mais aussi et surtout de différences de fiscalité et d'aides publiques, de la régulation du secteur (tarifs réglementés encore en vigueur) ou de structures de prix privilégiant certaines catégories de consommateurs par rapport à d'autres<sup>8</sup> ;
- les effets de la politique commune de l'énergie ne sont pas parvenus à leur terme (ouverture des marchés nationaux, interconnexions des réseaux, encadrement de la fiscalité spécifique à l'énergie, ...) ;
- dans des pays comme le nôtre, dépourvus de ressources naturelles importantes en énergies primaires et qui ne peuvent pas peser de façon significative sur les prix des marchés mondiaux, la valeur à accorder à disposer quand même d'une certaine indépendance énergétique ne doit pas être négligée.

Enfin, le secteur de l'énergie est un **secteur d'industries et de services** dans lequel la France a la chance de disposer de champions implantés et reconnus pour leur savoir-faire à l'échelle internationale. La transition énergétique à mettre en œuvre sur le plan national doit aussi être l'occasion de renforcer, tout en les réorientant, ces savoir-faire et d'accroître leur présence sur les marchés internationaux, à partir d'une base nationale servant de démonstrateur.

C'est également un secteur essentiel pour la compétitivité de l'industrie, ce qui implique le maintien de prix des énergies eux-mêmes compétitifs.

En conclusion, la **fourniture d'énergies est un système complexe**, aux composantes multiples, aux acteurs nombreux, aux interactions variées, à la dynamique forte et parfois hétérogène dans le temps et dans l'espace : si la préparation des décisions requiert un effort de simplification, sur un champ partiel défini *a priori*, simplifier ne doit pas vouloir dire être simpliste et caricatural, en négligeant des interactions importantes du système.

---

<sup>8</sup> Voir par exemple les choix différents faits, en France et en Allemagne, sur les prix de l'électricité pour les particuliers et pour les industriels

# 1 INTRODUCTION : LA PROBLEMATIQUE, LES SOURCES, LES INCERTITUDES

Le simple est toujours faux. Ce qui ne l'est pas est inutilisable.

(Paul Valéry - Mauvaises pensées et autres)

Durant près de trois siècles, la révolution industrielle a largement été fondée sur la disponibilité d'énergie plus abondante et moins onéreuse, ce résultat étant obtenu par des innovations technologiques multiples et l'utilisation des énergies fossiles, le charbon d'abord, le pétrole puis le gaz ensuite. L'explosion de la demande mondiale, la prise en compte du caractère non renouvelable des énergies fossiles, la perception du changement climatique dus aux dégagements de gaz à effet de serre d'origine anthropique redonnent aux enjeux énergétiques une acuité nouvelle et forte.

La question des prix des énergies, des coûts pour les produire et les mettre à disposition, est donc d'actualité.

La matière disponible sur l'économie de l'énergie étant abondante, on peut s'interroger sur le besoin d'un éclairage supplémentaire. Coûts et prix sont largement présents; mais ils ont marqués par une très forte dispersion et un caractère souvent fragmentaire et partiel, alors que l'économie, pour retrouver sa place dans l'esprit du public et des décideurs a besoin de s'appuyer non seulement sur les technologies, largement négligées, mais aussi sur ce qui permet leur mise en œuvre, les coûts et les prix. Leur méconnaissance, souvent voulue ou entretenue, conduit à des opinions et des comportements parfois très nuisibles aux communautés concernées et contraires aux buts recherchés. Les prix ne sont connus, de façon partielle, que par les publications des marchés, mais ceux réellement pratiqués entre fournisseurs et grands acheteurs, notamment dans les contrats, restent confidentiels. Cette confidentialité, comme celle des coûts propres à chacun des acteurs, si elle est légitime et doit être respectée; ajoute à la difficulté de l'exercice.

Pour autant, l'existence d'observatoires statistiques pertinents et à accès public est essentielle pour piloter sur le moyen et le long terme l'évolution du mix énergétique. Le récent exemple de l'évolution du prix du gaz, suite à l'exploitation des gaz de roche-mère, notamment aux Etats-Unis, montre que des modifications importantes peuvent intervenir à court terme sans qu'elles soient anticipées. L'observation continue des marchés mondiaux paraît relever de la responsabilité de l'Etat et les divers observatoires existants gagneraient à être fédérés et à être encore plus présents en matière d'actualité. La question de l'observation au niveau régional ou interrégional se pose également pour certaines énergies.

L'objet du document est donc de réhabiliter la notion de mesure, si indispensable aux ingénieurs et scientifiques. Il ne s'agit pas de réinventer ce qui existe déjà, ni d'essayer de modéliser complètement, des situations complexes et évolutives par nature.

Il s'agit, en opérant comme des orpailleurs qui ne trouvent leurs pépites qu'après avoir remué des quantités considérables de matières, de rassembler le maximum de données disponibles, de les analyser et de les comparer, puis de faire une sélection optimisée des données les plus pertinentes permettant de dégager des plages de valeurs. Ce travail, basé sur les informations accessibles à la fin de l'année 2012, a donc en priorité un objectif didactique :

Ce travail, basé sur les **informations de fin de l'année 2012**, a donc en priorité un **objectif didactique** : faire comprendre la complexité, dénoncer les idées fausses, se prémunir des décisions hasardeuses qu'il faut corriger par la suite<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> *Les sigles et acronymes utilisés dans ce document figurent en annexe 4*

## 2 GENERALITES SUR LES ENERGIES : LES DETERMINANTS TRANSVERSAUX

### 2.1 QU'EST-CE QU'UN COUT ? QU'EST-CE QU'UN PRIX ?

Les **coûts** correspondent aux dépenses engagées par les producteurs et/ou les distributeurs pour produire ou diffuser un bien ou un service. On distingue habituellement plusieurs catégories de coûts, les coûts complets qui correspondent à l'ensemble des dépenses, y compris les amortissements des investissements, les coûts marginaux qui retracent les dépenses supplémentaires pour la production d'unités supplémentaires (ceux-ci peuvent être inférieurs ou supérieurs aux coûts complets), les coûts moyens correspondant à un volume donné de production, les coûts de développement qui incorporent les investissements futurs, par exemple le coût de fin de cycle de production. Pour parler de coûts, il convient donc de définir leur contenu précisément, ce qui est rarement fait. Il est assez habituel de confondre les coûts de production sortie d'usine et les coûts des produits et services mis à disposition du client final tenant compte en particulier de la logistique, du transport et de la distribution. Les coûts présentent trois caractéristiques principales : ils sont contingents comme indiqué ci-dessus, très différents selon les modes de production, ce qui conduit à des fourchettes larges, et peu connus, car les industriels ne communiquent pas sur ce sujet qui fait partie de leur patrimoine stratégique.

Les **prix** résultent de l'équilibre entre l'offre et la demande sur un marché. On peut cependant distinguer plusieurs catégories de prix en fonction de différents marchés :

- les contrats à long terme qui concernent certains industriels (au sens large) ;
- les prix à terme pour une période future (jusqu'à 2 ou 3 ans) ;
- les prix au jour le jour (spot) ;
- les prix réglementés (tarifs à destination des particuliers notamment).

Les prix des contrats sont peu connus car confidentiels. Ils peuvent être pluriannuels et indexés. Les prix à terme et spot sont parfaitement connus, des bourses en permettent le suivi en temps réel, notamment pour toutes les matières premières et l'électricité. Des mercuriales en sont publiées dans des journaux professionnels. Les prix contiennent d'autres catégories de dépenses que les coûts, essentiellement la fiscalité. Par ailleurs, la volatilité temporelle et spatiale des prix spot favorise assez normalement la spéculation, en particulier sur des marchés à terme (principalement pour les produits pétroliers).

La **distinction entre coûts et prix** est fondamentale : en simplifiant, on peut dire que le prix est l'apanage de la transaction entre l'acheteur et le fournisseur, alors que le coût concerne le fournisseur/producteur. Malheureusement, en dehors de la littérature économique et professionnelle, il y a souvent confusion entre les notions de coût et de prix.

Il est vrai que les coûts peuvent se transformer en prix.

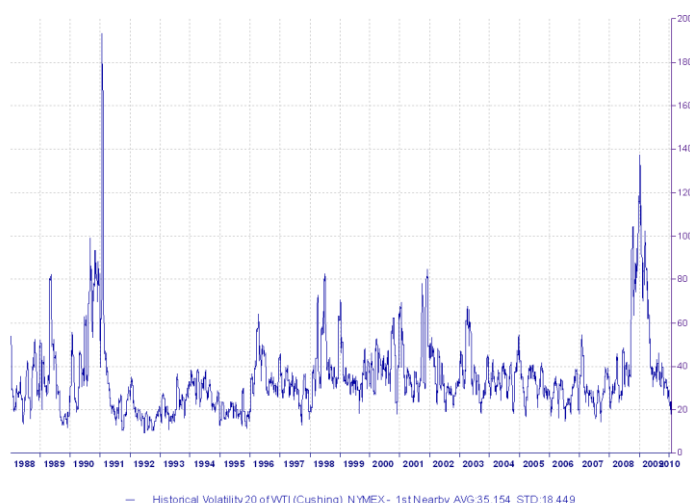
Dans la chaîne des intervenants jusqu'au consommateur final, le prix d'une transaction devient une composante du coût pour l'acheteur : à titre d'exemple, dans le cas de la transformation des matières premières en produit, le coût de la transformation comprend le prix des matières premières achetées.

Pour autant, prix et coûts peuvent être très différents, en tout cas ponctuellement : les prix sont parfois très inférieurs aux coûts (cf. électricité de pointe) et parfois les prix sont très supérieurs aux coûts de production-transport-distribution (cf. carburants, en raison de la fiscalité).

Ces considérations s'appliquent évidemment à l'énergie, à la fois pour les coûts et les prix. Concernant les coûts, les confusions les plus courantes portent sur la comparaison des coûts de production des énergies renouvelables, toujours donnés hors coût de distribution avec le coût du kWh produit traditionnellement rendu chez l'utilisateur final.

Les marchés relatifs à l'énergie sont très nombreux, fonction notamment du produit, de la technologie et de la localisation ; certains sont reliés entre eux, par exemple les prix du pétrole et du gaz, les prix du baril de pétrole jouant dans beaucoup de cas un rôle directeur.

Comme le montre ce graphique<sup>10</sup>, les prix du pétrole (comme d'ailleurs ceux du gaz) sont particulièrement volatils.



Une difficulté spécifique existe dans le secteur de l'énergie. S'il est souvent déjà difficile de donner des ordres de grandeur des coûts des énergies classiques, la difficulté augmente avec les nouvelles énergies dont le développement n'est pas mature mais dont la maturité technologique et économique peut évoluer très rapidement, entraînant des bouleversements dans leur compétitivité (panneaux photovoltaïques par exemple). Si la production d'énergie éolienne terrestre est souvent présentée comme mature, ce qui donne aux coûts correspondants une forte présomption de pertinence, que dire aujourd'hui de l'énergie éolienne *offshore* ? Sans aucun doute, avec le temps, les coûts diminueront, mais jusqu'où ? Les coûts futurs ne peuvent être estimés qu'avec des fourchettes larges.

---

<sup>10</sup> Extrait du rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole présidé par Jean-Marie Chevalier, il présente la volatilité historique à 20 jours du prix du pétrole brut WTI (1<sup>ère</sup> échéance) sur la période de 1988 à 2010.

L'exercice consistant à rassembler les coûts des énergies est difficile, malgré ou en raison d'une littérature abondante dont il est délicat d'apprécier la valeur. Les pouvoirs publics ont donc le plus grand intérêt à suivre avec attention l'évolution des coûts des différentes énergies en se dotant d'un observatoire efficace, l'observation des seuls prix étant insuffisante pour baser les décisions publiques relatives aux politiques de l'énergie. Le fonctionnement satisfaisant d'un tel observatoire des coûts demande beaucoup de doigté, compte tenu de l'opacité des coûts réels.

## 2.2 ENERGIES PRIMAIRES, ENERGIES SECONDAIRES, ENERGIES FINALES

**L'énergie primaire** est l'énergie tirée de la nature (du soleil, des fleuves, de la terre ou du vent) ou contenue dans les produits énergétiques tirés de la nature (comme les combustibles fossiles ou le bois) avant transformation.

Par convention, l'énergie électrique provenant d'une centrale nucléaire est également une énergie primaire (convention internationale AIE)<sup>11</sup>.

La **consommation d'énergie primaire** correspond à la consommation d'énergie de tous les acteurs économiques.

**Les énergies secondaires** nécessitent une transformation, en une ou plusieurs étapes (avec en général un rendement inférieur à 1), avec des coûts associés d'investissement et d'exploitation.

**L'énergie finale** correspond à la consommation des seuls utilisateurs finals, ménages ou entreprises autres que celles de la branche énergie. L'énergie finale peut être une énergie primaire (consommation de charbon de la sidérurgie par exemple) ou non. L'écart entre les consommations d'énergie primaire et secondaire correspond à la consommation de la branche énergie. Il s'agit pour l'essentiel des pertes de chaleur liées à la production et au transport d'électricité.

**L'énergie utile** tient compte du rendement des équipements des utilisateurs finals. Les quantités d'énergie finale achetées sont donc différentes pour une même quantité d'énergie utile.

En **comptabilité énergétique**, par convention, pour l'électricité, 1 MWh d'énergie finale correspond à 2,58 MWh d'énergie primaire (cela traduit la chaleur non récupérée de la production thermique de l'électricité, classique ou nucléaire). Pour les autres énergies, par convention également, 1MWh d'énergie finale correspond à 1 MWh d'énergie primaire.

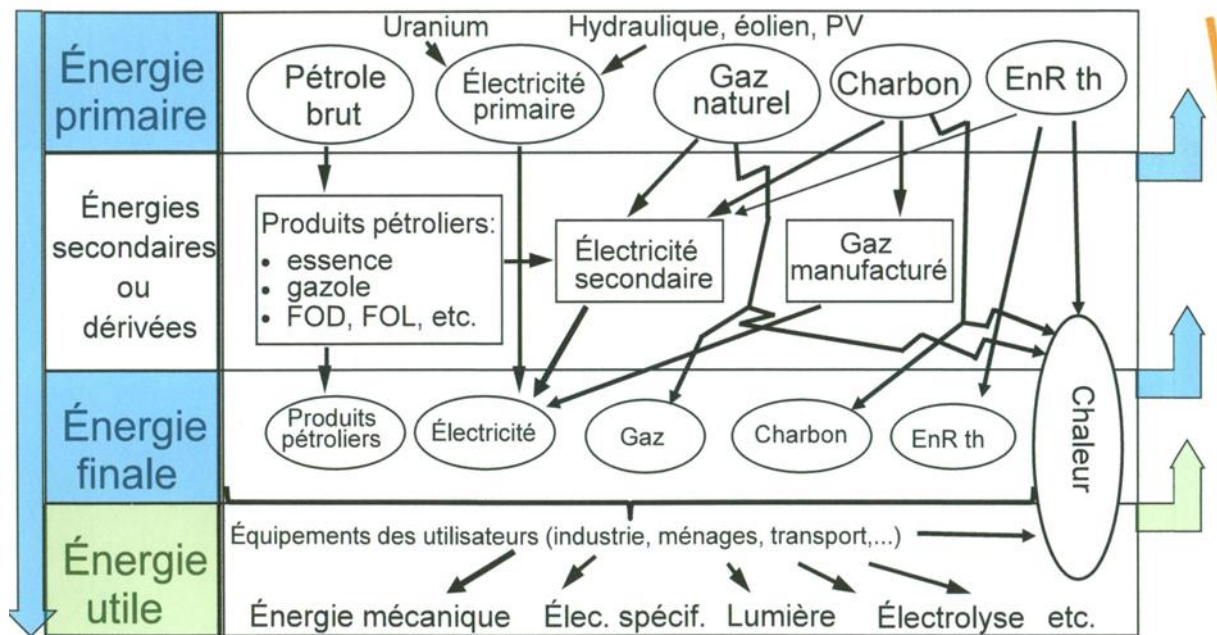
Le schéma ci-dessous illustre ces diverses notions<sup>12</sup> :

---

<sup>11</sup> Pour la commodité de la présentation, nous l'avons classée au chapitre 4 comme énergie secondaire, avec les productions d'électricité à partir d'EnR

<sup>12</sup> Source DGEC





Dans chaque catégorie, il n'y a donc pas une mais des énergies, qui ont des spécificités, des domaines d'emploi, des usages différents. Il en résulte une multiplicité de marchés, marchés qui sont connectés entre eux dans la mesure où les énergies sont partiellement substituables les unes aux autres, et ce d'autant plus que l'on raisonne à plus long terme.

## 2.3 LA DIVERSITE DES UTILISATEURS; LES VARIATIONS DE LA DEMANDE DANS LE TEMPS

L'énergie est présente dans toutes les activités humaines, elle concerne tous les habitants d'un territoire, tous les agents économiques.

Il en résulte une grande variabilité des besoins selon les consommateurs, à la fois dans le temps et dans l'espace. La capacité d'une part de chaque forme d'énergie, d'autre part du système énergétique dans son ensemble, à répondre à tout instant à la diversité de ces besoins constitue un vrai défi, à la fois technique et économique.

### 2.3.1 La diversité des consommateurs

Nous sommes tous, directement et indirectement, consommateurs d'énergies, qui sont nécessaires à la vie. D'où une très **grande diversité des consommateurs et de leurs besoins**, en fonction notamment :

- de la nature de leurs activités : industriels, particuliers, tertiaire, collectivités territoriales... ;
- de leur localisation ;
- des quantités consommées.

Ces caractéristiques diverses induisent des différences de coûts et de prix qui peuvent être importantes.

Pour répondre à cette diversité de la demande et en fonction du cadre de régulation publique qui est applicable, les fournisseurs proposent à leurs clients des **contrats qui peuvent également être très variés**, dans leurs composantes juridiques comme dans leurs composantes économiques. Peuvent ainsi exister des contrats pluriannuels fonctions du volume de consommation ou des contrats de court terme (*spot*) ; des prix libres ou des tarifs *réglementés*....

### 2.3.2 Les variations dans le temps de la demande d'énergie

Le besoin en énergie est fortement corrélé au cycle annuel du climat, au cycle diurne de l'activité humaine, et à l'intensité de l'activité de production. Cette corrélation permet d'anticiper avec une bonne précision les besoins futurs en énergie et de mettre en place les moyens de leur satisfaction.

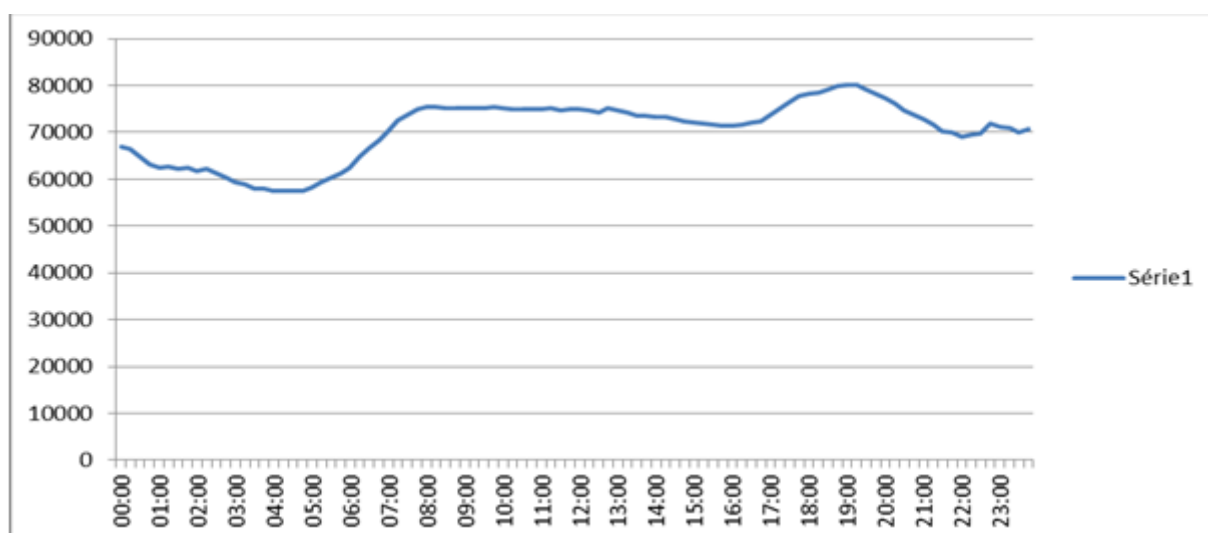
Prenons l'exemple des deux secteurs principaux de la consommation d'énergie, pesant chacun environ un tiers de la consommation totale, le chauffage et le transport. Le chauffage est directement corrélé à la température extérieure, avec un cycle essentiellement saisonnier. Mais il est sensible aussi au rythme diurne de température extérieure et d'occupation des logements et locaux tertiaires. Le transport est davantage lié à l'activité économique, avec un profil diurne et hebdomadaire plutôt qu'annuel.

Pour l'électricité, qui a une vaste palette d'utilisations, on arrive à modéliser la demande avec une assez grande précision, en fonction de paramètres divers comme le jour de la semaine ou les prévisions météorologiques.

On sait par exemple que, en hiver, une baisse de la température extérieure de 1°C entraîne une hausse de la demande de 2300 MW en France, l'équivalent de plus de deux réacteurs nucléaires actuels (ce qui illustre aussi l'intérêt de l'isolation thermique des habitations et certains effets négatifs du chauffage électrique par convecteur).

Voici un exemple du profil journalier de la puissance appelée d'électricité (le 4 décembre 2012):

en MW

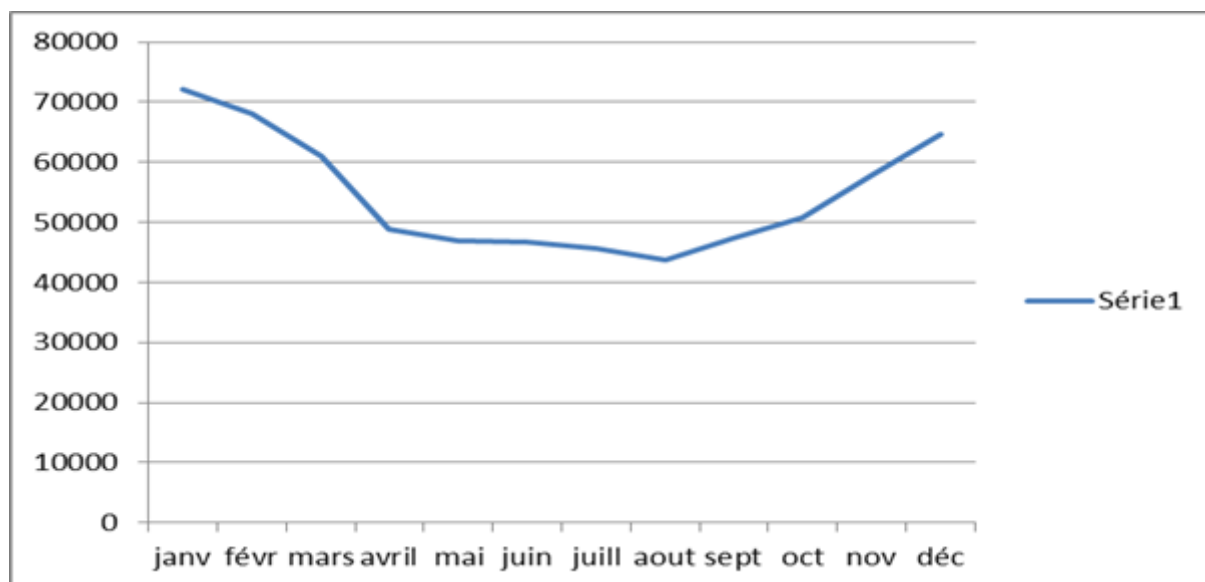


La pointe quotidienne, qui se situe tous les jours vers 19 heures dépasse le creux de la nuit (entre 4h et 5h) de 22 000 MW, soit 18% de la puissance moyenne quotidienne, ou 22 tranches nucléaires.

Et entre l'hiver et l'été, la puissance électrique appelée est, en 2011:

- par mois, 69% supérieure en janvier par rapport à août
- par jour, 123% supérieure le 1<sup>er</sup> février par rapport au 6 août

en MW



## 2.4 LES VARIATIONS DANS LE TEMPS DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIES

Jusqu'à des temps récents, l'utilisation de moyens stockables de production d'énergie, notamment les combustibles carbonés d'origine fossile (charbon, pétrole, gaz), a permis de répondre pratiquement à toutes les situations. Un classement des énergies par leur aptitude à répondre à des variations plus ou moins rapides a été établi.

La production d'électricité a les exigences les plus sévères, puisque l'offre doit toujours être égale à la demande, avec un temps d'adaptation très court, sous peine de disjonction du réseau. EDF parle d'énergie de « base », plus de 80% de la fourniture, pour le fond à variation lente de la demande (plus de 6000 h/an). L'offre est constituée pour cette catégorie de moyens fonctionnant avec la vapeur fournie par une chaudière, dont l'inertie thermique provient de la capacité de l'eau de stocker et libérer des calories. On trouvera sous cette rubrique les centrales dites thermiques, mais aussi les centrales nucléaires qui transforment leur chaleur émise en vapeur. Finalement, le progrès technique aidant, on a su donner à ces moyens une capacité de varier assez rapidement pour pouvoir satisfaire la « semi-base » (3000 à 5500 h/an en utilisant notamment la cogénération gaz et cycle combiné gaz).

Restent enfin les variations très rapides, la « pointe », qui représentent moins de 5% de la demande globale. Seuls deux moyens de production sont aptes à répondre à ce besoin : les turbines à gaz et les barrages hydro-électriques à lac. Le réseau français est doté de ces moyens de façon amplement suffisante pour que sa stabilité puisse être assurée dans les conditions actuelles de production et de consommation.

Aujourd'hui, cependant, certaines **énergies renouvelables**, énergie éolienne et énergie solaire<sup>13</sup>, affectent substantiellement cette problématique, compte tenu du **caractère intermittent et aléatoire de leurs productions**. Il en résulte la production d'énergies électriques dites « fatales », c'est-à-dire d'électricité qui doit être immédiatement consommée, sous peine d'être perdue, ou être stockée, avec les difficultés qui font l'objet du paragraphe suivant.

En photovoltaïque, le facteur de charge annuel moyen<sup>14</sup> pour la France est de 11%, correspondant à 950 heures équivalentes plein soleil (ce chiffre va de 800 heures pour Lille jusqu'à 1300 heures pour Ajaccio). Les 89% manquants viendront principalement d'énergie fossile ou nucléaire (l'éolien fournira un appoint aléatoire). Facteur aggravant : la production est deux fois plus faible en hiver qu'en été, et à l'heure de pointe (19 h), elle est quasi nulle, donc une production plus faible quand on en a le plus besoin.

En éolien, la situation est comparable, avec un facteur de charge de l'éolien terrestre de 21%, et un facteur de charge estimé de 30%<sup>15</sup> pour l'éolien marin. Ici encore, la production est la plus faible quand le besoin est le plus grand : en régime anticyclonique, qui est souvent le cas dans les périodes les plus chaudes d'été ou les périodes les plus froides d'hiver, durant lesquelles les besoins en énergie pour le chauffage ou la climatisation sont les plus élevés, le vent est faible et la production électrique éolienne<sup>16</sup> devient quasi-nulle. L'annexe 1 donne des exemples de ces fluctuations dans le temps, tirés de l'expérience en Allemagne.

Les défenseurs de l'éolien mettent en avant un effet de foisonnement supposé du vent sur le continent européen : quand le vent est faible dans le Sud, il peut être fort dans le Nord. Une simulation cumulant les vents de 7 pays européens pendant 6 mois d'hiver a été publiée dans le rapport Energie 2050 (pages 104 à 106). Il montre que le foisonnement est réel, mais faible. Quand le vent souffle fort, c'est sur la quasi-totalité du continent européen ; les pays équipés d'éoliennes deviennent excédentaires, et cherchent à vendre, même en-dessous du prix de revient et parfois à un prix négatif, leurs excédents à leurs voisins (cela a été le cas pour l'Allemagne en décembre 2012).

## 2.5 LA FISCALITE DE L'ENERGIE EN FRANCE ET DANS L'UNION EUROPEENNE

Les objectifs de la fiscalité<sup>17</sup> peuvent être multiples :

- fournir des ressources budgétaires aux entités publiques ;
- orienter les choix des agents économiques ;
- réaliser des transferts entre agents économiques ;
- contribuer à la compensation d'externalités négatives

---

<sup>13</sup> Les bioénergies ne présentent pas cette difficulté, puisque la biomasse dont elles sont issues peut être stockée

<sup>14</sup> Le facteur de charge d'une centrale électrique est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produit si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période

<sup>15</sup> Le facteur est plus élevé pour l'éolien marin que pour l'éolien terrestre car le vent est plus abondant et régulier en mer.

<sup>16</sup> La puissance délivrée par les éoliennes croît comme le cube de la vitesse du vent, donc si le vent est réduit de moitié, la puissance fournie est divisée par 8

<sup>17</sup> Y compris la fiscalité négative que constituent les subventions publiques pratiquées dans certains pays au profit de certaines formes d'énergie

La fiscalité énergétique et celle du CO<sub>2</sub> constituent un élément fondamental des prix de vente de l'énergie pour le consommateur final, industrie ou particulier : pesant lourdement sur certains prix (TIPP des carburants) très peu sur d'autres, ou apportant des aides publiques très significatives (photovoltaïque par exemple).

De façon générale, la fiscalité constitue un élément important du prix de l'énergie.

Les taxes sur l'énergie, ou plus généralement la fiscalité énergétique, dans laquelle on peut inclure la fiscalité du CO<sub>2</sub>, répondent à des objectifs multiples et évolutifs. Si la fiscalité de l'énergie avait pour origine un besoin de recettes fiscales assises sur une assiette stable, sa finalité a changé avec la nécessité d'influer sur les comportements des consommateurs (taxation incitative). Nous examinerons si cet objectif est réellement atteint.

### **2.5.1 Le rôle de la fiscalité énergétique**

Un accroissement de la fiscalité énergétique a un coût économique qui peut être compensé par la diminution d'autres prélèvements dans une approche de neutralité budgétaire.

Le rôle des pouvoirs publics est d'ajuster les différentes fonctions de la fiscalité (incitation, collecte de recettes fiscales, dissuasion) aux objectifs que doit poursuivre une politique de l'énergie :

- assurer des rentrées fiscales et en tirer des recettes budgétaires qui pourront être affectées à un emploi déterminé (dépollution, par exemple) ;
  - garantir la sécurité des approvisionnements énergétiques ;
  - freiner la consommation d'une énergie ;
  - protéger et favoriser les intérêts industriels nationaux ;
  - modifier les schémas de consommation des différentes formes d'énergie ;
- réduire la pollution imputable à un secteur énergétique.

La fiscalité de l'énergie est définie produit par produit, par strates successives, en fonction des caractéristiques physiques des produits, des assujettis, avec de multiples exonérations, ce qui rend son appréhension complexe et sa compréhension globale difficile.

### **2.5.2 La fiscalité de l'énergie en France**

Le mode de taxation des énergies est variable comme le montre le tableau ci-dessous pour la situation en France pour l'année 2012. Il s'agit principalement de taxes intérieures de consommation, donc en général applicables en fonction de la consommation finale et exonérant les facturations intermédiaires de ces énergies.

Produits	Unité	Taxes spécifiques en € (Hors TVA)	Observations
Superéthanol E85	hl	17,29	Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques

Produits	Unité	Taxes spécifiques en € (Hors TVA)	Observations
Supercarburant sans plomb	hl	60,69	
Gazole	hl	42,84	
Gazole non routier	hl	7,20	
Fioul domestique	hl	5,66	
Essences aviation	hl	35,90	
Carburéacteur	hl	Exemption	Décision mondiale
GPL carburant	100 kg	10,76	
Butane	t	Exemption	
Propane	t	Exemption	
Fioul lourd	100 kg	1,85	
Gaz naturel carburant	100 m <sup>3</sup>	0	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (avec exonération pour l'habitat)
Gaz naturel combustible	MWh PCS <sup>18</sup>	1,19	
Electricité	MWh	12,8	TCCFE ; TICFE ; CSPE (cf. ci-dessous) en évolution rapide
Chauffage urbain		variable	Taxation de chaque énergie entrante
Bois		0	
Bois industriel		0	
Charbon	MWh	1,19	TICC

<sup>18</sup> 1 MWh PCS = 0,9 MWh

Le fait qu'il n'existe pas de transposition synthétique de ces taxes en une unité commune, soit en joules, soit en tep, montre une certaine opacité sur ce sujet, sans doute liée au fait que la fixation des diverses taxes repose surtout sur des considérations sociétales ou politiques (par exemple, faible taxation des énergies utilisées pour le chauffage des particuliers).

### **2.5.2.1 La fiscalité des énergies de stock (énergies fossiles telles que le charbon, le pétrole et le gaz naturel)**

Le charbon et les produits assimilés font l'objet d'une Taxe Intérieure de Consommation, dite « taxe charbon » (TICC<sup>19</sup>), applicable aux houilles, lignites et cokes utilisés comme combustibles.

Elle est assise sur la quantité de produit effectivement livrée, exprimée en équivalent MWh ;

Le pétrole est fiscalisé par une Taxe intérieure de consommation (TIC) sur les produits énergétiques (TICPE depuis 2011, ex-TIPP), qui est un droit d'accise et la principale taxe perçue en France sur certains produits énergétiques, dont ceux d'origine pétrolière utilisés comme carburant pour moteur, additif ou en vue d'accroître le volume final des carburants pour moteur et à tout hydrocarbure utilisable pour le chauffage, à l'exception des solides (charbon, tourbe ou lignite) et du gaz naturel. Il est également assujéti à la TVA sur les produits pétroliers, à une rémunération au profit du comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers et à une Taxe sur les activités polluantes pour les carburants d'origine fossile (TGAP) ;

Le gaz naturel est fiscalisé par une Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel (TICGN), une Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA), une Contribution au Tarif Spécial de Solidarité Gaz (CTSSG)<sup>20</sup>, et la TVA.

### **2.5.2.2 La fiscalité des énergies de flux**

C'est la consommation finale d'électricité qui est principalement taxée par :

- la Taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE)<sup>21</sup>, au profit des communes (autorité organisatrice de la distribution) et la Taxe départementale sur la consommation finale d'électricité (TDCFE) pour les départements ;
- la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) si puissance > 250KVA ;
- la Contribution aux charges de service public de l'électricité (CSPE), qui compense depuis 2003 les charges de services publics supportées par les concessionnaires de réseaux publics telles que l'obligation d'achat d'électricité produite par des énergies renouvelables (solaire, éolien, cogénération et hydraulique notamment), la péréquation tarifaire pour les parties du territoire non connectées au continent (Corse, collectivités d'outre-mer, îles bretonnes) ainsi que le financement des tarifs pour les clients démunis (Tarif de première nécessité) ;

---

<sup>19</sup> Acquittée selon une périodicité trimestrielle, avant le 20 du mois suivant le trimestre considéré, (décret n° 2007-856 du 14 mai 2007)

<sup>20</sup> Finance le Tarif spécial de solidarité gaz au profit des clients démunis.

<sup>21</sup> Les taxes locales sur l'électricité (TLE) ont évolué pour permettre une uniformisation au niveau européen et sont collectées par les fournisseurs d'électricité pour le compte de l'Etat et des collectivités locales

- la Contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et la TVA, comme pour le gaz naturel.

Au total, les montants collectés en France en 2010 se sont élevés à 27,5 milliards d'Euros, dont 23,6 pour les carburants pétroliers et 3,4 pour l'électricité, ce dernier montant

devant augmenter rapidement pour atteindre 20 milliards en 2020 selon les prévisions de la CRE (énergies renouvelables et péréquation tarifaire principalement)

## **2.5.3 La fiscalité de l'énergie dans les pays de l'UE**

### **2.5.3.1 La fiscalité spécifique**

La situation dans les pays de l'Union Européenne présente le plus souvent les mêmes disparités ; elle est cependant plus complexe : certains pays ont mis en place une taxe carbone, en particulier la Suède, le Danemark, la Slovénie, le Royaume Uni et la Finlande; par ailleurs, un dispositif européen de quotas d'émissions de gaz à effets de serre (GES) a été instauré pour la plupart des industries (centrales thermiques-, aciéries, cimenteries, etc..), pour tous les sites dépassant 20 MW de puissance thermique. Ce dispositif donne lieu à un marché de niveau fluctuant, la tonne de carbone étant peu valorisée pendant les périodes de stagnation ou de récession économique, comme c'est le cas actuellement (moins de 10 €/t CO<sub>2</sub>).

L'ADEME<sup>22</sup> vient de publier une étude actualisée de la situation relative aux énergies fossiles dans chacun des 27 pays d'Europe dont on donnera ci-dessous les constats les plus remarquables.

Dans tous les pays, la fiscalité de l'énergie constitue un apport important pour le budget des Etats. Les taxes environnementales représentent en moyenne en 2008 6,04% du budget consolidé des 27, variant de 4,4 pour la Belgique à 11,9 pour le Danemark, la France se situant à 4,8. Les taxes spécifiques à l'énergie représentent en moyenne 4,4% variant de 2,8 pour la Belgique à 9,2 pour la Bulgarie, la France se situant à 3,3%.

Rapportés à la tonne de CO<sub>2</sub>, les niveaux d'imposition sont très variables. Les principaux résultats, exprimés en €/t de CO<sub>2</sub> sont les suivants pour 2008 :

<b>Carburants</b>	<b>Combustibles fossiles, y compris la production d'électricité, et hors carburants</b>
-------------------	---

<sup>22</sup> <http://www.ademe.fr>



<p><b>Essences :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- moyenne 220,</li> <li>- Pologne 465,</li> <li>- France 266,</li> <li>- Italie, Autriche et Slovaquie 0,</li> </ul> <p><b>Diesel :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- moyenne 93,</li> <li>- Royaume-Uni 196,</li> <li>- France 113,</li> <li>- Italie, Pologne et trois autres pays 0</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- moyenne 18,</li> <li>- Italie 62,</li> <li>- France 43<sup>23</sup>,</li> <li>- Irlande, Slovénie et Slovaquie 0.</li> </ul>
--	---

Les taxes en France se situent un peu au-dessus de la moyenne européenne ; on note la forte taxation des carburants par rapport aux autres combustibles fossiles, comme dans la plupart des pays membres de l'UE.

Rapportés à la tep, les principaux résultats en 2008 sont les suivants (en €/tep) :

- moyenne 155,
- Danemark 267,
- France 153,
- Roumanie 25.

Il ressort de l'analyse ci-dessus que :

- la situation dans l'Union Européenne présente des divergences considérables démontrant qu'il n'y a pas d'approche rigoureuse en matière de définition des taxations de l'énergie et de l'environnement. Ce sont a priori les considérations budgétaires qui priment ; elles tiennent compte de l'histoire, de la situation énergétique du pays et de la sensibilité de la société en la matière ;
- le taux de la fiscalité énergétique (en €/tep) a diminué en moyenne européenne de 9,3% entre 2002 et 2008. Sur la même période, il a diminué en France d'un peu plus, 11,5 %;
- par rapport au PIB et au budget de l'Etat, la France se classe parmi les pays plutôt les moins taxés tant au point de vue des taxes énergétiques qu'à celui de celles relatives à l'environnement ;
- plus préoccupante est la diminution relative des taxes entre 2002 et 2008, dans l'Union Européenne comme en France, ce qui donne un mauvais signal pour la réduction des consommations d'énergie ;
- la France fait partie des pays de l'UE qui taxent le plus les carburants, respectivement 7ème rang pour les essences et 8ème pour le gazole sur 27;
- les combustibles fossiles hors carburants ne sont quant à eux que très peu taxés (charbon, gaz naturel, fioul domestique, etc.).

---

<sup>23</sup> Ce chiffre, relativement élevé, s'explique par la part des taxes locales et le niveau relativement faible de CO<sub>2</sub> lié à la production d'électricité.

### 2.5.3.2 La TVA applicable aux énergies dans l'Union Européenne

Au-delà de la fiscalité spécifique, la dispersion de la fiscalité totale des énergies dans les 27 pays de l'Union Européenne est encore accrue par la dispersion de la TVA qui leur est applicable. La Commission européenne publie la liste des taux de TVA, pays par pays, applicables à de nombreux produits, dont certaines énergies.

