
DOSSIER

De la hausse des prix des énergies fossiles à celle de l'électricité¹

Depuis la fin des années quatre-vingt-dix, l'industrie est confrontée à une hausse continue et croissante des prix des énergies fossiles. Elle s'est adaptée, ne répercutant les effets de ces hausses que partiellement sur les prix de sa production. Elle a réalisé des gains importants en termes de performance énergétique, aiguillonnée aussi par la mise en place des marchés de quotas de CO₂ dans le cadre du protocole de Kyoto. Mais, au-delà de ses effets directs, la hausse des prix des énergies fossiles s'est propagée à l'ensemble des produits énergétiques. En effet, dans le contexte européen de libéralisation et d'interconnexion des marchés de l'électricité, les très fortes hausses des prix des énergies fossiles à partir de 2004 ont provoqué celle des prix de l'électricité sur les marchés dérégulés. Le risque pesant sur la compétitivité des secteurs « électro-intensifs » est devenu réel, le mécanisme de la concurrence pouvant s'avérer insuffisamment incitatif pour assurer les investissements nécessaires à l'adaptation du parc de production d'électricité. Le présent dossier explicite l'ensemble de ces mécanismes complexes.

1. Un contexte de hausses de prix des énergies sans précédent pour les industriels

L'industrie est grosse consommatrice d'énergie. Elle est donc particulièrement exposée en termes de sécurité d'approvisionnement, de prix (hausse et volatilité) et, à présent, de normes environnementales (quotas de CO₂). Certains secteurs consomment des produits énergétiques non seulement pour satisfaire leurs besoins en énergie, mais aussi comme matière première. Il en est ainsi de la chimie et de la sidérurgie. Les consommations de combustibles dans ces secteurs sont même principalement destinées à un usage non énergétique (cf. Le 4 Pages, Sessi, n° 196 dans « Pour en savoir plus »). Toutefois, même en excluant les produits énergétiques utilisés comme matière première, ces secteurs restent parmi les plus gros consommateurs d'énergie (tableau 1).

1. Consommation d'énergie* par l'industrie en 2006 selon les secteurs

ktep

	Charbon	Gaz de réseau	Produits pétroliers	Autres combustibles**	Total combustibles	Vapeur achetée	Électricité y c. autoprod.	Total	Total net ***
Habillement, cuir	0	17	8	0	25	2	22	49	49
Édition, imprimerie, reproduction	0	85	10	1	96	2	126	224	218
Pharmacie, parfumerie et entretien	0	258	22	5	285	30	226	542	540
Industries des équipements du foyer	2	102	24	25	153	0	134	288	287
Industrie automobile	8	423	37	2	470	52	505	1 027	1 015
Constr. navale, aéronautique et ferroviaire	0	157	25	11	193	7	161	360	339
Industries des équipements mécaniques	3	287	57	28	375	3	309	687	684
Équipements électriques et électroniques	0	78	10	0	88	0	135	223	222
Industries des produits minéraux	231	1 703	1 589	920	4 443	45	903	5 391	5 352
Industrie textile	0	204	37	0	241	2	154	398	397
Industries du bois et du papier	102	1 157	155	1 396	2 810	417	1 143	4 370	3 709
Chimie, caoutchouc, plastiques	475	3 706	2 059	1 030	7 270	712	2 539	10 522	9 506
Métallurgie et transf. des métaux	5 778	1 847	374	84	8 083	82	2 688	10 853	10 848
Comp. électriques et électroniques	0	137	13	2	152	1	345	498	496
Total industrie hors agroalimentaire	6 600	10 161	4 418	3 506	24 685	1 355	9 391	35 432	33 663
Industries agricoles et alimentaires	389	2 314	591	413	3 707	303	1 766	5 775	5 399

(*) consommation d'énergie mesurée en milliers de tonnes équivalent pétrole (ktep), y compris utilisation comme matière première.

(**) y compris autoconsommation de ces autres combustibles (bois et liqueur noire notamment).

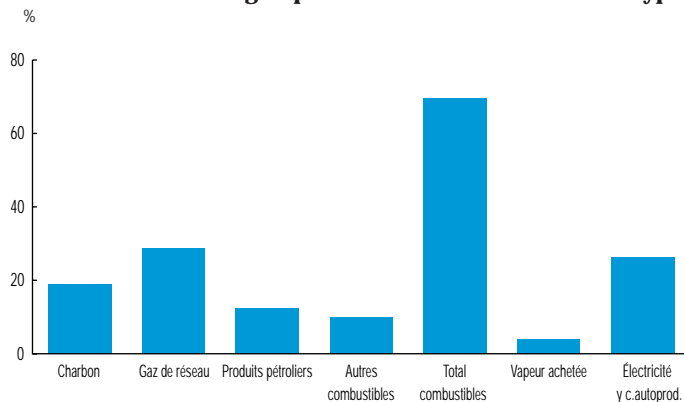
(***) total net des doubles comptes : d'une part des consommations de combustibles pour autoproduire de l'électricité, d'autre part de la valeur vendue entre entreprises industrielles.

Source : Sessi, Scees - enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI).

¹ Ce dossier a été réalisé à partir de travaux internes au Sessi mais aussi d'études publiées par divers organismes (mentionnées dans le texte). Le Sessi demeure cependant responsable de l'ensemble des résultats et conclusions présentés dans ce dossier.

70 % de l'énergie consommée est d'origine fossile (graphique 1), à quoi s'ajoute la part d'énergie fossile consommée pour produire de l'électricité (faible en France, de l'ordre de 11 %, du fait du parc nucléaire, hydroélectrique et éolien).

1. Structure de la consommation d'énergie* par l'industrie en 2006 selon les types d'énergie



* Consommation d'énergie mesurée en tep, y compris utilisation comme matière première.

Source : Sessi, Scees - enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI).

1.1 Les prix des énergies fossiles ont très fortement augmenté depuis 2000

Les prix des énergies fossiles ont commencé à augmenter au début de l'année 1999. Le prix en dollar du baril de « brut » importé a été multiplié par quatre depuis lors (graphique 2). La hausse a été particulièrement forte entre le début de l'année 2004 et la fin de 2005, suivie de vastes fluctuations. Le prix du gaz à usage industriel a fortement augmenté, lui aussi, à partir de 2004, tiré par les prix du pétrole, du fait de l'indexation du prix du gaz sur celui du baril. D'autres facteurs ont joué, notamment la forte demande chinoise.

Ces hausses ont été tempérées par la baisse du cours du dollar exprimé en euro, qui est passé de 1,2 euro à 0,8 euro depuis 2000.

Un choc progressif de la demande, touchant l'ensemble des matières premières énergétiques...

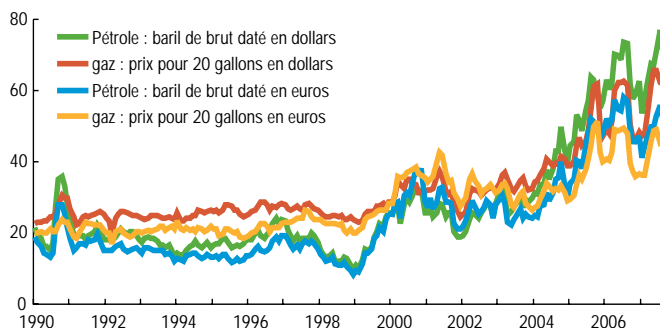
Ce « choc » a un profil et un impact différents des deux chocs précédents (1973 et 1979). Ceux-ci étaient dus à une rupture de l'offre de pétrole donnant lieu à une hausse brutale des prix du brut. À l'inverse, on assiste depuis 1999 à une hausse continue de la demande (avec des accélérations : 1999-2000 puis 2004-2005), que l'offre peine à suivre. Certes, le prix du baril de pétrole a doublé, mais la hausse s'est étalée sur plusieurs années, contrairement aux chocs de 1973 ou de 1979.

Les prix des autres énergies fossiles (le charbon et le gaz), également en déficit d'offre, ont connu des chocs similaires.

... sans effet sur la croissance mondiale

Cette flambée des prix de l'énergie, mais aussi des matières premières, a eu peu d'effet sur la croissance mondiale ou sur l'inflation sous-jacente des pays développés. La consommation globale de pétrole continue d'augmenter, en particulier dans les pays en développement.

2. Évolution des prix du pétrole et du gaz en dollars et en euros



Source : DGEMP, Observatoire de l'énergie.

1.2 L'industrie n'a répercuté que partiellement les hausses de prix des énergies fossiles

L'effet sur les prix de la production industrielle des très fortes hausses de prix des produits énergétiques importés ne se limite pas à leur seul impact direct. Ces hausses se diffusent aussi par les augmentations de prix qu'elles induisent sur les autres biens et services consommés par l'industrie. L'impact potentiel total de l'augmentation des prix des énergies fossiles peut être évalué en intégrant aussi ces effets indirects. Ce calcul, qui a été mené par l'Insee (cf. Insee Première n°1051) pour la période allant de janvier 2004 à septembre 2005 (caractérisée par une forte accélération de la hausse des prix), repose sur une hypothèse de diffusion mécanique des augmentations de prix : chaque branche répercute intégralement dans ses prix la hausse de ses coûts de production, due uniquement à la hausse des prix de ses consommations intermédiaires. Il ressort de cette étude que les industriels n'ont que partiellement répercuté dans leurs prix de production les très fortes hausses des énergies fossiles. En effet, les prix à la production dans l'industrie (hors énergie) n'ont augmenté que de 2,3 % en 21 mois, de janvier 2004 à septembre 2005, alors que l'effet mécanique potentiel total lié à la hausse des prix des combustibles importés était de 2,8 points. Seuls les biens intermédiaires ont fait exception : l'augmentation de leurs prix (+ 5,1 %) a été un peu plus élevée que l'impact potentiel (+ 4,6 points). Toutefois, ce sont les industries les plus en amont - sidérurgie, métallurgie et chimie de base - qui ont vu les prix de leurs produits s'envoler parallèlement à ceux des énergies. À l'inverse, les secteurs des biens intermédiaires situés plus en aval (comme la fonderie ou la transformation des matières plastiques, qui, en tant que fournisseurs de l'industrie automobile, sont soumis à une forte concurrence internationale) ont subi ces hausses sans pouvoir les répercuter sur leur propre clientèle.

À titre de comparaison, entre 1999 et 2000, période également caractérisée par une forte accélération des prix pétroliers, dont la hausse avait été d'une ampleur équivalente à celle observée de début 2004 à fin 2005, l'augmentation des prix industriels avait été supérieure de 0,4 point en rythme annuel.

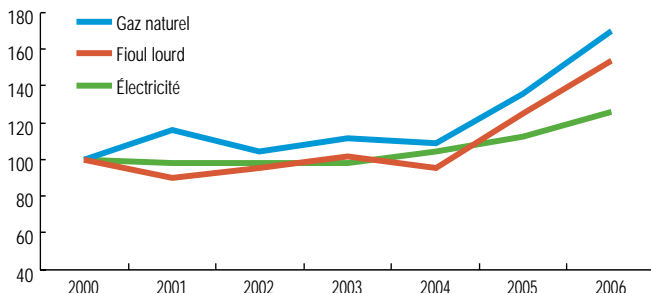
1.3 Les prix des énergies fossiles ont entraîné ceux de l'électricité à partir de 2004

Dans tous les pays européens, les prix de l'électricité se sont envolés à partir de 2004, eux aussi dans le sillage des cours des énergies fossiles, quelle que soit la structure du parc de production. L'ouverture du marché européen a créé un phénomène de contagion des prix élevés de

l'électricité des pays à fort contenu en charbon, fioul et gaz (Allemagne, Royaume-Uni, etc.) vers la France, où les prix de l'électricité ont aussi augmenté dès 2004, en dépit de son parc nucléaire. On précise la nature et l'ampleur de ce mécanisme à la fin du dossier (cf. parties 5 et 6).

3. Évolution des prix des énergies consommées par l'industrie en France

indices 100 en 2000



Source : Sessi, Scees - enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI).

La situation française est particulièrement complexe : pour les industriels, deux catégories de tarifs coexistent depuis 2000 (cf. encadré 1) : le tarif réglementé et les prix de marché. Le tarif réglementé est fixé chaque année par l'État, actionnaire majoritaire d'EDF. Il reste stable. Les prix dérégulés se sont imposés aux industriels, qui ont opté pour un approvisionnement sur le marché de gros créé dans le cadre de la libéralisation européenne du marché de l'énergie à partir de 2000. Si le prix régulé de l'électricité en France, parmi les plus bas d'Europe occidentale, est resté pratiquement stable entre 2001 et 2006, le prix de marché a fortement augmenté, entraînant une hausse de près de 30% de l'ensemble (graphique 3).