Au 1<sup>er</sup> juillet 2012, le tableau ci-dessous donne des indications synthétiques sur la dispersion des taux selon les grandes économies européennes et indique les taux extrêmes par grandes catégories d'énergies. A noter que pour les produits pétroliers, en règle générale, les taux applicables sont les taux généraux, à l'exception du Royaume-Uni.

Taux de TVA en %

	Allemagne	Espagne	France	Italie	Royaume-Uni	Taux max	Taux min
Gaz naturel	19	18	19,6 (sauf abonnement taxé à 5,5)	10	5	27 Hongrie	5 Roy. Uni
Electricité	19	18	19,6 (sauf abonnement taxé à 5,5)	10	5	27 Hongrie	5 Roy. Uni
Bois de chauffe	7	18	7	10	20	27 Hongrie	6 Belgique Luxemb.
Bois pour l'industrie	7 / 19	18	19,6	21	20	27 Hongrie	7 Allemagne
Essence sans plomb	19	18	19,6	21	20	27 Hongrie	15 Luxemb.
Diesel	19	18	19,6	21	20	27 Hongrie	15 Luxemb.
GPL	19	18	19,6	21	5/20	27 Hongrie	5 Roy. Uni
Fioul domestique	19	18	19,6	21	5	27 Hongrie	12 Luxemb.
Taux général	19	18	19,6	21	20	27 Hongrie	17 Chypre

Cahier n° 11 d'IESF

Transition énergétique - un regard complet sur les coûts, les performances, la flexibilité et les prix des énergies

### **2.5.3.3 Conclusion sur la fiscalité de l'énergie**

En conclusion, les taxations spécifiques de l'énergie et de l'environnement ne sont pas liées aux niveaux d'émissions des gaz à effet de serre (tonne de CO<sub>2</sub>) ni aux économies relatives à l'utilisation des énergies fossiles. Les systèmes sont totalement disparates au niveau européen et en France, l'ensemble n'est guère plus cohérent. A noter que la dispersion des taux de TVA est plutôt moindre.

La commission européenne travaille aujourd'hui à la révision de la directive 96/2003 sur la taxation des énergies fossiles, qui pourrait prendre en considération le contenu carbone des énergies. Ce serait une grande avancée à condition de prévoir une démarche à long terme par étapes successives, compte tenu de la diversité des situations actuelles et de la sensibilité des consommateurs.

### **2.5.4 Le stockage des énergies**

L'adaptation de l'offre aux variations de la demande est largement dépendante de la facilité à stocker l'énergie concernée. Toutes les formes d'énergie ne présentent pas les mêmes facilités de stockage et donc de réponse aux fluctuations de la demande.

Le stockage est facile pour les énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz dans une moindre mesure) et pour la chaleur, ce qui n'exclut pas des variations significatives des prix lors des pics ou des creux de consommation. Il n'en va pas de même pour l'électricité, par nature non stockable directement : la question du stockage de l'énergie est donc largement celle du stockage de l'électricité, mais pas uniquement.

#### **2.5.4.1 Le stockage du pétrole**

Les stocks de pétrole brut ou raffiné se répartissent ainsi dans l'OCDE :

Pays	Stocks (en Mbbbl)	Part des stocks mondiaux (en %)	Nombre de jours de consommation
USA	1510	42	32
Japon	600	18	50
Allemagne	300	8	46
France	170	4	36
Canada	170	4	27
UK	100	3	24
Pays-Bas	100	3	34
Corée	100	3	15
Espagne	100	3	26

Les stocks stratégiques se rajoutent à ces stocks. Ils sont prévus en cas de rupture brutale d'approvisionnement. Pour les Etats ayant adhéré à l'AIE, ils doivent représenter 90 jours d'importation nette. Et pour les Etats membres de l'Union Européenne, ils doivent représenter 90 jours de consommation moyenne. Il faut noter que pour la France ces stocks sont constitués en partie de produits finis, contrairement à d'autres pays comme les USA ou le Japon qui stockent essentiellement du pétrole brut.

#### **2.5.4.2 Le stockage du gaz<sup>24</sup>**

##### **2.5.4.2.1 Les techniques**

Différentes techniques de stockages du gaz naturel existent :

- **Nappes aquifères** On injecte le gaz dans une couche souterraine de roche poreuse et perméable contenant à l'origine de l'eau, recouverte d'une couche imperméable formant une couverture étanche, le tout ayant une forme de dôme. Pour des raisons de perméabilité des terrains et de conditions d'exploitation, une quantité de l'ordre de la moitié du gaz stocké reste à demeure dans le stockage : il s'agit du gaz coussin. Les contraintes géologiques ne permettant qu'un soutirage en continu assez peu flexible, ces stocks sont utilisés tout au long de l'année, et notamment en hiver.
- **Cavités salines** La technique du stockage en cavités salines consiste à créer par dissolution à l'eau douce (lessivage) une « caverne » souterraine artificielle de grande taille dans une roche sédimentaire constituée pour partie de cristaux de chlorure de sodium (sel gemme) dont les propriétés physiques et chimiques, sa très faible porosité, son imperméabilité, sa neutralité chimique et ses bonnes caractéristiques de stabilité mécaniques, permettent le stockage de produits pétroliers liquides ou gazeux. La pression de stockage étant élevée, le soutirage peut être instantané ; ces cavités sont donc utilisées pour répondre à des pics de demande.
- **Gisements épuisés** Des anciens gisements d'hydrocarbures sont transformés en stockage ; c'est le mode de stockage majoritaire en Europe. La France ne dispose pas de stockage sous cette forme mais il existe deux projets pour transformer les gisements épuisés de Trois Fontaines (Meuse et Haute-Marne) et de Pécorade (Landes) en stockages de ce type. Les stockages en gisements épuisés se comportent de la même manière que ceux en nappes aquifères ; le soutirage doit être réalisé en continu avec peu de flexibilité.
- **Le gaz naturel liquéfié (GNL)** Les terminaux méthaniers stockent le GNL et l'émettent sur le réseau national après regazéification. Il est nécessaire, pour des raisons techniques, de construire en amont de l'unité de regazéification, quelques bacs de stockage de GNL. Ces cuves n'ont qu'une fonction technique. Mais dans certains pays faiblement pourvus en structures de stockage de gaz naturel (Espagne, Japon), des cuves complémentaires sont adossées au terminal pour adapter l'approvisionnement aux caractéristiques de la consommation. Ces capacités complémentaires sont alors incluses dans les chiffres des stocks nationaux. Enfin, certains pays producteurs (Royaume-Uni, Pays-Bas), liquéfient, en été, une toute petite partie de leur production qu'ils stockent sous forme de GNL (en dehors des terminaux méthaniers). Ces stocks sont utilisés pour les pointes exceptionnelles et le coût complet est supérieur à 100 \$/bep (baril équivalent pétrole) (contre environ 44 \$/bep pour le stockage souterrain).

---

<sup>24</sup> Source MEDDE

#### **2.5.4.2.2 Les stockages de gaz naturel en France**

- - Stock total : 25,8 milliards de m<sup>3</sup>, soit 292 TWh ;
- - Volume utile : 11,7 milliards de m<sup>3</sup>, soit 132 TWh, représentant 26 % de la consommation annuelle française ;
- - Débit de pointe : 200 Mm<sup>3</sup> /jour soit 2,3 TWh/jour.

#### **2.5.4.2.3 Les stockages de gaz naturel en Europe**

L'Autriche, la France, l'Allemagne et l'Italie détiennent plus de 22 % de leur demande annuelle sous forme de stocks. Ces pays non producteurs assurent ainsi, via d'importants stockages, leur sécurité d'approvisionnement.

Le Danemark, les Pays-Bas et le Royaume-Uni, pays producteurs, utilisent la capacité de "swing", c'est à dire la modulation maximale de leur production nationale à certaines périodes pour assurer la continuité de fourniture en hiver (en mer du Nord la production est limitée l'été et maximisée l'hiver). Mais avec une production déclinante (- 10 % en 2005 versus 2004), le Royaume-Uni a fait la douloureuse expérience, l'hiver de 2012, de l'absence de stocks suffisants pour permettre au marché de rester serein face aux aléas climatiques et géopolitiques. Avec le déclin de leur production nationale, ces pays devront augmenter leurs capacités de stockages.

Tous les autres pays de l'UE-15 ne sont pas producteurs et ne disposent que de très peu de stocks (moins de 5 % de la demande annuelle est couverte par leurs stocks nationaux, dans le meilleur des cas). Les tensions sur l'offre lors du pic de consommation hivernale devraient les inciter à revoir en profondeur leur situation pour envisager soit, lorsque cela est possible, la création de stocks souterrains chez eux, soit la participation (sous des formes à définir) à l'augmentation de la capacité européenne de stockage.

#### **2.5.4.3 Le stockage de l'uranium**

La France dispose de stocks stratégiques d'uranium sur le sol français, dont la quantité n'est pas publique (secret défense).

Le stock d'uranium de traitement atteint plus de 16 500 tonnes de propriété française, soit un peu moins de 2 ans de consommation.

De plus, si on utilise un jour les réacteurs à neutrons rapides, l'uranium appauvri constituera un stock important, il y a 190 000 tonnes de cet uranium en France.

#### **2.5.4.4 Le stockage de l'électricité**

Les solutions de stockage d'énergie électrique<sup>25</sup> se répartissent en quatre catégories principales :

- Stockage sous forme d'énergie mécanique statique par pompage (Station de transfert d'énergie par pompage - STEP), ou par compression (STEP en façade maritime, stockage d'énergie par air comprimé (CAES)) ;
- l'énergie mécanique cinétique (volants d'inertie) ;
- l'énergie électrochimique (piles, batteries, condensateurs, vecteur hydrogène) ;
- l'énergie thermique (chaleur latente ou sensible).

Nous les examinerons, dans ce qui suit, par ordre de capacité décroissante.

---

<sup>25</sup> Voir le document du MEDDE « Stockage de l'Énergie »

#### **2.5.4.4.1 Les STEP**

Il faut trouver dans les régions montagneuses deux lacs peu éloignés, d'altitudes différentes. Quand l'électricité est en excès sur le réseau, on pompe l'eau du lac inférieur vers le lac supérieur, et pour utiliser cette énergie stockée, on turbine en sens inverse.

Une variante prometteuse pourrait être les « STEP en façade maritime » : dans les régions montagneuses en bordure de mer, on pourrait construire des barrages de retenue d'eau de mer, qui serviraient de retenue haute, la retenue inférieure étant la mer. Cela pourrait notamment convenir à des îles montagneuses dans des régions ensoleillées ou ventées, telles que la Corse ou La Réunion, mais aussi aux façades maritimes des Alpes et Pyrénées, en vue de faire du stockage d'électricité d'origine éolienne ou photovoltaïque.

Le coût de construction d'un STEP est de 500 à 1500 € par kW.

Au niveau mondial, 99% des capacités de stockage d'énergie stationnaire sont assurées par les STEP, dont la plus grande partie est installée en Europe (35 GW sur 127 GW au niveau mondial, dont 4 GW en France).

La France compte sur son territoire 4200 MW de capacités de STEP (4170 MW en pompage, 4940 MW en turbinage), ce qui représente 4% de la capacité de production installée. La production de ces STEP est de 1% de la production annuelle d'électricité. Cette énergie est utilisée pour les périodes de « pointe ». La dernière STEP fut mise en opération en 1987, et il n'y a pas aujourd'hui de nouvelles capacités en construction.

Les STEP en façade maritime restent une solution potentielle, surtout pour les îles aux réseaux isolés (un appel d'offres vient d'être lancé par la CRE pour une installation couplée d'éoliennes et de stockage d'énergie de 95 MW pour La Réunion).

#### **2.5.4.4.2 Le stockage d'énergie par air comprimé (CAES)**

Les installations de stockage par air comprimé (*Compressed Air Energy Storage* - CAES) se situent au-dessus d'une cavité souterraine (ancienne mine de sel ou caverne de stockage de gaz naturel). L'air est comprimé en heures creuses, puis turbiné pendant les heures de pointe. Dans leur technologie initiale, la chaleur résultant de la compression était dissipée, avec coût d'investissement de l'ordre de 700 à 1000 € par kW. Aujourd'hui, on isole thermiquement les réservoirs, effectuant une compression adiabatique ayant un meilleur rendement. Deux unités de CAES de 1ère génération sont aujourd'hui en opération à Huntorf en Allemagne (280 MW) et à McIntosh (110 MW) aux Etats-Unis. Des unités de démonstration de deuxième génération sont en cours de développement.

#### **2.5.4.4.3 Le stockage sous forme d'hydrogène**

L'énergie électrique en excès est convertie par électrolyse en hydrogène, qui est stocké, comprimé ou liquéfié, ou absorbé par des hydrures. Elle est utilisée par des piles à combustible fournissant de l'électricité. Une solution actuellement testée en Allemagne consiste à injecter cet hydrogène dans le réseau de gaz naturel (formant un nouveau gaz baptisé « hythane », contenant au maximum 25% d'hydrogène), visant à soulager les importations de gaz. Mais l'investissement pour cet hydrogène reste coûteux (de 3000 à 5000 €/kW).

#### **2.5.4.4.4 Le stockage stationnaire par batteries électrochimiques ou batteries à circulation**

Des batteries électrochimiques (plomb-acide, nickel-cadmium, nickel-hydrure métallique, lithium-ion, lithium polymère, sodium-soufre, zebra), notamment utilisées pour des systèmes de secours, restituent du courant continu, ensuite converti en courant alternatif par des onduleurs.

Dans les batteries à circulation, qui nécessitent un maintien en température, deux électrolytes liquides contenant des ions métalliques, séparés par une membrane échangeuse de protons, circulent à travers des électrodes.

Coût de ces systèmes : de 300 à 3000 €/kW. Puissance de 10 kW à 20 MW.

#### ***2.5.4.4.5 Le stockage stationnaire par volants d'inertie et super-capacités***

Les systèmes de stockage par volant d'inertie et par super-capacités se distinguent des autres systèmes de stockage par leur très forte réactivité et leur longévité. En effet, ces deux types de systèmes peuvent absorber de très fortes variations de puissance sur de très grands nombres de cycles profonds. Cependant, les super-capacités et les volants d'inertie subissent des pertes de charge en raison de phénomènes d'autodécharge et de frottement respectivement, et donc sont plus adaptés pour le stockage de puissance que d'énergie. Ces systèmes sont donc très adaptés pour des applications de régulation et d'augmentation de la qualité du signal électrique (coût d'investissement: 3000 à 10 000 €/kW ; puissance : de 10 kW à 20MW).

#### ***2.5.4.4.6 Le stockage thermique d'énergie (chaleur et froid)***

Les installations de stockage thermique (chaleur et froid) concernent majoritairement les marchés industriels et tertiaires avec des réalisations de l'ordre de 1 à 10MW, les réseaux de chaleur, et le marché résidentiel par le biais des ballons d'eau chaude sanitaire. Ces installations ont un potentiel important en terme de compétitivité pour les activités tertiaires et industrielles, et en terme d'impact sur la demande en électricité à la pointe.

Le stockage de chaleur dans les ballons d'eau chaude sanitaire mobilise aujourd'hui un parc de plusieurs millions d'installations, ce qui représente un appel de puissance de plusieurs GW au maximum. Cet appel de puissance est prédictible et commandable par le signal 175Hz du tarif Heures Creuses, ce qui permet de décaler cet appel de puissance de manière programmée.

Le stockage de froid est une solution éprouvée, avec plusieurs technologies (glace, produits à changement de phase). Ces stockages sont économiquement rentables dans les installations importantes telles que les réseaux de froid, car ils permettent de lisser les pointes journalières.

#### ***2.5.4.4.7 Conclusion sur le stockage d'énergie électrique***

A ce jour, seuls les STEP représentent une véritable solution pour stocker l'énergie appelée par les pointes de consommation électrique, ou celle des énergies intermittentes, éolienne et photovoltaïque principalement, avec des coûts de l'ordre de 100 à 150 €/MWh. Dans le futur, les techniques qui peuvent avoir un rôle à jouer dans ces stockages de masse sont l'air comprimé, dont il existe déjà des démonstrateurs à l'étranger, les voitures hybrides rechargeables si leur nombre devient important (plusieurs millions de véhicules), voire l'hydrogène.

## 2.6 LE MARCHÉ DU CO<sub>2</sub>

Le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE)<sup>26</sup>, établi depuis 2005 par l'Union européenne pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre, représente une étape dans la construction d'une « fiscalité écologique » ; il correspond à la taxation d'une externalité, celle constituée par la production de gaz à effets de serre et est fondé sur les mécanismes définis par le protocole de [Kyoto](#) :

- un plafond est fixé pour les émissions de CO<sub>2</sub> des sites industriels européens assujettis (environ 12 000 sites en 2010) appartenant aux secteurs les plus émetteurs, dont la production d'énergie (sites ayant une puissance thermique installée de plus de 20 MW) ;
- les entreprises dont les émissions sont inférieures au plafond ainsi défini peuvent vendre leurs droits d'émissions à celles qui ont des difficultés à ne pas dépasser leur plafond d'émissions. Elles peuvent également acheter des droits d'émissions issus de projets de réduction des émissions menés dans le cadre de projets MDP (mécanisme de développement propre) ou MOC (mise en œuvre conjointe).

En 2008, l'Union européenne s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 20% par rapport aux niveaux d'émission de 1990 (objectif du paquet énergie-climat européen). À l'échelle du système communautaire d'échange de quotas d'émission, le rythme de réduction du plafond d'émission est prévu jusqu'à l'horizon 2020 comme une réduction linéaire de 1,74% par an : le nombre de quotas disponibles en 2020 sera donc inférieur de 21% au nombre de quotas disponibles en 2005.

Le 1er janvier 2013 débute la Phase III du SCEQE (2013-2020) pendant laquelle 50% des quotas seront mis aux enchères (contre moins de 4% des quotas pour la Phase II). Une plateforme commune de marché devrait être mise en place pour des enchères anticipées en 2012 en vue de la Phase III.

Sur l'année 2011, un total de 5,6 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> en quotas d'émission (*European Union Allowance* EUA), pour une valeur d'environ 75 milliards d'Euros et 1,3 milliard de tonnes de CO<sub>2</sub> de certificats de réduction d'émission (*Certified Emission Reductions* CER) pour une valeur d'environ 12 milliards d'Euros ont été échangées sur les plateformes<sup>27</sup> par lesquelles transite la quasi-totalité des transactions effectuées sur des bourses (notamment plus de 95% pour la seule bourse ECX, ou 83 milliards d'Euros).

Le prix spot moyen des EU est à 12,98 € (9,68 € pour les CER) et a fortement baissé au cours du dernier trimestre 2012 pour atteindre 7 €. Le prix sur contrat futur moyen des EUA en 2011 était de 13,84 € pour décembre 2012 (14,78 € pour décembre 2013) et le prix sur contrat future moyen des CER de 9,84 € pour décembre 2012 (10,69 € pour décembre 2013).

---

<sup>26</sup> Ou *EU emissions trading system (EU ETS)*

<sup>27</sup> *ECX (European Climate Exchange basée à Londres), BNX (Bluenext basée à Paris) et EEX (Europea, Energy Exchange basée à Leipzig)*



## 2.7 LES ECONOMIES D'ENERGIE EN FRANCE

Les économies d'énergie constituent une composante essentielle dans toute analyse de l'évolution des consommations d'énergie. Il est couramment admis, en effet, que la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2030 ou 2050, par rapport aux évolutions tendanciennes de la demande d'énergie, reposera pour au moins 40 % sur les actions permettant de réduire la consommation d'énergie (cf. scénarios de l'AIE, par exemple). Ces actions se développent d'autant plus facilement que le prix des énergies est élevé, assurant une meilleure rentabilité aux investissements correspondants. Il y a lieu d'examiner en permanence l'intérêt relatif des investissements destinés à accroître l'offre d'énergie et de ceux destinés à réduire la demande.

On distingue couramment deux types d'actions destinées à économiser l'énergie :

- l'amélioration de l'**efficacité énergétique**, qui couvre toutes les actions permettant d'avoir une moindre consommation d'énergie pour un même service rendu ; cela repose souvent sur des investissements spécifiques (remplacement d'un produit par un autre plus performant, comme pour un véhicule ou une chaudière) ou des surcoûts (construction neuve plus performante) ; il existe aussi des services d'efficacité énergétique avec très peu d'investissements matériels, comme le pilotage intelligent des systèmes énergétiques ou l'exploitation des équipements pour optimiser leurs performances dans la durée ;
- la sobriété énergétique, qui couvre essentiellement toutes les évolutions de comportement des consommateurs d'énergie qui se traduisent par une réduction parfois très significative des consommations (1°C en moins de température de chauffage entraîne une économie de 7 % ; extinction des éclairages inutiles ; choix du mode de transport, etc.).

Il paraît utile ici de souligner quelques éléments majeurs des économies d'énergie dans les 3 grands domaines de consommation d'énergie : les bâtiments, les transports et l'industrie.

### 2.7.1 Les bâtiments

Le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) consommait, en 2011, 68,5 millions de tep d'énergie finale, soit 44 % de la consommation totale du pays<sup>28</sup>. L'effort d'efficacité énergétique prévu par le Grenelle de l'environnement porte, pour près de 90%, sur ce secteur. Concernant la construction neuve, la réglementation thermique est fortement renforcée (RT 2012), dans des conditions de surcoût acceptables (+ 10 à +15 % selon les estimations).

---

<sup>28</sup> Dans l'habitat (28 millions de résidences principales), 79 % des consommations finales concernent les usages chauffage et eau chaude, près de 16 % pour l'électricité spécifique et 6 % pour la cuisson. L'énergie de chauffage du parc est actuellement le gaz pour 45 %, l'électricité pour 35 %, le fioul pour 15%. L'électricité spécifique est le seul usage en croissance de consommation par logement depuis 1990. (+42%). La consommation finale d'électricité est en croissance, celles de gaz et des réseaux de chaleur sont stables et celles des autres énergies diminuent (source : Chiffres-clés énergie et climat ADEME 2012).

Mais l'enjeu essentiel porte sur la **rénovation thermique du parc existant**, action qui vise également à réduire fortement la précarité énergétique<sup>29</sup>. Les objectifs 2020 du Grenelle de l'environnement (- 38 % par rapport à 2007, pour la consommation moyenne /m<sup>2</sup> du parc immobilier, soit un investissement global de plus de 500 milliards €) ne semblent pas réalisables.

L'objectif actuel des Pouvoirs publics est de **rénover 500 000 à 600 000 logements par an**. La dépense annuelle de chauffage des logements est en moyenne de 10 €/m<sup>2</sup> chauffé. Des travaux d'isolation et sur les équipements thermiques permettant de réduire de 50 % la consommation, soit 5 €/m<sup>2</sup> d'économie annuelle, coûtent 250 €/m<sup>2</sup> en moyenne (mais avec une fourchette très large).

Avec un temps de retour brut moyen de 50 ans, les améliorations les moins efficaces économiquement seront peu souvent réalisées, sauf aides publiques très importantes.

Cependant, de tels investissements peuvent être décidés par les ménages s'ils apportent aussi d'autres avantages (confort thermique ou acoustique, durabilité, étanchéité,

commodité d'usage, esthétique,...), ou s'ils font l'objet de travaux combinés (par exemple isolation des murs et ravalement de façade) ou d'une offre professionnelle très performante.

Par ailleurs, il est possible de **réduire de 15 à 35 % les consommations d'énergie de 20 à 25 millions de logements** (et 8 à 10 millions d'équivalents-logements du tertiaire) avec des rentabilités économiques satisfaisantes : travaux relatifs aux équipements thermiques et la ventilation, services d'efficacité énergétique avec « management de l'énergie » performant, sobriété énergétique, et quelques travaux d'isolation assez rentables. Des contrats de performance énergétique (CPE) proposent ce type de bouquet d'interventions, assorti d'une garantie dans la durée de la performance énergétique. Réalisable en moins d'une décennie, un tel programme aurait un impact très important.

Une étude de l'Union française de l'électricité (UFE)<sup>30</sup> analyse les « gisements rentables » dans le secteur du bâtiment, en considérant les seuls travaux.

Elle conclut que le niveau actuel des prix des énergies ne permet pas de rentabiliser la plupart des investissements d'efficacité énergétique. Seuls 3 Mtep/an sont accessibles de façon rentable dans le parc existant, mais c'est sans prendre en compte les services d'efficacité énergétique ni la sobriété énergétique.

En revanche, d'autres études estiment que le gisement atteignable d'ici 2030 est beaucoup plus important : l'ADEME, dans sa contribution à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 (novembre 2012), estime que la consommation du secteur sera de 50 millions de tep d'énergie finale en 2030, soit 26 % de moins qu'en 2010.

La rénovation thermique du parc existant fera l'objet de plans d'actions décentralisés, à travers les « plans climat énergie territoriaux » (PCET) notamment, sur deux décennies au moins. Des solutions différenciées seront à mettre en œuvre, adaptées à chaque segment du parc : type et ancienneté de construction, habitat social ou copropriété, maison individuelle ou immeuble, performance énergétique actuelle (classe de DPE), type de bâtiments tertiaires, publics et privés, etc..

---

<sup>29</sup> *Les ménages en précarité énergétique sont ceux dont les dépenses d'énergie représentent plus de 10 % de leurs revenus*

<sup>30</sup> « *L'ordre de priorité des actions d'efficacité énergétique* » - UFE - novembre 2012

## 2.7.2 Les transports

Les transports dépendent à plus de 80% d'énergies fossile, en raison notamment de la part prépondérante qu'y occupent les transports routiers, la consommation de carburants routiers s'élevant en 2010 à 46 Mtep. Les économies potentielles, dans ce secteur, proviennent à la fois de la conception technique du véhicule et de l'usage qui en est fait. En ce qui concerne la conception du véhicule, les deux pistes principales concernent l'optimisation du groupe motopropulseur (downsizing, gestion de la combustion) et l'allègement de la structure des véhicules (matériaux, conception). Le développement des véhicules à motorisation hybride n'apporte pas en soi des économies d'énergie mais des économies d'émissions de gaz à effet de serre. La décision récente du gouvernement de soutenir la R/D pour mettre au point d'ici 2020 des véhicules consommant 2 litres pour 100 km illustre les objectifs attendus.

En matière d'usage, une conduite apaisée, le développement du covoiturage et des diverses formes d'usages partagés de la voiture, ainsi que la limitation des vitesses et leur contrôle sont les pistes les plus prometteuses.

Pour les poids lourds, les pistes techniques sont les mêmes, avec pour certains l'accroissement de charge utile des trains routiers (60 tonnes) ainsi que les améliorations d'usages (meilleur taux de chargement et diminution des transports à vide).

Au total, des gains de consommation de 30 à 40 % sont atteignables, voire plus, en 2030-2040 en cumulant les diverses pistes indiquées<sup>31</sup>. Le gisement est considérable, de l'ordre de 13 à 18 Mtep. La plupart des mesures ne coûtent quasiment rien, sauf en matière de R/D dont les coûts ne devraient quasiment pas être répercutés sur le consommateur. Cette évolution ne va pourtant pas de soi comme le montre l'évolution du marché automobile sur lequel une partie importante des acheteurs continue à plébisciter les véhicules haut de gamme.

Les reports des transports routiers sur les transports collectifs apportent également des économies d'énergie dans la mesure où leur taux d'occupation est suffisant. Les transports collectifs (trains, métros, tramways, autobus et autocars) ont aussi des marges de progrès en termes d'efficacité énergétique, mais celles-ci sont nettement plus limitées.

Le transport aérien a également des marges de progrès importants en matière technique (aérodynamisme, réacteurs, taille des aéronefs) et d'organisation pour mieux gérer la navigation aérienne et le taux d'occupation des avions. Certains experts estiment que les consommations pourraient diminuer de 30% au siège-km.

## 2.7.3 L'industrie

Le secteur industriel consommait, en 2011, 32.8 millions de tep d'énergie finale, soit 21% de la consommation totale du pays. Les objectifs 2020 prévoient une stabilité des consommations industrielles, l'effet de la croissance économique (sans doute surestimée par rapport à une vision actuelle) compensant celui des économies d'énergie. Toutefois, plusieurs facteurs, déjà observés en période d'énergie fossile chère, vont continuer à améliorer la situation :

- lors des évolutions importantes de process, les nouveaux équipements (fours industriels ...) ont une efficacité énergétique très fortement améliorée :

---

<sup>31</sup> CAS Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050 (2007)

- il y a encore un gisement d'efficacité énergétique avec temps de retour de moins de trois ans (pilotage et régulation des installations de production et distribution de vapeur, de froid et d'air comprimé, variateurs de vitesse sur moteurs) ou plus long (récupération de chaleur fatale, moteurs, etc..) ;
- l'évolution de la structure industrielle en France et en Europe se traduit par une diminution relative des industries « énergie-intensives ».

Deux études récentes aux méthodologies différentes<sup>32</sup> évaluent le gisement d'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel à 15 à 20 %, à production industrielle identique.

Les actions correspondantes, notamment les investissements, sont plus difficiles à décider dans la période actuelle de très faible croissance économique, avec une visibilité réduite sur l'évolution de l'activité. Mais, étant très sensibles aux prix des énergies et du CO<sub>2</sub>, elles paraissent réalistes d'ici 2030, dans des conditions normales de rentabilité pour le secteur de l'industrie.

---

<sup>32</sup> - 20 % selon « Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 » (novembre 2012), avec une analyse par branche d'activité et par type d'action  
- 15 % selon « L'ordre de priorité des actions d'efficacité énergétique » (étude publiée par l'UFE en novembre 2012).

## 3 ENERGIES PRIMAIRES

### 3.1 CHARBON

Il n'y a pas un charbon, mais des charbons

L'efficacité énergétique des charbons dépend de toute une série de paramètres physiques : notamment les teneurs en eau, en matières volatiles et en cendres. Le pouvoir calorifique en kcal/kg varie dans une gamme de 1 à 8 : il est de 1000 pour la tourbe, 2500 pour le lignite, 6500 pour le charbon vapeur ou « électrique », 7500 pour le charbon à coke et même 8500 pour l'antracite.

#### LES CHARBONS en CHIFFRES en 2010

**Production Mondiale : 6 940<sup>33</sup> Mt**

dont Chine : 1 790 (48%) ; USA : 560 (15%) ; Australie : 225 (6%) ; Inde : 225 (6%) ; Indonésie : 190 (5%) ; Russie : 150 (4%) ; Afrique du Sud 150 (4%).

**Echanges internationaux : 938 Mt**, dont charbon-vapeur 676 Mt. et charbon à coke 262 Mt

**Réserves prouvées : 900 MMt, soit 2/3 des réserves d'énergies fossiles:**

dont USA 252 (28%) ; Russie 160 (18%) ; Chine 117 (13%) ; Australie 80 (9%) ; Inde 65 (7%) et Allemagne 45 (5%).

#### 3.1.1 *Le marché mondial*

Pondéreux et onéreux à transporter, le charbon est largement consommé à proximité des mines dans les pays producteurs. Seuls le **charbon-vapeur**, principalement destiné à la production d'électricité, et le charbon à coke font l'objet de transactions internationales significatives. Ce marché représente environ 15% de la production mondiale. Le lignite est valorisé localement dans les centrales thermiques, notamment à l'est de l'Allemagne.

Les importations mondiales de charbon-vapeur connaissent une croissance très rapide depuis 25 ans. En 2015, elles pourraient culminer autour de 800 Mt. Les restructurations dans la sidérurgie, avec les aciéries électriques, la baisse de la quantité de coke consommée par tonne d'acier produite, la réduction de consommation d'acier dans le secteur automobile, tendent à réduire le rythme des transactions internationales de charbon à coke.

---

<sup>33</sup> Soit 3,7 Gtep, compte tenu d'un coefficient de conversion de 0,619 tep par tonne de charbon

Le marché mondial du charbon est en pleine mutation. Les quatre grands pays exportateurs anglo-saxons (Australie, Afrique du Sud, USA et Canada) gardent de fortes positions exportatrices, devant les « outsiders » (Indonésie, Colombie, Venezuela, et Chine).

On doit noter quatre phénomènes majeurs :

- l'Australie reste le premier exportateur en charbon à coke ;
- l'Indonésie augmente rapidement sa part du marché, aux toutes premières places ;
- la Chine, fortement exportatrice (100 Mt) dans les années 1990-2000, est devenue importatrice, ceci aux fins d'approvisionner ses centrales électriques côtières ;
- l'Inde se porte massivement sur le marché mondial, vu ses surcoûts en mines profondes.

### ***3.1.2 La formation des prix: le rôle majeur de la logistique***

Dans le concert de concurrence accrue des énergies de base, le charbon présente des atouts spécifiques : des réserves immenses (300 ans), bien réparties (pas de risque géopolitique), et des valeurs thermiques fortes. Il n'y a pas de risque de cartellisation.

Le prix CIF (coûts, assurances, frets) rendu ports ARA (Amsterdam, Rotterdam, Anvers) doit couvrir toute la chaîne de valeur : coûts d'extraction, ferroviaire, chargement, fret maritime, stockage, déchargement, et préparation.

Les industriels, les sidérurgistes et les électriciens achètent de « la logistique ». Les principaux paramètres qui régissent le cycle des prix des charbons sont :

- la part des mines à ciel ouvert très compétitives à l'exportation
- les coûts et fiscalités ferroviaires (Australie, Afrique du Sud, USA, et Canada)
- le cycle des frets « atlantique » ou « pacifique »
- les coûts de manutention, stockage, et préparation
- les aléas climatiques (mousson, inondations en Australie dans le Queensland début 2011)
- le rythme de la demande en ligne avec la croissance économique mondiale.

Depuis une dizaine d'années, face à la demande très forte de « charbon-vapeur » pour les électriciens, certains analystes observent une corrélation des prix avec les prix de pétrole non spéculatif. Le prix du charbon-vapeur sud-africain (Richard's Bay - Rotterdam) évolue ainsi dans une plage comprise entre 60 et 90 \$/t (qualité 6500 kcal/kg et moins de 1% de soufre)

### ***3.1.3 Les perspectives mondiales***

#### ***3.1.3.1 La pérennité du charbon***

La raréfaction des réserves pétrolières est partiellement compensée par un accroissement du développement de l'extraction du charbon, dont les réserves sont beaucoup plus importantes. En 2010, la part du charbon dans la consommation énergétique mondiale atteignait près de 30%, un record depuis 1970. Comme pour le pétrole et le gaz, il y aura un « Peak Coal », mais qui est à beaucoup plus long terme.

### **3.1.3.2 Les émissions de gaz à effet de serre (GES)**

Des trois énergies fossiles, le charbon est le plus émetteur de GES pour une même quantité d'énergie fournie. La poursuite du développement des charbons nécessite la mise au point rapide de nouvelles technologies visant à capter et stocker le CO<sub>2</sub>. Ce qui augmentera le coût de son utilisation. Le faible prix actuel du signal carbone en Europe (7€/t CO<sub>2</sub>) en juin 2012 favorise le charbon pour la production d'électricité.

### **3.1.3.3 Les éléments de conjoncture internationale 2012-2015**

Les USA se reportent massivement sur les gaz de schistes, notamment pour les centrales thermiques, ce qui libère du charbon-vapeur : traditionnellement « swing-supplier ». Du coup ils redeviennent le premier exportateur mondial de charbon.

Simultanément, la demande mondiale de charbons ralentit, avec la crise économique et le recul brutal de la croissance industrielle, non seulement en Europe, mais aussi en Chine. Il en résulte un net effritement des besoins en électricité et de la demande internationale en charbon-vapeur. D'où une chute importante des prix du charbon-vapeur sur le marché international.

### **3.1.3.4 Les technologies d'avenir**

La nécessité de réduire les impacts sur l'environnement conduit à rechercher l'amélioration du rendement des centrales, les rejets se trouvant inversement proportionnels au rendement. Dans la période 1950-1970 les rendements moyens étaient dans la plage 25-31 %, Dans la récente décennie les rendements se trouvent dans la plage 40-45%, soit 30% d'amélioration relative. Il existe des perspectives à 50 % de rendement.

Certaines technologies sont déjà à l'œuvre :

- centrales à injection de charbon pulvérulent (PCI) sub-critiques, avec ou sans cogénération,
- centrales PCI super-critiques,
- lits fluidisés sous pression atmosphérique (grandes unités) ou pressurisés (petites unités).

D'autres opportunités sont en phase de pilotage : lits fluidisés pressurisés à cycle combiné, ou gazéification.

Les acteurs français sont parties prenantes, et parfois bien placés sur la chaîne de conception et de valeur. Ils s'investissent aussi dans les différentes options de captage et stockage du CO<sub>2</sub>.

## **3.1.4 Le charbon en France**

### **3.1.4.1 La situation actuelle**

**Bilan Charbonnier 2011 en France : 3,7 % de la consommation d'énergie primaire**

La **consommation** d'énergie-charbon importée est de près de 10 Mtep en 2011 (dont 4,2 pour les centrales thermiques, 3,8 pour la sidérurgie, 1,5 pour l'industrie, et 0,3 pour le résidentiel et tertiaire. Il s'agit d'un recul de 65% par rapport à 1973 (28 Mtep), et 50% par rapport à 1990 (19 Mtep).

Il n'y a plus de production hexagonale. La totalité de la consommation est importée pour une facture de 2,2 MME. En 2011 les **importations de charbon** provenaient des principaux pays suivants : USA (22,2%), Colombie (18%), Australie (17,1%), Russie (14,4%), Afrique du Sud (12,2%), Union européenne à 27 (8,8%), et divers autres pays (6,8%).

Le **prix moyen** des charbons importés (en € constants/t) a évolué depuis 40 ans selon le cycle suivant :

1973	1980-1990	1990-2000	2000-2007	2008-2010	2011
115	105	65	80	116	141 <sup>34</sup>

Le **prix du charbon-vapeur** a connu un cycle comparable : 50€ en 2000, 60€ de 2004 à 2007, 130 € en 2008, et 90 € en 2011. En 2012 il y a une baisse des prix importante.

En production, le **thermique classique** (principalement le charbon-vapeur pour la pointe de l'hiver) représente près de 10 % de la production totale d'électricité.

### **3.1.4.2 Le charbon dans la sécurité d'alimentation électrique 2012-2015<sup>35</sup>**

L'analyse prévisionnelle est marquée par le ralentissement de la consommation d'électricité en relation avec la crise ressentie depuis 2011. Cette perspective est propre à atténuer les tensions sur l'équilibre offre-demande en Europe et en France. Mais la crise entraîne aussi le report de plusieurs projets de production ou encore l'arrêt anticipé de certaines centrales charbon, jugées non rentables.

Dans ce contexte, la sécurité d'approvisionnement électrique pourrait être assurée jusqu'en 2015. Cette date correspond à l'échéance de mise en conformité, ou encore de déclassement des groupes thermiques les plus polluants en France et en Europe. A partir de 2016, la situation devient plus tendue, avec le déclassement envisagé de 3,6 GW de groupes charbon et 4 GW de groupes fioul.

## **3.2 PETROLE**

### **3.2.1 Introduction**

Il existe de très nombreuses études, publications, colloques, rapports sur le thème des prix du pétrole, moins sur les coûts, plus confidentiels, avec souvent une confusion sur la signification de ces mots. Nous essayons dans ce qui suit d'examiner chaque maillon de la chaîne conduisant du puits de pétrole à l'usage final, groupés en deux chapitres classiques : l'**amont** (géologie, géophysique, exploration, production) et l'**aval** (transport, raffinage, distribution).

Pour mieux comprendre l'évolution des coûts et des prix, il semble nécessaire de faire un préalable très bref sur les données de base concernant le pétrole, en retenant quatre éléments principaux influençant l'offre et la demande : la spécificité, la disponibilité, l'environnement, l'indépendance énergétique :

<sup>34</sup> Soit 19 €/MWh

<sup>35</sup> Source RTE



**La spécificité :** le pétrole est l'énergie de masse qui possède de loin la meilleure densité énergétique. Liquide, il est idéal pour les transports. Il est également l'énergie la plus chargée d'impôts et de taxes par les Etats, producteurs et consommateurs (en Europe au moins pour ces derniers), ce qui pourrait permettre aux uns et aux autres d'agir pour maintenir son existence.

**La disponibilité :** la crainte de sa disparition existe depuis son apparition !

Il est certain que la ressource n'est pas infinie, mais il existe une bonne probabilité pour que ce soit la demande qui crée le futur « peak oil » (ou le plateau) et non l'offre, sous l'influence classique de plusieurs effets : le coût et donc le prix liés aux difficultés de plus en plus grandes de recherche et d'exploitation des nouvelles ressources, compte tenu des contraintes d'environnement et d'indépendance énergétique, conduisant à une meilleure concurrence des énergies nouvelles, ou du nucléaire. Quant à l'offre, les nouvelles ressources potentielles des huiles de schistes éloignent la date fatidique en prenant le relais des ressources dites conventionnelles.

**L'environnement :** CO<sub>2</sub> anthropique, conditions d'exploitation des ressources dont huiles et gaz non conventionnels, spécifications des produits finis sont autant de contraintes agissant fortement sur les coûts, mais quasiment toutes techniquement solubles. Rappelons que le charbon est de loin à l'origine de la majorité des émissions de CO<sub>2</sub> anthropogénique dans le monde, suivi par le pétrole et le gaz.

**L'indépendance énergétique :** c'est un facteur qui devient essentiel pour la plupart des pays, devant la montée, sans doute durable, des événements géopolitiques. Aucun pays ne pourra raisonnablement renoncer à se doter des moyens d'y parvenir au moins partiellement. Ce facteur peut être un moteur important dans le développement de toutes les énergies, y compris les hydrocarbures pour ceux qui possèdent des ressources inexploitées.

Au total, il est intéressant de noter les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de nombreux énergéticiens sur l'évolution du mix énergétique mondial entre 2010 et 2030 :

- pétrole : 33% en 2010, 31% en 2030 ;
- charbon 26% à 22% (progression en valeur absolue jusqu'en 2020, baisse ensuite) ;
- gaz : 22% à 24% ;
- biomasse : 10% à 11% ;
- nucléaire : stable à 6% ;
- EnR (y compris hydraulique) : 2% à 4%.

### **3.2.2 L'amont pétrolier**

Nous appelons ici **coût** à la production l'ensemble des dépenses techniques concernant la prospection, le développement et l'exploitation des gisements. Nous appelons **prix** la somme de ce coût, des prélèvements des états producteurs et des marges commerciales obtenues par les exploitants des ressources, qui peuvent être des compagnies pétrolières nationales (*National oil companies* - NOC), de grandes compagnies internationales (*International oil companies* - IOC), sans oublier opérateurs plus petits désignés souvent sous le terme d'« indépendants ».

Les références internationales de ces prix : Brent pour les européens (Rotterdam), WTI (West Texas Index, Houston) pour les Etats-Unis, Dubaï sont relatives à des qualités de pétrole bien identifiées.

### **3.2.2.1 Le coût du pétrole**

#### **3.2.2.1.1 La diversité des coûts techniques**

Entre les pétroles « faciles » (par exemple : ceux du Moyen-Orient) et les plus difficiles (par exemple l'*offshore* profond avec plus de 1000 m. d'eau et jusqu'à 5000 m sous l'eau), le rapport des coûts est supérieur à 10 : les gisements « faciles » ont été découverts depuis longtemps, leur développement quand il est encore possible ne demande que relativement peu d'investissement, alors que les ressources nouvelles sont de plus en plus difficiles à trouver, développer et exploiter. Elles nécessitent des moyens techniques, financiers et intellectuels considérables. La mise en exploitation d'un gisement nouveau important nécessite plusieurs dizaines de milliards de dollars. Les investissements pétroliers dans le monde sont de l'ordre de 500 MM\$/an (réf. :2010-2011), dont la très grosse majorité dans l'exploration et la production.

#### **3.2.2.1.2 La prospection et l'exploration :**

Les phases à considérer sont successivement : les études géologiques, la prospection sismique (il existe des méthodes complémentaires), la modélisation des réservoirs, les forages d'exploration.

La prospection et exploration coûtent en moyenne 20% des coûts totaux de l'amont, avec toujours des différences substantielles : en moyenne, l'*offshore* profond coûte trois fois plus que l'*on shore* profond, avec là aussi des différences dans chaque groupe

De même, les IOC, qui ne contrôlent plus que 15% de la production mondiale contre 85% il y a quarante ans, y consacrent un pourcentage de leur chiffre d'affaires (5 à 10% pour l'ensemble de l'amont) beaucoup plus élevé que les NOC exploitant des réserves faciles ou découvertes depuis longtemps, qu'elles ont «reprises» peu à peu aux IOC.

## Géologie et sismique

Les études géologiques se font en général par les sociétés productrices. Elles ont pour but de déterminer les couches sédimentaires favorables datant du carbonifère ou autre, pouvant avoir généré des hydrocarbures et leurs migrations possibles vers les pièges de toute nature, conventionnels ou non.

L'analyse sismique s'est intercalée depuis longtemps entre les études géologiques et les forages, aujourd'hui essentiellement dans une approche tridimensionnelle, qui peut ensuite être couplée avec le temps pour suivre l'évolution d'une structure en exploitation. Elle est pratiquée par des sociétés de services de renom : CGG Veritas, Schlumberger... Son coût croît au fur et à mesure de sa sophistication et de la technologie associée et bien sûr du type de recherche (*on shore* ou *offshore*, profondeur, géologie...). Elle permet d'améliorer les chances de réussite des phases suivantes, qui peut atteindre 50%, alors qu'elles n'étaient que de 10%, il n'y a pas si longtemps, dans des conditions pourtant moins sévères. Aujourd'hui, la sismique 3D coûte entre 6 et 10% du coût total d'exploration.

Voici quelques exemples :

- à terre (€/km<sup>2</sup> pour une campagne courte) :
  - dans le désert : 18 000 à 25 000
  - montagne : 70 000 à 100 000
  - forêt dense : 50 000 à 80 000
  - agglomération : 80 000 à 150 000
- en mer (€/km<sup>2</sup> pour une campagne courte) :
  - profondeur faible : 10 000 à 18 000
  - 500 à 1500m : 15 000 à 25 000
  - au-delà : 20 000 à 30 000 (*Guyane 5711m, par 2000m de fond*)
  - *shallow water* : 50 000 à 150 000 (les câbles reposent sur le fond et les bateaux les tirent depuis la surface)

En mer, on fait de plus en plus du « *full azimuth* », nécessitant plusieurs passages, ou plusieurs bateaux. De plus les surfaces prospectées peuvent atteindre quelques centaines de km<sup>2</sup>.

La modélisation suit la sismique. Elle est effectuée par les sociétés productrices. Son coût est relativement modeste, de l'ordre de 10% de la phase précédente, donc 1 à 2% du coût total d'exploration.

Au total, 30 MM\$/an sont consacrés dans le monde à la géophysique, un tiers pour l'*on shore* et deux tiers pour l'*offshore* avec 400 équipes de sismique.

Viennent ensuite les forages d'exploration, devant confirmer ou infirmer la présence d'hydrocarbures (on peut tomber sur du gaz ou du pétrole ou les deux ou rien... !).

Là encore, les chiffres varient dans d'énormes proportions. Un forage dans l'*offshore* profond coûte environ 120 à 130 millions d'euros pour une durée de 4 à 5 mois soit environ 1 million par jour ; les barges opératoires sont en général louées à des sociétés de service très spécialisées. Pour la Guyane, il en faudra 4 au minimum, pour 500 M€. L'échec est encore possible ou les réserves découvertes plus modestes que prévu. Ces forages d'exploration représentent la majeure partie des coûts d'exploration et utilisent les mêmes moyens que les forages de développement.

### **3.2.2.2 Le développement**

Le développement représente la partie principale des investissements de l'amont, deux à trois fois plus que l'ensemble des phases précédentes. Là encore, on ne peut citer que des exemples ou des chiffres généraux.

Le chiffre d'affaires annuel mondial de la seule construction de plateformes *offshore*, qui pour 50% sont fixes, pour 40% sous-marines et pour 10% flottantes, est de l'ordre de 50 MM\$, soit 10% du budget total des investissements pétroliers. Les plus grandes plateformes flottantes sont gigantesques, tant pour le pétrole que pour le gaz, atteignant des tonnages (port en lourd) dix fois plus importants que les paquebots jamais construits, véritables usines géantes.

En 2010, 96 000 puits toutes catégories avec une grande majorité en *on shore* peu profond, donc très loin des coûts évoqués ci-dessus, ont été forés dont 50% aux USA, 17% en Chine et 8% en Russie.

### **3.2.2.3 Le coût total de production**

Les coûts de production varient dans de grandes proportions, de même que les coûts techniques de développement. Les premiers varient de 5 à 40 \$/bbl ; les coûts de développement se situent entre 20 et 80 \$/bbl, selon le type de gisement.

Ces coûts ont très peu de chance de baisser, même si l'expérience peut y contribuer, sauf si la demande diminuait fortement et durablement ou si les gisements de roche-mère se révélaient extraordinaires en quantité (doublement des réserves) et coût (cas USA) ou enfin si une concurrence compétitive apparaissait, toutes hypothèses peu probables en fonction notamment des besoins des pays émergents.

Indépendamment de la progression des coûts liés à une recherche de plus en plus difficile, trois facteurs vont intervenir :

- la **sécurité**, suite au grave accident de Macondo (golfe du Mexique, 2010) et d'autres de moindre ampleur ; les nouvelles règles et mesures imposées pourraient conduire à des durées d'opération plus longues et des coûts supplémentaires de 20% ;
- le coût du démantèlement des plateformes dont de plus en plus arrivent en fin de vie ; un démantèlement en mer du Nord coûte 270 M\$ ;
- l'obligation de réinjection du CO<sub>2</sub> ou du gaz des torchères dans le cadre de mesures liées à l'environnement même si certaines réinjections sont économiquement rentables.

### 3.2.2.4 Les prix du pétrole

Au coût du pétrole, il faut ajouter les taxes et impôts prélevés par les pays producteurs et les marges commerciales des sociétés. Avant de détailler les différents éléments qui concourent à la formation des prix internationaux, il faut examiner ce qui définit en profondeur et sur le long terme leurs évolutions : c'est la règle d'Hotelling.

Cette règle, qui s'applique à une ressource finie et connue, traduit le comportement spéculatif des propriétaires sur un marché concurrentiel<sup>36</sup> et stipule que la « rente de rareté » croît au cours du temps à un taux égal au taux d'intérêt réel. Ainsi, si la prévision de la hausse du prix du pétrole est supérieure au taux d'intérêt, il ne faut pas produire davantage et inversement. Mais si la ressource du pétrole est certainement finie, la limite n'est pas connue (quantité exploitable). La règle définit alors le prix minimum nécessaire pour rendre rentable un nouvel investissement dont la production est nécessaire pour satisfaire le marché. C'est pourquoi le prix du brut se corrèle sur le long terme avec le coût marginal le plus cher, aujourd'hui l'*offshore* profond. Et aujourd'hui, les pays qui ont des coûts de développement faibles n'ont aucun intérêt à développer leur production, mais seulement à la maintenir ou à éviter que des prix trop élevés nuisent à la consommation et encouragent le développement d'énergies concurrentes.

#### 3.2.2.4.1 La rente minière et la marge des producteurs

C'est ce que les propriétaires perçoivent. Là aussi, elles varient énormément d'un pays à l'autre, en fonction des coûts, des réglementations nationales<sup>37</sup>, de la nature des contrats négociés avec les opérateurs, celle-ci dépendant des perspectives d'évolution des coûts et des prix. Depuis longtemps, les états producteurs durcissent leurs conditions, mais ils ont encore besoin des technologies des pays développés consommateurs, certains essayant de s'emparer ou de développer ces technologies, par exemple la Chine.

Ces contrats sont de nature différente, par exemple contrat de simple opérateur ou de répartition des productions, avec ou sans plafonnement en fonction de l'évolution des prix : certains internationaux ont vu leur production diminuer par le seul effet de l'augmentation des prix. Les marges des opérateurs sont ainsi difficiles à calculer, réparties qu'elles sont entre les coûts opératoires et les ventes de pétrole brut auxquelles ils ont droit : disons que pour pouvoir engager des investissements rentables dans les recherches *offshore* profond, et après déduction des impôts locaux, il leur faut une marge globale de 20 à 25 \$/bbl, pour un prix du brut de 100 à 120 \$. La volatilité des cours du brut, l'alourdissement de la fiscalité des pays producteurs, l'attribution d'une part croissante de la production au pays producteur rendent la position des IOC de plus en plus difficile.

Quant à la rente minière des pays producteurs, elle est extrêmement variable d'un pays à un autre, ou d'une année à l'autre en fonction de la grande volatilité des prix. Ainsi la rente de l'Arabie saoudite atteignait 60 à 70 \$/bbl en 2008, 40 en 2009, 50 à 60 en 2010. Pour un brut à 100\$, la rente globale des pays producteurs est estimée à environ 400 MM\$ par an d'ici 2030.

#### 3.2.2.4.2 Les facteurs influents

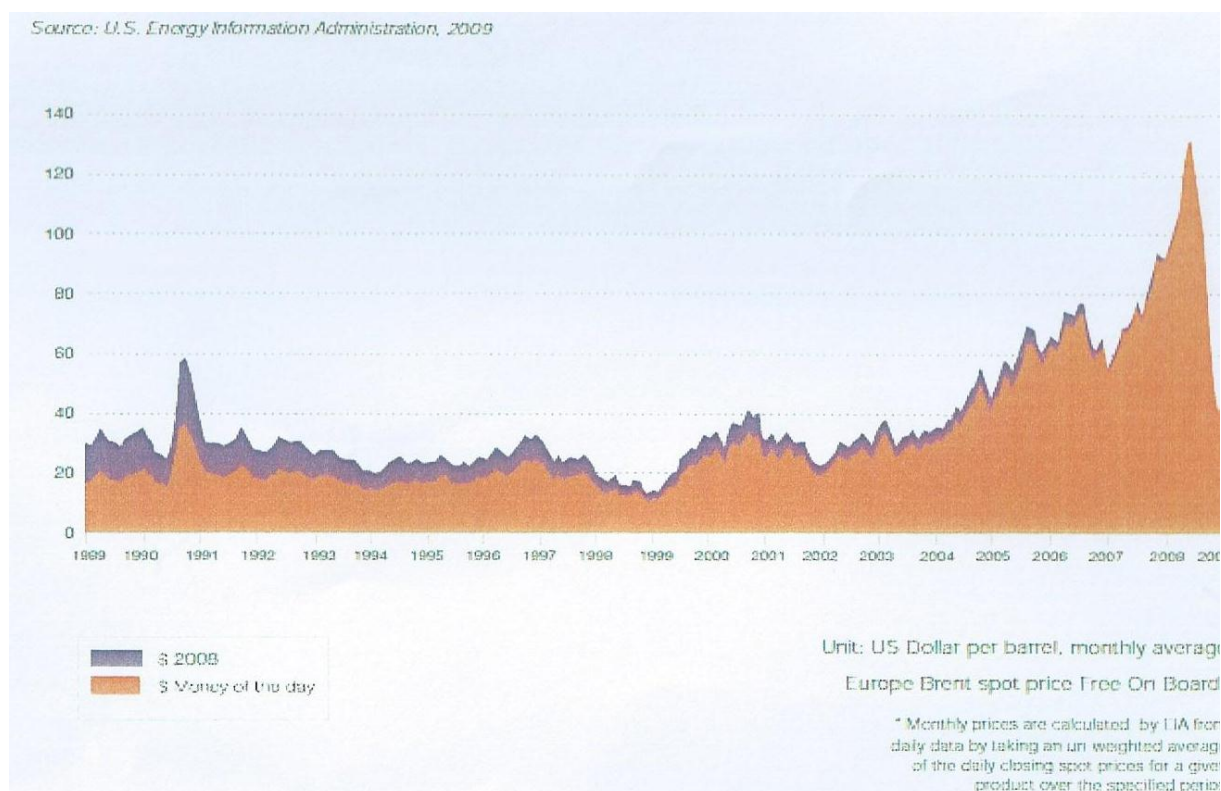
Le graphique qui suit illustre les variations du prix du pétrole brut depuis 1989 (US Energy Information Administration 2009) :

---

<sup>36</sup> C'est-à-dire sans monopole dominant

<sup>37</sup> Par exemple, le sous-sol appartient, aux USA, aux propriétaires du sol ; dans d'autres pays dont la France, il appartient à l'Etat.

il fait apparaître une très forte augmentation depuis 1999, avec des fluctuations très importantes et rapides.



Les éléments à l'origine de ces fluctuations sont nombreux et souvent interdépendants : la situation du marché offre-demande, lui-même influencé par l'état des économies des pays consommateurs, la qualité des pétroles bruts, les problèmes géopolitiques (y compris l'action de l'OPEP), l'état des réserves de production, l'état des stocks, les parités monétaires et les interventions sur le marché des matières premières.

- Le niveau de l'offre et de la demande

La demande est toujours en augmentation et le restera sur le long terme au moins dans les 20 ans, à l'exception des périodes de crise pendant lesquelles on observe une diminution d'un à deux ans suivis d'une reprise un peu plus rapide (exemple de 1983 à 1986, voire la dernière plus profonde depuis 2008). La production doit s'adapter et elle fluctue en conséquence : c'est ainsi qu'on constate une évolution des réserves de capacité de production, dépendant à la fois des diminutions naturelles de production des puits (5% par an pour les puits « matures »), des nouvelles mises en service et de la demande : un niveau de 4 Mbbbl/j (4,5% de la production mondiale) est considéré comme normal.

- La géopolitique et les crises

Le premier choc 1973-1975, dû à un embargo et une réduction des productions contre les pays soutenant Israël (US et Pays-Bas), a fait quadrupler le prix du pétrole, de 3 à 12 \$/bbl.

Le deuxième, plus long, est dû en 1979 à la révolution iranienne, suivi en 1980 par la guerre Iran-Irak. La réduction des productions de ces deux pays a fait passer les prix à 40 \$/bbl et ceci malgré l'intervention de l'Arabie Saoudite essayant de compenser ces diminutions. Ce deuxième choc a provoqué une crise économique en Europe et une diminution de la consommation, ramenant les prix aux alentours de 20 \$/bbl jusqu'à 23 - 27 \$ en 2003, avant le troisième choc.

Le troisième qui dure encore s'est amorcé en 2003 avec la guerre en Irak ; à partir de cette date, la hausse du prix du brut a été continue pour « exploser » en 2008 jusqu'à 145 \$/bbl pour retomber rapidement à 32 environ, puis entamer une montée soutenue jusqu'en début 2012 à 130 \$/bbl, alimentée dès 2010 par les événements du monde arabe (Tunisie, Egypte, Libye, Yémen, Syrie), la bonne volonté de l'Arabie Saoudite n'ayant que modéré la hausse.

Y a-t-il une probabilité importante pour que les prix retombent très bas en cas de calme géopolitique, même si la crise économique qui secoue l'Europe est aussi la conséquence de ces prix élevés ? D'autres facteurs jouent en sens inverse : la démographie mondiale sur le long terme, la demande très forte des pays émergents, la crainte de la pénurie liée à la notion de peak-oil, mais aussi celle d'un retour de l'agitation au Moyen-Orient, l'accident de la plateforme pétrolière Deep-Horizon dans le golfe du Mexique (avril 2010 ; puits le plus profond jamais foré à 10 685m) réduisant momentanément la production dans le golfe, enfin l'accident de Fukushima, ayant des effets sur le pétrole par ricochet, tous phénomènes que certains pays producteurs globalisent dans la notion de « fear contribution ». Néanmoins, on commence à ressentir une crainte chez certains pays producteurs de voir leur marché rétrécir du fait des mesures prises notamment en Europe concernant l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables.

#### - L'OPEP

Cartel des pays exportateurs de pétrole regroupant surtout les pays du Moyen-Orient et Maghreb mais aussi le Venezuela<sup>38</sup>, il assure le tiers de la production mondiale et possède les trois-quarts des réserves (hors huile de roche-mère). Il se défend de fixer les prix mais il fixe des quotas de production qui, s'ils étaient effectivement appliqués, les orienteraient fortement. C'est ce qui s'était passé en 2008 après la chute spectaculaire des prix. Souvent les positions divergent, au sein de l'OPEP, entre les « faucons », dont le Venezuela, détenteurs de ressources très importantes à coûts élevés et les modérés, dont l'Arabie saoudite, détenteurs de ressources à coûts faibles et soucieuses de ne pas casser les économies des pays développés, leurs clients. Un autre paramètre intervient fortement, dans les choix des états exportateurs de pétrole, celui de l'équilibre de leur budget : à titre d'exemple, l'Arabie équilibre son budget à un prix de 71 \$/bbl, l'Iran à 117 et l'Irak à 112... !

#### - Les stocks des pays consommateurs dont l'Europe

Les stocks stratégiques constitués par les pays importateurs sont de 3 mois de consommation : ils comprennent le brut à terre et les grands produits finis : essences, gazole et fioul domestique, kérosène. Leur objectif reste la protection contre une pénurie et non un outil pour réguler les prix, bien qu'ayant été appelés deux fois pour lutter contre la spéculation. Quant aux stocks mondiaux, ils se situaient en juin 2012 à 59 jours, niveau jugé « normal ».

---

<sup>38</sup> *A noter que la Russie n'est pas membre de l'OPEP*

- Les parités monétaires

Le prix du pétrole est libellé en dollars. Quand le cours du dollar monte par rapport à l'euro, le prix du pétrole baisse. Cette corrélation se vérifie presque toujours, avec un certain décalage. Il en résulte une quasi corrélation entre le cours de l'euro et le prix du brut. Toutefois les variations de l'Euro ne compensent pas entièrement celles du prix du pétrole.

- La qualité des pétroles

Les prix des pétroles cotés internationalement correspondent à des qualités bien identifiées, par exemple en termes de viscosité, de densité, de teneurs en impuretés comme le soufre, etc. Or, il existe une multitude de pétroles de qualités différentes. Les prix réels tiennent compte des différences de qualité par rapport à ces pétroles de références. Un écart de 4 à 5 \$/bbl existait ainsi entre le WTI américain plus lourd que le Brent européen (en réalité un mélange appelé BFOE pour : Brent, Forties, Osberg, Ekofisk).

Depuis quelque temps, cet écart fluctue entre 12 et 20\$/bbl ; la nouvelle et importante production aux Etats-Unis d'huiles de roche-mère à un coût « raisonnable » est à usage intérieur pour le moment, tant qu'une logistique permettant l'exportation ne sera pas en place. Ce n'est donc pas un effet de qualité, mais de marché fermé.

- Marché à terme et spéculation

La vente et l'achat à terme sont de la spéculation au sens propre de ce terme. Comme la plupart des grands marchés de matières premières, les marchés à terme jouent un rôle important et répondent à des objectifs différents selon les intervenants : pour les raffineurs, qui sont les acheteurs, c'est la mise en œuvre de leurs prévisions de besoins en approvisionnements, pour les intervenants comme les fonds de pension, qui fondent leurs opérations exclusivement sur ce qu'on appelle l'analyse technique en bourse, par modèles mathématiques, c'est un placement financier à risque. Le raffineur se garantit (en réalité minimise considérablement son risque) en équilibrant ses achats à terme par la vente d'un volume égal de lots papier, juste après son achat. Il peut répéter cette opération de nombreuses fois, par exemple jusqu'à 35, avant livraison physique, de même qu'un tanker peut changer plusieurs fois de propriétaires en cours de route, comme de destination.

La spéculation explique en partie la volatilité des prix : on achète parce que d'autres achètent et inversement, et ceci pour un produit à forte inélasticité : en effet au niveau mondial la consommation varie peu et par ailleurs les stocks non stratégiques et les réserves de production sont faibles.

### **3.2.3 L'aval pétrolier**

L'aval comprend le transport du pétrole brut vers les raffineries, le raffinage et la distribution. Nous examinerons les taxes et impôts en fin de chapitre.

#### **3.2.3.1 Le transport**

Le transport est à la charge du raffineur, car, en général le prix de vente du pétrole brut est « FOB » (*free on board*). Il existe quelques exceptions, notamment certains gisements en mer du Nord ou en Russie : dans ces cas-là le prix inclut le transport et le changement de propriété a lieu au point de déchargement.



Près de deux tiers du pétrole est transporté par navires ; le tiers restant l'est par oléoducs, essentiellement dans les pays producteurs-consommateurs, comme l'ensemble de l'Amérique du Nord ou la Russie et bien entendu pour relier les gisements aux ports d'expédition.

Le transport maritime du pétrole représente le tiers du commerce maritime mondial, tous produits confondus.

### 3.2.3.1.1 Les coûts du transport maritime

Ces coûts incluent les amortissements, les coûts d'exploitation : main d'œuvre, entretien et surtout combustibles, les assurances et les frais de port et de surveillance, notamment contrôle de qualité.

#### Les navires pétroliers

On distingue plusieurs catégories de tankers, classés en partie selon le nom des détroits qu'ils peuvent emprunter ou les ports où ils peuvent accoster

Les transports de produits raffinés (*product tankers*) : de 10 000 à 45 000 tonnes de port en lourd (tpl) ;

Les transporteurs de pétrole brut vont de 100 000 tpl (*Aframax Average freight rate assessment*) à 300 000 tpl (VLCC - *Very Large Crude Carrier* : environ 600 navires en circulation et un coût de construction de l'ordre de 120 M\$), voire 550 000 tpl (ULCC - *Ultra Large Crude Carrier* : plus que deux ou trois en flotte).

Le coût à la tonne baisse en fonction de la taille des navires, mais augmente avec les mesures de sécurisation nouvelles, et notamment la nécessité d'une double coque qui sera obligatoire pour tous les pétroliers en exploitation à partir de 2015.

Les coûts d'exploitation varient en fonction du prix du fioul lourd servant de combustible. Indépendamment de la variation des prix du pétrole brut, le prix du fioul augmentera par suite du renforcement des exigences sur les rejets<sup>39</sup>. Les assurances maritimes sont également à la hausse : coûts des accidents plus élevés, même s'ils sont moins nombreux ; effets du développement de la piraterie.

### 3.2.3.1.2 Les prix du transport maritime

Ces prix sont libellés en dollars par tonne. Nous les exprimons en dollars/bbl pour plus de compréhension. Ils sont relativement faibles par rapport au prix du pétrole : de l'ordre de 1,5 \$/bbl pour le trajet Moyen-Orient/Europe, 2 \$/bbl pour Moyen-Orient/Houston, 3 \$/bbl pour les produits finis (essences, gazole) pour le trajet Europe/USA.

Il existe un barème *Worldscale* qui définit le coût de base du fret entre un port de chargement et un de déchargement, actualisé chaque année. Le taux multiplicateur, fonction de différents paramètres (taille du navire, situation du marché des transports dans les zones concernées, négociées et publiées chaque jour), définit le prix du fret. Ces taux peuvent varier beaucoup et rapidement (*illustration*)<sup>40</sup>.

<sup>39</sup> *Emissions de soufre dans la zone SECA (mer Baltique, Manche et mer du Nord) à partir de 2015 ; émissions de NO<sub>x</sub> à partir de 2016*

<sup>40</sup> *Le revenu journalier des VLCC était de 10 700\$ en 2011, contre 32 000\$ en 2010, pour un coût d'exploitation seul de 11 000\$.*

Cette flotte se renouvelle rapidement : 10% par an, contre 2% à la démolition, et 2% à la transformation, par exemple en FPSO : (*Floating production storage and offloading*) la situation est variable selon les catégories : 50% des Aframax doivent disparaître de la circulation d'ici 2015, pour cause de simple coque : belle perspective pour les prix !

Les moyens pour lutter contre ces fortes irrégularités sont assez faibles, hors une meilleure régulation sur les investissements et désinvestissements. Le ralentissement de la vitesse ou « slow streaming » (13 nœuds au lieu de 14 lège et 10 au lieu de 11 en charge) en est un.

### **3.2.3.2 Le raffinage**

Les compagnies internationales se désengagent progressivement de cette activité ; les causes en sont les surcapacités dans les pays développés, au contraire des pays émergents, et l'inadaptation de nombreuses raffineries à l'évolution de la demande et à celle de la qualité des pétroles, de plus en plus lourds.

Rappelons la liste des produits issus d'une raffinerie. Les ratios ci-dessous sont relatifs à un pétrole léger, le Brent :

- Autoconsommation: autour de 5 %
- GPL (gaz de pétrole liquéfiés ; propane et butane) : de 3 à 5%
- Naphta (pour la Pétrochimie) : de 4 à 5 %
- Essences : de 25 à 30 %
- Jet fuel (kérosène aviation) : de 7 à 8 %
- Gazole : de 28 à 32 %
- Fioul domestique (idem gazole) : de 7 à 8 %
- Produits lourds (par exemple fioul de soutes) : de 11 à 22 %

De nombreux autres produits existent, comme des grands intermédiaires pétrochimiques (ex : propylène), les bitumes, les huiles et le soufre.

Les pétroles plus lourds, Venezuela par exemple, ont des ratios très différents, pouvant aller jusqu'à une très grosse majorité de produits lourds. Les raffineries, surtout dans les pays consommateurs, traitent des pétroles d'origine différente, qui ne s'adaptent pas toujours à leur marché.

#### **3.2.3.2.1 Les coûts**

Ceux-ci se décomposent en deux catégories : les coûts hors énergie, et l'énergie : les coûts hors énergie sont : les amortissements, l'ensemble des frais fixes, et les frais variables hors énergie: 4,5 \$/\$bbl est un chiffre moyen représentatif des coûts hors énergie, sachant que les raffineries sont très différentes les unes des autres par leur dimension, leur situation, leur équipement, leur modernité, leur adaptation au marché et aux spécifications des produits.

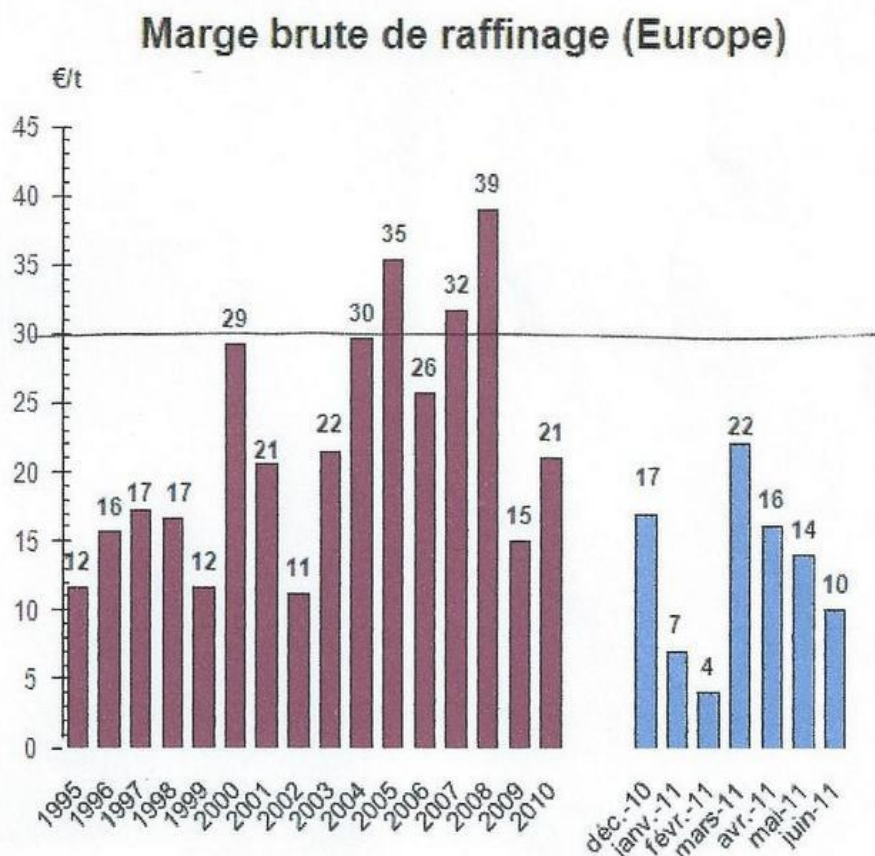
De même, le coût de l'énergie autoconsommée est très variable ; il dépend de deux facteurs : la complexité de la raffinerie (autrement dit le taux d'équipement des installations de conversion) et, bien sûr, le prix de l'énergie. Cette autoconsommation peut aller de moins de 5% du brut traité (voire beaucoup moins pour des raffineries simples dans certains pays), à plus de 10% (jusqu'à 13% aux USA). C'est donc un coût très lourd, de l'ordre de 5 à 6 \$/bbl pour un pétrole à 100 \$/bbl. La France dispose de raffineries dans la moyenne, mais seules trois ou quatre d'entre elles ont une capacité de conversion importante.

### 3.2.3.2.2 Les prix

L'indicateur des écarts de prix de marché entre le brut et les produits raffinés, appelé marge brute de raffinage en Europe, est la différence entre la valorisation à Rotterdam des produits raffinés et les coûts (prix du brut, fret, assurances et pertes évaluées forfaitairement à 0,6% du prix du Brent).

Il ne s'agit donc pas d'une marge, au sens du "bénéfice", mais de la contrepartie fournie par les marchés aux coûts d'exploitation et d'amortissement du raffinage. Chaque raffinerie, en fonction de ses caractéristiques techniques, des pétroles bruts qu'elle traite et des raffinés qu'elle produit, a un point d'équilibre propre, qui peut être assez variable d'une raffinerie à l'autre.

Les variations dans le temps de cette marge brute, soumise à la volatilité des prix des produits et du brut, est illustrée par le diagramme ci-dessous, emprunté à « UFIP Panorama Pétrolier ».



Cette marge est considérée comme normale, sur la moyenne des raffineries européennes, à 30 €/t, soit 5 \$/bbl<sup>41</sup>, ce qui n'est plus le cas depuis 2008.

Les produits obéissant à la loi du marché, le coût du raffinage se distribue irrégulièrement entre eux, car tous sont produits simultanément, pour partie, avant de subir des opérations spécifiques. Ainsi, les marges Rotterdam avant distribution sur les grands produits sont-elles très différentes : en 2011, 3,4 c€/l pour l'essence contre 8,1 pour le gazole. La loi du marché prédomine sur tous ces produits, même s'ils sont sensibles au cours du brut, notamment les grands produits qui varient en corrélation étroite. Mais d'autres peuvent se vendre au-dessous du prix du brut, par exemple « le fond du baril », qui n'est pas un déchet, mais un combustible. D'ailleurs, des produits bien valorisés aujourd'hui ont pu servir de combustibles internes en raffinerie avant de devenir recherchés, par exemple le naphta pour la pétrochimie.

### **3.2.3.3 La distribution des carburants en Europe**

En France cette activité est désormais en majorité entre les mains des « grandes surfaces » pour les carburants (62% en 2011), même si le leader pétrolier national reste le premier distributeur avec 20% du marché. D'autres grands pétroliers sont sortis de la distribution en même temps qu'ils sortaient du raffinage, voire séparément et/ou partiellement.

Un indicateur économique pour cette activité est constitué par la marge brute de distribution, correspondant à la différence entre la moyenne des prix hors taxes du carburant commercialisé et la moyenne des cotations des carburants sur le marché de Rotterdam. Comme pour le raffinage, cette marge est relativement indépendante du prix du pétrole.

Cette marge a été, pour la France en 2011, de 10,6 c€/l pour l'essence et de 9,6 c€/l pour le gazole, soit 12 à 13 \$/bbl. Cette marge est l'une des plus faibles d'Europe (15 c€/l en Italie), grâce peut-être à la concurrence et demeure relativement stable (9 et 8 c€/l en 2008) car liée essentiellement à des coûts fixes comme les frais logistiques de transport et de stockage, les frais d'exploitation en stations, la taxe générale sur les activités polluantes, les coûts liés aux stockages stratégiques<sup>42</sup>. La marge opérationnelle ressort à environ 1 c€/l, ce qui fait que les prix hors taxes sont presque exactement égaux aux prix sortie raffinage, augmentés des coûts de distribution.

Au total, la part de la distribution dans le prix hors taxes destinés aux consommateurs est supérieure à celle du raffinage. Ces deux activités n'ont pratiquement aucune marge de manœuvre vis-à-vis du consommateur

Globalement, l'aval est donc responsable de 25 \$/bbl dans le coût final des carburants, avant impôts et taxes.

### **3.2.3.4 Les taxes et impôts sur les carburants**

En France, deux taxes s'ajoutent au prix des produits pétroliers à la pompe : la TICPE, ex TIPP, et la TVA :

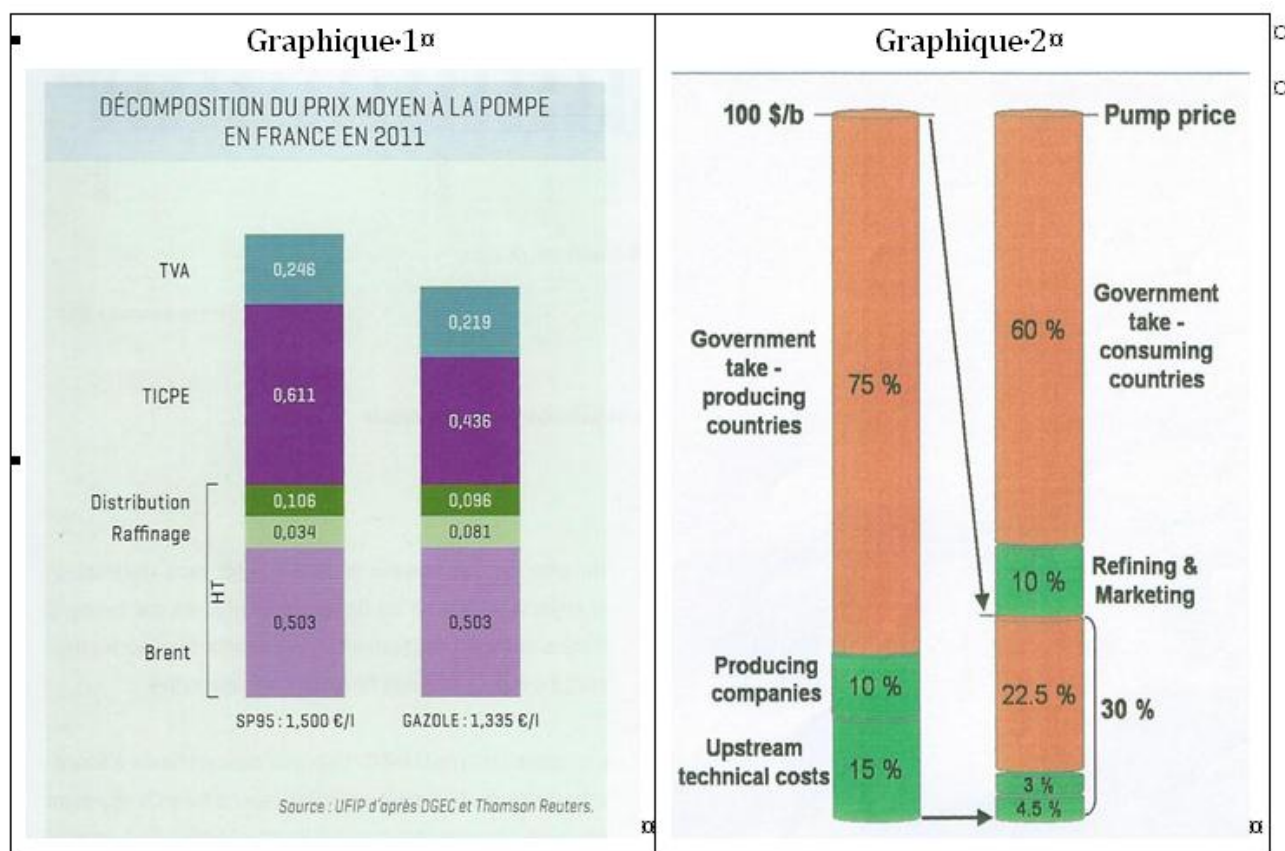
---

<sup>41</sup> 1 €=1,28 \$ ; 1 t=7,6 bbl en moyenne

<sup>42</sup> Les distributeurs paient mensuellement au Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP) une redevance par tonne mise à la consommation permettant de couvrir tous les coûts des stocks stratégiques par catégorie de produits ; le CPSSP paie mensuellement la location des stocks aux opérateurs et rémunère la SAGESS, société gérante des stocks stratégiques.