1. Les grandes étapes de l'ouverture du marché français de l'électricité

- À partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- À partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- À partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales.
- À partir de juillet 2007, ouverture de la concurrence aux particuliers.

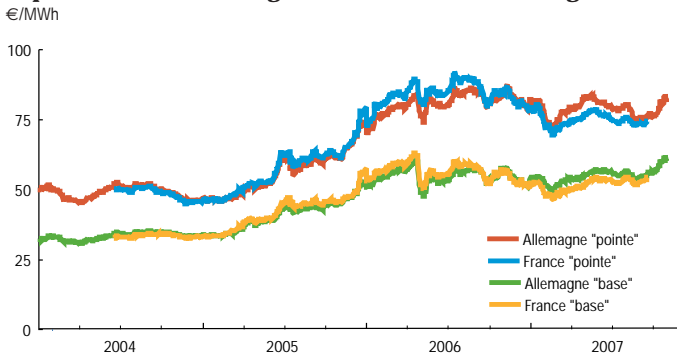
Aujourd'hui, 4,7 millions de sites environ sont **éligibles**, ce qui représente environ 310 téra Watt-heure (TWh) de consommation annuelle d'électricité. Les clients éligibles ont le choix entre deux types de contrats :

- les contrats aux **tarifs réglementés** (proposés uniquement par des fournisseurs historiques) ;
- les contrats aux **prix de marché** (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

La loi du 7 décembre 2006 induit un nouveau choix pour le client. Les clients ayant souscrit une offre de marché peuvent, en effet, demander à leur fournisseur de bénéficier du **tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché** (Tartam), pendant une durée maximale de deux ans. Cette demande pouvait être formulée du 3 janvier 2007 jusqu'au 1^{er} juillet 2007. Le Tartam ne peut être supérieur de plus de 23 % au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques.

Le graphique 4 montre que les prix du marché de gros en France et en Allemagne sont très proches, la forte interconnexion des infrastructures harmonisant les prix.

4. Évolution des prix sur le marché de gros en France et en Allemagne



Note : sur les marchés de gros sont échangés des « blocs » correspondant à une puissance et à une durée d'utilisation donnée. Si, pendant cette durée, la puissance est appelée en permanence, on parle de bloc de « base », sinon on parle de blocs de « pointe » (cf. partie 5.1).
Source : Comité de régulation de l'énergie (CRE).

Sur ce marché, le prix de l'électricité est très volatil, extrêmement sensible aux fluctuations de la demande. Afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la consommation d'électricité, il faut avoir recours aux capacités de production les moins performantes, donc les plus coûteuses. Le prix marginal de l'électricité est donc celui des centrales qui produisent le courant le plus cher : les centrales utilisant des combustibles fossiles.

Le tarif réglementé d'ajustement au marché (Tartam, cf. encadré 1) a été créé fin 2006 pour faire face à la hausse brutale des prix dérégulés, menaçant le bilan des entreprises ayant choisi la concurrence. Il permet à ces entreprises de revenir au tarif régulé, moyennant une majoration. Ce nouveau tarif se calcule sur la base du tarif régulé, majoré au plus de 23 %. Il reste ainsi significativement inférieur au prix constaté actuellement sur les marchés. Jusqu'au 1^{er} juillet 2007, toutes les entreprises pouvaient demander à leur fournisseur d'électricité de bénéficier de ce tarif, applicable pour une durée totale maximale de deux ans.

De plus, afin de limiter l'impact des très fortes hausses pour les industriels français gros consommateurs d'électricité, de préserver la compétitivité des entreprises exposées à la concurrence étrangère et de lutter ainsi contre les délocalisations, un consortium d'une soixantaine d'industriels « électro-intensifs » a été créé. La signature en 2006 de ses statuts a été présidée par le ministre délégué à l'industrie. Ce consortium négocie des prix auprès des fournisseurs d'électricité en contrepartie d'engagements de long terme. Réservé aux industriels dont la consommation excède 2,5 kWh par euro de valeur ajoutée et dont la puissance consommée représente au moins 55 % de la puissance maximale installée, ce dispositif leur permet de lancer un appel d'offres conjoint auprès de producteurs européens d'électricité afin d'obtenir des contrats à long terme à des prix inférieurs à ceux du marché.

2. Des gains importants en termes de performance énergétique dans l'industrie*

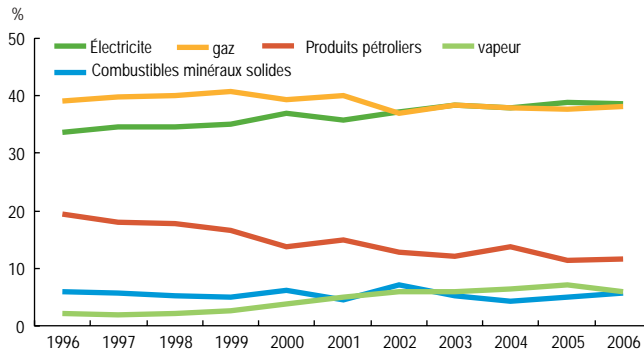
2.1 Évolutions contrastées de l'utilisation des divers types d'énergies par l'industrie

Depuis dix ans, si la hiérarchie des divers types d'énergies consommées par l'industrie reste la même, les évolutions sont contrastées (graphique 5). L'électricité, dont la part dans les consommations d'énergie de l'industrie augmente tendanciellement - elle est passée de 33,6 % en 1996 à 38,7 % en 2006 - a rejoint le gaz (38,1 %) dont la part se stabilise. Malgré une petite

* Dans cette partie, les consommations d'énergie sont hors utilisation comme matière première.

reprise en 2005, la part des combustibles minéraux solides tend à diminuer (moins de 6 % en 2006). Les produits pétroliers (hors matières premières) sont également en repli et représentent moins de 12 % des consommations d'énergie au lieu de 20 % environ il y a dix ans. La vapeur, longtemps restée une énergie « marginale », progresse depuis la fin des années quatre-vingt-dix et représente désormais 6 % des consommations totales d'énergie de l'industrie, au même niveau que les combustibles minéraux solides, en dépit d'un léger recul en 2006.

5. Évolution de la part des grandes familles d'énergie dans la consommation totale* de l'industrie



* en dehors de leur usage comme matière première.