- la TICPE s'applique à tous les produits pétroliers. Elle est constante pendant un an. En 2012 elle est de 42,84 c€/l pour le gazole et les essences avion, de 60,69 c€/l pour l'essence, 5,66 c€/l pour le fioul domestique, 2 c€/l pour le fioul lourd, nulle pour le carburéacteur et les GPL non carburants. Les régions peuvent l'augmenter au maximum de 1,15 c€/l; 22 d'entre elles en profitent pour un montant moyen de 0,7 c€/l.
- la TVA de 19,6% est appliquée sur les prix comprenant la TICPE.

L'ensemble de ces taxes, qui constituent une ressource budgétaire très importante pour l'Etat, représente plus de 60% du prix de l'essence et 50% pour le gazole pour un super à 1,50 €/l et un gazole 1,33 €/l (cf. graphique 1 ci-dessous). Par construction, ces pourcentages augmentent quand le prix diminue et inversement, car la TICPE est fixée en valeur absolue et non en pourcentage comme la TVA.



Une décomposition plus complète du prix à la pompe pour l'essence (cf. graphique 2 ci-dessus) montre que l'Etat consommateur prélève globalement, en incluant les produits peu taxés, de l'ordre de deux fois plus de taxes que les pays producteurs

Dans ce contexte, la France n'est pas isolée en Europe : pour l'essence les pays de l'Est européen (dont la Pologne), l'Espagne et le Luxembourg prélèvent moins (-20 c€/l), c'est le contraire pour la Grèce et les Pays-Bas. Pour le gazole, la situation est voisine, sauf en UK, Irlande, Norvège, et Grèce où les taxes sont plus élevées.

Dans le monde, la situation est très variée : Etats-Unis, Canada, Mexique, Australie taxent très peu (le prix aux USA est plus de deux fois moins élevé qu'en Europe). D'autres pays vont jusqu'à subventionner l'essence : l'Inde, la Chine, le Venezuela, l'Equateur. L'Arabie Saoudite assure un prix fixe à l'année indépendant du prix du baril de l'ordre de ...10 c\$/l. Le total des subventions de ce type dans le monde est estimé à 409 milliards de dollars, soit deux fois plus que l'ensemble des aides publiques pour les EnR.

### 3.2.3.5 Conclusion

Le tableau qui suit récapitule les différents éléments sur les coûts et les prix du pétrole brut et des produits pétroliers mentionnés au-dessus :

	Nature 43	Unité	Montant	Commentaire
Développement (prospection, investissement des champs)	C	\$/bbl	20 - 80	selon type de gisement
Production de pétrole brut	C	\$/bbl	5 - 40	idem
Prélèvement des pays producteurs	C	\$/bbl	20 - 80	
Coût total du brut	C	\$/bbl	90 - 130	
Transport maritime du brut	C	\$/bbl	1,5 - 2	
Coût de raffinage	C	\$/bbl	9 - 10	dont la moitié liée aux coûts de l'énergie
Marge de raffinage	C	\$/bbl	5	pour des raffineries européennes - variable selon les produits
Coût de distribution	C	\$/bbl	12 - 13	
Coût total avant fiscalité	C	\$/bbl	116 - 158	
	C	c€/l	57 - 77	1 \$= 0,78 €
	C	€/MWh	53 - 73	1 bbl = 1700 kWh

<sup>43</sup> P : prix ; C : coût

	Nature 43	Unité	Montant	Commentaire
Fiscalité -Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE)	C	c€/l		il faut rajouter la TVA qui s'applique au prix des produits, TICPE incluse
-gazole et essence d'avion			42,84	
-essence			60,69	
- fioul domestique			5,66	
- fioul lourd			2	
-carburéacteur et GPL non carburant			0	

Les coûts indiqués ici ne sont souvent que des chiffres moyens, sans autre objectif que donner des ordres de grandeur pour comprendre et les écarts entre les prix pratiqués et cette moyenne peuvent être très élevés.

Le graphe ci-dessous (*World petroleum council guide 2009*) montre que le prix du litre d'essence à la pompe est du même ordre de grandeur qu'un litre d'eau minérale, de lait, ou de coca-cola, malgré les coûts et les prélèvements subis... !



La tendance à long terme est à l'augmentation des coûts et des prix, n'excluant pas des périodes assez courtes de baisse sensible suivies de remontée rapide.

Les sommes nécessaires à cette industrie pour satisfaire la demande peuvent paraître insolentes, ainsi que les profits ou plutôt la marge opérationnelle et les sociétés nationales (NOC) sont mieux loties que les internationales (IOC). Celles-ci ont perdu depuis longtemps au fil des ans leur rôle dominant. Elles sont nécessaires pour permettre aux pays consommateurs de ne pas être complètement dépendants des pays producteurs. De plus, elles utilisent la majorité de ces marges dans les investissements productifs et ne sont pas à l'abri de catastrophes, malgré les précautions prises, à l'échelle de ceux-ci, pouvant mettre en péril leur existence même.

Les progrès technologiques, pour satisfaire la demande de conditions environnementales améliorées, sont continus et rapides dans cette activité où le long terme règne, en dépit d'une volatilité de plus en plus grande.

### **3.2.4 - Conclusion générale sur le pétrole**

L'industrie du pétrole a, en France au moins, une image fortement négative, notamment au motif de ses « profits », jugés exorbitants. Pourtant, ils sont bien inférieurs aux prélèvements des Etats producteurs (notamment ceux à faible coût) et consommateurs, européens en particulier. Ces « profits », qui sont essentiellement réalisés sur l'amont pétrolier, sont largement utilisés pour lancer des investissements de plus en plus gourmands, moins rémunérateurs pour les uns et les autres ; le prix actuel du pétrole, de l'ordre de 100 \$/bbl, est parfois jugé insuffisant pour lancer des projets tentants.

De plus, les grandes sociétés internationales, qui ne contrôlent plus que 15% des ressources exploitées - c'était l'inverse il y a 40 ans - ont besoin d'une technologie toujours innovante, que beaucoup de sociétés nationales n'ont pas encore développé, pour simplement exister et

obtenir des Etats une participation dans les projets pétroliers. Notons au passage que la France a la chance de posséder la deuxième industrie parapétrolière du monde.

Car l'aval, en Europe et en France est dans une situation « impossible » : économies d'énergies, efficacité énergétique, biocarburants entraînent de facto des conséquences sur le raffinage dont les capacités sont devenues très excédentaires et des fermetures deviennent inéluctables. De plus, nombre de raffineries européennes ne sont pas adaptées à leur marché, produisant trop d'essence de moins en moins exportable, et pas assez de gazole.

Enfin, les pays producteurs et les pays émergents se dotent de raffineries modernes et performantes, fermant ainsi peu à peu la porte à d'éventuelles exportations de l'Europe. L'aval européen ne dispose d'aucune marge et il n'a même pas les moyens de s'adapter à la situation. Notons d'ailleurs que vouloir réduire les prix au profit du consommateur est contradictoire avec une politique visant à réduire la consommation d'hydrocarbures et développer les EnR.

A l'exception des prélèvements étatiques, seul le coût marginal supérieur de l'extraction du pétrole pilote le prix international du pétrole. Il ne nous appartient pas de prendre parti pour ceux qui prédisent la disparition plus ou moins rapide du pétrole, avec de solides arguments techniques, ou pour d'autres qui pensent avec non moins d'arguments que les nouvelles découvertes donnent du temps.

On peut penser que l'économie, avec l'aide des contraintes environnementales ou politiques, finit toujours par imposer sa loi ; ce sera la demande et non l'offre qui sera l'élément régulateur de la production, sous l'effet de l'augmentation inéluctable des coûts



marginaux de production, facilitant la concurrence avec les autres sources d'énergies, grâce notamment à la flexibilité d'adaptation des prix du pétrole par les Etats soucieux de conserver une partie de leurs revenus. D'ores et déjà de nombreux pays producteurs se préoccupent d'une éventuelle stagnation structurelle de la demande en réfléchissant à leur politique de taxes et à d'autres possibilités de recettes, indépendamment de la crise économique mondiale actuelle.

## 3.3 GAZ NATUREL

Le gaz naturel est une énergie primaire fossile principalement constituée de méthane (CH<sub>4</sub>). Il se classe dans la famille des hydrocarbures. Son processus de formation est similaire à celui du pétrole : il provient de la lente décomposition pendant des millions d'années de micro-organismes végétaux et animaux enfouis sous des couches de sédiments, avant de connaître des migrations qui les ont conduits vers des structures géologiques où des hydrocarbures se sont accumulés pour former un gisement.

### 3.3.1 Les ressources

#### 3.3.1.1 Le marché de gros du gaz

Le recours aux marchés de gros est un mode d'approvisionnement en gaz pour les opérateurs historiques et alternatifs, énergéticiens ou acteurs financiers, intervenant sur l'ensemble de la chaîne gazière ou exclusivement à la maille de commercialisation du gaz. Ces opérateurs doivent sécuriser leurs approvisionnements et en maîtriser les coûts afin d'assurer la continuité de fourniture de gaz dans les meilleures conditions pour leurs clients finals.

#### 3.3.1.2 La typologie des achats

Les achats de gaz se font en général :

- de gré à gré, via les traditionnels contrats à long terme par le biais desquels l'essentiel du gaz est importé de Russie, d'Algérie et de Norvège. Ces contrats s'exécutent en général sur des durées longues (par exemple 20 ou 30 ans). En effet, elle permet à l'acheteur de sécuriser ses approvisionnements et au producteur d'avoir des acquéreurs garantis sur une longue période leurs permettant d'investir dans des activités d'exploration, de production et de transport amortissables à longues échéances. Ces contrats comportent des clauses du type «*Take or pay*» qui font supporter un risque de volume à l'acheteur, lequel est tenu de payer une quantité minimale prévue par le contrat, que le gaz soit enlevé ou non. De son côté, le producteur s'engage à livrer les volumes de gaz selon les échéances et autres conditions fixées par le contrat en endossant un risque prix.
- par le biais du marché « intermédié », qui englobe le marché organisé (Powernext) et les courtiers. Il s'agit de plateformes de négociation sur lesquelles s'échangent différents types de contrats spot (*Day ahead, Week-end et Within-day*) et à terme (produits mensuels, trimestriels et saisonniers).

- Sur Powernext, ces contrats sont négociés en continu de 9h30 à 17h30 durant les jours ouvrés où cinq animateurs de marché (*market makers*) transmettent des prix d'achat et de vente uniquement à leur clientèle, ou à l'ensemble du marché y compris à leurs concurrents. Les contrats sont *in fine* livrés sur le réseau de transport de gaz sur la base des nominations effectuées par la Chambre de compensation ECC (*European commodity clearing*).

Des achats de gré à gré non intermédiés (bilatéral pur) peuvent être effectués sur des produits analogues à ceux traités sur les marchés organisés ou intermédiés.

### **3.3.1.3 Les points d'échange de gaz (PEG)**

Les échanges sur ces marchés se matérialisent par des livraisons et des enlèvements physiques de quantités de gaz au niveau de points virtuels appelés Points d'échange de gaz (PEG). En France, ces derniers sont rattachés à trois zones d'équilibrage du réseau de transport de gaz : la zone Nord (GRTgaz), la zone Sud (GRTgaz) et la zone Sud-Ouest (TIGF).

## **3.3.2 Les contraintes**

Le gaz est transporté à travers des gazoducs réservés à cet effet : il s'agit de canalisations en acier, le plus souvent souterraines, qui peuvent atteindre 1,40 m de diamètre. Des stations de compression, installées tous les 100 km environ, permettent de maintenir une haute pression d'environ 70 bar.

Il peut également être acheminé dans des bateaux appelés méthaniers, après avoir été préalablement liquéfié par l'abaissement de sa température à -160°C permettant ainsi de réduire 600 fois son volume (d'où le nom de GNL : gaz naturel liquéfié). Transporté jusqu'à des terminaux méthaniers, le GNL y est regazéifié puis injecté dans le réseau de transport.

Pour faire face aux fluctuations saisonnières de la demande (liée notamment aux besoins de chauffage), l'utilisation de stockages est nécessaire.

Deux types de stockages sont présents sur le territoire français :

- stockage souterrain du gaz en nappe aquifère dont la structure est semblable à celle d'un gisement, à savoir, une roche poreuse et perméable susceptible de contenir du gaz, et une roche de couverture perméable.
- stockage en cavité saline créé dans d'épaisses couches de sel sans contrainte de porosité ni de perméabilité.

La France possède 11 sites de stockage en nappes aquifères et 3 en cavités salines.

## **3.3.3 Les conditions de déploiement**

Les producteurs d'électricité à partir du gaz sont pris en tenaille entre le prix de l'électricité qui est bas et le prix du gaz qui est soutenu. Actuellement, cet écart ne paie pas l'amortissement d'une, même avec un rendement de 60%.

En Europe il n'y a presque pas de production de gaz de schiste alors qu'une production très abondante aux USA y fait chuter le cours local, ce qui se répercute à l'échelle mondiale. Cette répercussion est toutefois atténuée par les coûts de transport

Il n'y a plus d'investissement depuis deux ou trois ans dans le secteur gazier pour la production d'électricité, alors que, il y a moins de cinq ans, cette production semblait le principal secteur de développement à court et moyen terme ; les investisseurs s'orientant aujourd'hui largement vers le renouvelable électrique subventionné (éolien, photovoltaïque et biomasse).

La nécessité des productions d'électricité en pointe, ou dans les périodes de défaillance des énergies non renouvelables, ouvre cependant des perspectives significatives aux centrales à gaz, notamment celles en cogénération ; elles présentent en effet un bilan en émissions de GES plus favorable que les centrales à charbon ou à lignite.

### **3.3.4 Les coûts**

Les coûts du gaz résident dans son extraction souvent liée à l'extraction d'autres produits pétroliers, à son transport soit sous forme liquéfiée soit via des gazoducs, à son stockage et à sa distribution. Les écarts peuvent atteindre un rapport de 1 à 5 selon les modalités techniques et les zones géographiques concernées.

### **3.3.5 Le marché du gaz**

Il existe actuellement trois secteurs géographiques de marché.

#### **3.3.5.1 Le marché nord-américain**

Le prix y est actuellement est moins de 3 \$/MBtu. Le gaz y est abondant (gaz de schiste), les obligations contractuelles de réaliser un certain nombre annuel de forages pour pouvoir conserver les licences aux USA poussant à l'extraction et pesant sur les prix.

Les prix sur le marché nord-américain devraient augmenter en 2014 pour atteindre les 6 \$/MBtu en 2016-2020.

#### **3.3.5.2 Le marché européen**

Le GNL représente 20% de la consommation européenne d'énergie.

Le gaz de production qui arrive en Europe vient de la Russie, de la Norvège et d'Algérie. Le Qatar avec 45% des approvisionnements GNL de l'Europe commence à jouer un rôle sérieux. Il n'y a pas encore d'exportation de gaz en provenance des USA vers l'Europe.

L'approvisionnement en gaz de l'Europe voit coexister les deux types de contrats : contrats à long terme et contrats de marché. La part de spot en Europe se situe désormais entre 20 % et 50 % suivant les pays.

Actuellement il y a un excès d'offre par rapport à la demande d'où la bulle gazière. (fin prévue vers 2014). Les contrats à long termes sont indexés sur le pétrole mais aussi dorénavant indexés sur les prix du marché, qui sont peu à peu désindexés des prix du pétrole. Cette situation conduit les opérateurs européens à chercher à augmenter la part du spot, qui se

situe désormais entre 20 % et 50 % suivant les pays.

Les processus de renégociations et les révisions à la baisse du prix du gaz ou du GNL se sont multipliées, soit à l'amiable, soit par la voie d'arbitrages, et, à court terme, les livraisons au prix spot vont probablement représenter plus de la moitié de l'approvisionnement gazier européen.

### 3.3.5.3 Le marché asiatique

Le prix du gaz y est indexé sur le prix du pétrole.

Le coût du transport représente près de 25% du prix du gaz dans cette région du monde

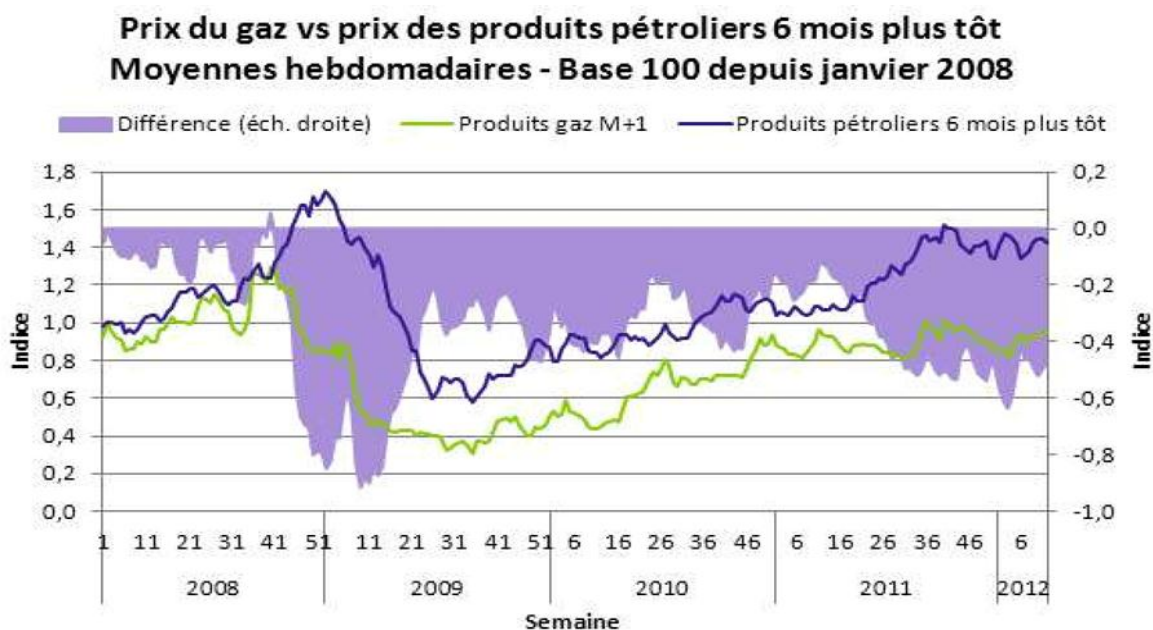
La Chine utilise de nombreuses centrales à charbon<sup>44</sup>, mais elle pourrait passer sur des centrales à gaz en raison de contraintes environnementales. Ses importations actuelles proviennent principalement des pays suivants : Turkménistan 50% ; Qatar 15% ; Australie, Indonésie, Malaisie, Yémen, chacun pour 5 à 10%.

## 3.3.6 Les prix

### 3.3.6.1 La structure des prix du gaz

#### 3.3.6.1.1 Les prix du gaz versus ceux des produits pétroliers

Le gaz n'est pas un bien à usage captif au même titre que l'électricité ou le pétrole. Il est substituable dans tous ses usages par les produits pétroliers (fioul domestique, et fioul lourd à très basse teneur en soufre, TBTS). Le gaz est donc valorisé en fonction de l'évolution des prix de ses substituts via des mécanismes d'indexation (avec en général trois à six mois de décalage dans le temps). L'influence de l'évolution des prix des produits pétroliers s'exerce aussi bien sur les prix des contrats à long terme via les clauses d'indexation, que sur les prix des marchés spot et à terme.



Sources : Bloomberg, Powernext, Analyse CRE

<sup>44</sup> En Chine il se met en service une centrale à charbon par semaine.

Le graphique ci-après montre les variations du prix de marché du gaz en France depuis 2006:



### 3.3.6.1.2 Les prix du marché de gros versus les prix des contrats à long terme

Les prix sur le marché de gros sont inférieurs aux prix des contrats à long terme indexés sur les produits pétroliers depuis fin 2008, même si l'écart s'était rétréci en début 2011 sous l'influence de l'anticipation par le marché d'une hausse de la demande en gaz post-Fukushima et de la volatilité associée aux événements géopolitiques. Cette décorrélation est en partie due à un excédent de l'offre de gaz porté par de massives livraisons de gaz naturel liquéfié (GNL) et au développement de gaz non conventionnels aux Etats-Unis.

En 2009, GDF Suez payait le gaz russe à 280 \$ les 1000 m<sup>3</sup> quand il s'achetait à 80\$ sur le marché spot.

Le tableau ci-dessous montre l'évolution du prix du gaz russe selon sa destination.

	2009	2010	2011
Russia	1,885.0	2,345.5	2,725.4
Europe	7,216.6	7,420.7	9,186.6
CIS and Baltic States	5,483.7	6,416.5	7,802.1

Average gas sales price (net of VAT, excise tax and customs duties), RUB per 1,000 m<sup>3</sup>

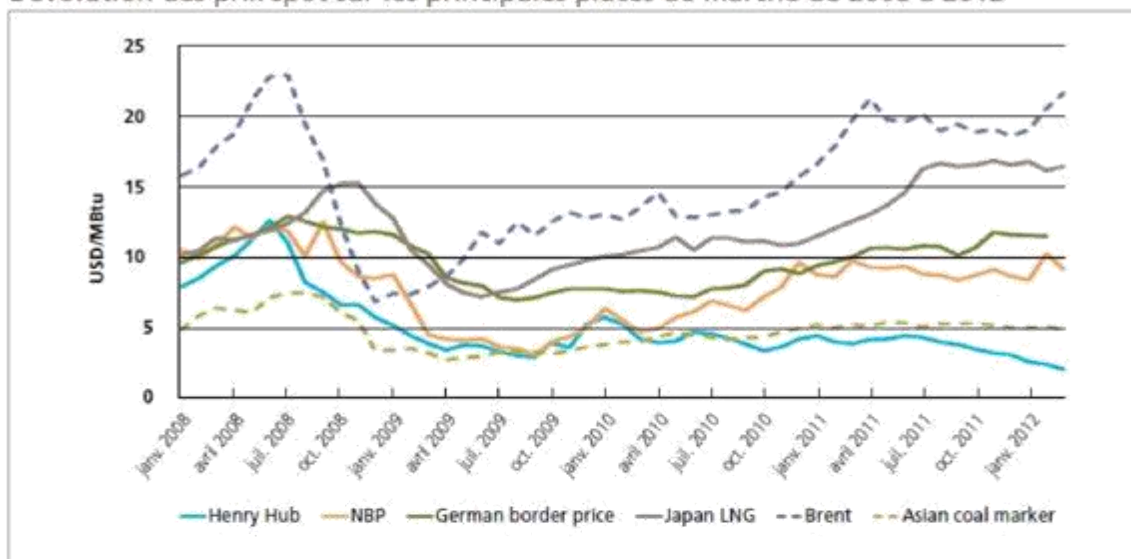


Source : Gazprom <http://eng.gazpromquestions.ru/?id=4#c527>

### 3.3.6.2 Le niveau des prix

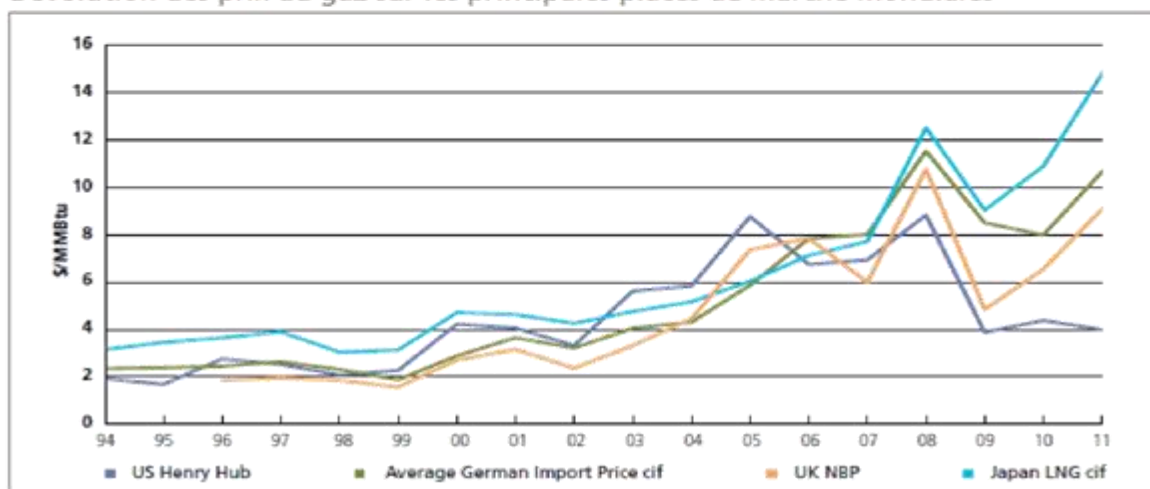
Les quatre graphiques qui suivent donnent des informations sur l'évolution dans le temps du prix du gaz sur les trois marchés mentionnés au paragraphe 3.3.5 ci-dessus

L'évolution des prix spot sur les principales places de marché de 2008 à 2012



Gas medium-term market report, AIE 2012

L'évolution des prix du gaz sur les principales places de marché mondiales

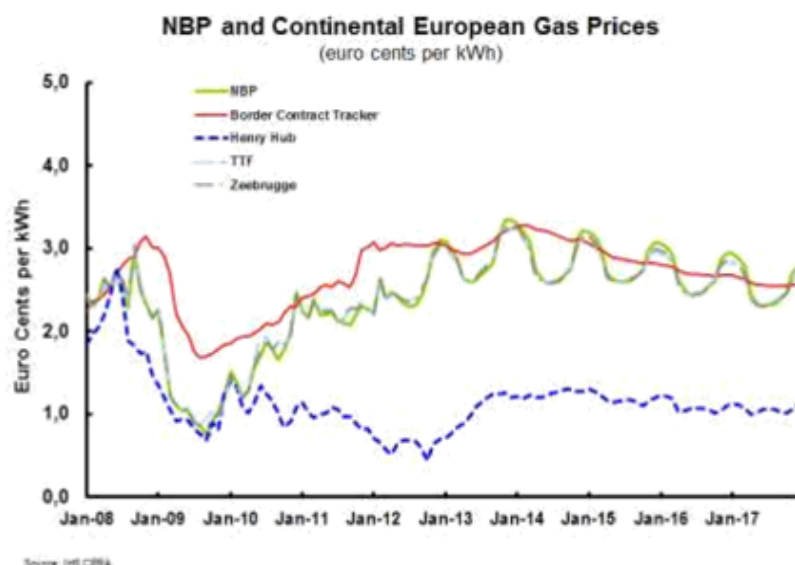


BP Statistical Review of World Energy juin 2012

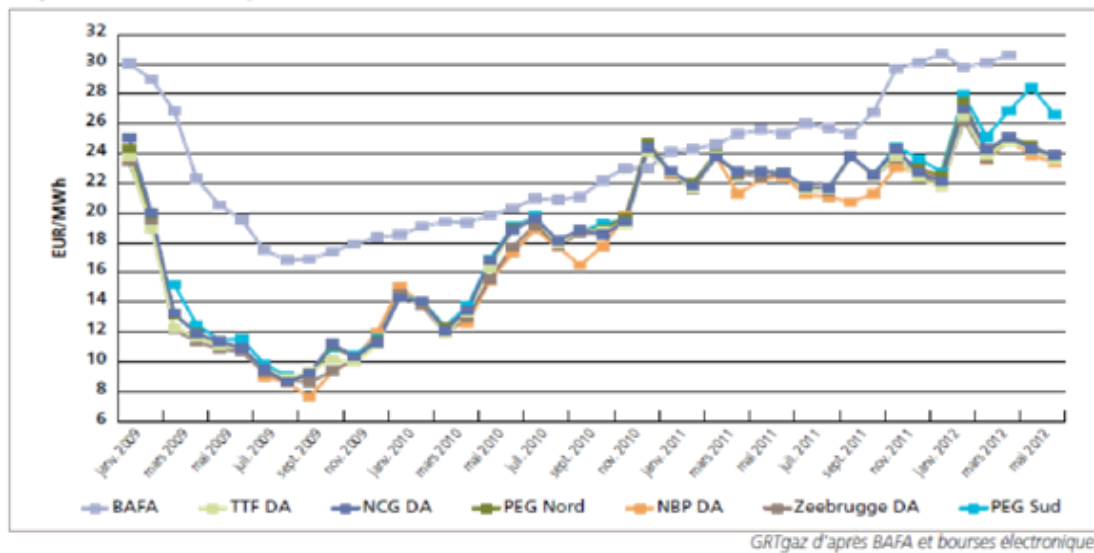
Les deux premiers graphiques illustrent les écarts croissants entre les trois marchés européen, asiatique et nord-américain, surtout depuis 2008. Sur les dernières années :

- le marché nord-américain se situe à 4\$/MBtu ; le prix Henry Hub a atteint des niveaux historiquement bas en 2012 à moins de 3\$/MBtu en raison de l'abondance de l'offre, mais il devrait, à court terme, retrouver un équilibre à environ 4 \$/MBtu, plus en ligne avec les coûts de production des gaz de schiste ;
- le marché japonais se situe entre 10\$/MBtu et 15\$/MBtu, avec des niveaux records en 2012 à 19\$/MBtu ;

- le marché européen oscille entre 5\$/MBtu et 11\$/MBtu, avec, lui aussi, des niveaux records en 2012 à 13\$/MBtu ; le prix spot anglais (NBP) est resté sensiblement inférieur (d'environ 20%) au prix indexé, d'où la volonté des opérateurs européens de réduire le poids du pétrole dans les contrats long terme en prenant en compte en prenant une part de marché spot.



L'évolution des prix du gaz des contrats de long terme et des prix spot day ahead en Europe en 2011



Sur la base notamment de ce dernier graphique, nous retiendrons, pour le marché européen, une fourchette de 22 à 30 €/MWh, prix rendu dans les points d'importations.

Pour passer du coût ci-dessus, qui est un coût d’approvisionnement des fournisseurs de gaz, au prix de vente, il faut rajouter les coûts de commercialisation, de distribution et de stockage, ainsi que les taxes ; le total de ces postes représente un plus de 50% des coûts couverts par le tarif réglementé<sup>45</sup>.

tarif réglementé<sup>46</sup>.

Pour passer du coût ci-dessus, qui est un coût d’approvisionnement des fournisseurs de gaz, au prix de vente, il faut rajouter les coûts de commercialisation, de distribution et de stockage, ainsi que les taxes ; le total de ces postes représente un plus de 50% des coûts couverts par le tarif réglementé<sup>47</sup>.

Au 1<sup>er</sup> semestre 2012, le prix moyen du gaz dans l’Union européenne est de 47 €/MWh pour les consommateurs professionnels et de 63 €/MWh pour les particuliers. En France, les prix sont très proches de cette moyenne.

## 3.4 BIOMASSE

### 3.4.1 Bois-énergie (production de chaleur et d’électricité)

En France, les énergies renouvelables fournissent annuellement 21,2 millions de tep (tonnes d’équivalent pétrole), soit 8,2 % des besoins énergétiques primaires<sup>48</sup>. La part des énergies renouvelables dans la consommation finale d’énergie est de 13,2 % en 2011.

**Le bois-énergie est la plus importante des énergies renouvelables** : il représente 8,9 Mtep, soit 46 % de la production totale des EnR. L’ensemble de la biomasse (avec les biocarburants, la part renouvelable des déchets urbains et les résidus agricoles) en assure 66 %<sup>49</sup>.

L’objectif français de développement des énergies renouvelables pour 2020 (+ 20 Mtep par rapport à 2007) repose à plus de 50 % sur la biomasse, essentiellement du bois-énergie.

Le bois-énergie devrait donc être **une composante majeure de la politique de développement des EnR en France**, ce qui ne transparaît guère sur la scène politique et médiatique, en regard de l’éolien et du solaire photovoltaïque.

#### 3.4.1.1 Les ressources et les technologies

L’Europe bénéficie d’importantes surfaces forestières :

- Suède : 24,2 Mha ;
- Finlande : 20 Mha ;
- France : 15 Mha, soit environ un quart du territoire ;
- Allemagne : 11,1 Mha.

---

<sup>45</sup> Source CRE DGEC

<sup>46</sup> Source CRE DGEC

<sup>47</sup> Source CRE DGEC

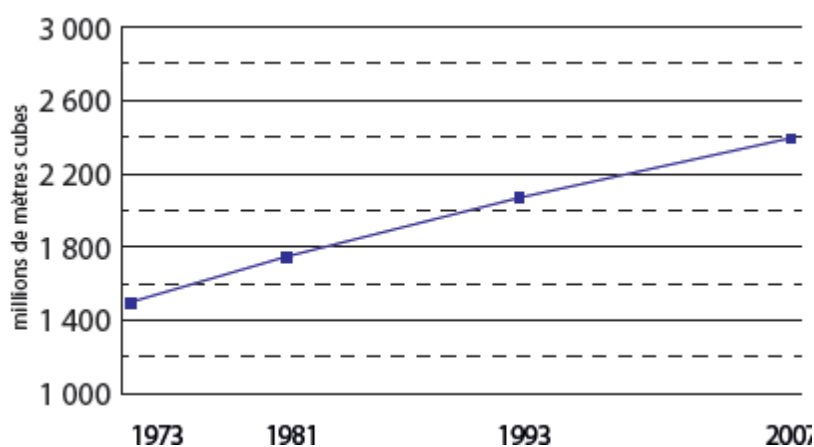
<sup>48</sup> Sources :- Cahier thématique volume XIV de décembre 2011 du Conseil Général de l’Alimentation, de l’Agriculture et des Espaces ruraux.

<sup>49</sup> Source : Repères Chiffres-clés de l’énergie 2012 SOeS MEDDE



Pour la France métropolitaine (donc sans la Guyane), le potentiel de développement du bois-énergie représente 10 Mtep/an supplémentaires à un horizon 2020-2030 et le volume du bois sur pied est en croissance régulière

(cf. graphique ci-dessous; source Inventaire forestier national - IFN - juillet 2011) :



L'exploitation actuelle de la forêt en métropole fait apparaître 64 Mm<sup>3</sup> de bois récoltés par an (2,5 % du volume sur pied), dont<sup>50</sup> :

- 37 Mm<sup>3</sup> (un tiers de résineux et deux tiers de feuillus) déclarés dans l'enquête annuelle de branche, dont 21 Mm<sup>3</sup> seront sciés<sup>51</sup>, 11 Mm<sup>3</sup> destinés à la trituration (papier, panneaux) et 3 Mm<sup>3</sup> officiellement vendus comme bois de feu ;
- 20 Mm<sup>3</sup>, au moins, non-déclarés (bois de feu en autoconsommation ou en vente directe pour le chauffage domestique) ;
- 6 Mm<sup>3</sup> environ, constitués des pertes d'exploitation (morceaux de tronc et de branches) laissées sur la parcelle forestière.

Par ailleurs, il existe du bois de récupération (ou bois en fin de vie), classé selon la réglementation environnementale dans diverses rubriques, représentant au total environ 5 Mt de ressources annuelles. La part la plus propre est déjà largement utilisée dans les chaufferies collectives et industrielles.

Le bois-énergie est utilisé :

- dans des cheminées à feu ouvert (rendement estimé de l'ordre de 15 %) ;
- dans des poêles et chaudières à bois individuelles (rendement de 50 à 80 %) ;

Le bois-énergie est utilisé :

- dans des cheminées à feu ouvert (rendement estimé de l'ordre de 15 %) ;

<sup>50</sup> Source : IFN 2011

<sup>51</sup> Comme la moitié du volume d'une grume récoltée part en produits connexes (délignage, sciure...) destinés à la trituration et à la production d'énergie, la production industrielle finale de bois d'œuvre est d'environ 10 Mm<sup>3</sup> seulement. (Source : Agreste 2002-2008)

- dans des poêles et chaudières à bois individuelles (rendement de 50 à 80 %) ;
- dans des chaudières collectives et industrielles (rendement de 85 %) ;
- dans des cogénérations produisant de l'électricité et de la chaleur (chaudières produisant de la vapeur, dont une partie alimente un turbocompresseur produisant de l'électricité).

#### **Correspondances illustrant la valorisation énergétique du bois-énergie**

- **1 tep** est l'énergie potentielle de 4 m<sup>3</sup> ou 4 tonnes « fraîches » de biomasse cellulosique (bois ou paille), ou 6 tonnes de bio- déchets organiques « humides »
- **1 ha** de cultures ou plantations cellulosiques « efficaces » produit, chaque année, 12 tonnes de matière sèche (soit 20 m<sup>3</sup>/ha/an ou 20 tonnes « fraîches »/ha/an) ou encore une énergie primaire de 5 tep/ha/an soit 58 MWh/ha/an
- **Fournir 1 MW** de puissance thermique durant 4000 heures par an (soit 4000 MWh), **nécessite la combustion d'environ 1600 tonnes de biomasse cellulosique « fraîche »** et permet, chaque année, l'alimentation saisonnière (en réseau) de 300 à 400 logements environ (avec un rendement de chaudière de 85 %)
- **Fournir 1 MW** de puissance électrique en cogénération, par exemple durant 7 000 heures par an, nécessite la combustion annuelle d'environ 14 000 tonnes de biomasse cellulosique « fraîche » (soit 40 000 MWh consommés). Une cogénération de 1 MW produit de la chaleur avec une puissance de 1.8 MW, d'où la nécessité d'un « puits de chaleur » à proximité.

#### **3.4.1.2 Les contraintes**

Le potentiel très important de la forêt française en bois-énergie ne peut être largement mobilisé que par une évolution significative de l'ensemble de la filière, comme cela a été souligné dans différents rapports récents. Les raisons de la sous-exploitation de la forêt française sont multiples et doivent évidemment être analysées quant au rythme de croissance de cette ressource et à l'évolution de son coût : forêt très morcelée, absence de généralisation de plans de gestion, vision trop patrimoniale de la forêt, insuffisance de dessertes, métiers peu attractifs, mécanisation trop timide.

Par ailleurs, la combustion du bois conduit à des émissions diverses (particules, etc.) qui sont bien maîtrisées dans les installations collectives et industrielles, assujetties à une réglementation rigoureuse, mais moins dans les autres installations.

#### **3.4.1.3 Les conditions de déploiement**

Compte tenu des objectifs nationaux ambitieux de développement du bois-énergie, la filière amont devrait bénéficier d'une action publique continue de soutien pour faciliter l'évolution de certains modes de gestion de la forêt et mobiliser tous les acteurs concernés. Cette action, à déployer dans la durée, est essentielle pour rendre accessible une part croissante du potentiel forestier (et en particulier du bois-énergie) dans des conditions technico-économiques et sociales satisfaisantes.

L'usage performant du bois-énergie requiert des investissements coûteux, plus de trois fois supérieurs à ceux d'une chaudière utilisant du gaz ou du fioul. Des incitations financières sont nécessaires pour déclencher ces investissements et atteindre une faisabilité économique satisfaisante.

Pour les installations individuelles, il existe le crédit d'impôt développement durable, dispositif efficace.

Les aides publiques pour les investissements de chaufferies collectives ou industrielles proviennent principalement du Fonds chaleur mis en place en 2009 et géré par l'ADEME, avec des conditions d'attribution dépendant notamment des produits utilisés. Elles jouent un rôle primordial dans le développement du bois-énergie en France et les acteurs du secteur estiment que les moyens financiers du Fonds Chaleur sont encore insuffisants.

Enfin, la filière de cogénération biomasse ne peut se déployer que dans le cadre du dispositif des contrats d'obligation d'achat de l'électricité produite. Celle-ci est vendue à EDF à un prix de 110 à 140 €/MWh (contrat d'obligation d'achat de 20 ans) en fonction des résultats des appels d'offres lancés par les pouvoirs publics.

#### **3.4.1.4 Les coûts du bois-énergie**

La grande variété de produits et de conditions d'exploitation rend complexe l'analyse des coûts du bois-énergie.

Le coût de production et d'acheminement de la **plaquette forestière**<sup>52</sup> se décompose ainsi (hors rémunération du propriétaire) :

- 15 à 20 €/tonne pour la coupe et le débardage,
- 10 à 12 €/tonne pour le broyage en bord de route,
- 10 à 12 €/tonne pour le transport sur 100 km (pour une tonne « fraîche » à 45 % d'humidité), soit, pour le total de ces trois postes, 12 à 15 €/MWh.

La rémunération du propriétaire vient certes de ce qu'il lui est versé à la tonne mais surtout de la baisse des coûts d'entretien et de nettoyage de sa parcelle que permet la valorisation de bois jusque-là sans débouché.

Les produits connexes de scierie, comme les sciures, ont un coût nul (ou même négatif, car à défaut de les brûler, il faudrait payer pour les évacuer).

Le coût des bois de récupération dépend surtout du tri et du stockage.

#### **3.4.1.5 Les trois usages et les deux marchés du bois énergie**

##### **3.4.1.5.1 Le chauffage domestique individuel**

De loin le plus important en volume (estimation 7,4 Mtep/an), cet usage est un secteur « d'économie grise » : 10 % des volumes sont statistiquement déclarés et une part sans doute minoritaire fait l'objet de facturation et d'acquittement de charges sociales et fiscales.

L'avenir de cette filière du chauffage domestique au bois reste en apparence paradoxal puisqu'il est caractérisé à la fois par :

- une baisse tendancielle du nombre d'utilisateurs et des volumes de bois concernés ;
- une augmentation de la consommation unitaire par utilisateur ;
- un renouvellement remarquable du parc d'appareils de combustion, assorti d'une efficacité énergétique et environnementale accrue (grâce au crédit d'impôt développement durable) ;

---

<sup>52</sup> La plaquette forestière est le résultat du broyage par des engins mécanisés (broyeurs à couteaux) de bois de faible diamètre, dont c'est souvent la seule valorisation possible, ou des rémanents d'une exploitation forestière.

- une augmentation probable de l'énergie utile substituée.

Dans les objectifs 2020, il est considéré que ce volume restera stable globalement, avec des poêles et chaudières bois performants utilisés en énergie principale se substituant à des équipements beaucoup moins performants (cheminées à feu ouvert notamment), utilisés le plus souvent en appoint.

#### **3.4.1.5.2 Les chaufferies collectives et industrielles**

Ce secteur représente en 2011 environ 3000 installations thermiques et 1,9 Mtep/an (soit environ 8 Mm<sup>3</sup>/an). Il est en très fort développement depuis cinq ans, notamment dans les réseaux de chaleur.

Les plaquettes forestières, les bois de récupération et les produits connexes de la filière de transformation du bois (scieries, etc...) constituent l'essentiel de l'approvisionnement de ces chaufferies comme des cogénérations biomasse.

#### **3.4.1.5.3 Les cogénérations biomasse**

Cette filière de production combinée d'électricité et de chaleur a été développée depuis 2004 par des appels d'offres publics. Avec tous les projets sélectionnés, près de 1000 MW de puissance électrique devraient être construits, avec une mobilisation théorique de 13 Mt/an (3 Mtep/an), mais certains de ces projets ne seront pas réalisés. Tandis que l'électricité est achetée par EDF, la chaleur produite doit être vendue à un prix compétitif par rapport aux solutions classiques de production de vapeur, en général à des industriels. Ce type d'installation a maintenant un potentiel limité de développement, car les sites industriels les plus favorables, avec d'importants besoins de vapeur et une visibilité de 20 ans pour les engagements d'achat de vapeur, sont de moins en moins nombreux.

Pour les chaufferies collectives et industrielles comme pour les cogénérations, l'approvisionnement en bois est un élément essentiel de ces opérations : critère important dans le cadre du jugement des offres et l'attribution des aides publiques (notamment pour éviter des conflits d'usage au niveau local), constitution du mix de produits par rapport aux objectifs de partenariat pérenne avec la filière amont sur la qualité des produits, la sécurité d'approvisionnement et un prix compétitif dans la durée.

#### **3.4.1.6 Les prix du bois-énergie**

Le prix du bois pour **l'usage domestique** est très varié. Il est parfois nul dans les communes distribuant un affouage à leurs habitants, c'est-à-dire du bois issu de la forêt communale.

Le prix de vente de stères de bûches en «vrac rangé» est de l'ordre de 55 €, soit 35 €HT/MWh, hors frais de transport, ou environ 45 €TTC/MWh pour des bûches livrées.

Le prix moyen du bois pour les **chaufferies collectives et industrielles et les cogénérations** est en hausse sensible depuis plusieurs années. En effet, l'approvisionnement est un mix de ressources traditionnelles (déchets industriels banals et produits connexes de scierie non triturbables) pratiquement saturées (et donc de plus en plus rares et coûteuses) et de sous-produits forestiers plus coûteux et en proportion croissante.

Les prix sont également variables selon les régions dont les ressources et la structuration de la filière amont sont très contrastées. Depuis 2011, des prix et indices nationaux du bois-énergie sont établis et publiés par un organisme agréé, le Centre d'études de l'économie du bois (CEEB). Ils permettent de disposer de prix moyens pour une trentaine de catégories de produits et de suivre l'évolution dans le temps de ces prix, avec constitution d'indices pouvant être utilisés pour des contrats pluriannuels d'approvisionnement comme pour la vente de la chaleur issue du bois.

A titre indicatif, le prix des produits livrés sur site de combustion était le suivant au dernier trimestre 2011 (en intégrant un coût moyen de 4 €/MWh pour le transport)<sup>53</sup> :

- 22,2 €HT/MWh pour les plaquettes forestières de granulométrie et humidité moyennes ;
- 18,0 €HT/MWh pour les plaquettes de scieries ;
- 12,4 €HT/MWh pour les broyats de recyclage de classe A.

### **3.4.1.7 L'évolution des coûts et des prix**

L'approche du coût du bois-énergie est complexe. Le coût des sciures et des écorces peut être considéré comme nul, car ce sont des sous-produits obligés de l'industrie de transformation du bois. La valorisation énergétique de ces produits au sein de ce secteur et dans un marché qui s'organise conduit à leur donner une valeur économique. Le coût des plaquettes forestières doit intégrer tous les coûts d'exploitation (avec la chaîne des différents acteurs dans la filière), mais aussi la rémunération du propriétaire (rentabilité du capital immobilisé, etc.) qui peut être très variable selon la stratégie de gestion patrimoniale de celui-ci, les dispositions fiscales spécifiques à ce secteur, etc.

Les coûts des sous-produits forestiers devraient ne pas augmenter sensiblement, grâce à la modernisation progressive de l'exploitation de la forêt. En revanche, la relative saturation des bois de récupération (la ressource la moins onéreuse), de nouvelles réglementations de protection de l'environnement (en préparation) et le recours accru aux plaquettes forestières contribueront à renchérir le prix moyen du bois-énergie. Mais ce dernier restera durablement compétitif par rapport aux énergies fossiles de substitution.

## **3.4.2 Biogaz de méthanisation**

En 2011, la production de gaz méthane par fermentation anaérobie des déchets organiques représente en France 350 000 tep<sup>54</sup> d'énergie primaire, soit 1,65% de la production primaire des énergies renouvelables et déchets, qui totalisent 21,2 Mtep (15,2% de la production primaire nationale)<sup>55</sup>. Seule une fraction des 350 000 tep est valorisée en énergie secondaire (27%, soit 1100 GWh, en électricité et 40%, soit 1630 GWh, en chaleur), le reste étant brûlé en torchère ou partiellement transformé en biométhane.

---

<sup>53</sup> Résultats de l'enquête trimestrielle du CEEB « prix et indices nationaux bois-énergie » (février 2012)

<sup>54</sup> ATEE - Club Biogaz

<sup>55</sup> Source RTE - SoeS bilan de l'énergie 2011

### **3.4.2.1 Les ressources et les technologies**

La composition du biogaz<sup>56</sup> varie en fonction des substrats fermentés : boues de stations d'épuration d'eau, déchets domestiques, industriels, agricoles. La production française actuelle<sup>57</sup> est pour moitié d'origine « déchets domestiques et agricoles », et pour l'autre moitié d'origine « boues d'épuration des effluents urbains et industriels ».

En dehors du biogaz capté dans les centres d'enfouissement, et en fonction du type de substrat et de son état liquide ou solide, le biogaz est produit industriellement dans des fermenteurs mélangés ou piston, souvent chauffés, de préférence en séparant les étapes d'acido-acéto-génèse et de méthanogénèse.

Il peut être valorisé *in situ* en chaleur, en électricité ou cogénération. Il peut aussi être épuré pour devenir un carburant, le biométhane, utilisé dans les transports ou injecté dans le réseau de gaz naturel, sous certaines conditions.

### **3.4.2.2 Les contraintes**

Parmi les inconvénients et limites au développement du biogaz, on retrouve :

- la réticence presque systématique des riverains au projet d'un site de traitement des déchets, liée en particulier à des développements d'odeurs lors des livraisons ou du « découvelage » du substrat fermenté (le digestat) ainsi qu'à des nuisances écologiques. Ces contraintes peuvent être levées, mais au prix d'équipements et de coûts supplémentaires ;
- la valorisation ultérieure du digestat, dont la composition chimique peut parfois le rendre incompatible tel quel pour un usage agricole ; il doit alors subir une étape de post traitement et de séchage avant utilisation, un traitement avant épandage, ou obtenir une homologation. Cette valorisation conditionne la rentabilité ou la faisabilité des installations ;
- les installations de méthanisation de déchets (non dangereux), à l'exclusion des boues de stations d'épuration méthanisées sur place, sont soumises à la réglementation ICPE - rubrique 2781, régime de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation en fonction des tonnages journaliers traités (30 à 50t/j) ; il en est de même pour le stockage et la combustion du biogaz ;
- la complexité et la durée des démarches administratives, la non-garantie de pérennité des subventions d'investissement, des tarifs d'achats, les redevances de dépollution, freinent la visibilité des investisseurs ;
- d'autres techniques viennent en concurrence pour la production d'énergie, telles que certains traitements thermiques qui permettent la réutilisation du carbone en agriculture, et peuvent s'avérer plus économiques quant aux coûts de production de l'énergie secondaire.

### **3.4.2.3 Les coûts et les tarifs d'achat<sup>58</sup>**

#### **3.4.2.3.1 Les coûts de l'énergie primaire biogaz**

En fonction des substrats utilisés, les coûts d'investissement (en Euros par tonne traitée annuellement) varient :

---

<sup>56</sup> *Le biogaz est un mélange de CH<sub>4</sub> (50 à 70%), de CO<sub>2</sub> (20 à 50%), d'H<sub>2</sub>S (20mg à 5g/Nm<sup>3</sup>), et d'impuretés. Etant de plus saturé en eau, il a un pouvoir calorifique moyen de 7 kWh/Nm<sup>3</sup>.*

<sup>57</sup> *MEDDE - bilan des énergies 2010*

<sup>58</sup> *ADEME - Eude de rentabilité de méthanisation rurale 2010*

- biogaz de boues de stations urbaines: 500 à 3000 €/t de matière sèche ;
- biogaz de boues de stations d'épuration industrielles: 2500 €/t de demande chimique en oxygène (DCO) ;
- biogaz de déchets domestiques urbains : 600 à 700 €/t de matière brute ;
- biogaz de déchets agricoles : 450 à 1200 €/t de matière brute soit entre 25 et 50 €/MW d'énergie primaire.
- Le coût de production de l'énergie primaire biogaz varie :
- biogaz de déchets domestiques urbains : 80 €/t de matière brute, y compris l'amortissement ;
- biogaz de déchets agricoles : 25 à 50 €/MWh d'énergie primaire

#### 3.4.2.3.2 Les coûts de l'énergie secondaire

Il varie selon la nature de l'énergie secondaire produite :

- coût d'investissement pour la conversion du biogaz en électricité à partir de déchets agricoles : il varie de 5,2 k€/MW pour une puissance électrique installée de 1 MW à 8,6 k€/MW pour une puissance électrique installée de 0,1 MW ; le taux de subvention à l'investissement varie de 30% à 50% pour les trois-quarts des projets.
- coût d'investissement pour la conversion du biogaz en réseau de chaleur à partir de déchets agricoles : pour une densité énergétique de 2 MWh/m du réseau de chaleur, ce coût est de l'ordre de 20 €/MWh et représente environ 80% du coût de production du biogaz ;
- coût d'investissement pour la conversion du biogaz en bio-méthane pour les installations de déchets agricoles : compte tenu de l'autorisation très récente d'injection du bio-méthane en réseau de gaz, la littérature actuelle ne publie pas encore de coût d'investissement pour l'épuration du biogaz. Toutefois, un coût fixe de raccordement au réseau de gaz de 114 k€/an serait appliqué pour toutes les installations. Elle serait donc défavorable aux plus petites capacités.

#### 3.4.2.3.3 Le tarif d'achat de l'énergie primaire

Dans certaines conditions, l'injection du bio-méthane dans le réseau de gaz naturel est autorisée en France depuis novembre 2011. Il existe plusieurs tarifs valorisant l'énergie du bio-méthane en fonction de la capacité de production et des primes selon les intrants. Ils sont exprimés en c€/HT/kWh PCS<sup>59</sup> <sup>60</sup>.

Le tarif de base décroît de 95€/ à 65 €/MWh PCS pour une capacité croissante d'injection jusqu'à 600Nm<sup>3</sup>/h. En prenant en compte les primes selon la nature des intrants, il peut atteindre 125 €/MWh PCS.

Ainsi, une installation traitant exclusivement des déchets agricoles avec moins de 50 Nm<sup>3</sup>/h de capacité d'injection bénéficiera du meilleur tarif, tandis qu'une installation de déchets banals non dangereux de capacité d'injection de 350 Nm<sup>3</sup>/h obtiendra le tarif le plus bas.

La politique de subvention actuelle pour le rachat du kWh issu du bio-méthane tend à encourager le développement des installations avec les déchets agricoles plutôt qu'à base de cultures énergétiques.

#### 3.4.2.3.4 Le tarif d'achat pour l'énergie secondaire ou finale

- Tarif d'achat de l'électricité en général :

<sup>59</sup> Pouvoir calorifique supérieur

<sup>60</sup> Arrêté fixant les conditions d'achat du bio-méthane injecté dans les réseaux de gaz - JO du 24 novembre 2011

L'Arrêté du 13 mai 2011 a fixé les limites suivantes :

- 133,7 €/MWh pour une puissance installée inférieure ou égale à 150 kW ;
- jusqu'à 111,9 €/MWh pour une puissance supérieure ou égale à 2 MW.

Se rajoutent une prime au bénéficiaire des installations traitant des déchets agricoles<sup>61</sup> pouvant atteindre 26 €/MWh selon le pourcentage d'effluents d'élevage traités ainsi qu'une prime pouvant atteindre 40 €/MWh selon l'efficacité énergétique de l'installation.

- Tarif d'achat du bio-méthane issu des installations de déchets agricoles : il varie selon la quantité livrée : entre 50 €/MWh pour 30 GWh/an et 300 €/MWh pour 3 GWh/an.

#### **3.4.2.4 Conclusion**

La puissance électrique totale installée en France à partir du biogaz est actuellement de 234 MW environ pour 196 installations<sup>62</sup> comprenant une centaine de décharges, derrière l'Allemagne (625 MW pour 7000 installations environ), le Royaume-Uni et la Suède<sup>63</sup>.

Pour être conforme à l'objectif du Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables<sup>64</sup>, il faudrait réaliser un triplement de la puissance électrique installée dans les huit ans à venir (objectif 625 MW) et une production brute d'électricité de 3700 GWh/an. Cet objectif paraît difficile à atteindre, notamment pour des raisons d'acceptabilité sociétale.

### **3.4.3 Biocarburants**

Les biocarburants sont des composants des carburants destinés aux transports (automobiles et véhicules utilitaires). Le terme d'agro-carburants serait sans doute plus précis dans la mesure où ces composants ne proviennent aujourd'hui que de produits agricoles.

En 2011 les consommations de carburants ont été en France de 7,8 millions de tonnes pour l'essence et de 35,5 millions de tonnes pour le gazole (source UFIP). Les biocarburants ont représenté 0,6 million de tonnes pour les essences et 2,6 millions de tonnes pour le gazole.

#### **3.4.3.1 Les biocarburants destinés aux essences**

La base agricole de ces biocarburants est l'éthanol, produit de la fermentation alcoolique de sucres extraits de la betterave sucrière, de la canne à sucre ou de céréales. Il est obtenu à partir de blé ou de betterave sucrière en France et en Europe, à partir de canne à sucre au Brésil et de maïs aux Etats-Unis.

Pour la campagne 2010 - 2011 (août à juillet), la production d'alcool agricole en France a été de 11,7 millions d'hectolitres dont 63% ont été consacrés à la production de bioéthanol carburant pour la France et l'exportation. La France a produit 33% de l'alcool agricole européen (suivie par l'Allemagne 16% et l'Espagne 10%).

---

<sup>61</sup> Pour ces installations, la vente d'électricité procure 80% des recettes, contre 11% de recettes en redevance de traitement de déchet et 8% de vente de chaleur.

<sup>62</sup> ATEE - Club Biogaz

<sup>63</sup> Usine Nouvelle

<sup>64</sup> MEDDE - bilan des énergies 2010



L'éthanol purifié et anhydre peut être utilisé en direct ou sous forme d'ETBE (*ethyl tertio-butyl ether* ou éther éthyle tertio-butyle) obtenu par association avec de l'isobutène d'origine pétrolière. Pour les véhicules disposant de moteurs non spécifiques, la proportion d'éthanol est limitée à 5% en volume pour les essences SP95 et SP98 et à 10% pour le SP95-E10. L'utilisation de quantités importantes d'éthanol dans le carburant du type E85 (jusqu'à 85% d'éthanol) exige des moteurs adaptés dits « flexfuel ».

Selon une étude belge de 2005 ([www.bio-info.be](http://www.bio-info.be)), le prix de revient de l'éthanol en Europe serait dans des fourchettes de 0,41 à 0,74 €/l à partir de betterave et de 0,48 à 0,87 €/l à partir de blé. Un rapport de la Cour des comptes sur les biocarburants de janvier 2012 donne 0,40 à 0,60 €/l pour la betterave et 0,57 à 0,66 €/l pour le blé. Ces fourchettes de prix de revient s'expliquent à la fois par les coûts agricoles variables selon la taille et la situation géographique des exploitations et selon la taille et le taux d'utilisation des distilleries. On peut estimer qu'en France où les deux facteurs sont plus favorables que dans le reste de l'Europe, les prix de revient se situent en moyenne dans le bas des fourchettes, vers 0,50 €/l pour la betterave et 0,60 €/l pour le blé.

### **3.4.3.2 Les biocarburants destinés au gazole**

L'essentiel des bases de biocarburants destinés aux moteurs diesel provient de la transformation de graines oléagineuses. En France il s'agit essentiellement de colza et de tournesol. Au niveau mondial il s'agit de soja et surtout de palmiers à huile (en forte croissance). Une petite proportion est obtenue à partir de graisses animales et d'huiles usées. Les huiles végétales pures (HVP) ne peuvent pas être utilisées dans les moteurs normaux. Elles ne sont autorisées que comme carburants agricoles, pour les bateaux de pêche ou pour des collectivités territoriales (sous conditions). Les huiles végétales (ou des mélanges avec des huiles animales) sont donc généralement combinées avec du méthanol sous forme d'ester méthylique d'huile végétale (EMHV). Le gazole commercial peut contenir jusqu'à 7% d'EMHV.

Le rapport de la Cour des comptes cité plus haut indique une fourchette de prix pour l'EMHV à base de colza de 0,7 à 0,9 €/l.

### **3.4.3.3 La fiscalité**

Les biocarburants bénéficient en France d'une défiscalisation sous forme de réduction de la Taxe intérieure sur la consommation des produits énergétiques (TICPE, ex TIPP) de 0,14 €/l pour l'éthanol libre ou combiné sous forme d'ETBE et de 0,08 €/l pour le biodiesel (EMHV) en 2012. Il faut noter que cette défiscalisation était de 0,33 €/l pour l'éthanol et 0,27 €/l pour l'EMHV en 2007 et qu'elle a été réduite pour tenir compte de la hausse du prix du pétrole.

La Cour des comptes, dans son rapport de janvier 2012 sur les biocarburants, analyse l'ensemble des avantages fiscaux dont bénéficient les filières des biocarburants en plus de la TICPE (en particulier celle de la Taxe générale sur activités polluantes - TGAP). La Cour des comptes met aussi en avant le coût entraîné pour les consommateurs du fait que les pouvoirs calorifiques par litre des biocarburants sont inférieurs à ceux des produits pétroliers, ce qui augmente la consommation. Le rapport conclut en recommandant une réduction des soutiens apportés aux biocarburants. Les organisations professionnelles des filières de biocarburants jugent le rapport trop négatif et mettent en avant les effets bénéfiques des biocarburants sur la balance commerciale française et sur les émissions de gaz à effets de serre.

### **3.4.3.4 Les progrès envisagés**

Il est peu probable que les prix de revient des biocarburants dits « de première génération » puissent connaître une baisse importante dans le futur : la tendance des prix des matières premières agricoles est plutôt à la hausse, ne serait-ce qu'en raison du développement déjà important des surfaces agricoles affectées à la production de biocarburants. Il y a donc un accord assez général pour estimer que, compte tenu des quantités potentielles limitées à partir de matières premières agricoles, les biocarburants d'avenir seraient ceux dits de deuxième génération (à partir de matières premières lignocellulosiques), puis de troisième génération (à partir de cultures d'algues ou autres).

Pour ce qui concerne la deuxième génération, l'IFP Energies Nouvelles (IFPEN) et l'Institut national de la recherche agronomique (INRA) ont participé au programme de recherche européen NILE (*New improvements for lignocellulosic ethanol*) qui s'est achevé en mars 2010. L'IFPEN et l'INRA se sont depuis lors engagés auprès de partenaires agricoles, agroindustriels et financiers dans le pilote industriel du projet «Futurol» inauguré en octobre 2011 à Pomacle dans la Marne.

## **3.5 CHALEUR D'ORIGINE GEOTHERMIQUE**

La géothermie, ou « chaleur de la terre », couvre l'ensemble des applications permettant de récupérer la chaleur contenue dans le sous-sol ou dans les nappes d'eau souterraines. Utilisée depuis l'antiquité pour les bains thermaux, un premier réseau alimenté par des sources chaudes a été réalisé dans le Cantal au 14<sup>ème</sup> siècle (Chaudes-Aigues) Le développement moderne de réseaux de chaleur alimentés par la géothermie en France remonte à 1969 avec le réseau de Melun l'Almont, piloté par Dalkia (utilisation de la chaleur du Dogger).

Depuis cette époque, 117 forages neufs ou réhabilités ont été réalisés, dont la moitié dans le Bassin parisien, ce qui équivaut à 194 000 équivalents logements.

La géothermie a connu des étapes contrastées :

- fort développement dans les années 80 ;
- crise en 1985 / 1990 (contrechoc pétrolier, corrosion...);
- puis redémarrage depuis quelques années avec une donne nouvelle.

La filière française poursuit sa structuration, mise sur la qualité et développe de nouveaux projets innovants en France métropolitaine, en outre-mer et à l'international.

On peut distinguer plusieurs types de géothermies, notamment selon le niveau de température.

- la géothermie « très haute énergie » (température supérieure à 150°C), surtout destinée à la production d'électricité et ne sera pas abordée dans ce chapitre ;
- la géothermie « haute énergie » (température entre 90 et 150 °C), qui peut être utilisée pour la production d'électricité, via le réchauffage d'un fluide intermédiaire, ou utilisée en direct pour un usage chauffage ;
- la géothermie « basse énergie » (température comprise entre 30 et 90 °C), surtout utilisée pour un usage chauffage direct ;
- la géothermie « très basse énergie », qui est valorisée pour le chauffage ou la climatisation, par l'intermédiaire de pompes à chaleur.

### **3.5.1 Les enjeux**

En 2011, la France se situe au troisième rang en Europe, derrière la Suède et proche de l'Allemagne. Les emplois de la filière (directs et indirects) sont estimés à 18000.

Rappelons que, dans notre pays, la chaleur représente plus de 52% (83 000 ktep sur un total de 162 000 ktep) de notre consommation d'énergie totale, ce que les décideurs comme les commentateurs oublient souvent.

Les chiffres qui apparaissent dans les objectifs français pour la géothermie sont, exprimés en ktep :

	Vision 2012	Vision 2020
Géothermie profonde	195	500
Géothermie intermédiaire	100	250
Pompes à chaleur individuelles	1200	1600

### **3.5.2 Les technologies**

Pour la géothermie très basse énergie on distingue :

- sur nappes phréatiques : l'eau présente généralement une température comprise entre 10 et 12°C. Cette chaleur peut être exploitée par une pompe à chaleur pour alimenter un circuit de chauffage ; en général l'eau est réinjectée dans la même nappe ;
- sur sondes : la sonde géothermique (ou capteur géothermique vertical) est un échangeur de chaleur installé verticalement dans un forage de quelques dizaines à près d'une centaine de mètres de profondeur. Un fluide, pompé en circuit fermé, permet de transférer, par l'intermédiaire d'une pompe à chaleur, l'énergie du sous-sol au circuit de chauffage.

La géothermie basse énergie va utiliser directement la chaleur contenue dans des aquifères souterrains par la création d'un doublet géothermal (extraction, réinjection). Les ressources se situent principalement dans les bassins parisien et aquitain.

### **3.5.3 Les contraintes**

Outre les aspects techniques, non abordés dans ce document, on peut signaler :

- les risques liés au forage ;
- la rentabilité de l'opération, directement liée aux coûts (et aux risques), ainsi qu'aux prix des énergies fossiles substituées.

Pour le premier point il a été mis en place des dispositifs de garantie des risques, notamment les risques de recherche et de pérennité de la ressource, tant pour les aquifères superficiels que pour les aquifères profonds.

Sur le second point on retrouve :

- les aides aux études de faisabilité (ADEME, conseils généraux, FEDER, ...) ;
- les aides à l'investissement : fonds chaleur, Régions, certificats d'économies d'énergie, FEDER.

Un frein est également dû aux contraintes administratives liées à l'exploitation du sous-sol (code minier) et aux projets de refonte actuels.

La baisse des besoins énergétiques (éco quartiers) amène également à innover dans la conception du réseau et de l'alimentation géothermale : un premier réseau de ce type démarre à Issy-les-Moulineaux en région Ile de France.

De même une première mondiale a été réalisée chez Roquette Frères en Alsace, par l'utilisation de ressources profondes pour alimenter en vapeur industrielle un site agroalimentaire.

### **3.5.4 Les coûts et les prix**

Si l'on regarde l'exemple de la géothermie basse énergie, valorisée directement par un réseau de chaleur urbain, on peut donner les ordres de grandeur suivants.

Le déroulement du projet s'établit ainsi :

- étude de faisabilité : 3 mois
- études détaillées : 18 mois
- travaux : 7 mois
- exploitation : 20 à 30 ans.

Le montant des investissements va dépendre de nombreux paramètres : typologie, taux de couverture, profondeur de la ressource, usage direct ou non... On peut néanmoins citer les ordres de grandeur suivants :

- sous-sol : 8 à 9,5 M€ pour l'extraction de la chaleur
- surface : 1,8 à 3 M€ pour le transfert de la chaleur et sa valorisation
- autres coûts : assurances chantiers (8%), garantie des risques sur la ressource (3 à 5%)...

L'exploitation d'un tel réseau peut représenter un coût de 500 à 700 k€/an.

Pour permettre le développement de cette énergie renouvelable, dans le contexte actuel de coûts des énergies fossiles, une subvention du Fonds chaleur de l'ADEME est indispensable. Représentant entre 20 et 40 % des coûts d'investissements éligibles, elle vise à conduire à une légère décote du prix de vente de la chaleur fournie à l'utilisateur final (2 à 5 % en moyenne).

A l'issue de la période d'amortissement des investissements initiaux, des dépenses importantes de gros entretien et renouvellement des installations sont à prévoir périodiquement (retubage des puits, etc.), mais le prix du MWh peut être très compétitif, entre 20 et 35 €/MWh, hors impact de l'énergie d'appoint-secours (souvent gaz ou fioul).

### **3.5.5 Conclusion**

La géothermie a retrouvé une nouvelle jeunesse : techniques matures, mécanismes de garantie de la ressource, aides du fonds chaleur, développement des réseaux de chaleur, volonté politique et appui des collectivités locales. Des innovations récentes permettent de récupérer de la chaleur sur l'eau de mer ou les eaux usées par exemple.

Comme toute EnR thermique, venant en substitution d'énergies fossiles, son développement dépendra très directement du prix desdites énergies et donc de la ressource publique qu'il faudra mobiliser pour permettre l'équilibre économique des projets.

Les faiblesses résident dans un besoin d'investissement élevé, des métiers peu habitués à travailler ensemble, donc un besoin de formation, des délais de mise en place et d'instruction des dossiers relativement longs.

La menace principale reste d'ailleurs le paysage normatif, réglementaire et législatif complexe. Celui-ci devrait évoluer avec la refonte du code minier mais pourrait aussi être impacté par les polémiques actuelles sur le gaz de schiste.

## 3.6 SOLAIRE THERMIQUE

Une installation solaire thermique est constituée de panneaux dans lesquels circule un fluide réchauffé par le rayonnement solaire. Il est principalement utilisé pour la production d'eau chaude sanitaire et pour le chauffage des locaux.

La surface annuelle des capteurs installés dans l'année dans les pays de l'Union Européenne a atteint, en 2009, près de 4,17 Mm<sup>2</sup> (équivalent à une puissance thermique de 2,9 GW).

Le marché français, en matière de surface de capteurs installés, a rapidement évolué depuis une dizaine d'années. La période 2005-2008 a été l'occasion d'une croissance marquée pour les différents systèmes proposés (chauffe-eau solaire individuel CESI, système solaire combiné SSC et solaire collectif).

Cependant, depuis 2008, la tendance s'est inversée : comparativement au scénario de développement prévu dans la Programmation pluriannuelle des investissements dans le domaine de l'énergie (PPI)<sup>65</sup>, on observe depuis cette date un décrochage important entre la courbe correspondant aux objectifs et la trajectoire réelle, en matière de surface de capteurs installés.

Un point positif concerne le segment de marché du collectif avec une croissance constante : 56 000 m<sup>2</sup> en 2008, 66 000 m<sup>2</sup> en 2009 et 104 000 m<sup>2</sup> en 2011.

### 3.6.1 Les enjeux

A l'horizon 2020, l'objectif est une contribution de 817 ktep pour le solaire thermique individuel (17 ktep en 2006) et de 110 ktep pour le solaire thermique collectif (10 ktep en 2006).

Face à ces objectifs ambitieux les obstacles principaux à surmonter sont la diminution des coûts, l'amélioration des performances des systèmes installés et des besoins importants de formation des professionnels.

La filière de l'énergie solaire en France représente, en 2012, 20 000 emplois. D'ici 2020, au regard de la situation et des perspectives développées ci-dessus, cette filière regrouperait plus de 100 000 emplois pour les deux branches (chaleur et électricité solaire) avec plus de 90 000 emplois à créer.

Concrètement, en participant à la transition énergétique française, le secteur solaire devrait créer, d'ici 2020 :

---

<sup>65</sup> La PPI est un document établi tous les cinq ans et soumis au Parlement, qui fixe les objectifs énergétiques retenus par les pouvoirs publics.

- près de 30 000 emplois dans la filière de la chaleur solaire, pour un chiffre d'affaire annuel de 3 M€ ;
- plus de 60 000 emplois dans la filière photovoltaïque, pour un chiffre d'affaire annuel de 5 M€.

### **3.6.2 Les technologies**

En termes d'usage on distingue les CESI (chauffe-eau solaire individuel) et les SSC (système solaire combiné, fournissant chauffage et d'eau chaude sanitaire (ECS) concernant l'habitat individuel, ainsi que des systèmes destinés à l'habitat collectif.

En matière de technologies on rencontre des capteurs non vitrés, des capteurs vitrés et des capteurs sous vide (ces derniers étant utilisés seulement en Chine et un peu en Allemagne).

### **3.6.3 Les contraintes**

L'objectif de simplification des systèmes et de compréhension des attentes et besoins de l'utilisateur reste capital pour espérer une diffusion importante des solutions solaires thermiques.

Au-delà de la démarche industrielle, la filière et ses acteurs doivent participer activement à son renouveau, notamment en intégrant une réflexion « usage/demande » dans le but de mettre en œuvre des systèmes simples, efficaces, fiables et compétitifs, qui répondent à un besoin précis de l'utilisateur.

A l'instar de nombreuses filières innovantes, l'accompagnement, public et privé, de l'ensemble des acteurs pour s'assurer de la qualité et de la durabilité des solutions énergétiques mises en œuvre, ainsi que la formation des professionnels (architectes, urbanistes, énergéticiens, professionnels du BTP, plombiers,...) seront déterminants pour l'atteinte des objectifs fixés et attendus.

### **3.6.4 Les coûts et les prix**

Avec la méthode internationale harmonisée d'évaluation du coût de production d'énergie dite « LCOE » (*Levelised Cost of Energy*), une durée de vie de 20 ans, et un taux d'actualisation de 6%, le coût de production d'un kWh solaire est de l'ordre de :

- 17 c€/kWh (Sud) à 27 c€/kWh (Nord de la France), dans le bâtiment collectif (éligible au Fonds chaleur) ;
- 40 c€/kWh (Sud) à 60 c€/kWh (Nord de la France), dans le bâtiment individuel (éligible CIDD) ;
- 31 c€/kWh (Sud) à 44 c€/kWh (Nord de la France), pour les SSC (non éligibles au fonds chaleur et CIDD).

Les premières priorités pour favoriser le développement des solutions solaires thermiques sont donc la réduction des coûts à toutes les étapes de la chaîne de valeur des projets, l'amélioration et la fiabilisation de la qualité des systèmes et de leur productivité, la certification et la standardisation des systèmes, la simplification des schémas hydrauliques et une meilleure visibilité sur les mécanismes incitatifs.

Enerplan, syndicat professionnel du secteur, a calculé le coût de production d'un kWh de chaleur solaire en France, actuel et futur, en fonction des gains de productivité attendus.

Le concept de « parité chaleur » définit le seuil de compétitivité de la chaleur solaire, quand le kWh de chaleur solaire devient compétitif sans subvention, vis-à-vis du kWh substitué d'énergie conventionnelle. La parité chaleur dépend notamment de la productivité de l'installation solaire et du coût de l'énergie substituée (en inflation pour toutes les sources conventionnelles).

La prospective réalisée intègre l'objectif de la filière de réduire les coûts de 50% d'ici à 2020. Ainsi, sous réserve que la filière gagne son pari de compétitivité d'ici à 2020, la parité chaleur sera atteinte à partir de 2016 ou 2017 pour les installations les plus performantes, et d'ici à 2020 pour quasiment l'ensemble des applications.

### **3.6.5 Conclusion**

Un certain nombre de verrous importants doivent être levés pour permettre à cette filière de prendre une place majoritaire dans l'alimentation du secteur résidentiel :

- des verrous technologiques sur la conception et fabrication (coût, performance, durabilité, matériaux utilisés,..), sur l'installation (durée et complexité d'installation des systèmes, multi compétences requises), sur le fonctionnement et l'exploitation (fiabilité, suivi, supervision) ;
- des verrous non technologiques en matière de certification de la qualité, de qualification des professionnels, de financements innovants et d'intégration paysagère et au bâtiment.

## 4 ENERGIES SECONDAIRES

### 4.1 NUCLEAIRE

L'énergie nucléaire a de multiples applications, de la propulsion de navires et de sous-marins à la production de chaleur, en passant par l'arme atomique. Si cette dernière a mis fin à la guerre contre le Japon, elle a marqué l'humanité au fer rouge de façon indélébile. Les très rares accidents, catastrophes ou défaillance de l'exploitation du nucléaire civil (Three Miles Island en 1979, aucune victime directe ; Tchernobyl en 1986 ; Fukushima en 2011 dont la cause initiale n'est pas liée au nucléaire), ont ravivé violemment toutes les frayeurs.

De sorte que le nucléaire, pourtant très salvateur, notamment dans le domaine de la santé, a une image tellement mauvaise que ses très gros avantages pour la production d'électricité notamment au regard de la production de gaz à effet de serre, de l'indépendance énergétique, de la permanence de la production et de l'économie, sont balayés et qu'une énergie telle que le charbon, gros polluant en émissions de CO<sub>2</sub>, plus dangereux en matière de vies humaines, moins économique, est aujourd'hui préféré par des pays pourtant « verts » comme l'Allemagne. C'est pourquoi, les questions d'acceptabilité sont manifestement primordiales et que les arguments économiques sont insuffisants pour emporter l'adhésion de l'opinion ou la décision des responsables.

Le nucléaire reste néanmoins, et restera sans doute, un élément important de la production d'électricité dans le monde, avec une contribution de 16% (75% pour la France). Comme les autres énergies de masse, l'énergie nucléaire doit être étudiée dans son aspect mondial, du fait de l'interdépendance de tous les éléments constituant la chaîne de la production jusqu'à l'électricité, mais aussi le stockage des déchets ou la fin de vie.

La production d'électricité en France est aujourd'hui assurée à plus de 75% par l'énergie nucléaire ; notre pays est, pour cela, équipé de 58 réacteurs à eau légère pressurisée, dits REP de 2<sup>e</sup> génération, semblables entre eux, tous en état de marche satisfaisant, tous capables de fonctionner au moins 10 à 15 ans encore, moyennant le suivi et l'avis favorable de l'Autorité de Sureté Nucléaire.

Répartis sur 18 sites, ces réacteurs consomment de l'uranium enrichi. Pour une vingtaine d'entre eux le combustible comporte en fait 30 % de MOX, mélange d'oxydes de plutonium et d'uranium; cette variante permet de valoriser le plutonium issu des retraitements des déchets, et l'uranium appauvri résidu des opérations d'enrichissement.

- Puissance installée sur l'ensemble de ces 18 sites : **62 510 MW**

- Energie délivrée en un an (2010) : **407,9 TWh**

Notons que la France dispose d'une solide assise technique, fondée sur des équipes dont le savoir-faire se situe au meilleur niveau et dont la compétence s'étend à tous les domaines des applications civiles et militaires de l'énergie atomique; les français sont en avance sur toutes sortes de technologies, comme le retraitement des matières hautement radioactives ( en particulier les actinides majeurs issus du déchargement des réacteurs) ou comme la préparation, le stockage, la mise en condition du MOX.

Cahier n° 11 d'IESF

Transition énergétique - un regard complet sur les coûts, les performances,  
la flexibilité et les prix des énergies



Commençons donc par le combustible, pour traiter ensuite les outils de production jusqu'aux déchets et au démantèlement.

### **4.1.1 Le combustible**

Le principal combustible utilisé, sur lequel nous concentrerons notre propos, est l'uranium, même s'il existe d'autres combustibles utilisables, plus abondants mais moins appropriés, comme le thorium.

Comme le charbon, l'uranium n'est pas trop inégalement réparti dans le monde : les principaux pays producteurs sont l'Australie (31%), le Kazakhstan (12%), le Canada (9%), le Niger, la Russie. La production a été très fluctuante sur une longue période : pic à 60 000 t en 1980, conséquence des crises pétrolières de 1974 et 1979, pour baisser à 35 000 t entre 1990 et début des années 2000, et remonter à 55 000 en 2010. Pourtant les besoins n'ont cessé de croître régulièrement, plafonnant aujourd'hui à 70 000 t (besoins civils et propulsion navale). L'écart est comblé par l'utilisation des stockages civils et surtout militaires ; ces derniers sont la conséquence des accords de désarmement START et seront épuisés en 2023.

La France importe 8 000 tonnes par an d'oxyde d'uranium (densité 10, volume 800 m<sup>3</sup>, représentant moins de 1 MM€, soit soixante fois moins que les importations d'hydrocarbures).

Selon l'AIE et l'OCDE, les réserves exploitables prouvées sont passées de 4,75 millions de tonnes en 2011 à 5,4 en 2012, en augmentation régulière. Une découverte importante a été faite en Inde en 2011, donnant ainsi un horizon de 100 ans à consommation constante. Les progrès technologiques permettront de faire de nouvelles découvertes favorisées par l'augmentation des prix (10 millions de tonnes resteraient à découvrir), d'accéder aux ressources contenues dans des systèmes moins riches (phosphates par exemple pour 22 millions de tonnes, eau de mer, charbon), d'étendre le recyclage déjà pratiqué en France augmentant l'efficacité, de permettre l'usage d'autres combustibles ; enfin et surtout, la 4<sup>ème</sup> génération actuellement à l'étude permettrait de très fortes réductions de consommation (rapport de 1 à 100?) de ressources naturelles, à production équivalente.