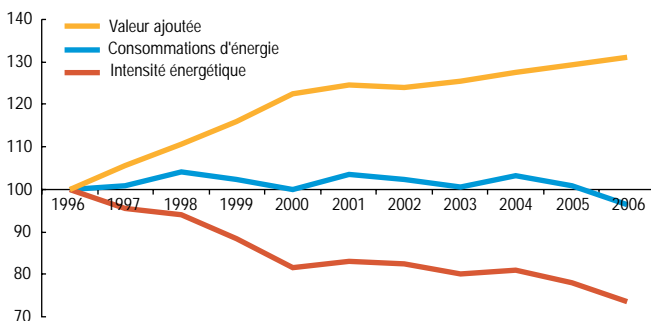
Source : Sessi - enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI).

2.2 Au cours des dix dernières années, l'industrie a été globalement économe en énergie

De 1996 à 2006, l'intensité énergétique de la production (cf. encadré 2) a diminué de 26,5 %, soit une baisse annuelle moyenne de 3 %. Alors que la valeur ajoutée en volume augmentait de quelque 30 %, la performance énergétique de l'industrie a permis de stabiliser la progression des consommations d'énergie (graphique 6) sur cette période.

6. Évolution des consommations d'énergie, de l'intensité énergétique et de la valeur ajoutée

Indices, base 100 en 1996



Sources : Sessi - enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI), Insee - comptes nationaux.

Pour environ 55 %, la baisse de l'intensité énergétique de la production a résulté des mutations de structure de la production entre 1996 et 2006. Le recul économique relatif de secteurs gros consommateurs d'énergie au détriment de secteurs moins « gourmands » a entraîné mécaniquement une progression plus contenue des consommations d'énergie par rapport à celle de la valeur ajoutée d'ensemble. Au-delà de cet effet de structure, le progrès technique et les changements de comportement contribuent pour environ 45 % à la baisse de l'intensité énergétique. Le progrès mis en œuvre par les industriels permet d'employer plus efficacement l'énergie, par des changements de procédés de fabrication comme par l'apparition de technologies ou d'équipements moins gourmands en énergie.

2. Décomposition de la performance énergétique

Pour évaluer les économies d'énergie réalisées par l'industrie, on peut comparer l'évolution de la consommation d'énergie et celle de la production manufacturière ou - mieux - de la valeur ajoutée en volume. L'écart est interprété comme un indicateur de la performance énergétique. Si les consommations d'énergie diminuent plus ou augmentent moins que la valeur ajoutée, l'industrie considérée économise de l'énergie. Toutefois, cette méthode ne permet pas de distinguer la baisse de consommation d'énergie induite par l'évolution des structures de production de l'industrie, de la diminution des consommations provenant des équipements moins gourmands en énergie ou des progrès en matière d'organisation de la production. La méthode employée dans cette étude introduit le concept d'intensité énergétique d'un secteur d'activité. Il s'agit de la quantité d'énergie consommée par unité de valeur ajoutée. La consommation d'énergie est fournie par l'EACEI (cf. Sources statistiques en annexe), la valeur ajoutée est issue des comptes nationaux. La méthode retenue consiste à décomposer l'évolution de la performance énergétique de l'industrie en une somme de deux termes :

- le premier mesure l'impact des changements technologiques : il prend en compte les variations de l'intensité énergétique de chaque secteur en les pondérant par le poids du secteur dans la consommation totale d'énergie. On parlera d'effet technologique ;
- le deuxième mesure l'effet de structure : il rend compte de l'impact sur la consommation globale des variations au cours de la période d'observation du poids de chaque secteur dans la valeur ajoutée manufacturière.

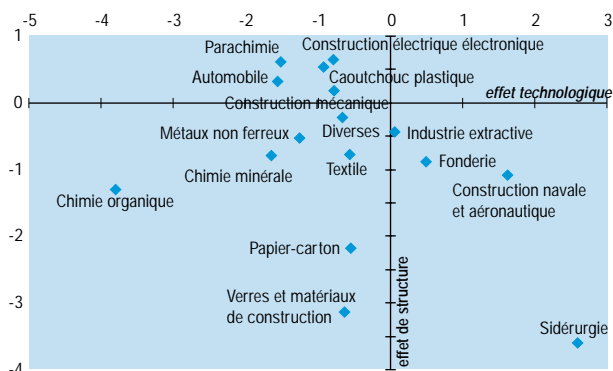
2.3 La chimie contribue le plus à la diminution de l'intensité énergétique

La chimie organique contribue fortement à la diminution de l'intensité énergétique de l'industrie (graphique 7). La diminution de 33 % de l'intensité énergétique de la chimie organique et son poids important en termes de consommations d'énergie (tableau 2) se conjuguent pour produire un effet technologique important (- 3,8 %). En revanche, la sidérurgie, fortement consommatrice en énergie, accroît l'intensité énergétique de sa production. En découle un effet technologique pénalisant, qui contrarie la tendance globale à la baisse de l'intensité énergétique.

Le secteur du verre et des matériaux de construction contribue pour près de quatre points à la baisse de l'intensité énergétique, soit 15 % de la baisse globale observée entre 1996 et 2006. L'effet de structure l'emporte sur l'effet technologique, le poids en valeur ajoutée du secteur ayant fortement diminué sur la période. L'effet technologique du secteur est cependant assez important dans un contexte de substitution de sources d'énergie.

7. Contributions sectorielles à l'évolution de l'intensité énergétique

évolution moyenne entre 1996 et 2006, en % par an



Lecture : les points représentent la contribution des secteurs. L'axe des abscisses mesure la contribution sectorielle à l'effet technologique. Une valeur négative caractérise une contribution à la baisse de l'intensité énergétique via l'effet technologique. L'axe des ordonnées mesure la contribution sectorielle à l'effet de structure. Les ordonnées positives mesurent les contributions à la hausse. La contribution totale d'un secteur à la baisse de l'intensité énergétique est égale à la somme des coordonnées du point correspondant.

Sources : Sessi - enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI), Insee - comptes nationaux.