Le grand nombre de producteurs de minerais d'uranium - c'est sous la forme de « *yellow cake* » contenant 75% d'uranium, que se font les transactions - a entraîné l'existence d'un marché très analogue aux grands marchés de l'énergie primaire. La majorité des échanges se fait sous forme contractuelle estimée pour 55%, suivie par le spot estimé à 15%, le reste étant interne aux sociétés. Areva est l'un des leaders mondiaux, au côté de grandes compagnies minières comme BHP Billington, Rio Tinto, Rosatom (Russe), ou Cameco (Canada).

Le prix du *yellow cake* a fluctué de façon très importante : d'un niveau de l'ordre de 10 \$/livre, il est passé à plus de 100 \$/livre après les chocs pétroliers de 1974 et 1979, pour redescendre très bas jusqu'à 6,5, osciller entre 10 et 20 jusqu'en 2004 et atteindre un nouveau sommet à 135 en 2008 pour redescendre avec fluctuations à 60 en 2010, 50 en 2011 et mi 2012, 43 récemment. Au prix de 70\$ /livre (source AIE/DGEC), le prix de ce combustible brut entrerait pour 5% seulement dans le coût global de l'électricité nucléaire, mais 6,5% si l'on considère l'uranium contenu.

Les variations importantes des prix pourraient faire croire à une augmentation quasi-proportionnelle du coût du combustible, comme certains l'affirment. La réalité est plus complexe. Le minerai d'uranium doit subir des transformations successives :

- le traitement minéralurgique permettant d'obtenir un concentré contenant environ 75% d'uranium (yellow cake)
- la conversion en hexafluorure UF<sub>6</sub> ;
- l'enrichissement en Uranium235, qui fait passer la teneur de ce dernier de 0,7% à 4%<sup>66</sup>,
- la transformation de l'UF<sub>6</sub> en UO<sub>2</sub> poudre ;
- le pastillage ;
- la fabrication du combustible final (pastilles enfermées dans des crayons à gaine métallique) ;
- le stockage.

En France, l'une des voies utilisée pour 20 réacteurs sur 58, consiste à réaliser des assemblages mixtes d'oxyde d'uranium et de plutonium, appelé MOX.

Parmi ces opérations, le coût de l'enrichissement est très élevé avec le procédé de diffusion gazeuse, mais indépendant du prix de la matière première, avec deux conséquences :

- le coût final du combustible entrée réacteur n'est pas de 5%, mais de 15% du coût de l'électricité nucléaire ;
- une multiplication par deux du prix du yellow cake ferait augmenter le coût du combustible de 2,6 €, faisant passer à 20% la part du combustible dans le coût final du combustible entrée réacteur, pour un coût final de l'électricité nucléaire de 42,6 €/MWh au lieu de 40.

A chaque stade, il existe un marché de plus en plus restreint. Celui de l'enrichissement comporte moins d'une dizaine d'acteurs, dont les deux premiers sont Rosatom et Areva, suivis d'assez loin par Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas) et USEC (USA). Ce marché très fermé est rémunérateur : Areva exporte 40% de sa production et l'enrichissement compte pour 9% de son activité.

Il existe deux filières industrielles d'enrichissement : la diffusion gazeuse et la centrifugation. Areva a choisi dans les années 1980 la première, faute de pouvoir accéder à la centrifugation, comme USEC, alors qu'Urenco et Rosatom ont choisi la centrifugation. Mais la diffusion gazeuse est très coûteuse en investissement et en exploitation : il a fallu consacrer trois réacteurs de 900 MW au Tricastin pour fournir l'énergie nécessaire à pleine capacité, alors que la centrifugation a besoin de 50 fois moins d'énergie et aussi de moins d'investissement. Areva, qui pratique aussi la centrifugation dans des partenariats avec Rosatom est en train de remplacer la diffusion gazeuse par de la centrifugation au Tricastin, libérant ainsi in fine la capacité de production électrique de trois réacteurs. Cette opération pourrait conduire soit à une forte diminution du prix de la charge, soit une augmentation sensible des marges du producteur, à une conquête de nouveaux marchés, et permet de supporter une éventuelle augmentation importante des coûts de la matière première.

---

<sup>66</sup> *Il faut aller jusqu'à 95 % pour fabriquer une bombe*

En conclusion, si le combustible ne représente pas une part aussi importante du coût de production de l'électricité par rapport aux autres énergies carbonées (y compris la biomasse), celle-ci n'en est pas moins significative et susceptible d'évolutions importantes. L'entreprise française Areva occupe dans ce domaine une place de choix mais est soumise à une concurrence forte, même si elle est moindre que dans le domaine des réacteurs. A noter aussi que contrairement aux autres énergies carbonées, le stockage peut être important et donc couvrir une période longue, le mettant davantage à l'abri de risques de type géopolitique, économique ou d'autre nature.

### **4.1.2 Les réacteurs**

Il existe 437 réacteurs producteurs d'électricité dans le monde, hors ceux de propulsion, de démonstration ou d'autres usages, comme ceux permettant de fabriquer les radioéléments médicaux. Ils sont répartis dans 28 pays, dont les USA (104), la France (58), le Japon (52 dont 42 actuellement à l'arrêt), la Corée du sud (20), l'Inde (7), la Chine (6)... Entre 50 et 60 sont en construction dont en Chine (20), en Russie (10), en Corée du sud et en Inde (6 chacun).

D'ici 2030, malgré Fukushima, il est prévu d'atteindre le nombre de 750 réacteurs, les nouveaux étant construits surtout en Chine (35), en Inde (23), en Corée du sud et en Russie.

Les constructeurs principaux ont été, pour les réacteurs existants, Toshiba Westinghouse (28%), Areva-EDF (24%), GE (20%), Rosatom (10%), Candu (5%). Mais la situation change au profit de nouveaux entrants coréens (Kepco) ou chinois.

Les réacteurs se caractérisent par :

- le modérateur de neutrons qui peut être de l'eau naturelle pressurisée (REP, origine Westinghouse : 66% des réacteurs existants, 80% des réacteurs en construction) ; de l'eau bouillante (REB, origine GE : 21% des réacteurs existants) ; de l'eau lourde (Canada) ;
- le fluide caloporteur qui peut être de l'eau sous pression ou bouillante (la solution la plus répandue de loin), du gaz, voire du sodium liquide pour les surgénérateurs.

La plupart des réacteurs en fonctionnement sont du type deuxième génération (à eau sous pression). Ils continuent à être commandés et construits.

Les réacteurs dits de 4<sup>e</sup> génération sont à l'étude dans le cadre du Forum International GEN IV: dans ce cadre, la France étudie 2 filières dont celle d'un réacteur à neutrons rapides (ASTRID) qui apporterait une réponse aux craintes sur l'épuisement rapide des sources naturelles (uranium) et atténuerait très sensiblement le problème des déchets; peut-être disposerons-nous de ce réacteur d'ici une dizaine d'années.

A plus long terme, le recours à la fusion thermonucléaire amplifierait ces avantages, notamment sur l'approvisionnement en combustible (ressource illimitée en deutérium). Le problème de la sûreté nucléaire serait également moins difficile. Le projet ITER va dans ce sens en développant la filière TOKAMAK. La filière du confinement inertiel est une autre voie "possible". Mais dans tous les cas, l'horizon est très lointain. Des générateurs hybrides fusion-fission dont l'étude n'est même pas lancée pourraient dans le meilleur des cas conduire à des réalisations industrielles vers le milieu du siècle.

Mais la troisième génération, type EPR (nouvelle appellation : *European Pressurized Reactor*), prend le pas sur la précédente. Elle est considérée comme :

- plus performante en terme de rendement : 37% contre 34% ;
- plus flexible : pouvant passer de 100% de charge à 50% et inversement en 30 minutes dans la norme européenne.
- plus sûre : la probabilité d'occurrence d'un accident majeur est diminuée d'un facteur compris entre 10 et 100 et devient inférieure à la probabilité du choc d'un astéroïde avec la terre ;
- plus fiable : la disponibilité serait de 95%, au lieu de 85-90, et la durée de vie de 60 ans au moins ;
- plus puissant : l'EPR est le plus gros avec une puissance de 1650MW<sup>67</sup>.

L'EPR est loin d'être le seul : parmi les concurrents, on peut citer : l'AP1000 de Westinghouse-Toshiba, l'ABWR de GE-Hitachi, l'APR1400 de Kepco (commandé par Abu-Dhabi, en concurrence avec l'EPR, l'Atmea d'Areva-Mitsubishi (en étude, pour proposer une solution moins coûteuse et plus petite), le WER1200 russe, l'ACR Canadien.

Cette liste montre que l'EPR a de sérieux concurrents, même si, en France on ne parle guère que de lui. Les coûts d'investissement présentent des écarts importants liés sans doute à ce qu'il s'agit d'un marché naissant (le coût de Flamanville n'est pas représentatif du coût futur d'une série) et de caractéristiques non homogènes, y compris en matière d'exigences de sûreté. L'AIE donnait en 2010 les coûts de construction suivants, pour des coûts de série :

- France EPR : 3860 \$/kW ;
- Japon APWR : 3009 \$/kW ;
- Corée1400 : 1556 \$/kW ;
- USAADVG3 : 3382 \$/kW ;
- Russie WER : 2933 \$/kW.

La localisation joue sûrement un rôle, notamment la réglementation et les contrôles en matière de sûreté. De plus, il semble que la sûreté des réacteurs coréens, avant Fukushima, était très inférieure aux références de l'EPR ; de plus, fallait-il, pour les Coréens, entrer sur le marché. Mais si les Coréens n'étaient pas à la hauteur de l'EPR pour les critères de sûreté, ils l'étaient sûrement sur certains des quatre autres imposés par ABU DHABI : le délai de construction, l'aptitude à opérer (acceptée par les Coréens et refusée par les Français), la compétitivité commerciale (vraisemblablement avec des risques supérieurs), et le développement des aptitudes locales.

Le coût d'investissement serait de l'ordre de 65% du coût de production de l'électricité par un EPR (avec un coût du capital à 8%), pour 15% dû au combustible et 20% à l'exploitation globale (source CAS sur données AIE 2010). L'AIE a ainsi donné des coûts finaux d'électricité pour Kepco de 29 \$/MWh à un taux d'actualisation de 5% et de 42 \$ à un taux d'actualisation de 10%.

---

<sup>67</sup> Certains réfléchissent à un réacteur, fonctionnant cent ans, sans recharge de combustible, ni maintenance ; les centrales classiques doivent subir des opérations de maintenance tous les deux ans et les charges remplacées tous les 7 à 8 ans

En France la discussion a porté sur les investissements futurs, dans le cadre de la transition énergétique. Il ne fait aucun doute que le maintien en marche des centrales déjà construites (58, moyenne d'âge 27 ans), aménagées pour tenir compte des nouvelles mesures de sûreté est la solution la plus économique, malgré l'investissement nécessaire pour prolonger l'exploitation au-delà de quarante ans (durée de l'amortissement des centrales actuelles ; rappelons aussi que le seul élément limitant la durée de vie est la cuve du réacteur). Les amener au niveau de sécurité requis par l'ASN nécessite un investissement élevé, de l'ordre de 800 M€ par réacteur (source rapport Commission Energie 2050), permettant un coût final de production d'électricité pour ces réacteurs de 42 à 50 €/MWh (Cour des comptes 2012), très inférieur au coût délivré par l'EPR : 55 €/MWh, auxquels il faudrait ajouter de 5 à 15 euros pour mise aux nouvelles normes.

Ces chiffres ne prennent pas en compte le coût de traitement des déchets, ni de démantèlement ; ce dernier point n'est pas spécifique au nucléaire, mais il est sans doute plus lourd, en raison notamment des précautions à prendre et de la durée des opérations nécessaires pour le réacteur, estimée à 30 ans.

La décomposition du coût de l'énergie produite par l'ensemble des centrales françaises existantes serait la suivante:

- coût d'exploitation : 22 €/MWh (en 2010 la charge d'exploitation de l'ensemble était de 8,9 Md€);
- coût économique complet : 49,5 €/MWh ;
- prix de cession aux concurrents ("rente nucléaire": loi NOME et tarif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique-ARENH): 42 €/MWh.

### **4.1.3 Le démantèlement et le traitement des déchets**

#### **4.1.3.1 Les coûts de démantèlement**

Leur estimation donne lieu à des débats nombreux et vifs. En France, le coût est estimé à 15% du coût d'investissement et c'est ce chiffre qui sert de base à la constitution de provisions. La Cour des comptes a estimé que si ce chiffre doublait, le coût de l'électricité produite n'augmenterait que de 5%.

Les Etats-Unis dont le parc est plus ancien ont estimé le coût de démantèlement par centrale à 300 M\$ (*National Regulatory Commission*) sur la base d'une expérience réelle permise par leur méthode de démantèlement rapide, assez voisin de l'estimation française,

tandis que les Anglais (méthode longue) l'estiment à 640 M€, le double de l'estimation française (méthode courte)<sup>68</sup>.

#### **4.1.3.2 Le traitement et le stockage des déchets**

Les incertitudes en la matière sont également très grandes. La Cour des comptes (rapport 2005 avec confirmation par celui de 2012) a estimé à 10% du coût de production celui de l'ensemble : démantèlement et stockage des déchets, ces derniers étant évalués à 6% par ailleurs ; ils comprennent le financement des provisions. Le scénario privilégié prévoit le retraitement des déchets valorisables sous forme de MOX et d'URE (uranium de retraitement) dans les réacteurs de quatrième génération. Le stockage souterrain des déchets à longue durée de vie reste, quant à lui, incertain.

---

<sup>68</sup> Source P.Bacher

### 4.1.4 Conclusion

La production d'électricité nucléaire reste une activité répandue de par le monde: elle a pour elle sa compétitivité économique, sa souplesse d'utilisation, et l'absence d'émissions de gaz à effet de serre. La réponse aux craintes qu'elle suscite, notamment à la suite d'évènements récents, passe par la maîtrise des risques qu'elle comporte, par les pays et les industriels y faisant appel, sur la base de toute leur expérience mais aussi d'une gouvernance ouverte et d'un dispositif transparent de contrôle de la sûreté.

## 4.2 HYDROELECTRICITE

### 4.2.1 Introduction

Longtemps, l'énergie hydraulique a été, en France comme dans le reste du monde, l'une des principales formes de production d'énergie. Pendant des siècles, une grande partie de l'activité économique a reposé sur la force motrice de l'eau. Au milieu du XIXe siècle, la première turbine à eau voit le jour. Entre les deux guerres, plusieurs dizaines de barrages sont construits en France, et en 1960, 56 % de l'électricité française est d'origine hydraulique.

Avec 16 % de la production électrique mondiale, l'hydroélectricité constitue la troisième source, en quantité d'électricité fournie, derrière le charbon (41 %) et le gaz (21 %). Environ 3 400 TWh d'électricité sont produits annuellement dans le monde à partir de l'énergie hydraulique. L'hydroélectricité représente 20 % des capacités électriques mondiales avec 1 007 GW.

En Europe, plus de 16% de l'électricité produite est d'origine hydraulique, ce qui en fait la troisième source derrière les énergies fossiles (charbon, fioul, gaz) et le nucléaire. Ce chiffre masque cependant une grande hétérogénéité entre les différents producteurs : l'hydroélectricité représente 99% de la production électrique en Norvège contre 0,07% au Danemark ou 0,1% aux Pays-Bas.

### 4.2.2 Les différents types de centrales

Une petite centrale hydroélectrique est composée de quatre éléments principaux :

- les ouvrages de prise d'eau (digues, barrages),
- les ouvrages d'amenée et de mise en charge (canal d'amenée, conduite forcée),
- les équipements de production (turbines, générateurs, systèmes de régulation),
- les ouvrages de restitution.

Les **centrales au fil de l'eau** ne disposent pas de possibilité de stockage et produisent au gré des débits du cours d'eau. Ces ouvrages produisent donc de façon continue et fournissent une électricité de base.

Les **centrales de retenue** (de lac ou d'éclusée) disposent d'une retenue d'eau leur permettant de stocker celle-ci afin de la turbiner aux périodes de plus forte demande. Ces deux catégories de centrales se distinguent en fonction de la durée de remplissage de leur réservoir : moins de 400 heures pour les centrales d'éclusée, au-delà pour les centrales de lac. Les centrales d'éclusée ont donc des durées d'accumulation assez courtes et modulent leur production au niveau journalier, voire hebdomadaire, là où les centrales de lac peuvent assurer une modulation saisonnière de leur production.

Les **stations de transfert d'énergie par pompage** (STEP) sont des centrales de pompage - turbinage fonctionnant avec une retenue supplémentaire à l'aval. Pendant les heures creuses, l'eau est pompée de la retenue inférieure vers la retenue supérieure, pour être ensuite turbinée dans le sens inverse pendant les heures de pointes.

### **4.2.3 L'hydroélectricité en France**

La France est le deuxième pays européen producteur d'hydroélectricité, derrière la Norvège.

La puissance des installations est de 12 000 MW et la production en année moyenne (67 TWh) correspond à la consommation domestique annuelle d'environ 27 millions d'habitants, soit de

l'ordre de 40 % de la population française. Elle représente 12 à 14 % de la production totale d'électricité et un tiers de l'énergie électrique renouvelable française.

L'hydraulique au fil de l'eau, pour sa part, représente une puissance installée d'environ 7 600 MW, et on considère que la moitié de cette puissance est garantie toute l'année. La production correspondante représente 37 TWh par an, soit plus de la moitié de la production hydroélectrique française. La majorité des ouvrages sont des petites centrales<sup>69</sup> mais certains peuvent atteindre des puissances importantes, comme ceux disposés sur le Rhône et le Rhin, qui produisent près des deux-tiers de la production au fil de l'eau pour seulement une trentaine d'ouvrages.

Par ailleurs, la dizaine de STEP que compte la France totalise une puissance de 4 500 MW, mobilisables en quelques minutes.

L'hydroélectricité apporte une contribution importante à la sûreté du système électrique par sa capacité d'intervention rapide en puissance de pointe, avec la puissance installée adossée à de grands réservoirs de barrage.

### **4.2.4 Le marché de l'hydroélectricité**

Le marché de l'électricité en France désigne les formes d'organisation du secteur de la production et de la commercialisation d'électricité en France, qui font l'objet d'un processus d'ouverture et de libéralisation. La loi « NOME » du 7 décembre 2010 a fixé un nouveau cadre juridique pour ce marché, en conformité avec le droit communautaire.

Il y a deux possibilités de commercialisation :

- vendre sa production sous obligation d'achat à EDF ;
- vendre sa production sur le marché.

Ces deux possibilités peuvent être aussi combinées dans une même centrale, chaque turbine pouvant avoir un contrat différent.

Pour tous les contrats, il y a des tarifs d'été et des tarifs d'hiver, qui sont plus élevés, l'hiver étant une période de forte consommation.

---

<sup>69</sup> Les producteurs ayant des petits ouvrages de productions en hydroélectricité en France, regroupés dans France-Hydro, exploitent un peu plus de 2000 petites centrales sur 250 000 km de rivières, pour une puissance installée de 2 000 MW et une production de 7,5 TWh, soit environ 10 % de la production hydraulique nationale

L'hydroélectricité générée par des installations supérieures à 10MW est dispatchée sur les marchés.

Par contre, il n'y a pas en France de marché pour les certificats verts (certificats garantissant l'origine renouvelable de l'électricité, mis en œuvre et valorisables dans certains pays à la place du dispositif des obligations d'achat). Il existe seulement des suivis de garantie d'origine.

La petite hydroélectricité générée par des machines de 20 à 10 000kW est très liée au tarif de rachat par EDF.

Les tarifs de rachat sont fixés par un décret régissant « Les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération »

Filière	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les installations mise en service à la date de parution des arrêtés
Hydraulique	1/3/2007	20 ans	- 6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production - 15 c€/kWh pour énergie hydraulique des mers (houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique)
	25/6/2001 (abrogé)	20 ans	5,49 à 6,1 c€/kWh (36 à 40 cF/kWh) selon la puissance + prime comprise entre 0 et 1,52 c€/kWh (10 cF/kWh) en hiver selon régularité de la production

### 4.2.5 Le potentiel hydroélectrique de la France

L'étude du potentiel hydroélectrique menée par l'Union française de l'électricité (UFE) en 2011 est un inventaire précis des sites de production d'électricité par l'énergie de l'eau encore inexploités à ce jour.

Elle dévoile l'existence d'un potentiel de production de 10,6 TWh, représentant une augmentation de 16% de la production hydroélectrique annuelle, soit :

- l'équivalent de deux tiers de la consommation domestique de la région Rhône-Alpes ;
- 4 millions de consommateurs supplémentaires (soit les agglomérations de Lyon et Marseille réunies) alimentés demain par l'hydroélectricité, énergie locale, propre et renouvelable ;
- un potentiel hydraulique comparable à celui de grands fleuves comme le Rhin ou le Rhône.

Mais en hydraulique les investissements neufs sont très chers, à la fois parce qu'il faut aller chercher l'eau plus loin et qu'il faut respecter les contraintes environnementales ; il y a alors un risque que l'électricité ainsi produite ne revienne plus chère que le prix du marché.



L'hydroélectricité est très intéressante par sa capacité de flexibilité qui est sous exploitée en France car il pourrait /exister un marché de la réserve (Services systèmes) bien rémunéré via un mécanisme d'enchères mais qui n'existe pas actuellement. La réserve de pointe est rémunérée à court terme par RTE qui doit avoir des réserves. Cependant RTE n'achète pas selon un mécanisme d'enchères mais selon prescription, faiblement rémunéré. C'est la raison pour laquelle les marchés à STEP voient le jour dans les pays voisins mais pas en France.

## 4.3 EOLIEN TERRESTRE

Il convient de distinguer plusieurs types différents d'éoliennes destinées à la production d'électricité :

- les éoliennes industrielles terrestres,
- les petites éoliennes terrestres,
- les éoliennes en mer (*offshore*).

A ce jour les éoliennes industrielles terrestres sont à l'origine de la quasi-totalité de la production d'électricité éolienne, mais l'éolien *offshore* qui a démarré plus tard connaît une croissance importante. Ce paragraphe est consacré aux éoliennes industrielles, les petites éoliennes terrestres ne représentant qu'une infime proportion de la production existante et potentielle d'électricité éolienne et les éoliennes en mer étant traitées dans le paragraphe suivant, avec les autres énergies marines.

### 4.3.1 Les données de base

Le développement des parcs d'éoliennes terrestres a commencé au milieu des années 1980 avec des machines d'une puissance individuelle de l'ordre de 100 kW. Cette puissance a augmenté rapidement jusqu'à plus de 2000 kW dès 2003. On peut considérer que la technologie de ces éoliennes a atteint aujourd'hui sa maturité.

### 4.3.2 Les contraintes

La nécessité de disposer de terrains adaptés et suffisamment ventés, et les problèmes de voisinage (implantation à plus de 500 m d'une habitation en l'état actuel de la réglementation, acceptabilité) constituent les principaux obstacles à l'implantation des éoliennes terrestres.

### 4.3.3 Les coûts

Le prix de revient de l'électricité produite par des éoliennes terrestres varie fortement en fonction des conditions locales : en tout premier le régime des vents, mais aussi l'accessibilité du terrain. L'essentiel du coût étant constitué par l'investissement initial, le taux d'actualisation de l'argent investi est un élément essentiel. En France, l'étude sur les coûts de référence de l'électricité, publiée le 23 novembre 2010 par le Ministère en charge de l'écologie et de l'énergie (MEEEDDAT à l'époque), estimait le prix de revient moyen de l'éolien terrestre à 74 €/MWh se décomposant comme suit :

- coût d'investissement avec un taux d'actualisation de 8% et une durée de vie de 20 ans : 51 €/MWh
- frais d'exploitation : 14 €/MWh
- taxe professionnelle et taxe foncière : 9 €/MWh.

Ce coût de production correspondant à des éoliennes d'une puissance de 3 MW avec une durée d'exploitation en équivalent pleine puissance de 2400 heures par an. En fait le chiffre de 2400 heures paraît assez nettement surévalué par rapport aux statistiques de production d'EDF qui donnent un peu moins de 2000 heures (1900 heures pour les années 2009 à 2011).

Il convient de noter que ces coûts de production ne tiennent compte ni des investissements nécessaires pour adapter le réseau de transport et de distribution d'électricité, ni des capacités de stockage et de secours nécessaires pour pallier l'intermittence de la production. Pour ce qui concerne les seules capacités de secours, une étude de la *Royal Academy of Engineering* (Angleterre) de 2004 évalue le coût à 20 €/MWh.

### **4.3.4 Les prix**

Le tarif de rachat réglementé actuel (2012) de l'électricité éolienne terrestre est de 82 €/MWh.

Ainsi, l'éolien terrestre peut être considéré comme ayant aujourd'hui atteint un degré de maturité tel que les prix de revient ne devraient plus baisser sensiblement, d'autant plus que les sites les plus favorables étant déjà équipés, les nouveaux sites devraient être moins rentables.

## **4.4 ENERGIES MARITIMES RENOUVELABLES**

Les énergies marines renouvelables sont multiples, utilisant le vent (éolien posé et flottant), la marée, les vagues et la houle, les différences thermiques entre la surface et le fond, la salinité de la mer. Compte tenu de l'importance des surfaces de mer sur la planète, les potentiels d'énergie envisageables sont considérables à long terme (au-delà de 2050), 120 000 TWh, dont 100 000 d'origine thermique et 18 000 d'origine éolienne, ce qui représente la consommation mondiale totale actuelle. Il resterait donc peu de potentiel pour les autres sources. Les énergies liées aux marées et au vent sont utilisées depuis le 18ème siècle avec les nombreux moulins à marée qui ont couvert les côtes bretonnes et atlantiques et depuis plus longtemps avec les moulins à vent à terre.

### **4.4.1 Les technologies**

Deux technologies sont matures aujourd'hui: **l'éolien offshore posé** ainsi que **l'énergie marémotrice**.

#### **4.4.1.1 Energie éolienne**

L'énergie éolienne posée (mât fixé au fond de la mer, lorsque celui-ci se trouve à moins de 50 m) correspond, en 2011, à une puissance d'environ 3300 MW en Europe, dont 1220 au Royaume-Uni et 870 au Danemark, et 23 800 MW dans le monde. Son développement a été plus tardif que celui de l'éolien terrestre, en raison des difficultés techniques beaucoup plus importantes qu'à terre (fondations sous-marines, corrosion, tempêtes, liaisons électriques avec la terre...), entraînant des coûts nettement plus élevés. La durée de fonctionnement à pleine puissance, facteur important de rentabilité économique, est évaluée à 3000 heures/an, supérieur à celui des éoliennes terrestres en raison de conditions de vent plus favorables.

De nombreux projets sont prévus en Europe pour 2020 pour une puissance de 40 GW, dont 33 au Royaume-Uni où les vents sont forts et relativement réguliers. 6 GW sont prévus en France pour la même période ; un appel d'offre lancé en 2011 a abouti à l'attribution d'autorisations pour des premiers projets d'une puissance totale de 2 GW. Un deuxième appel vient d'être lancé pour 1 GW. De nombreuses R/D en partie financées par le 7ème PCRD européen ont pour objet de diminuer les coûts des nacelles et des pales, d'accroître leur longueur et d'augmenter la puissance des éoliennes de 5 à 10, voire à 20 MW.

#### **4.4.1.2 Energie marémotrice**

L'énergie marémotrice est également mature. L'usine de la Rance fonctionne, en donnant satisfaction. Depuis 1967 avec une puissance de 240 MW fournissant environ 5.000 TWh par an. Il est possible d'atteindre 3500 heures/an de fonctionnement à pleine puissance. Il y a peu d'exemples analogues dans le monde, à l'exception d'une autre installation en Corée un peu plus importante (254 MW). Les sites envisageables dans le monde sont peu nombreux (baie fermée à forte marée) et posent la plupart des problèmes d'environnement. Il est vraisemblable que l'on ne pourrait plus construire l'usine de la Rance aujourd'hui.

#### **4.4.1.3 Autres technologies**

Les autres technologies sont toutes au niveau de démonstrateurs, voire de prototypes. La plus proche de la maturité technique est celle des **éoliennes flottantes**, technologies dérivées de celles de l'industrie pétrolière. Reste à expérimenter la tenue en mer des mécanismes et à diminuer le coût des installations. La DCNS a établi en Bretagne un incubateur destiné à développer plusieurs prototypes.

Des prototypes d'**hydroliennes**, turbines fonctionnant avec les courants marins, sont expérimentées notamment à Bréhat. D'autres prototypes de tuyaux articulés utilisant l'énergie des vagues sont expérimentés depuis 2008 au large du Portugal. Enfin l'expérimentation de **l'énergie thermique** des mers tropicales est prévue à la Réunion avec un système de tuyaux fonctionnant comme un échangeur de chaleur. Dans tous ces cas, il est illusoire de donner des coûts industriels ; ce sera sans doute possible en 2020 au mieux.

### **4.4.2 Les contraintes**

Les contraintes environnementales pesant sur les installations de production d'énergie en mer ne doivent pas être sous-estimées. La préservation des paysages marins, comme la préservation des paysages terrestres avec la levée de boucliers à l'encontre des éoliennes terrestres, la préservation des zones de pêche et la sécurité des voies maritimes réduira fortement le nombre de sites où pourront s'installer de grands équipements. Les éoliennes sont dans l'ensemble mal appréciées des Français qui estiment qu'elles abîment le paysage. Des inconnues importantes subsisteront concernant la tenue en mer des installations, corrosion, ensablement, modification des fonds marins, voire effets sur la faune marine.

### 4.4.3 Les perspectives technologiques

Les efforts de R/D doivent être ciblés sur les technologies les plus prometteuses pour le futur en tenant compte à la fois des potentiels et des facilités d'installation, c'est-à-dire sur l'éolien *offshore* posé et flottant et l'énergie thermique. Les deux objectifs à poursuivre concernent l'augmentation des rendements (taille et puissance des éoliennes) et la baisse des coûts. Pour ce qui concerne l'éolien *offshore*, les coûts de production, qui sont actuellement plus du double de ceux de l'éolien *on shore* (8 à 10 c€/kWh), resteront évidemment plus élevés pour des raisons liées à la construction et au fonctionnement des éoliennes dans un milieu hostile.

La problématique des coûts de l'éolien *offshore* est capitale pour qu'il trouve une place sur le long terme dans le mix énergétique.

Alors qu'aujourd'hui l'éolien à terre coûte environ 1 million d'euros (M€) par MW installé, l'éolien en mer se situe entre 2 et 3 M€. Quant à l'éolien flottant, les coûts sont encore flous mais devraient se situer, aux débuts de cette industrie, autour de 4 M€ le MW, avant de décroître lorsque les technologies gagneront en maturité.

Au niveau des coûts de production, l'éolien *offshore* flottant devrait alors pouvoir être compétitif en augmentant sa productivité, les heures de fonctionnement et la puissance générée pouvant être plus importantes, grâce à la meilleure ressource en vents que nous avons déjà évoquée.

Il sera important pour l'éolien *offshore*, actuellement autour de 120 - 160€/MWh dans les pays déjà largement équipés comme le Royaume Uni, de passer en dessous de la barre des 100€/MWh, afin d'être compétitif par rapport à l'éolien *on shore*, qui se situe déjà en dessous de cette barre (70 - 90€/MWh) et proche des moyens de pointe comme le nucléaire (50 - 100 €/MWh selon l'âge des centrales).

Les pistes de R/D relatives à **l'énergie thermique** doivent permettre de valider les principes de fonctionnement industriel des quelques démonstrateurs existants. L'horizon est certainement au-delà de 2020, voire 2030. Il concerne en priorité les départements et territoires d'outre-mer. Les questions d'acceptabilité sociétale devront être également évaluées, comme le montrent les difficultés d'implantation des éoliennes terrestres.

La France dispose des moyens humains et des entreprises nécessaires pour assurer un déploiement industriel de ces technologies: recherche, études, fabrication, exploitation. Beaucoup d'entreprises concernées figurent parmi les leaders mondiaux. Les consortiums créés pour donner suite aux appels d'offres relatifs aux fermes éoliennes sur les côtes françaises ont permis de fédérer l'offre industrielle, ce qui est une condition essentielle pour déboucher au plan international, malgré le retard pris par rapport notamment au Royaume-Uni. Il est souhaitable que le gouvernement impulse, le moment venu, les mêmes politiques de promotion pour les énergies thermiques.

Une attention particulière devra être apportée aux modalités et coûts de raccordement de ces énergies au réseau de transport d'électricité.

Concernant les autres énergies marines, la R/D doit être poursuivie, notamment pour ce qui concerne les hydroliennes utilisant les courants en tenant bien compte des sujétions liées à leur implantation possible dans des zones généralement sensibles du point de vue de l'environnement humain et marin.

Quelle que soit l'énergie marine concernée, la compétition est mondiale. Elle l'est en Europe et elle l'est avec les Etats-Unis. Si les entreprises françaises figurent bien parmi les leaders mondiaux, elles ne sont pas les seules. Les grandes entreprises allemandes et américaines ont montré leur intérêt pour des technologies de l'éolien. Les pays en voie de développement sont bien concernés, la plupart d'entre eux disposant d'un important linéaire de côtes.

Ces technologies sont exportables et le marché à l'export est nettement plus important que le marché domestique : 40 GW prévus en 2030 au Royaume-Uni, 25 GW en 2030 en Allemagne, 51 GW en Chine, mais un marché incertain aux Etats-Unis à cause des réticences de la population. Les réalisations en France servent donc également de vitrine pour amorcer les exportations. Ces technologies sont d'autant plus exportables que les entreprises françaises concernées ont l'habitude de travailler dans le monde entier, qu'il s'agisse des industriels du pétrole ou de l'électricité avec les bureaux d'études compétents et les opérateurs. L'industrie s'est concentrée, de nombreux petits intervenants ont été éliminés, ce qui constitue aussi un facteur favorable pour l'export.

#### **4.4.4 Les coûts et les prix**

Il est trop tôt pour évaluer sur le long terme les coûts et les prix des énergies marines, puisqu'il s'agit de technologies non matures économiquement, même en ce qui concerne l'éolien *offshore* posé au-delà d'eaux très peu profondes.

Dans ce dernier cas, on connaît les résultats du dernier appel d'offres concernant les sites de Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc et Saint-Nazaire, pour un montant d'investissement d'environ 10 MM€, à savoir un prix de rachat moyen de l'électricité produite de 225 €/MWh au lieu de 175 prévus initialement<sup>70</sup>.

En conclusion, les coûts de production de l'éolien maritime, qui est une industrie beaucoup plus récente, devraient connaître une baisse sensible dans les années à venir mais rester nettement supérieurs à ceux de l'éolien terrestre. Cette source d'énergie représente un très important potentiel mondial à explorer en tenant compte des multiples contraintes environnementales, techniques et humaines.

## **4.5 ELECTRICITE SOLAIRE**

### **4.5.1 Electricité photovoltaïque**

La production d'électricité photovoltaïque a connu un développement rapide au cours des dernières années grâce à des conditions de rachat très favorables avec simultanément une baisse continue des coûts de production. Sa part de la production d'électricité en France reste cependant encore extrêmement faible (0,35% en 2011).

Des progrès technologiques importants ont eu lieu et devraient se poursuivre au cours des années à venir entraînant une amélioration du rendement et du coût de production des cellules. Une autre raison majeure de la baisse du coût des cellules est la délocalisation de la production de l'Europe et des Etats-Unis vers la Chine (avec sans doute des prix de vente des matériels chinois inférieurs aux prix de revient, compte tenu d'une surcapacité de production).

---

<sup>70</sup> À comparer au tarif de rachat de 82 €/MWh pour l'éolien terrestre

### **4.5.1.1 Les coûts de production**

Ils sont extrêmement variables en fonction de l'implantation géographique (ensoleillement), de la taille des installations et de leur positionnement (sur des toitures ou à terre). Pour ce qui concerne l'implantation géographique, l'étude du Ministère de l'Environnement et de l'Energie de novembre 2010 sur les coûts de référence de l'électricité fait ressortir une augmentation de 70% pour une installation intégrée au bâti d'une résidence particulière entre Nice et Lille. Cette même étude évaluait le coût moyen de production en France pour une grande installation de 10MWc (puissance de crête) à 227 €/MWh (212 €/MWh hors taxes) en valeur 2012. Sur ce total la part de l'investissement était de 152 € et les frais d'exploitation de 60€. En fait ces coûts diminuent rapidement du fait de la baisse du prix des cellules.

Selon le SER (Syndicat des énergies renouvelables), le coût d'investissement d'une installation s'établissait en 2011 à 3,92 €/W de puissance de crête pour une installation domestique (dont 40% pour les modules) et à 1,9 €/W pour une centrale au sol (dont 49% pour les modules).

### **4.5.1.2 Les prix de rachat**

EDF a l'obligation d'acheter l'électricité photovoltaïque aux producteurs à des tarifs variables selon la catégorie de producteurs mais aussi variables dans le temps en fonction des demandes de raccordement au réseau avec réajustement chaque trimestre (arrêté du 4 mars 2011). Une fois fixés au départ, ces prix sont garantis pendant 20 ans.

Du 1er octobre au 31 décembre 2012 ces tarifs s'étaient de 341,5 €/MWh pour les plus petits producteurs (maison individuelles) à 102,4 €/MWh pour les parcs au sol. Ils étaient en baisse, de 3,5% par rapport au trimestre précédent pour les premiers et de 7,5% pour les seconds.

Pour les particuliers, il s'ajoute un crédit d'impôt de 11% de l'investissement plafonné à 880€ pour une personne, 1760 € pour un couple plus 44€ par personne supplémentaire dans le foyer<sup>71</sup>.

Ces prix de rachat élevés sont responsables pour une part importante de l'augmentation de la CSPE. De plus, les coûts pour EDF du rachat de l'électricité photovoltaïque sont plus importants que ceux qui sont pris en compte dans le calcul de la CSPE car, en France, la production photovoltaïque est corrélée négativement avec la demande :

Elle est maximale en milieu de journée d'été au moment où la demande est minimale et nulle pendant les pics de consommation hivernale. Il en est tout autrement dans les pays où la pointe de consommation correspond à la climatisation (USA, Japon par exemple).

### **4.5.1.3 Conclusion**

Le photovoltaïque est d'autant plus intéressant qu'il est mis en œuvre dans une région à fort ensoleillement, avec des pointes électriques d'été (besoin de climatisation), un prix élevé de l'électricité et des réseaux électriques en limite de capacité. Ces quatre critères sont assez bien satisfaits en Californie et dans beaucoup de régions du monde, mais beaucoup moins bien en France.

---

<sup>71</sup> Ces tarifs ont encore été modifiés au début de 2013, en étant simplifiés (suppression des différences de traitement selon l'usage des bâtiments) et en intégrant une majoration de 5 à 10% selon l'origine européenne des composants du système photovoltaïque.

Aujourd'hui, le développement de l'électricité photovoltaïque entraîne des surcoûts importants et rapidement croissants pour EDF dont une partie seulement est compensée par la hausse de la CSPE. L'arrêté du 4 mars 2011 devrait continuer à entraîner une baisse progressive des tarifs de rachat pour les installations nouvelles dans la mesure où on peut s'attendre à une poursuite de la baisse des coûts de production résultant des progrès technologiques. Mais la rentabilité économique des petites installations ne devrait pas être atteinte à moyen terme, surtout en France en raison des caractéristiques saisonnières de la consommation et de l'ensoleillement moyen de la France.

### **4.5.2 Solaire thermodynamique**

Le solaire thermodynamique se différencie du solaire thermique et du solaire photovoltaïque par la différence de température. Il consiste à chauffer à haute température, par exemple de 450°C jusqu'à 600°C, ou plus, un fluide caloporteur, comme de l'eau, des huiles, voire du sel fondu, pour fabriquer de la vapeur alimentant ensuite un turboalternateur produisant de l'électricité. Le suffixe « dynamique » pourrait bien le définir, car nombreux sont ceux qui pensent qu'il a un grand avenir à échéance rapprochée, entre 2030 et 2050, dans les zones d'ensoleillement favorables. Les installations sont spectaculaires, et la puissance opérée mondialement non négligeable ; elle pourrait passer à 150 GW en 2020 et 630 en 2050, soit 5% de la puissance électrique mondiale (source AIE ; Greenpeace parle de 1500 GW).