2. Classement des secteurs les plus performants en matière d'économie d'énergie

Secteurs	Évolution de l'intensité énergétique	Évolution de la valeur ajoutée en volume	Poids en % des consommations d'énergie	Poids en % de la VA	Intensité énergétique en tep/M€
	Évolution en % entre 1996 et 2006		2006		
Construction électrique et électronique	-55,9	-1,3	2,9	10,8	21
Industrie textile, cuir, habillement	-41,6	-28,9	1,9	4,5	54
Auto. et matériels de transport terrestre	-34,6	21,1	4,5	8,7	64
Chimie organique	-33,4	-5,4	11,0	2,1	709
Construction mécanique	-32,3	16,7	2,7	16,3	20
Parachimie, pharmacie	-24,5	3,3	4,3	9,5	53
Métaux non ferreux	-23,8	17,7	4,9	1,1	706
Caoutchouc, plastiques, fibres synthétiques	-21,7	14,7	5,5	6,2	90
Industries diverses	-20,4	-0,2	2,8	12,5	29
Chimie minérale	-12,9	-6,4	10,7	0,8	1 523
Verres et matériaux de construction	-2,9	14,2	17,1	4,9	525
Fonderie et travail des métaux	1,4	33,7	5,7	12,4	65
Industrie du papier et du carton	2,3	-2,5	11,4	2,6	581
Industrie extractive	5,0	13,1	1,4	1,1	237
Construction navale et aéronautique	18,3	35,7	1,4	3,6	72
Sidérurgie	21,3	47,1	11,7	2,8	905
Ensemble	-26,5	31,0	100,0	100,0	123

Sources : Sessi - enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI), Insee - comptes nationaux.

2.4 Les champions ne sont pas nécessairement les poids lourds

Les secteurs gros consommateurs sont ceux qui contribuent le plus fortement à l'effet technologique. Ce ne sont pas nécessairement les secteurs les plus performants, c'est-à-dire ceux qui ont le plus abaissé l'intensité énergétique de leur production. Les plus performants sont la construction électrique et électronique, l'automobile et le matériel de transport terrestre, la construction mécanique ou encore la parachimie et la pharmacie. S'ils pèsent lourd dans l'industrie manufacturière, ils consomment relativement peu d'énergie, ayant une intensité énergétique parmi les plus faibles de l'industrie.

3. Les quotas de CO₂ ont joué un rôle dans les décisions de consommation d'énergie des entreprises

L'industrie (y c. énergie) est, en France, à la source d'un tiers des émissions de CO₂. Dans le cadre du protocole de Kyoto, l'Union européenne a pour objectif de réduire ses émissions de CO₂ de 8 % au cours de la période 2008-2012 par rapport à 1990. La limitation des émissions d'origine industrielle s'appuie sur un système de quotas.

3.1 L'industrie manufacturière a réduit de 3 % l'intensité en carbone de sa production entre 2004 et 2005

En France, en 2006, les quotas alloués ont excédé de 15 % les émissions réalisées dans le secteur marchand après 12 % en 2005 (tableau 3). Cet excédent de quotas par rapport aux émissions est également observé au niveau microéconomique pour une grande majorité d'entreprises : 87 % d'entre elles ont été « longues » en quotas en 2005, 42 % ayant même consommé moins des trois quarts des quotas qui leur avaient été alloués et 11 % moins de la moitié.

Ces excédents de quotas reflètent une diminution des émissions, au-delà du taux d'effort imposé par rapport à un scénario tendanciel construit à partir des émissions unitaires (c'est-à-dire l'intensité en carbone de la production) observées entre 1996 et 2002. De manière générale, ils peuvent découler, soit d'une baisse de l'intensité en carbone de la production, soit d'une activité moindre que prévu. Entre 2004 et 2005, la production des entreprises soumises au système n'a pas progressé au rythme prévu dans le plan d'affectation des quotas, ce qui a significativement contribué à l'excédent d'allocation. Si leurs émissions totales avaient évolué au même rythme que leur production en volume, elles auraient baissé de 1,8 %. Or elles ont crû de 0,6 %, ce qui signifie que les entreprises concernées ont globalement augmenté l'intensité en carbone de leur production de 2,4 %. Ce constat global n'est cependant pas représentatif des comportements de la majorité des entreprises : il résulte principalement du recours élevé d'EDF à ses centrales thermiques, dû à un hiver 2005 rigoureux, concomitant d'une faible hydraulité. En fait, une entreprise sur deux a réduit ses émissions unitaires d'au moins 4 %. Les entreprises manufacturières les ont réduites de 3 % en moyenne, bien que la sidérurgie, qui dispose de près du cinquième des quotas, ait accru l'intensité en carbone de sa production. Les comportements dans le secteur de l'énergie sont contrastés, avec une hausse dans la production d'électricité et dans le raffinage de pétrole, mais avec une forte baisse dans la production et la distribution de chaleur. Les PME, très présentes dans ce dernier secteur, ont réduit leurs émissions de 10 %. Ces dernières seraient restées globalement stables si elles avaient évolué dans chaque PME au même rythme que le chiffre d'affaires. Les émissions unitaires ont également décliné dans les entreprises médianes (de 250 à 1 999 salariés) et, si l'on excepte EDF, dans une moindre mesure dans les plus grandes.

3.2 Le prix élevé du quota en 2005 a probablement joué un rôle dans ces comportements

Ces réductions de l'intensité en carbone de la production dans l'industrie manufacturière peuvent être la conséquence notamment de l'adoption de procédés plus économes en énergie ou de l'utilisation de combustibles moins émetteurs de CO₂. De tels comportements ont sans doute été induits par la hausse importante du coût marginal de la consommation d'énergie fossile. Cette hausse résulte du cumul de deux phénomènes : d'une part, la forte appréciation des combustibles fossiles entre 2004 et 2005 (+ 39 % pour le charbon, + 25 % pour le gaz naturel et + 32 % pour le fioul lourd), d'autre part, l'apparition en 2005 du marché des quotas où la tonne de CO₂ s'est négociée au prix moyen de 20 euros. Cette seconde composante du coût marginal de la consommation d'énergie fossile est aisément calculable : compte tenu du volume de CO₂ qu'elle induit, la combustion d'une tonne d'énergie fossile supplémentaire entraîne, selon que

l'entreprise utilisatrice est en excédent ou en déficit de quotas, un manque à gagner potentiel ou une dépense supplémentaire correspondant à la valeur de ce volume de CO₂ sur le marché des quotas. La hausse correspondante du coût marginal de la consommation d'énergie s'établit à 75 % pour le charbon, 25 % pour le gaz et 36 % pour le fioul. Elle excède la part d'augmentation liée au renchérissement des combustibles. Cela suggère que le prix élevé du quota a joué un rôle significatif dans les décisions de consommation d'énergie des entreprises.