Les hautes températures sont obtenues grâce à des miroirs de type parabolique concentrant les rayons du soleil. Ce système a des avantages par rapport au solaire basse température : il permet un stockage de l'énergie quelques heures (stockage du fluide caloporteur à haute température), prolongeant le taux de marche après la disparition du soleil ; il n'utilise pas de silicium ; on peut lui associer un système de production classique, par exemple centrale à gaz, permettant de bénéficier d'une production continue grâce à cette hybridation.

Il existe plusieurs configurations :

- les centrales à cylindres paraboliques, le fluide caloporteur circulant dans les cylindres (rendement : 15 à 20% le plus mature) ;
- les centrales à tour à sel fondu (rendement : 20 à 30%) ;
- les centrales à miroirs de Fresnel (adjonction de miroirs plans), pouvant pivoter autour d'un axe horizontal suivant la courbe du soleil, vers un tube absorbeur (rendement : 8 à 10%) ;
- le système Dish Stirling (moteur du même nom, rendement 25 à 30%), composé de capteurs paraboliques alimentant au point focal de mini centrales héliodynamiques entraînant un générateur électrique.

Des progrès techniques sont attendus sur tous ces systèmes en portant les rendements aux alentours de 40% pour certains.

Tous ces systèmes sont en opération, dans les pays à fort ensoleillement :

- Californie : Solar 2 : tour, 3 heures d'autonomie sans soleil, 10 MW ;
- Espagne : Solar 3 : tour, 16 heures (sel fondu), donc marche continue lors des journées longues et chaudes : 2x 50 MW pour 600 M\$ (source EON, Abengoa)
- Dhahi : Shams : 100 MW, cylindres, hybride, 600 M\$ ;

- et même en France, avec un ensoleillement moindre : Hautes Alpes (80 M€ pour 20 MW), Pyrénées Orientales (site d'Odeillo en Cerdagne, avec en expérimentation le projet Pégase pour 1,4 MW, système hybride sur système Stirling, et 30% de rendement), la Réunion...

Il existe de très nombreux projets dans le monde, par exemple en Australie, au Maroc ou sur le Maghreb (projet Desertec, préparé dans le cadre de l'Euromed, qui a du mal à se concrétiser compte tenu de son ampleur). L'idée est de produire de l'électricité solaire en grande quantité vendue à 80% en Europe ; le transport serait assuré par câbles sous-marins à très haute tension, en courant continu, avec des pertes limitées à 3% pour 1000 km, plus 2% pour les terminaux de transformation alternatif-continu.

L'investissement dans le solaire thermodynamique reste très élevé et compte pour 80% au moins du coût final de l'électricité. A noter que d'autres sources donnent des coûts d'investissement par MW installé beaucoup plus élevés que ceux issus des chiffres cités ci-dessus (6 à 12 M€/MW), mais sans donner d'exemples d'application.

Il semble que malgré l'important potentiel de progrès, le coût resterait plus élevé que le photovoltaïque ; l'hybridation, qui coûterait entre 700 et 1100 \$/kW installé, est une voie intéressante dans les zones à fort potentiel solaire, pour assurer la continuité des fournitures.

En conclusion, le solaire thermodynamique apparaît comme une énergie encore discrète, connue et expérimentée au 19<sup>ème</sup> siècle par deux Français, Augustin Mouchot et Abel Pifre, peu cités dans les médias et les rapports dans le cadre de la transition énergétique, mais qui mérite une attention plus soutenue, ne serait-ce que pour les réalisations et progrès techniques en perspective.

## 4.6 ELECTRICITE GEOTHERMALE

La production électrique d'origine géothermale, dite « par géothermie haute température ou profonde », est largement développée à travers le monde, et depuis plus de 50 ans dans certains pays (USA, Islande). Elle a pris une ampleur importante dans le mix énergétique de nombreux pays où elle a le label d'énergie renouvelable et où elle bénéficie de forts taux de développement, en utilisant des technologies éprouvées. Elle reste mal connue du grand public en France, dont le territoire métropolitain n'offre pas de conditions géologiques favorables, et où elle est encore considérée comme une technique expérimentale.

### 4.6.1 La ressource

Dans le domaine de la production électrique par vapeur géothermale, il faut distinguer deux types de ressources qui font appel à des techniques différentes :

- les ressources que l'on peut qualifier de « naturelles », se trouvent à la limite des plaques lithosphériques (zones de subduction, rifts, hot-spots...) essentiellement caractérisées par une des formes de volcanisme récent. Un gradient géothermal élevé (ex : 300°C/km en zone volcanique) et une conduction thermique favorable, associés à la présence de failles permettant des infiltrations d'eaux naturelles, avec des couches géologiques de surface assurant l'étanchéité, créent un réservoir aquifère favorable à la présence d'eau ou de vapeur à température élevée (+ de 250°C).



- Le fluide dominant est récupéré, seul ou en mélange diphasique, par forages d'environ -1500 à -2000 m, et récupéré en surface pour y être séparé ; la vapeur séchée est utilisée dans des groupes turbo-alternateurs.
- les ressources qualifiées de « provoquées », se situent dans certains massifs granitiques où le gradient géothermal et la conduction thermique sont importants. Ces ressources sont obtenues par la technique EGS (Enhanced Geothermal System), qui est une injection à très haute pression d'eau de surface dans des roches chaudes fracturées artificiellement. En exploitation, l'eau froide de surface est injectée par un puits unique et la vapeur produite par les roches chaudes est récupérée par 2 ou 3 puits éloignés, forés vers - 4000 à -5000m. En surface, la vapeur est ensuite utilisée par des groupes turbo-alternateurs.

Les ressources exploitées aujourd'hui sont majoritairement celles d'origine « naturelle »<sup>(72)</sup>. On estime que la puissance installée mondiale sera de 12 GW vers 2015, dont 1100 MW en Europe de l'Ouest. L'Islande et l'Italie prévoient jusqu'à 800 MW chacun. La France possède uniquement à ce jour une puissance installée en Guadeloupe de 15 MW, couvrant jusqu'à 8% des besoins en électricité de l'île<sup>(73)</sup>. Les Philippines et l'Indonésie annoncent un programme d'équipement de 10 GW jusqu'en 2025 sur un potentiel estimé total de 25 GW.

Les techniques de forage EGS permettent de plus en plus d'atteindre des ressources « provoquées » dans les régions non volcaniques. Ainsi, le Royaume-Uni annonce un programme de 25 sites de production pour un total de 400 MW environ. Ces techniques vont permettre une très forte croissance de la production électrique géothermale en multi-sites, et en dehors des zones volcaniques. Toutefois, elles font appel à la technique de la fracturation hydraulique, qui est actuellement interdite en France pour l'exploration de la ressource comme pour la production industrielle.

## **4.6.2 Les technologies**

### **4.6.2.1 Les technologies de forage**

Tout projet de production d'électricité géothermale requiert, au préalable, des études géologiques préliminaires et des études de faisabilité géophysique, géochimique, des forages exploratoires d'estimation de capacité de production et des études technico-économiques. C'est dans cette phase, d'une durée de deux ans environ, que le risque d'échec ou d'abandon d'un projet est le plus élevé (forage sec, capacité insuffisante).

Dans le cas favorable, après la décision de financer l'opération, les forages de production sont réalisés progressivement en testant leur capacité. Le "piping" d'exhaure et de réinjection du fluide géothermal, ainsi que les installations de surface (turbines, alternateur) sont ensuite construites (durée trois à quatre ans). Les techniques de forage découlent de celles de la recherche pétrolière, avec certaines spécificités, et sont bien maîtrisées. Les forages magmatiques directs ne sont pas pratiqués industriellement.

---

<sup>72</sup> *Géothermie Perspectives*

<sup>73</sup> *Géosciences BRGM décembre 2011*

## **4.6.2 Les technologies de production**

Les technologies de surface sont choisies en fonction du potentiel thermoélectrique et des caractéristiques physico-chimiques du fluide. Elles font appel majoritairement à des turbines en cycle de Carnot pour les températures élevées (> 180°C), et de plus en plus à des turbines en cycle de Rankine, pour des températures basses, jusqu'à 90°C environ.

Selon le type de fluide, en vapeur humide, séchée ou diphasique flashée, on utilise des turbines à détente directe, à simple ou double flux, de puissance unitaire de 10 à 55 MW en moyenne.

Les turbines à cycle combiné utilisent un fluide organique en circuit fermé traversant un échangeur alimenté par le fluide géothermal; ceci permet d'éviter les problèmes de corrosion et d'entartrage des turbines. Les puissances unitaires sont plus faibles (10 MW). Une variante en cycle binaire eau-ammoniac se développe.

Dans un nombre croissant de sites, l'eau résiduelle séparée de la vapeur en exhaure de puits comme la vapeur condensée après turbine sont réinjectées dans le réservoir géologique pour éviter le rejet en milieu naturel et maintenir la pérennité des paramètres de pression et température du réservoir. La durée d'exploitation d'un site de production est comprise entre 20 et 30 ans, avec un taux de fonctionnement des turbines de 90% à 98% selon les centrales.

## **4.6.3 Les coûts et les prix**

### **4.6.3.1 Les coûts d'investissement**

Les coûts de la phase d'études préalables, comprenant un forage exploratoire pour valider la capacité de production et les études technico-économiques, sont estimés entre 3 à 4 M€/MW.

Les coûts d'équipements de surface, comprenant le *piping* et groupe turbo-alternateur, hors bâtiment, sont estimés entre 2 et 3 M€/MW installé. Le coût de forage représente environ 25% de cette valeur.

Aux USA, où plus de 5400 MW ont été installés, les centrales de production réalisées entre 2009 et 2011, pour un total de 200 MW, se chiffrent entre 2,5 et 3,9 M\$/MW, en fonction des contraintes des sites <sup>(74)</sup>.

### **4.6.3.2 Les coûts de production**

Le *Department of Energy* des USA<sup>(75)</sup> estime le coût complet (coût d'investissement + amortissement + coût main d'œuvre et d'entretien - pas de coût variable de combustible ni de coût de transport) à 110 \$/MWh en moyenne, ce qui placerait l'électricité d'origine géothermale entre celle d'origine nucléaire et hydraulique.

Le coût de production par la technique EGS est estimé à 200 €HT/MWh<sup>(1)</sup> en phase d'expérimentation, avec une perspective d'atteindre 50 €HT/MWh, en phase industrielle.

---

<sup>74</sup> CRS 2008 report for Congress - Power plants, characteristics and costs

<sup>75</sup> Source DOE 2007

### **4.6.3.3 Les prix de rachat de l'électricité géothermale**

En contexte national, le prix de rachat de l'électricité géothermale produite est dépendant du lieu :

- en France métropolitaine : 200 €/MWh (Arrêté du 23/07/2010)
- dans les DOM TOM : 130€/MWh sous condition de réinjection

Ces tarifs sont destinés à encourager les investissements de technique EGS en Métropole et développer les projets dans certains DOM (Martinique, Guadeloupe, La Réunion).

Pour mémoire, le prix de rachat atteint 240 €/MWh en Allemagne et plafonne à 50 €/MWh en Islande.

### **4.6.4 Les limites et les risques**

Les limites de développement des projets de centrales électriques par géothermie sont liées à plusieurs difficultés:

- au risque d'échec dans la phase exploratoire. Les études géologiques préliminaires sont longues et incertaines, font appel aux compétences de géophysique, géochimie, à des sondages et à des puits de test. La durée de ces études, leur coûts et le risque d'échec de forage onéreux découragent les investisseurs ou maîtres d'ouvrage qui portent financièrement ce risque. La durée totale d'un projet est environ 8 ans.
  - aux difficultés des études d'impact requises par le code minier, particulièrement en zone périurbaine, au risque de fuite, de rejet de vapeur important, de nuisances olfactives, au rejet de gaz non condensables (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>), au risque sismique, éruptif, cyclonique, de geyser, et de subsidence.
  - au risque de corrosion et érosion des installations (présence de silicates, carbonates, sulfures dans le fluide géothermal), posant des contraintes de température et de sécurité de fonctionnement, au coût important de maintenance et de renouvellement, à la gestion des puits.
- à l'incertitude relative aux prix de rachat subventionné dans le cadre du développement des énergies renouvelables et aux modifications du futur Code Minier en France.

Les risques exploratoires et de pérennité de production peuvent être partagés avec des financements publics ou privés : Fonds Chaleur de l'ADEME, Geofund de la Banque Mondiale, financements de la BERD, de la BEI, de la BAD, etc....

### **4.6.5 Conclusion**

L'évolution des technologies de surface permet de limiter les contraintes, en augmentant la puissance unitaire des turbines, en développant les turbines à cycle combiné (cycle organique de Rankine) ou en utilisant des matériaux résistant à la corrosion. La fiabilité permet aujourd'hui d'atteindre 98% de taux de fonctionnement (Islande).

L'avenir technico-économique de la production électrique par géothermie à haute température réside dans le développement des techniques EGS de fracturation hydraulique à des fins de géothermie, afin de l'appliquer en zone non volcanique, ainsi que dans la cogénération qui permet l'utilisation du fluide en réseaux de chauffage urbain. La priorité actuelle est de développer la production électrique d'origine géothermale dans les COM.

## 4.7 SYNTHÈSE SUR L'ÉLECTRICITÉ

A part la foudre, la fée électricité n'est pas naturelle. C'est une énergie secondaire, qu'elle soit produite directement par le vent, le soleil (photovoltaïque et, l'hydraulique, ou, indirectement, lorsque les turboalternateurs la produisent à partir de la vapeur produite par les ressources carbonées, le nucléaire, ou la géothermie. Elle se stocke difficilement ; elle se transporte et se distribue facilement, mais pas très économiquement.

Considérée comme un vecteur d'énergie, comme le sont l'hydrogène ou les carburants, l'électricité a besoin de réseaux, comme d'ailleurs presque toutes les énergies (à l'exception du solaire thermique et de quelques autres énergies renouvelables autoconsommées) et la première partie de ce qui suit sera consacrée aux réseaux de transport, de distribution et au stockage.

Eclairage, motorisation, communication, industries, alimentation d'équipements sont les domaines de prédilection de l'électricité ; son usage pour le chauffage des locaux est plutôt une exception française, plus discutable.

La multiplicité de ses sources et de ses usages se traduit par leur concurrence sur les coûts et les prix, qui seront examinés ensuite, au niveau français puis européen.

Rappelons que l'électricité représente de l'ordre de 25% de la consommation finale d'énergie dans le monde, 27% en Europe, 23% pour la France. La production mondiale augmente presque uniformément de 1% par an, comme l'énergie en général.

### 4.7.1 Les réseaux en France

En France, comme en Europe, on distingue le réseau haute tension et le réseau de distribution.

Le réseau haute tension, qui est en général maillé, est géré par RTE (Réseau de transport d'électricité, filiale du groupe EDF). Il comporte 100. 000 km de lignes HT, dont 25% à 400 kV, 25% à 220 kV, 50% à 90 et 64 kV.

Le réseau de distribution est géré par ERDF (Electricité Réseau Distribution France, filiale à 100% d'EDF). Il comporte 635 000 km de lignes MT à 20 kV et 706 000 km de lignes BT avec 35 millions de raccordements.

L'importance économique des réseaux est considérable, comme le montre la décomposition du prix final de l'électricité :

- prix à la source : 40% ;
- transports RTE : 8% ;
- transports distribution ERDF : 25% ;
- taxes :
  - CTA : contribution tarifaire à l'acheminement, pour les retraites : 2%
  - CSPE : 4% (dont 50% pour les énergies renouvelables)
  - TCFE : taxe sur la consommation finale : 7%
  - TVA : 14%, dont 5% pour le transport et 19,6% pour la distribution (les abonnements sont assujettis à la TVA réduite).

Les réseaux représentent donc 33% du coût final pour le consommateur et beaucoup plus, environ 50%, si on y intègre les taxes associées.

#### **4.7.1.1 Le transport RTE**

Indépendamment de la création de nouvelles lignes internes (complément de maillage comme

pour l'approvisionnement de la Côte d'Azur, ou liaisons de nouvelles productions comme Flamanville) ou de renouvellement, la préoccupation principale en matière d'investissements sur les réseaux à haute tension concerne les interconnexions transfrontalières<sup>76</sup>.

D'ici 2030, passer de 10% de la capacité totale de production à 20% d'EnR implique une dépense d'investissement de l'ordre de 4 MM€. L'expérience montre qu'au-delà de 30% d'énergies aléatoires, il faudrait un taux d'interconnexions égal à celui de ces énergies ; le Danemark est à 100% !

De nouvelles technologies peuvent être mises en œuvre, dont le courant continu<sup>77</sup>, pour des raisons environnementales (franchissement des Pyrénées ou nouvelle liaison avec l'Angleterre, pour les jeux olympiques), mais à des coûts beaucoup plus élevés.

#### **4.7.1.2 La distribution et le stockage : ERDF**

Indépendamment des problèmes récurrents de cet immense réseau pour son entretien, sa mise aux normes, l'amélioration de sa fiabilité (moyenne dans le cadre européen), la gestion des pertes en lignes (ce seul poste représente 12% de son budget), les préoccupations récentes concernent la transition énergétique. Un million de raccordements ont déjà été effectués avec les productions ponctuelles du photovoltaïque et de l'éolien et 35 millions sont en préparation pour l'installation des compteurs Linky, pour un investissement minimum de 4,5 milliards d'euros à la charge des industriels. Ce sera la première initiative mondiale à cette échelle ; elle est la première étape nécessaire pour donner un sens à la notion de « *smart grids* », déjà installée à petite échelle dans divers pays, dont la France. Ils permettent une gestion offre-demande à la seconde près et donc une adaptation rapide aux situations nouvelles créées par l'importance grandissante des ressources aléatoires.

La gestion des excédents et déficits passe aussi par les stockages<sup>78</sup> : les STEP (station de transfert d'énergie par pompage : barrages actuels ou futurs, mais aussi par exemple stockage d'air comprimé ou de gaz dans de grandes cavités) sont des moyens de masse. Mais, il existe de nombreuses « idées » technologiques en cours de réflexion : stockages chimiques, hydrogène avec ou sans méthanisation, batteries d'automobiles électriques, grâce aux compteurs Linky...etc.

---

<sup>76</sup> Capacités actuelles d'interconnexions en Europe de l'Ouest (46 liaisons) : RFA : 4,6 GW ; Suisse : 4,3 ; Belgique et Pays-Bas : 3,8 ; Italie : 3 ; UK : 2 ; Espagne : 1,4.

<sup>77</sup> Les pertes en ligne représentent 7% de la production, dont 2% pour le réseau HT et 5% pour les réseaux MT et BT. Elles sont payées intégralement par ERDF. Les lignes à courant continu sont beaucoup moins gourmandes (3% sur 1000kms), mais nécessitent des onduleurs à chaque extrémité (pertes de 1% par onduleur) ; elles sont beaucoup plus chères en investissement, mais permettent une adaptation facile à des différences de fréquence.

<sup>78</sup> Voir paragraphe 2.3.3

### **4.7.1.3 Conclusion**

Pour illustrer l'intérêt d'une gestion améliorée, il suffit de rappeler que pour un prix moyen de production de l'ordre de 50 €/MWh, la plage de variation du prix du marché libre est extraordinairement étendue : ce prix peut être négatif (jusqu'à -500 €) et positif (jusqu'à + 300 € communément, voire 1000 € exceptionnellement quelques heures, le règlement européen tolérant jusqu'à 3000 € !).

Il est aussi nécessaire de dire que les ressources du RTE et d'ERDF sont réglementées par l'Etat au travers du TURPE, (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité). Ces tarifs sont proposés annuellement par la Commission de régulation de l'électricité (CRE). C'est un système assez général en Europe, l'Angleterre faisant exception.

### **4.7.2 Les coûts et les prix de production en France**

Les conditions de production et de distribution en France de l'électricité ont été profondément modifiées en 2010 par la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité), prise en application de directives européennes, qui ont notamment pour objectif l'ouverture à la concurrence des services de fourniture d'électricité<sup>79</sup>.

Les conditions de production et de distribution en France de l'électricité ont été profondément modifiées en 2010 par la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité), prise en application de directives européennes, qui ont notamment pour objectif l'ouverture à la concurrence des services de fourniture d'électricité<sup>80</sup>.

La loi fixe le partage de la « rente » nucléaire en droits d'accès et de prix de reprise à 42 €/MWh.

Elle sert aussi de base à la fixation des prix et conditions de rachat par les distributeurs (EDF et les entreprises locales de distribution, par l'intermédiaire de RTE et ERDF) des énergies renouvelables, qui ont été mentionnés précédemment, pour chacune des énergies concernées.

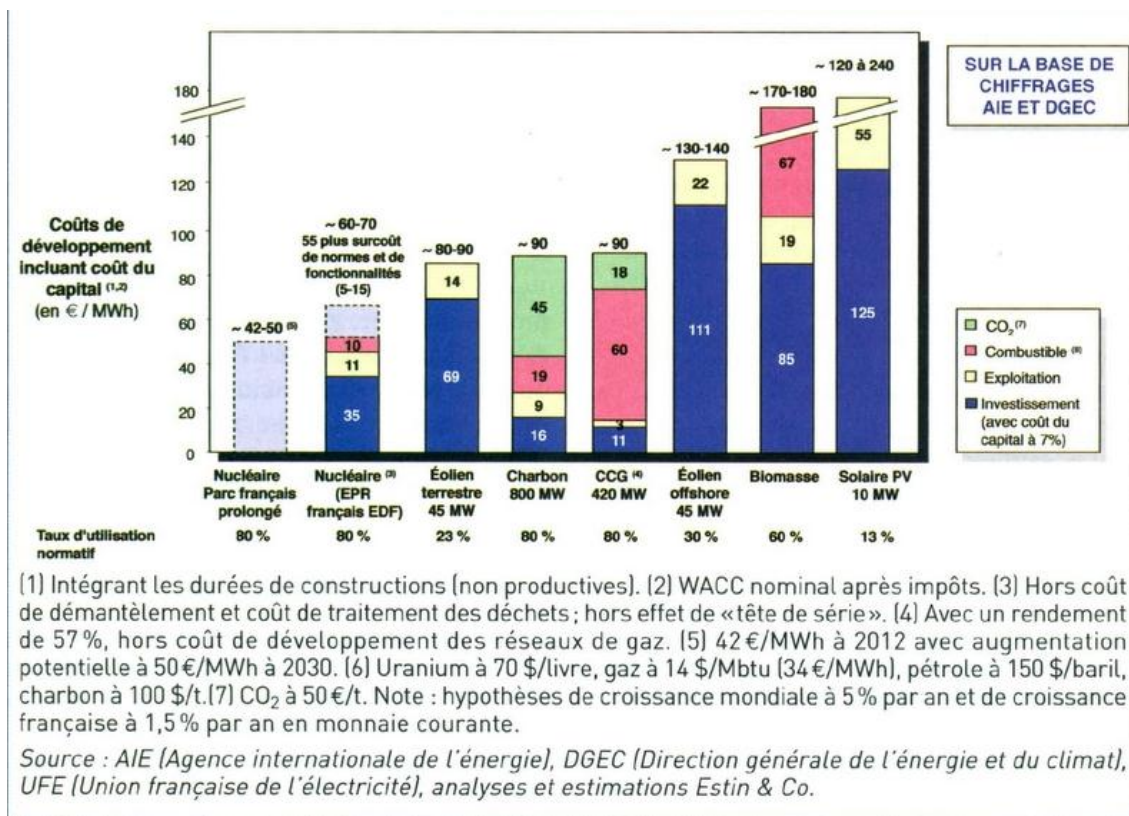
Le graphique ci-dessous<sup>81</sup> donne une estimation des coûts de développement des différentes filières de production d'électricité à l'horizon 2030.

---

<sup>79</sup> Les clients individuels représentent 86% du total pour 33% de consommation. Les 14% restants sont le fait de collectivités privées ou non. Peu de clients se sont engagés vers des prix non régulés et 6% seulement ont changé de fournisseur pour le moment.

<sup>80</sup> Les clients individuels représentent 86% du total pour 33% de consommation. Les 14% restants sont le fait de collectivités privées ou non. Peu de clients se sont engagés vers des prix non régulés et 6% seulement ont changé de fournisseur pour le moment.

<sup>81</sup> Source : revue de l'Ecole Polytechnique, octobre 2012



Il convient néanmoins de rappeler les nombreux paramètres susceptibles de faire varier le prix moyen de fourniture de l'électricité résultant du mix énergétique mis en œuvre :

- composition : nucléaire, vent, solaire, hydraulique, géothermie ont des coûts variables faibles, mais des investissements élevés. Quel que soit le coût du capital, différent selon les technologies et après stabilisation de la courbe d'expérience, ces coûts seront à l'abri de fluctuations importantes, dans les deux sens ; ils sont également à l'abri du surcoût lié aux émissions de CO<sub>2</sub> ;
- taux de charges : éolien et solaire ont des taux de charge faibles (en France, l'éolien terrestre a un taux de charge de 1900 h à pleine capacité équivalente ; ce taux est de 1400 en Allemagne), contre 6900 pour le nucléaire, qui peut faire mieux, et encore plus pour les autres énergies carbonées et la biomasse. L'aléatoire a un coût, non pris en compte, correspondant au renforcement des réseaux ou à la création de centrales de pointe, dont le taux de marche sera faible ; de même pour le nucléaire, l'incertitude demeure pour l'enfouissement des déchets et le coût de démantèlement, provisionné trop faiblement pour certains ;
- durée de vie et moyens de financement : choisir un coût d'actualisation identique est une façon de négliger la durée de vie : l'hydraulique peut durer 100 ans ; le nucléaire 60, les centrales classiques 30 à 40, l'éolien ou le photovoltaïque 20. Un taux de 5% pour les investissements de longue durée identique à celui des investissements lourds publics et de 10 pour les autres pourrait être plus cohérent. Les ressources nécessaires pour assurer la transition énergétique en France d'ici à 2030 sont estimées à 600 milliards d'euros dont 10 à 15% pour les réseaux ;

- futur technologique : il est prometteur pour le nucléaire à long terme en terme de déchets et de consommation de matière fissile (génération 4 des surgénérateurs); on peut espérer des progrès encore importants sur le photovoltaïque et la capture-stockage du CO<sub>2</sub>. Pour les autres, le progrès paraît aujourd'hui moins spectaculaire, hors peut-être la biomasse carburant de 2ème ou 3ème génération. L'avenir des ressources carbonées pourrait paraître sombre, tant pour leur impact écologique en CO<sub>2</sub> que pour leur prix généralement prévus en hausse. Cependant les technologies, tant pour le gaz que pour le pétrole, ont éloigné considérablement la crainte de pénurie, au point qu'il n'est pas exclu de voir une stagnation future et sans doute momentanée des prix, et même une réduction substantielle sur le gaz (cas des USA) ;
- capacité de production : aucune des nouvelles énergies n'apparaît comme une énergie de masse, même dans certains pays qui s'équipent pour avoir une capacité de production très importante ;
- écologie : point très important, à condition de rester intellectuellement objectif ; il y aura probablement des évolutions dans les deux sens ;
- indépendance énergétique : elle peut conduire à des décisions influençant fortement les prix. Le nucléaire a permis jusqu'à présent de la maintenir à un niveau raisonnable ;
- acceptabilité par l'opinion, qui devient aussi un élément majeur par son influence sur les décisions et sur les réalisations.

### ***4.7.3 Les prix et les coûts en Europe***

L'absence de politique européenne, voire de coordination s'explique par l'extrême diversité des situations. L'électricité est encore un marché national, voire régional, avec même des tendances individuelles. De nombreux facteurs agissent sur son coût et son prix : composition du mix électrique, coût du transport et de la distribution, réglementations nationales et taxes.

Nous extrayons ci-dessous des études de l'IFRI concernant le mix électrique, le coût de production et le coût d'acheminement, concernant les cinq plus gros producteurs européens auxquels nous ajoutons le Danemark et les Pays-Bas pour leurs originalités ; ces chiffres, publiés en 2011, sont basés sur des statistiques de mix de 2007.



Pays (densité démo)	Charbon- lignite	Gaz- fioul	Nucléaire	Hydro	EnR	Coût production (€/MWh)	Coût transport- distribution (€/MWh)	Coût total (€/MWh)	Part production
Allemagne (231)	43%	12%	22%	4%	11%	69	74	143	48%
France (100)	4%	4%	77%	11%	2%	49	43	92	53%
Royaume-Uni (249)	35%	43%	16%	2%	4%			125	
Italie (201)	14%	55%	0%	12%	17%	82	83	165	50%
Espagne (87)	24%	31%	18%	10%	20%	65	35	100	64%
Danemark (126)	51%	18%	0%	0%	28%	71	56	127	52%
Pays-Bas (392)	24%	58%	4%	0%	9%	87	53	140	62%

Quelques remarques :

- seul le Royaume-Uni est totalement dérégulé, y compris pour les réseaux de distribution ;
- la France a les coûts les plus faibles ; le coût de production, comprenant les marges commerciales des producteurs, n'est pas du simple au double, par exemple par rapport à l'Allemagne, comme le sont les prix (cf. tableau suivant) ;
- les coûts d'acheminement sont uniformément élevés par rapport aux coûts de production. Ils ne semblent pas corrélés à la densité démographique, la différence pouvant venir du pourcentage de lignes enterrées et aussi de la fiabilité du réseau<sup>82</sup> ;
- d'importantes évolutions ont eu lieu depuis 2007, dont l'annonce de fermetures de centrales nucléaires, la croissance des énergies renouvelables, mais aussi la création de nouvelles centrales à bases d'énergies carbonées et surtout la hausse sensible des prix des énergies carbonées. Pour la France une évolution plus lente a préservé et même amplifié les écarts de coûts, en grande partie grâce à une très faible part prise par les matières carbonées.

Les prix 2010, également publiés par l'IFRI, se définissent par rapport aux coûts (en réalité composante de prix à la production et de coûts d'acheminement) par addition des taxes de toute nature.

PAYS	Prix particuliers (€/MWh)	Dont taxes			Prix industriels (€/MWh)
		TVA	Autres taxes	Total	
Allemagne	244	19%	28%	47%	135
France	129	17% <sup>83</sup>	10%	27%	66 <sup>84</sup>
Royaume-Uni	145	5%	0%	5%	97
Italie	192	10%	19%	29%	137
Espagne	185	18%	4%	22%	125
Danemark	271	25%	36%	61%	195
Pays-Bas	170	19%	10%	29%	120

Quelques remarques :

<sup>82</sup> Le classement par fiabilité décroissante, exprimée en heures de coupures sur l'année, serait le suivant : Allemagne, Danemark, Italie, France, Royaume-Uni, Espagne

<sup>83</sup> Compte tenu du taux réduit sur l'abonnement

<sup>84</sup> Ce chiffre ne prend pas en compte les importantes exemptions de taxes spécifiques sur l'énergie dont bénéficient les industries allemandes « électro-intensives », dont le total dépasse 10 MME par an et qui ramènent leur coût réel d'approvisionnement électrique entre 35 et 37 €/MWh, alors qu'il est de 48,9 €/MWh pour leurs concurrents français.

- les prix français deviennent la moitié des prix allemands grâce aux coûts d'acheminement et des taxes, tant pour les particuliers que pour les entreprises ; le Danemark amplifie ses distances par l'importance des taxes, alors que le Royaume-Uni les réduit.
- il existe bien d'autres publications que celles de l'IFRI, dont Eurostat ou autres organismes publics ou privés et sans doute des équivalents européens. Mais, ils ne prennent pas tous les mêmes références ; par exemple, certains prennent des prix moyens entre les différentes périodes tarifaires et bien d'autres, sans compter les évolutions permanentes de tous ordres. Ces publications, lorsqu'elles ne sont pas celles de lobbys partisans donnent des indications comparatives à peu près semblables.

Ainsi, les facteurs d'influence évoqués pour la France sont les mêmes pour les pays européens, à la pondération près liée à la structure du mix énergétique. Il semble néanmoins que les pays qui ont abandonné plus ou moins brusquement l'énergie nucléaire (Espagne, Italie, Allemagne) et ceux qui n'en ont pas (Danemark, Pays-Bas) resteront des pays à électricité chère et se heurteront quand même à des acceptabilités difficiles, non seulement de type écologique (en Allemagne, actuellement pour des lignes à haute tension pour alimenter le Sud à partir du Nord, et ce n'est pas le seul exemple), mais aussi économiques, car liées à la prise de conscience de l'augmentation importante des prix, annoncée à peu près partout.

#### ***4.7.4 Les effets de la transition énergétique sur le système électrique***

C'est sur le système de production et de distribution électrique que l'introduction significative d'EnR a le plus d'effet car une bonne partie de ces énergies sont transformées et distribuées sous forme d'électricité<sup>85</sup>.

L'ampleur de ces effets tient, comme il a été dit précédemment, au caractère intermittent et aléatoire des énergies renouvelables et aux difficultés de stockage massif d'énergie électrique.

Trois éléments méritent d'être particulièrement retenus :

- le développement des EnR fait apparaître des lieux de production nouveaux, pas nécessairement proches des lieux de consommation, et conduit à des besoins d'extension des réseaux, principalement à haute tension<sup>86</sup> ;
- il est nécessaire de disposer de capacités de production d'appoint pouvant être très rapidement opérationnelles pour satisfaire la demande dans les périodes où les EnR ne produisent pas : une étude RTE estime qu'il faut installer une centrale à gaz à cycle combiné (CCGT) de 1000 MW, qui n'aura qu'une durée moyenne annuelle de fonctionnement faible, pour chaque tranche de 3000 MW d'EnR mise en service ;

---

<sup>85</sup> *La croissance des EnR thermiques est du même ordre de grandeur, mais elles sont consommées près du site de production et ne présentent pas les mêmes difficultés d'intermittence*

<sup>86</sup> *L'Allemagne est confrontée à cette situation pour relier les champs d'éoliennes du Nord et les zones de consommation du Sud comme la Bavière*

- le prix moyen de l'électricité produite dans un pays est très dépendant de la structure du mix énergétique de production, les différentes filières de production d'électricité ayant, comme le montrent les chiffres rassemblés au-dessus, des coûts unitaires très différents.

## 4.8 CHALEUR ET FROID (RESEAUX DE CHALEUR, COGENERATION...)

La chaleur et le froid se différencient par le niveau de température (et souvent aussi par le mode de production et les usages) mais sont de même nature : l'énergie thermique. Dans la suite, par commodité, le terme « chaleur » sera utilisé en substitution de celui d'« énergie thermique » et couvrira donc également le froid.

La chaleur peut assurer trois fonctions : énergie secondaire (par exemple, celle produite dans une centrale de réseau de chaleur, une usine d'incinération de déchets ou une cogénération), énergie finale (par exemple celle livrée par un réseau de chaleur aux sites de consommation raccordés) et énergie utile (par exemple, celle émise pour chauffer des locaux ou cuire des aliments). Il en résulte une perception plus complexe et moins physique qu'un litre d'essence ou un mètre cube de gaz.

**La chaleur représente entre 50 et 60 % de l'énergie utile globale consommée**, aux niveaux mondial, européen et français, pour des usages tels que le chauffage (ou la climatisation) de locaux ou d'eau, la cuisson des aliments et les nombreux process industriels recourant à la vapeur. Ce poids très important de la chaleur dans les usages énergétiques n'est pas toujours perçu, car le plus souvent le consommateur final achète une autre énergie (énergie finale : fioul, gaz, électricité, etc.) qui est transformée en chaleur sur son site. C'est alors sur le prix de cette énergie finale que son attention se porte. Encore convient-il, à l'occasion de comparaisons, de bien distinguer la chaleur achetée, directement utile, et l'énergie finale achetée et transformée en chaleur utile (avec tous les coûts associés à cette transformation, supportés par ailleurs par le consommateur final - et partiellement par le bailleur, le cas échéant).

### 4.8.1 *Ressources et technologies pour la fourniture de chaleur*

Seule sera traitée dans ce chapitre la fourniture de chaleur « énergie finale », faisant l'objet d'une facturation, avec un coût pour le fournisseur et un prix payé par le consommateur final.

- un **réseau de chaleur** transporte et distribue de la chaleur, sous forme d'eau, d'eau surchauffée ou de vapeur. Cette chaleur est livrée à différents immeubles raccordés (habitations, bureaux, hôpitaux, autres bâtiments tertiaires et parfois sites industriels). L'opérateur du réseau de chaleur produit en général celle-ci dans un ou plusieurs sites de production utilisant diverses énergies. Il s'agit d'un **système énergétique local**, avec une distance, entre le site de production de chaleur et les immeubles raccordés, de moins de 10 km le plus souvent. Il existe aussi des mini-réseaux de chaleur desservant quelques immeubles dans un rayon de 100 m.

- La puissance d'un réseau de chaleur est comprise le plus souvent entre quelques MW et quelques centaines de MW, mais il en existe de moins de un MW et d'autres plusieurs milliers de MW. Les installations de production, transport et distribution appartiennent et ont été financées par des personnes généralement distinctes des propriétaires des immeubles raccordés.
- un opérateur investit dans un **équipement de production de chaleur dédié à un client unique** voisin qui achète toute la chaleur produite. Cet équipement est souvent une **cogénération gaz ou biomasse** produisant également de l'électricité, vendue par ailleurs, ou, parfois, une installation d'incinération de déchets.

La puissance de ces installations varie de 1 à 100 MW thermiques, sauf exception.

Les ressources énergétiques pour les réseaux de chaleur sont extrêmement variées : énergies fossiles (historiquement, les énergies « difficiles », comme charbon et fioul lourd, étaient très majoritaires, car leur coût était relativement bas, mais elles requerraient des installations complexes à exploiter et adaptées à des chaudières de forte puissance), mais aussi, en part croissante, de nombreuses énergies renouvelables (géothermie basse température et bois-énergie, principalement) ou de récupération (incinération de déchets, chaleurs industrielles, gaz de mine,...). La valorisation à travers un réseau de chaleur est souvent une obligation pour de nombreuses énergies entrantes, en raison de la puissance des équipements ou des contraintes de protection de l'environnement. La plupart des réseaux de chaleur sont multi-énergies, apportant les différents avantages de la flexibilité énergétique au niveau économique : adaptation du mix énergétique en fonction du coût des énergies entrantes, utilisation en base ou en pointe de certaines énergies, etc... Le **mix énergétique** moyen des réseaux de chaleur français comprend en 2011 36 % d'énergies renouvelables ou de récupération et 21 % de chaleur issue de cogénérations gaz.

Les réseaux de froid utilisent le plus souvent des groupes de production frigorifique, fonctionnant à l'électricité. Il existe aussi des machines à absorption, fonctionnant au gaz ou à la vapeur.

Ces installations (réseaux de chaleur ou de froid, cogénérations), se caractérisent très généralement par un recours important à des technologies performantes et donc par une meilleure efficacité énergétique que des équipements de petite taille.

## 4.8.2 Contraintes et conditions de déploiement

Les coûts d'investissements par MW installé (ou par MWh livré) des réseaux de chaleur sont souvent beaucoup plus élevés que les équipements équivalents, de type chaufferie d'immeubles (investissements de production plus coûteux, sauf pour les chaudières gaz, et réseaux). Cet investissement capitalistique se justifie économiquement par l'utilisation d'énergies « vertueuses ou difficiles » et compétitives par rapport aux énergies utilisables aisément en chaufferie d'immeuble. Le poids des investissements et la prise en compte des externalités positives, notamment énergétiques et environnementales, peuvent conduire les Pouvoirs publics à apporter un soutien à ces investissements. C'est le cas depuis quelques années en France, les réseaux « vertueux » (+ 50 % d'énergie renouvelable ou de récupération) bénéficiant de soutien au développement (Fonds chaleur renouvelable) et d'une TVA à taux réduit pour les consommateurs. Il en résulte effectivement un développement récent des réseaux, alors qu'entre 1985 et 2005, sans soutien public, ils avaient pratiquement stagné.

Les réseaux de chaleur desservent en France environ 4 % des habitations, pour une moyenne d'environ 20 % en Europe. Une étude de 2012 effectuée dans le cadre du Schéma régional climat air énergie (SRCAE) d'Ile-de-France a mis en évidence un potentiel de doublement ou triplement des réseaux de chaleur d'ici 2030 dans des conditions économiques acceptables.

Les cogénérations se sont déployées principalement entre 1997 et 2001, grâce au dispositif des contrats d'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite. Depuis quelques années, l'arrivée à échéance de ces contrats se traduit par l'arrêt de nombreuses cogénérations, qui ne trouvent pas sur le marché libre de l'électricité des conditions économiques leur permettant de fonctionner.

## 4.8.3 Coût de la chaleur

Le coût de la chaleur fournie dans les deux formes opérationnelles définies précédemment. comprend les éléments suivants :

- l'approvisionnement en combustibles ou énergies (poste essentiel des coûts, mais très variable selon le mix de production), la conduite, le pilotage et la maintenance des installations de production, de transport et de livraison de la chaleur),
- le renouvellement des équipements, l'amortissement et les charges financières résultant des investissements, les taxes diverses, l'achat éventuel de quotas CO2 (système européen ETS), les frais généraux et la marge de l'opérateur. Ce coût peut être minoré, le cas échéant, grâce aux aides publiques reçues pour certains investissements vertueux (Fonds chaleur renouvelable géré par l'ADEME, par exemple) ou à d'autres produits (vente d'électricité, pour les cogénérations qui bénéficient souvent en Europe de dispositifs de soutien-obligation d'achat, etc.). Il en résulte **une grande variété dans les coûts de chaleur, ainsi que dans la répartition entre coûts fixes et coûts variables**. La chaleur renouvelable se caractérise généralement par des investissements beaucoup plus élevés, pesant sur la part fixe, et des coûts variables sensiblement plus bas que les énergies fossiles courantes.

A titre d'illustration, pour assurer le chauffage de 2000 logements, une chaufferie bois coûte environ 5 M€, une installation de géothermie profonde 7 à 11 M€, à comparer avec une chaufferie gaz de 1,2 M€.

#### **4.8.4 Prix de la chaleur**

Les **réseaux de chaleur** sont dans un cadre contractuel spécifique, notamment dans le cas le plus courant de la délégation de service public par une collectivité territoriale. Une mise en concurrence est mise en œuvre à l'origine d'une opération ou à l'échéance du contrat, d'où ressort le prix du service public de la chaleur. Ce prix de la chaleur s'applique à tous les clients qui bénéficient du service (immeubles raccordés au réseau).

Dans le cas des **fournitures de chaleur à un client unique** par un opérateur, les conditions techniques, juridiques et financières de cette fourniture sont négociées entre les parties, le plus souvent à l'issue d'une mise en concurrence. Le prix de la chaleur accepté par le client est en relation avec l'analyse des coûts de revient qu'il supporterait si lui-même produisait la chaleur (en situation de référence actuelle ou en assumant seul l'ensemble du projet). D'autres facteurs de choix interviennent, comme les compétences nécessaires, le partage des risques, le financement ou d'autres engagements contractuels (durée, etc.).

Dans les deux cas, le **prix de la chaleur** comprend une **part variable**, proportionnelle à la quantité de chaleur fournie ( $x$  €/MWh), et un ou plusieurs termes fixes reflétant les charges fixes de l'opérateur (**part fixe** appelée couramment « abonnement » pour les réseaux de chaleur, le plus souvent avec un prix unitaire de  $y$  €/kW, chaque immeuble raccordé étant caractérisé par sa « puissance souscrite »). Le contrat définit les conditions de variation des prix dans la durée, en fonction de certains indices ou tarifs (prix de chaque énergie utilisée, salaire, etc.).

Cette forme binomiale du prix de la chaleur (similaire à la tarification de l'électricité et du gaz) peut être traduite, dans un but d'analyse globale, en un **prix de vente moyen de la chaleur**, égal à la facture annuelle de la chaleur divisée par la quantité de chaleur livrée.

A la différence de l'électricité et du gaz où il existe encore à ce jour des tarifs réglementés avec péréquation nationale (prix identiques ou très proches sur l'ensemble du territoire y compris territoires outre-mer), le prix de la chaleur est défini dans chaque contrat, d'où des écarts qui peuvent être importants entre les réseaux, en fonction des éléments de coût spécifiques de chacun.

Pour le secteur des **réseaux de chaleur**, il existe une enquête annuelle de branche, conduite par le SNCU<sup>87</sup>, sous l'égide du ministère en charge de l'énergie. Cette enquête permet une analyse du prix de vente de la chaleur qui est effectuée par AMORCE<sup>88</sup>.

Le graphique ci-dessous met en évidence la relative stabilité du prix moyen de la chaleur depuis 2007. Il est en 2010 : 59 € HTVA/MWh ou 66 € TTC en moyenne, mais 52 € HTVA/MWh ou 55 € TTC pour les réseaux utilisant au moins 50 % d'énergies renouvelables et de récupération.

---

<sup>87</sup> *Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine, regroupant les opérateurs de réseaux de chaleur et de froid*

<sup>88</sup> *AMORCE est une association de collectivités territoriales et de professionnels actifs dans la gestion territoriale de l'énergie, des réseaux de chaleur et des déchets.*

Pour le secteur des **réseaux de chaleur**, il existe une enquête annuelle de branche, conduite par le SNCU<sup>89</sup>, sous l'égide du ministère en charge de l'énergie. Cette enquête permet une analyse du prix de vente de la chaleur qui est effectuée par AMORCE<sup>90</sup>. Le graphique ci-dessous met en évidence la relative stabilité du prix moyen de la chaleur depuis 2007. Il est en 2010 : 59 € HTVA/MWh ou 66 € TTC en moyenne, mais 52 € HTVA/MWh ou 55 € TTC pour les réseaux utilisant au moins 50 % d'énergies renouvelables et de récupération.



#### **4.8.5 L'évolution future des coûts et des prix**

Cette évolution sera très différenciée selon le poids de la part fixe d'une part, des énergies utilisées pour la production de chaleur d'autre part. Les réseaux faisant le plus appel à des énergies renouvelables (en particulier celles très peu chères en part proportionnelle, comme la géothermie ou la récupération de chaleur fatale ; à un moindre degré la biomasse-énergie), avec des parts fixes importantes (liées aux lourds investissements) devraient connaître les prix les plus stables, en étant très peu sensibles aux évolutions des marchés mondiaux des énergies fossiles et du taux de change entre l'euro et le dollar.

## **4.9 HYDROGENE**

### **4.9.1 Les usages, le stockage et la distribution**

L'hydrogène a deux **utilisations** :

- la chimie : 99% de l'utilisation actuelle de l'hydrogène, dans le raffinage de produits pétroliers (51%), la fabrication d'ammoniac, essentiellement pour les engrais (34%) et d'autres applications chimiques (15%) :

<sup>89</sup> *Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine, regroupant les opérateurs de réseaux de chaleur et de froid*

<sup>90</sup> *AMORCE est une association de collectivités territoriales et de professionnels actifs dans la gestion territoriale de l'énergie, des réseaux de chaleur et des déchets.*



- la production d'énergie : 1% de l'hydrogène, surtout dans les moteurs cryogéniques des troisièmes étages de fusées spatiales, plus une faible quantité pour des piles à combustible (PAC).

L'essor de la PAC a été bloqué par son coût, principalement ceux de l'électrolyte en polymère et du platine. Ce métal rare pourrait être un obstacle rédhibitoire au développement du véhicule à PAC : si l'on devait équiper toutes les nouvelles voitures de PAC dans la technologie qui a prévalu jusqu'à présent, il faudrait multiplier par 15 la production mondiale de platine.

Mais l'hydrogène jouit depuis quelques années d'un regain d'intérêt, qui s'est traduit par une intensification des recherches dans le monde entier, sur la PAC principalement. En France le CEA s'est massivement impliqué dans cette recherche, avec des résultats tangibles aujourd'hui. Le coût du platine dans la PAC est d'ores et déjà divisé par un facteur 8, avec des développements en cours, notamment en nanotechnologies, qui permettraient de gagner encore un facteur 10, à condition de pouvoir financer l'industrialisation de ces nouvelles techniques.

Il est vrai que pour la motorisation par hydrogène, il existe aussi une autre solution éprouvée cette fois, le moteur à explosion, solution compétitive avec le moteur à hydrocarbures. Cependant, la PAC (éventuellement couplée à une petite batterie au lithium) représenterait une solution bien plus séduisante, par son silence et sa souplesse, une vraie rupture « propre », qui serait un argument commercial fort, tout en ne changeant rien aux habitudes d'utilisation des véhicules actuels (plein en 3 minutes en self-service tous les 600 km). Aujourd'hui, le développement de la PAC est proche des exigences de son cahier des charges (notamment sur le plan du coût), et les études se poursuivent.

La meilleure solution pour le **stockage** de l'hydrogène paraît être le réservoir en fibre de carbone avec liner en composite. Une étude financée par l'Europe (« Stor Hy ») a permis de développer une solution ayant satisfait aux spécifications du cahier des charges : un réservoir de 150 litres sous 700 bar (équivalent à 40 litres d'essence), coûtant actuellement 1000 €, avec un objectif de 300 € pour 2015.

Finalement, l'une des difficultés du développement du véhicule à hydrogène en France reste d'obtenir que l'un au moins de nos deux constructeurs nationaux (Renault et PSA) lance un programme dans ce sens.

Les faibles utilisations de l'hydrogène ne justifient pas la création d'un réseau national spécifique de **distribution**. Un petit réseau existe en France, exploité par Air Liquide, mesurant 240 km de long et desservant 14 usines (pétrochimie et chimie) au Nord de la France, en Belgique et dans la Ruhr, livrant 250 MNm<sup>3</sup>/an de H<sub>2</sub> (équivalent de 0,1% du pétrole importé en France annuellement). L'hydrogène, qui peut être mélangé jusqu'à 25% avec du gaz naturel (formant un gaz baptisé « hythane ») pourrait dans ce cas utiliser le réseau GDF qui dessert 77% des foyers français. On ne peut y injecter de l'hydrogène pur, qui réagirait avec les tuyauteries existantes, les rendant cassantes par hydruration (on peut noter que le « gaz de ville », en service jusque dans les années 60, contenait de l'hydrogène et de l'oxyde de carbone, par moitiés). Les besoins isolés d'hydrogène sont satisfaits avec des livraisons par camion d'hydrogène liquéfié, ce qui double le coût de distribution par rapport au gaz naturel.

## 4.9.2 La production

Compte tenu de ces volumes réduits, on ne peut parler d'un prix de marché de l'hydrogène. On s'intéressera donc plutôt à son coût de production.

### 4.9.2.1 La production d'hydrogène à partir de gaz naturel

L'hydrogène est actuellement produit en grande majorité à partir du gaz naturel. Deux modes de production sont possibles :

- le vaporeformage : il consiste à transformer les charges légères d'hydrocarbures en gaz de synthèse (mélange H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et H<sub>2</sub>O) par réaction avec de la vapeur d'eau sur un catalyseur au nickel. Cette transformation a lieu à haute température (840 à 920°C) et à pression modérée (de l'ordre de 20 à 30 bar). L'hydrogène est ensuite séparé des autres gaz et purifié.
- l'oxydation partielle : ce procédé, moins utilisé que le vaporeformage, est à base de charges lourdes (fioul lourd, goudrons...). A haute température (de 900 à 1500°C) et à pression plus élevée (20 à 60 bar), en présence d'oxygène en tant qu'oxydant et d'un modérateur de température (la vapeur d'eau), l'oxydation partielle des hydrocarbures conduit, à l'instar du vaporeformage, à la production de gaz de synthèse.

Le coût de production du vaporeformage est de 6,9 c€/kWh pour 2011. Il est proportionnel au prix du gaz naturel.

### 4.9.2.2 La production d'hydrogène par électrolyse

Deux grands procédés dominent le marché :

- l'électrolyse bipolaire alcaline (électrolyse traditionnelle avec des électrodes ayant une polarité différente sur chaque face) est de loin la plus utilisée. Son rendement actuel est de 63% (un rendement de 70% est prévu dans quelques années pour de grosses unités) ;
- un autre procédé, dit PEM (Proton Exchange Membrane) réalise la réaction inverse de la PAC, avec les mêmes inconvénients de coût donc. Il a un meilleur rendement que l'électrolyse bipolaire et permet de produire sous pression.

Le coût de production de l'hydrogène en électrolyse bipolaire dépend surtout du coût de l'électricité. Il est de 8,5 c€/kWh au tarif vert EDF (tarif MT et HT), supérieur de 23% à celui de la production à partir du gaz naturel.

Le coût du pétrole ayant augmenté (+15% par an entre 2006 et 2011), comment se situe-t-il aujourd'hui par rapport à celui de l'hydrogène carburant ?

Voici la comparaison hydrogène-pétrole sur l'équivalent hydrogène de 1 litre d'essence, soit 3107 litres d'hydrogène :

- 1 litre essence = 3107 litres H <sub>2</sub>	8,67 kWh théoriques
- Rendement 62,7 %	13,67 kWh
- Compression à 700 bar 10%	15,04 kWh
- Tarif vert EDF moyen: 0,042 €/kWh	0,63 €/l
- Amortissement électrolyseur et station	0,11 €/l
- Total Hors Taxes	0,74 €/l soit 8,5 c€/kWh
- TVA	0,12 €/l
- TIPP	0,61 €/l

Cahier n° 11 d'IESF

Transition énergétique - un regard complet sur les coûts, les performances,  
la flexibilité et les prix des énergies

- Marge 0,08 €/l
- Total TTC **1,55 €/l**

L'hydrogène produit par électrolyse est donc déjà à un prix voisin des carburants issus du pétrole. Il reste à trouver un moyen de le distribuer.

Une solution simple et bien moins coûteuse qu'un réseau d'hydrogène spécialisé serait d'équiper d'électrolyseurs les stations-services, des électrolyseurs domestiques ainsi que de petits électrolyseurs embarqués pouvant jouer un rôle d'appoint.

Mais il s'agit d'un important changement de métier impliquant des investissements importants et de la formation des personnels.

Dans tous les cas, un renforcement de la production et du transport de l'électricité sera nécessaire en cas de remplacement significatif des carburants pétroliers par de l'hydrogène.

## 5 SYNTHÈSE DES ÉLÉMENTS DE COÛTS ET DE PRIX

L'ensemble des coûts et des prix mentionnés dans les chapitres précédents sont rassemblés dans le tableau qui fait l'objet de l'annexe

A partir des chiffres précédents, il est possible d'établir des **fourchettes de coûts et de prix des différentes énergies, exprimées dans une même unité (€/MWh) hors TVA<sup>91</sup>**, qui figurent dans le tableau qui suit.

	Nature <sup>92</sup>	€HTVA/MWh	Commentaire
<b>1. CHARBON</b>			
Prix de vente	P	8 - 19	qualité 6500 kcal/kg et moins de 1% de soufre
<b>2. PÉTROLE</b>			
Coût total pétrole brut	C	45 - 75	
Coût total produits raffinés avant fiscalité spécifique	C	53 - 82	
Fiscalité spécifique -Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) -essence -gazole - fioul domestique	C	58 44 5	il faut rajouter la TVA qui s'applique au prix des produits, TICPE incluse  pour le chauffage
Coût total -essence -gazole - fioul domestique		111 - 140 97 - 126 58 - 87	
<b>3. GAZ</b>			
Prix à l'importation	P	24,5 - 33,3	
Fiscalité spécifique		1,32	

<sup>91</sup> La TVA applicable est le taux normal de 19,6%, sauf pour l'abonnement électrique

<sup>92</sup> P : prix ; C : coût

	Nature <sup>92</sup>	€HTVA/MWh	Commentaire
Prix de vente		52 -70	particuliers - industriels
4. BOIS			
Stères de bûche	P	42	livré
Bois pour chaufferies	P	12 -22	livré sur site, dont 4 €/MWh de transport
5. BIOGAZ DE METHANISATION			
Pris de production énergie primaire biogaz	C	25 - 50	
Prix de rachat - biogaz - électricité	P	72 - 139 112 -200	
6. BIOCARBURANTS			
Coût de production - éthanol pour les essences - ester méthylique d'huile végétale (EMHV) pour les gazoles	C	77 - 92 70 - 90	
Fiscalité spécifique (TICPE) - éthanol pour les essences - ester méthylique d'huile végétale (EMHV) pour les gazoles		47 36	
Prix total - éthanol pour les essences - ester méthylique d'huile végétale (EMHV) pour les gazoles		124 - 139 106 - 126	
7. SOLAIRE THERMIQUE			
Coût de production	C	170 - 400	dans le sud

	Nature <sup>92</sup>	€HTVA/MWh	Commentaire
		270 - 600	dans le nord
<b>8. NUCLEAIRE</b>			
Coût courant économique <sup>93</sup>	C	49,5	
Dépense complémentaire de sureté d'ici 2025 <sup>94</sup>	C	5	
<b>9. HYDRAULIQUE</b>			
Prix de rachat	P	61,2 - 79	
<b>10. EOLIEN TERRESTRE</b>			
Eolien terrestre : coût de production <sup>95</sup>	C	74-94	Variable selon la durée d'exploitation en équivalent pleine puissance
Eolien terrestre : prix de rachat	P	82	
<b>11. ENERGIES MARINES RENOUVELABLES</b>			
Eolien en mer :			
- coût estimé de production <sup>96</sup>	C	160 - 200	pour une exploitation en équivalent pleine puissance de 3000 heures et selon caractéristiques du site
- prix de rachat	P	225	valeur moyenne à l'issue du premier appel d'offre
Energie marémotrice : prix de rachat	P	150	
<b>12. ELECTRICITE PHOTOVOLTAIQUE</b>			
Coût de production	C	212	dont 152 €/MWh d'amortissement
Prix de rachat	P	102,4 - 341,5	
<b>13. ELECTRICITE GEOTHERMALE</b>			
Coût de production	C	85	aux USA, amortissement compris

<sup>93</sup> Tenant compte, non de l'amortissement, mais de la rémunération du capital sur période longue (inflation comprise) avec des échéances annuelles constantes sur la durée de vie du parc depuis ses origines

<sup>94</sup> Hors stockage des déchets et démantèlement

<sup>95</sup> Hors coût d'intermittence

<sup>96</sup> Hors coût d'intermittence

	Nature <sup>92</sup>	€HTVA/MWh	Commentaire
Prix de rachat	P	200 130	en France métropolitaine Outre-mer
14. SYNTHÈSE SUR L'ÉLECTRICITÉ			
Coûts moyens en France	C		
- production		49	(Allemagne : 69)
- distribution		43	(Allemagne : 74)
- total		92	(Allemagne : 143)
Prix moyens en France	P		
- industriels		66	
- particuliers		113	
Coût de stockage	C	100 - 150	STEP
15. CHALEUR			
Prix de vente	P	52 - 59	
16. HYDROGÈNE			
Production	C	69 - 92	

## 6 CONCLUSIONS

L'objectif principal de la transition énergétique est évidemment la diminution des émissions de gaz à effets de serre, tant en ce qui concerne la production de ces énergies que leur consommation par l'industrie et les ménages.

Cet objectif doit être atteint en respectant diverses contraintes. La première est d'ordre économique ; elle est **d'accroître, et au minimum préserver, la compétitivité de l'industrie française et de maintenir le pouvoir d'achat des ménages**. Le coût du bouquet énergétique final et des diverses étapes intermédiaires est fondamental. Il doit être parfaitement maîtrisé et tenir compte de tous les investissements, y compris ceux qui concernent les réseaux de distribution. Cela veut dire qu'il faut impérativement **évaluer avec précision et en permanence les effets économiques, sociaux et environnementaux des politiques** de transition sur les prix des énergies pour pouvoir éventuellement adapter la composition du bouquet à la volatilité des prix mondiaux des énergies primaires. L'exemple allemand de la hausse vertigineuse du prix de l'électricité mérite d'être médité.

De ce même point de vue, il faut d'abord **privilégier les économies d'énergie ainsi que les améliorations d'efficacité énergétique** dont les coûts ramenés à la tep évitée sont souvent plus faibles que ceux de développement de production d'énergies supplémentaires. On peut citer les modernisations d'équipements thermiques des logements et certaines isolations immédiatement rentables, ainsi qu'en matière de transport, le développement des « modes doux » en zone urbaine ou du covoiturage.

La deuxième contrainte a pour objet de préserver, voire **d'accroître l'indépendance énergétique de la France**, pays particulièrement pauvre en énergie primaire. Les marges de manœuvre sont faibles, mais existent, en particulier en diversifiant les provenances des énergies et en privilégiant celles dont la valeur ajoutée est forte en France, par exemple le bois, la biomasse, la géothermie, et le nucléaire pour lequel notre pays dispose d'atouts reconnus, ainsi que les productions décentralisées, sous réserve que celles-ci ne soient pas totalement dépendantes d'industries étrangères.

Une troisième contrainte consiste à ce que la politique de transition énergétique de la France s'intègre dans une **politique plus générale au niveau européen**, notamment en matière d'harmonisation progressive de la fiscalité spécifique de l'énergie entre pays membres et de développement de réseaux. La commission européenne s'est donné cet objectif ambitieux. Il ne peut être atteint que par étapes avec une vision d'avenir. La France doit jouer un rôle moteur en soutenant fermement cette démarche, même s'il s'agit d'un objectif à long terme ; l'énergie constitue un élément important en matière de compétitivité industrielle et c'est l'intérêt de notre pays de réduire les distorsions qui existent entre pays européens.

Enfin, une dernière contrainte concerne les **industries françaises du domaine de l'énergie**, souvent mondialement réputées, qu'il faut placer dans un cadre propice à leur adaptation à la nouvelle donne énergétique française et mondiale. Il faut en particulier leur permettre de développer leurs efforts de recherche et d'innovation et d'investir dans des technologies plus avancées que celles qui existent aujourd'hui pour toutes les filières d'énergies décarbonées, y compris la filière nucléaire (réacteurs de quatrième génération et, à un horizon plus lointain, fusion).



# ANNEXES

## ANNEXE 1 : EFFETS DES ENERGIES RENOUVELABLES : LA SITUATION EN ALLEMAGNE<sup>97</sup>

La situation de l'Allemagne est intéressante, car elle donne un éclairage sur ce que pourrait être la situation française avec le développement des énergies renouvelables et la diminution programmée de l'énergie nucléaire.

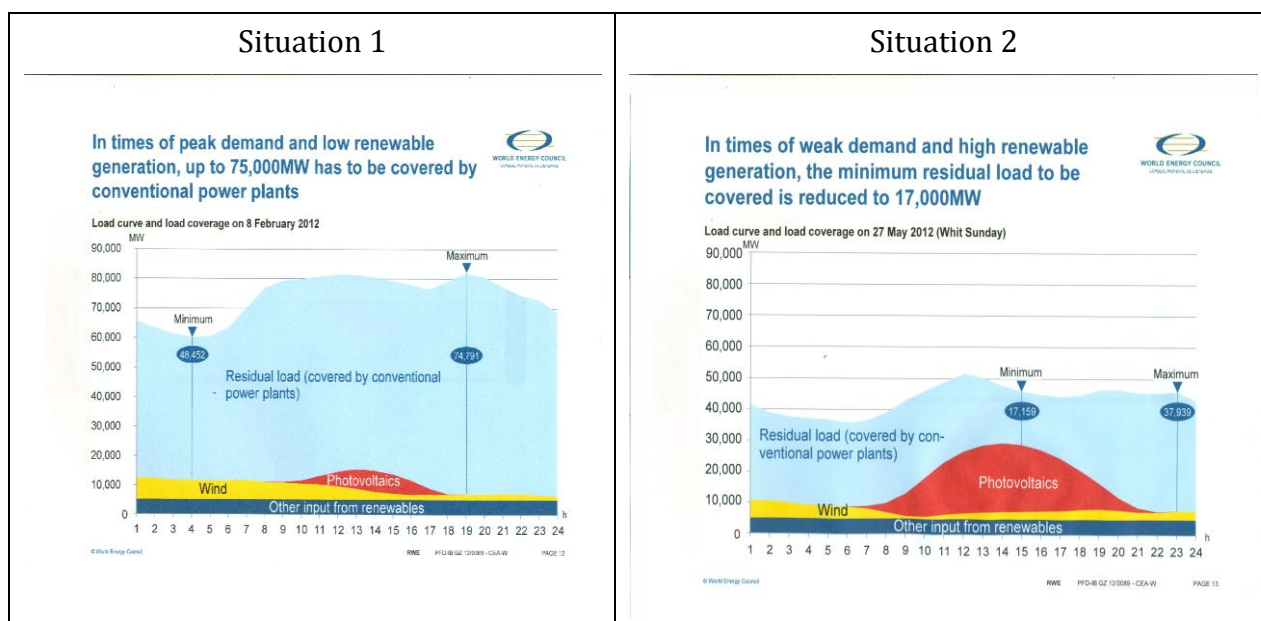
En 2011, la production allemande a atteint 612 TWh, à raison de 25% lignite, 20% EnR, 19% charbon, 18% nucléaire, 14% gaz et 4% autres.

La puissance d'EnR (éolien et photovoltaïque) installée en 2012 est passée d'environ 50 GW en début d'année à un peu moins de 60 en milieu d'année. Sur la même période la puissance minimale fournie n'a été que de 356 MW le 25 janvier, alors que le maximum a atteint 29,2 GW le 6 juin (50% d'éolien et 50% de photovoltaïque), ce qui illustre bien le caractère fluctuant des EnR.

Les 2 courbes ci-dessous présentent deux situations réelles extrêmes :

- pour la première, demande de pointe et faible production des EnR ;
- pour la seconde, demande basse, environ moitié de la précédente, et forte production des EnR.

Dans les deux cas, est mise en évidence l'importance de la puissance d'électricité « classique » appelée pour faire face à la demande et de sa variation entre le maximum de 75 GW et le minimum de 17.



La part des EnR dans le mix électricité (en puissance) a cru de 6,6% en 2000 à 24% en 2012, ce qui a conduit à augmenter le montant des aides de 0,9 MM€ en 2000 à 14,1 en 2012, soit au total 65 MM€ sur la période à la charge des consommateurs, ou encore 5,27 c€/kWh.

<sup>97</sup> Les éléments qui suivent sont issus des présentations faites par les représentants des sociétés E.ON et RWE au colloque WEC - CFE des 29 et 30 novembre 2012

A l'horizon 2030, la production d'électricité prévue s'élèverait à 469 TWh, soit un gain d'efficacité énergétique de 23% par rapport à 2011. Cette production se ferait à raison de 55% en EnR, 22% gaz, 18% lignite et charbon et 5% autres (0 pour le nucléaire).

A cette production correspondrait un surcoût de l'EEG - l'équivalent de la CSE française, environ 50 G€ en 2030, soit environ 19 c€/kWh.

## **ANNEXE 2 : RECAPITULATIF DES ELEMENTS DE COUTS ET DE PRIX**

Dans ce tableau, sont rassemblés tous les éléments de couts ou de prix des diverses énergies, qui figurent dans le corps du cahier.

	Nature <sup>98</sup>	Unité	Montant	Commentaire
<b>1. CHARBON</b>				
Prix de vente	P	€/t	60 - 140	qualité 6500 kcal/kg et moins de 1% de soufre
	P	€/MWh	8 - 19	
<b>2. PETROLE</b>				
Coût du brut				
- développement (prospection, investissement des champs)	C	\$/bbl	20 - 80	selon type de gisement
- production de pétrole brut	C	\$/bbl	5 - 40	idem
- prélèvement des pays producteurs	C	\$/bbl	20 - 80 ?	
- transport maritime du brut	C	\$/bbl	1,5 - 2	
- total	C	\$/bbl	90 - 150	
		€/MWh	45 - 75	1\$/bbl= 0,5 €/MWh
Produits raffinés				
- coût de raffinage	C	\$/bbl	9 - 10	dont la moitié liée aux coûts de l'énergie
- marge de raffinage	C	€/t	30	pour des raffineries européennes - variable selon les produits
		\$/bbl	5	
- coût de distribution	C	\$/bbl	12 - 13	
- coût total avant fiscalité	C	\$/bbl	116 - 178	

<sup>98</sup> P : prix ; C : coût

	Nature 98	Unité	Montant	Commentaire
		€/MWh	53 - 82	1\$/bbl = 0,46 €/MWh en moyenne
Fiscalité -Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE)	C	€HTVA/ MWh		il faut rajouter la TVA qui s'applique au prix des produits, TICPE incluse
- essence			58	
- gazole			44	
- fioul domestique			5	
<b>3. GAZ</b>				
Prix à l'importation	P	€/MWh PCS	22 - 30	
Fiscalité spécifique (gaz naturel combustible)		€/MWh PCS	1,19	
Prix de vente		€/MWh PCS	47 - 63	moyen en Europe ; particuliers-industriels
		€/MWh PCI	52 - 70	
<b>4. BOIS</b>				
Stères de bûche	P	€/MWh TTC	35	hors transport
			45	livré
Bois pour chaufferies	P	€HTVA/ MWh		livré sur site, dont 4 €/MWh de transport
- plaquettes forestières			22,2	
- plaquettes de scierie			18,0	
- broyages de recyclage de classe A			12,4	
<b>5. BIOGAZ DE METHANISATION</b>				

	Nature 98	Unité	Montant	Commentaire
Energie primaire biogaz				
- coût d'investissement	C	€/t/an	500 - 3000	
- coût de production	C			
* déchets urbains		€/t	80	
* déchets agricoles		€/MWh	25 - 50	
- prix de rachat	P	€/MWh	72 - 139	injection dans le réseau GNL
Energie secondaire ou finale				
- coût d'investissement				
* production électricité	C	k€/MW	5,2 - 8,6	
* production chaleur	C	€/kWh	20	
- prix de rachat	P	€/MWh		
* électricité			112 - 200	
* biométhane			50 - 300	
<b>6. BIOCARBURANTS</b>				
Coût de production				
- Ethanol pour les essences	C	€/l	0,5	à partir de betterave
			0,6	à partir de blé
		€/MWh	77 - 92	densité 0,789 ; 29,7 MJ/kg
- Ester méthylique d'huile végétale (EMVH) pour les gazoles	C	€/l	0,7 - 0,9	à partir de colza

	Nature <sup>98</sup>	Unité	Montant	Commentaire
		€/ MWh	70 - 90	densité 0,88 ; 41 MJ/kg
Réduction TICPE	P	€/l		
- éthanol			- 0,14	
- EMVH			- 0,08	
<b>7. CHALEUR D'ORIGINE GEOTHERMIQUE</b>				
Coût d'investissement	C	M€		
- sous-sol			8 - 9,5	
- surface			1,8 - 3	
Coût d'exploitation	C	M€	0,5 - 0,7	
<b>8. SOLAIRE THERMIQUE</b>				
Coût de production	C	€/MWh		écarts d'ensoleillement entre sud et nord
- bâtiment collectif			170 - 270	
- bâtiment individuel			400 - 600	
- systèmes combinés (SSC)			310 - 400	
<b>9. NUCLEAIRE</b>				
Exploitation courante	C	€/MWh	22	
Maintenance et amortissement	C	€/MWh	11,4	
Coût courant économique <sup>99</sup>	C	€/MWh	49,5	
Dépense complémentaire de sureté d'ici 2025	C	€/MWh	5	

<sup>99</sup> Tenant compte, non de l'amortissement, mais de la rémunération du capital sur période longue (inflation comprise) avec des échéances annuelles constantes sur la durée de vie du parc depuis ses origines

	Nature 98	Unité	Montant	Commentaire
Démantèlement et stockage des déchets pour le parc électronucléaire français (provision) <sup>100</sup>	C	MM€	28,3	dont 18,4 au titre du démantèlement (ensemble du parc français)
<b>10. HYDRAULIQUE</b>				
Prix de rachat	P	€/MWh	61,2 - 79	
<b>11. EOLIEN TERRESTRE</b>				
Eolien terrestre :	C			
- coût d'investissement		M€	3,2	pour une installation de 2 MW
- coût de production <sup>101</sup>		€HTVA/MWh	74	pour une exploitation en équivalent pleine puissance de 2400 heures
			94	pour une exploitation en équivalent pleine puissance de 1800 heures
Eolien terrestre : prix de rachat	P	€/MWh	82	
<b>12. Energies marines renouvelables</b>				
Eolien en mer :	C			
- coût d'investissement		M€	4,0 - 4,5	pour une installation de 2 MW
- coût estimé de production <sup>102</sup>		€TTC/MWh	160 - 200	pour une exploitation en équivalent pleine puissance de 3000 heures et selon caractéristiques des sites
Eolien en mer : prix de rachat	P	€/MWh	225	prix moyen en France pour le premier appel d'offre

<sup>100</sup> Les coûts de démantèlement ont été estimés seulement dans le secteur nucléaire, ce qui ne veut pas dire qu'il y en a pas pour les autres secteurs de l'énergie

<sup>101</sup> Hors coût d'intermittence

<sup>102</sup> Hors coût d'intermittence



	Nature 98	Unité	Montant	Commentaire
Energie marémotrice : prix de rachat	P	€/MWh	150	
<b>13. ELECTRICITE PHOTOVOLTAIQUE</b>				
Coût d'investissement	C	€/W	1,9 - 3,9	selon puissance installée
Coût d'exploitation	C	€/MWh	212	dont 152 €/MWh d'amortissement
Prix de rachat	P	€/MWh	102,4 - 341,5	
<b>14. SOLAIRE THERMODYNAMIQUE</b>				
Coût d'investissement	C	k€/kW	4 - 12	
<b>15. ELECTRICITE GEOTHERMALE</b>				
Coût d'investissement	C	K€/kW	2 - 3	
Coût de production	C	€/MWh	85	aux USA, amortissement compris
Prix de rachat	P	€/MWh	200 130	en France métropolitaine Outre-mer
<b>16. SYNTHESE SUR L'ELECTRICITE</b>				
Coûts moyens en France	C	€/MWh		
- production			49	(Allemagne : 69)
- distribution			43	(Allemagne : 74)
- total			92	(Allemagne : 143)
Prix moyens en France	P	€TTC/MWh		
- industriels			66	(Allemagne : 135 <sup>103</sup> )
- particuliers			129	(Allemagne : 244)
Coût de stockage	C	€/MWh	100 - 150	STEP
<b>17. CHALEUR</b>				

<sup>103</sup> Avant réduction des taxes pour les industries fortement consommatrices

	Nature 98	Unité	Montant	Commentaire
Investissement	C	M€	5	Prix chaufferie pour 2000 logements
- bois			7 - 11	
- géothermie profonde			1,2	
- gaz				
Prix de vente	P	€HTVA/ MWh		
- toutes sources			59	
- avec au moins 50% d'énergies renouvelables			52	
<b>18. HYDROGENE</b>				
Production	C	€/MWh		
- vapoformage			69	
- électrolyse			82	

## **ANNEXE 3 : COEFFICIENTS D'EQUIVALENCE** **ENERGETIQUE**

### 1. Taux de conversion de diverses unités d'énergie

Unité	kWh
1 GJ	277,8
1000 kcal	1,163
1 MBtu	293,1
1 m <sup>3</sup> GNL	11,63
1 tep	11 630
1 bbl de pétrole	1 580

### 2. Pouvoir calorifique des produits pétroliers

	Pouvoir calorifique (kWh/hl pour les liquides et kWh/t pour les gaz)
Super sans plomb	889,5
Gazole	982
Fioul domestique	982
GPL	12 731
GNL (PCI)	10580 - 10830 <sup>104</sup>

---

<sup>104</sup> Selon provenance

## ANNEXE 4 : SIGLES ET ACRONYMES

Acronyme	Signification
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
ASN	Autorité de sûreté nucléaire
ATEE	Association technique énergie environnement
BAD	Banque africaine de développement
bb1	Baril (159 l)
BEI	Banque européenne d'investissement
BERD	Banque européenne pour la reconstruction et le développement
BTP	Bâtiment et travaux publics
Btu	<i>British thermal unit</i> (0,29 Wh)
c€	Centime d'euro
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CAS	Centre d'analyse stratégique
CCGT	<i>Combined cycle gas turbine</i> (centrale à gaz à cycle combiné)
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
CEEB	Centre d'études de l'économie du bois
CER	<i>Certified emission reduction</i> (marché du CO <sub>2</sub> )
CESI	Chauffe-eau solaire individuel
CIDD	Crédit d'impôt développement durable
CIF	<i>Cost, insurance and freight</i>
COM	Collectivité d'outre-mer
CPSP	Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers
CRE	Commission de régulation de l'électricité
CSPE	Contribution aux charges de service public de l'électricité
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement
CTSSG	Contribution au tarif spécial de solidarité gaz
DCNS	Entreprise intervenant dans l'armement naval et l'énergie
DCO	Demande chimique en oxygène
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat (MEDDE)

Acronyme	Signification
DPE	Diagnostic de performance énergétique
ECC	<i>European commodity clearing</i>
ECS	Eau chaude sanitaire
EGS	<i>Enhanced Geothermal System</i> (Système géothermique stimulé)
EMHV	Ester méthylique d'huile végétale
EnR	Energie renouvelable
EPR	<i>European pressurized reactor</i>
ERDF	Electricité Réseau Distribution France
ETBE	Ethyl tertio butyle éther
EUA	<i>European union allocations</i> (marché CO <sub>2</sub> )
FEDER	Fonds européen de développement régional
FOB	<i>Free on board</i>
FOD	fioul oil domestique
FPSO	<i>Floating production storage and offloading</i>
GE	General Electric
GES	Gaz à effet de serre
GJ	Giga joule (milliard de joules)
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
GW	Giga Watt (1 milliard W)
hl	Hecto litre
HT	Haute tension
HTVA	Hors TVA
HVP	Huiles végétales pures
ICPE	Installation classée pour la protection de l'environnement
IESF	Ingénieurs et scientifiques de France
IFN	Inventaire forestier national
IFPEN	IFP Energies nouvelles
IFRI	Institut français des relations internationales
INRA	Institut national de la recherche agronomique
IOC	<i>International oil company</i>
kV	Kilo Volt (1 000 V)
kWh	Kilo Wattheure (1000 Wh)

Acronyme	Signification
M\$	Million de dollars
M€	Million d'euro
Mbbl	Million de barils
MBtu	Million de Btu
MEDDE	Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie
MEEDDAT	Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire
Mha	Million d'hectares
MM\$	Milliard de dollars
MM€	Milliard d'euro
Mm <sup>3</sup>	Million de m <sup>3</sup>
MOX	Mélange d'oxydes (combustible nucléaire)
Mt	Million de tonnes
MT	Moyenne tension
Mtep	Million de tep
MW	Million de Watt
MWh	Méga Wattheure (million de Wattheure)
NILE	<i>New improvements for lignocellulosic ethanol</i>
Nm <sup>3</sup>	Mètre cube normal pour les gaz (température : 0°; pression : 1,01325 bar)
NOC	<i>National oil company</i>
NOME	Nouvelle organisation du marché de l'électricité
OCDE	Organisation de coopération et de développement économique
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PAC	Pile à combustible
PCET	Plan climat-énergie territorial
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PCRD	Programme-cadre de recherche et de développement
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PEG	Point d'échange de gaz
PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
R/D	Recherche et développement
REB	Réacteur à eau bouillante

Acronyme	Signification
REP	Réacteur à eau pressurisée
RTE	Réseau de transport d'électricité (filiale du groupe EDF)
RT 2012	Réglementation thermique des bâtiments 2012
SAGESS	Société anonyme de gestion des stocks de sécurité
SCEQE	Système communautaire d'échange de quotas d'émission
SER	Syndicat des énergies renouvelables
SNCU	Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine
SOeS	Service de l'observation et des statistiques (MEDDE)
SSC	Système solaire combiné
START	<i>Strategic Arms Reduction Treaty</i>
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
TBTS	Très basse teneur en soufre
TCCFE	Taxe communale sur la consommation finale d'électricité
TCFE	Taxe sur la consommation finale d'électricité
TDCFE	Taxe départementale sur la consommation finale d'électricité
tep	Tonne d'équivalent pétrole (11 630 kWh)
TGAP	Taxe sur les activités polluantes pour les carburants d'origine fossile
TIC	Taxe intérieure de consommation
TICC	Taxe intérieure de consommation sur le charbon
TICFE	Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
TICGN	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel
TICPE	Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TIPP	Taxe intérieure sur les produits pétroliers
tpl	Tonne de port en lourd (navires)
TTC	Toutes taxes comprises
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
TWh	Téra Wattheure (un milliard de kWh)
UE	Union européenne
UF <sub>6</sub>	Hexafluorure d'uranium
UFE	Union française de l'électricité

Acronyme	Signification
UFIP	Union française des industries pétrolières
ULCC	<i>Ultra large crude carrier</i>
UNIPED	Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique
UOX	<i>Uranium oxyde</i>
URE	Uranium de retraitement
VLCC	<i>Very large crude carrier</i>
WTI	<i>West Texas Index</i>