3. Allocations de CO₂ et émissions dans les principaux secteurs

	Part des quotas alloués en %	Valeur des quotas dans le CA * en %	Excédent d'allocation en 2005 (en %)	Évolution (en %) entre 2004 et 2005	
				des émissions	de l'intensité en carbone de la production
Production, distribution et commerce d'électricité	24,9	2,2	7,5	26,9	29,1
Sidérurgie	19,1	4,6	7,0	-3,1	1,9
Raffinage de pétrole	10,4	0,9	9,6	-0,6	5,6
Fabrication de ciment	9,7	11,4	0,7	0,7	-1
Production et distribution de chaleur	8,3	5,3	27,2	-5,6	-9,6
Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base	5,3	1,2	18,0	-8,7	-6,4
Fabrication de papier et de carton	2,8	1,2	30,1	-6,7	-7
Fabrication de chaux	2,2	20,8	7,4	-5,6	-1,8
Fabrication de verre creux	1,8	1,6	6,5	-3,6	-7,6
Fabrication de sucre	1,8	1,6	25,2	-3,2	-6,1
Fabrication d'autres produits chimiques inorganiques de base	1,4	2,7	20,8	4,8	0
Fabrication de produits amylacés	1,4	1,9	30,1	-2,1	-1,5
Fabrication de matières plastiques de base	1,4	5,3	12,0	-2,8	6,8
Autres	9,6	0,2	23,6	-10,8	-10,7
Ensemble	100,0	1,2	12,2	0,6	2,4

* avec un prix de 20 euros par tonne de CO₂.

Note : Sont représentés les 13 secteurs (au niveau 700) les plus importants en termes de volume de quotas alloués, les autres ayant été agrégés.

Six entreprises de cogénération classées en services annexes aux entreprises dans l'EAE ont été reclassées en production et distribution de chaleur.

Sources : Caisse des dépôts et consignations, ministère de l'Écologie et du Développement durable, Sessi-EAE, Ficus.

4. L'électricité d'origine nucléaire au cœur de la politique énergétique française*

La politique énergétique vise trois objectifs essentiels pour l'industrie : la sécurité d'approvisionnement, la stabilité des prix et le respect des normes environnementales. Malgré les contraintes liées à la faiblesse de ses dotations en ressources fossiles, la France, par les choix de politique énergétique menée depuis 1973, est maintenant devenue moins dépendante que d'autres pays pourtant mieux dotés qu'elle en énergies fossiles (Allemagne, Espagne, Italie, etc.) en ce qui concerne son approvisionnement énergétique.

4.1 Un parc français de production d'électricité atypique

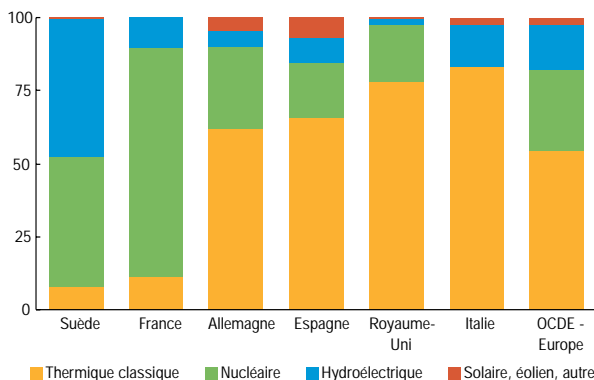
La production française d'électricité, caractérisée par un haut niveau de production et une prépondérance du nucléaire, apparaît très différente, tant en niveau qu'en structure, de celle de ses partenaires économiques, qui ont fait d'autres choix (graphique 8). La France est ainsi le deuxième producteur d'électricité en Europe de l'Ouest, juste derrière l'Allemagne, mais devant le Royaume-Uni, l'Italie ou l'Espagne. En termes d'électricité nucléaire, la France occupe le deuxième rang mondial, avec 448 TWh en 2004, soit 16,4 % de la production mondiale. Seuls les États-Unis ont un niveau supérieur, avec 813 TWh (29,7 % du total mondial). Après la France,

* Cette partie est extraite de l'article de S. Scherrer (cf. Pour en savoir plus).

viennent le Japon (282 TWh), l'Allemagne (167 TWh) et la Russie (146 TWh). En termes de part de la production nationale d'électricité d'origine nucléaire, la France, avec 78 %, se situe au premier rang mondial avec la Lituanie (79 %). Viennent ensuite la Slovaquie (56 %), la Belgique (55 %) la Suède (51 %) et l'Ukraine (48 %).

8. Structure des parcs de production d'électricité en France et dans d'autres pays

TWh* bruts produits en 2005



*T : téra : 10¹²

Source : Agence internationale de l'énergie (AIE).

De même que la faible dotation de la France en ressources fossiles explique la large place qu'elle a accordée au nucléaire, inversement, la disponibilité de charbon en Allemagne et en Espagne, de pétrole, gaz et charbon au Royaume-Uni ou de gaz aux Pays-Bas contribue à expliquer les choix différents faits dans le passé par nos voisins, choix qui se répercutent dans la structure de leur production électrique (encadré 3). Reflétant à la fois les richesses naturelles et les choix nationaux faits par le passé en matière de politique énergétique, les bouquets énergétiques actuels des États membres présentent chacun des atouts et des inconvénients en matière d'exposition aux risques de prix, d'atteintes à l'environnement, etc. C'est dans ces contextes énergétiques très différents que s'appliquent maintenant la libéralisation des marchés énergétiques européens, ainsi que l'ensemble des orientations communes concernant le secteur de l'énergie. Ces dernières visent notamment à limiter les impacts environnementaux et sont orchestrées par des règlements et directives communautaires. Elles constituent un nouveau cadre, plus large, pour les discussions sur la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique.

3. La compétitivité de l'électricité d'origine nucléaire

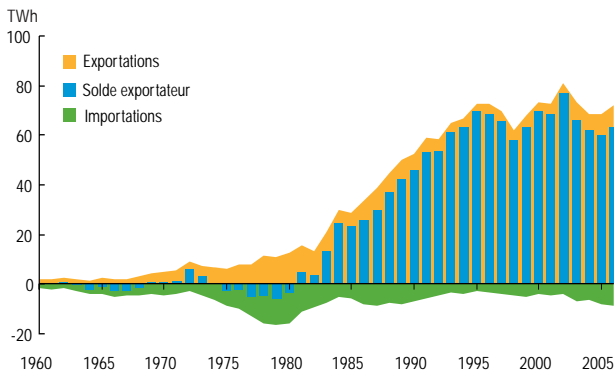
L'étude « Coûts de références de la production électrique 2003 », publiée par la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP), avait pour objet de comparer entre eux les coûts des différentes filières de production d'électricité. Ces coûts sont complets, intégrant l'investissement, l'exploitation, la maintenance et le démantèlement des centrales. Ils ont été établis à l'aide d'un certain nombre d'hypothèses normatives sur le taux d'actualisation des investissements, les modes de consommation et la durée de vie des installations. Ils fournissent une base de comparaison entre les différents outils de production de l'électricité. Compte tenu des prix des combustibles fossiles d'alors, cette étude montrait que, pour des durées annuelles de fonctionnement supérieures à 5 000 heures, le nucléaire était plus compétitif que les autres moyens de production d'électricité (pour un taux d'actualisation de 8 %, soit le taux retenu par le Commissariat général du plan au moment de la réalisation de l'étude). À 5 000 heures de fonctionnement d'une centrale, le gaz et le nucléaire s'équilibraient (hors externalités CO₂). Le renchérissement ultérieur du gaz (graphique 2) a réduit cette durée (encadré 7).

L'avantage compétitif du nucléaire est renforcé si on prend en compte les coûts liés aux émissions de CO₂ résultant de l'entrée en vigueur du protocole de Kyoto et du marché de quotas qui y est associé. En effet, l'intégration des coûts liés au CO₂ émis par les filières non nucléaires (gaz, charbon) renchérit le coût total du MWh de ces moyens de production.

4.2 La France exporte une partie de sa production d'électricité...

À la suite du second choc pétrolier, la consommation d'électricité s'est développée moins vite que prévu, faisant apparaître une surcapacité temporaire d'électricité nucléaire, qui a permis d'exporter. Souvent négatif jusqu'à la fin des années quatre-vingt, le solde des échanges d'électricité est ensuite devenu excédentaire (graphique 9), atteignant un maximum de 77 TWh en 2002. En 2005, ce solde s'est établi à 60 TWh, soit un niveau supérieur à la moyenne observée depuis le début des années quatre-vingt-dix.

9. Les échanges français d'électricité de 1960 à 2005



Source : DGEMP, Observatoire de l'énergie.

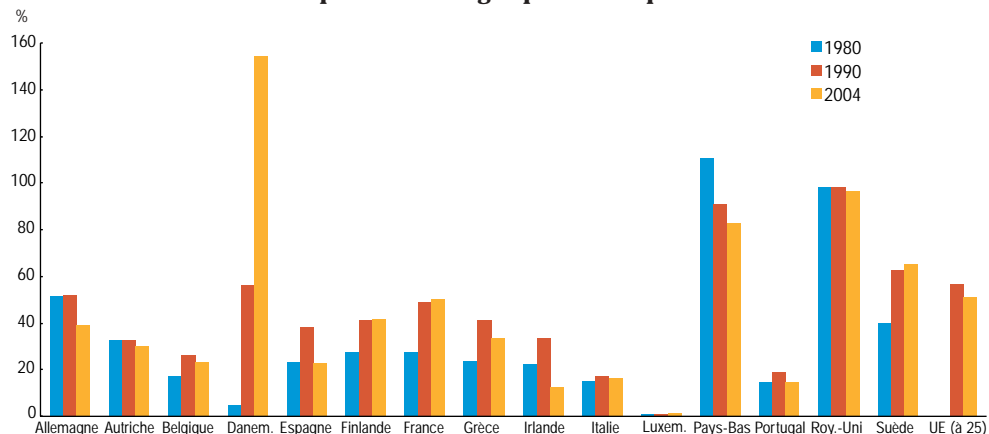
4.3 ... atténuant ainsi le poids de la facture énergétique...

La facture énergétique, qui représentait entre 3 et 4 % du PIB au lendemain du premier choc pétrolier, et jusqu'à 5 % au début des années quatre-vingt, en a représenté 2,3 % en 2005, après avoir oscillé aux alentours de 1 % tout au long des années quatre-vingt-dix, avant l'envolée des prix. En dégagant un solde positif depuis le début des années quatre-vingt, les échanges d'électricité contribuent à limiter la facture française d'énergie. Par ailleurs, la faible part de la production thermique classique dans la production d'électricité, en limitant les importations de combustibles fossiles, contribue à réduire l'impact sur la facture énergétique du renchérissement actuel du prix de ces énergies.

4.4 ... et augmentant son taux d'indépendance énergétique

Les choix français en matière de production d'énergie, conjugués à une politique active d'économies d'énergie, se sont traduits par une croissance du taux d'indépendance énergétique, mesuré par convention comme le ratio de la production d'énergie primaire à la consommation d'énergie primaire. Il est passé de moins de 25 % au début des années soixante-dix à environ 50 % au début des années quatre-vingt-dix, niveau qui se maintient depuis (graphique 10). Le taux d'indépendance énergétique français se situe ainsi maintenant dans la moyenne des voisins européens de la France (toujours autour de 50 % depuis 1985), alors qu'au cours des années soixante-dix il était nettement inférieur.

10. Évolution des taux d'indépendance énergétique en Europe



Source : DGEMP, Observatoire de l'énergie.

Ce taux reste cependant très loin des taux d'indépendance énergétique du Royaume-Uni (riche en pétrole et en gaz) et des Pays-Bas (gaz), où la production couvre une très large part de la consommation. Le « champion » est le Danemark, dont la production off-shore de pétrole et de gaz, qui s'est fortement développée, dépasse désormais très largement la consommation. Mais, accentué par l'ouverture des marchés de l'électricité, le développement des échanges d'électricité avec d'autres pays (Allemagne, Italie et Royaume-Uni notamment), conjugué avec les fortes hausses des prix des énergies fossiles, a entraîné l'envolée des prix de l'électricité sur les marchés dérégulés. La suite de ce dossier explicite ce processus.

5. L'impact pour les industriels de l'ouverture du marché sur les prix de l'électricité

La Commission européenne s'emploie à libéraliser les marchés de l'électricité. Cet effort porte à la fois sur le fonctionnement des marchés nationaux et sur la construction d'un marché européen de plus en plus intégré. En France, la libéralisation a commencé avec la loi du 10 février 2000, qui transpose une directive européenne de 1996. Elle conduit à l'ouverture progressive du marché de l'électricité en permettant aux clients professionnels de se fournir sur le marché libre à des prix non régulés, possibilité d'abord offerte aux plus gros consommateurs professionnels d'électricité, puis à toutes les entreprises à partir de juillet 2004 (cf. encadré 1). Du côté de l'offre, la libéralisation a permis l'entrée de nouveaux producteurs et la création d'un marché de gros, complétée par l'ouverture de la bourse Powernext en 2001.

5.1 Le fonctionnement du marché dérégulé

L'électricité, en tant que bien, est facilement « standardisée » : une puissance, une durée, une date et un lieu de livraison. Il s'est donc naturellement créé, dans tous les marchés d'électricité ouverts, un marché de gros, ensemble des transactions qui ont lieu autour de ces produits standard. Sur les marchés européens, les produits standard sont des « blocs » représentant une puissance consommée constante pendant une certaine durée : un an, un trimestre, un mois, une journée ou une heure. Si la puissance est permanente, c'est un « ruban » ou baseload ; si elle n'est appelée qu'entre 8h et 20h en semaine, c'est un bloc de pointe ou peakload.

Seuls les « responsables d'équilibre » peuvent échanger ces blocs : ils s'engagent (sur le marché français, auprès de RTE¹) à déclarer (on parle de « nominations »), la veille du jour de livraison, les injections et soutirages sur le réseau et à payer après coup, sous forme de « prix des écarts », les décalages observés en temps réel entre les nominations de la veille et les injections et soutirages réels. Il y a environ soixante-dix responsables d'équilibre en France, parmi lesquels on trouve un très grand nombre de producteurs européens, mais aussi de grands consommateurs industriels ou des banques.

Les acheteurs d'électricité qui ne sont pas responsables d'équilibre (industriels ou négociants) doivent demander aux responsables d'équilibre de leur fournir l'électricité et d'endosser cette responsabilité pour eux.

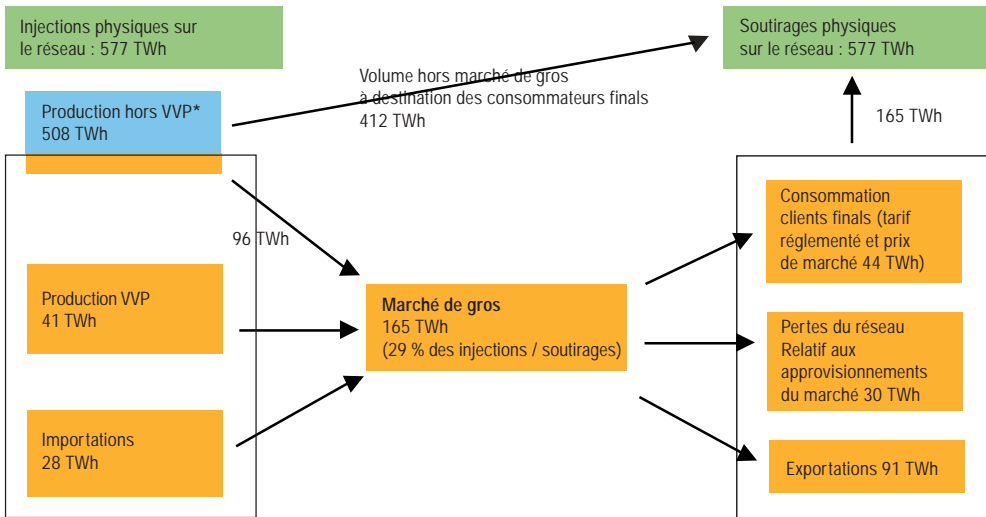
Les produits standard sont échangés de deux manières :

- de gré à gré ; informel, ce marché se structure autour d'intermédiaires importants, les courtiers, qui publient des fourchettes de prix auprès des négociants ; de plus, les négociants informent des agences d'information financière telles que Heren ou Platts ; la standardisation des produits et la semi-publicité des transactions tendent à aligner tous les échanges autour d'un prix de marché que publie par exemple l'agence Platts pour le ruban de base de l'année calendaire à venir (année n + 1) en France, depuis octobre 2001 ;

- sur des Bourses ; ce sont des marchés publics où les transactions sont transparentes, comme Powernext en France, Nordpool en Scandinavie et EEX en Allemagne.

Le marché de gros de l'électricité fonctionne surtout de gré à gré. En France, le volume traité en 2006 a atteint 165 TWh (il s'agit d'un volume réel, la multiplicité des échanges dont les blocs standard peuvent faire l'objet sur le marché de gros n'étant pas prise en compte), à comparer aux 577 TWh de soutirage physique sur le réseau (consommation en France et exportations) (graphique 11).

11. Le marché de gros de l'électricité en 2006



* VVP : «Virtual Power Plants» (cf. encadré 4).

Source : Commission de régulation de l'énergie, données RTE.

¹ La libéralisation des marchés a conduit à séparer le transport et la distribution de l'électricité de la production, en faisant du Réseau de transport de l'électricité (RTE) une filiale autonome d'EDF.

4. Les « Virtual Power Plants »

Afin de compenser la concentration des moyens de production nucléaire d'électricité, la Commission européenne a exigé d'EDF qu'elle loue une partie de son parc de production à d'autres producteurs, mais en garde la responsabilité de fonctionnement (décision du 7 février 2001). Cette mise à disposition de moyens de production (des centrales « virtuelles » - les Virtual Power Plants), organisée sous la forme d'enchères, concerne aussi bien des moyens de base que de pointe. Elle représente la fourniture annuelle d'une quarantaine de TWh (ou encore 10 % environ de la puissance moyenne en service du parc nucléaire), ce qui est important relativement au volume traité sur le marché de gros. Ce système facilite ainsi le fonctionnement de ce marché en assurant sa liquidité.

La bourse de l'électricité, Powernext, fonctionne selon un principe d'enchères publiques, avec détermination chaque jour à midi d'un prix de l'électricité pour chacune des heures du lendemain. Les volumes traités y sont de l'ordre de 15 TWh par an, très inférieurs à ceux du marché de gré à gré. La Bourse permet d'acheter les blocs d'une heure, non traités à terme, qui permettent de couvrir finement le profil réel de consommation.

Le marché de détail est constitué des industriels qui achètent leur électricité par l'intermédiaire d'un fournisseur s'approvisionnant sur le marché de gros. Ils ont le choix (irréversible, à la réserve près du dispositif Tartam), entre deux types de contrats : aux tarifs réglementés (seulement auprès des fournisseurs historiques) ou aux prix de marché (auprès de l'ensemble des fournisseurs).

5. Les principales dates concernant le marché de gros français de l'électricité

- novembre 2000 : la Commission de régulation de l'énergie (CRE) valide la première version du contrat de responsable d'équilibre ;
- mai 2001 : premières cotations publiées concernant le marché français de gré à gré ;
- septembre 2001 : premières mises aux enchères de capacités de production (les virtuals power plants - VPP) par EDF ;
- novembre 2001 : lancement du marché Powernext Spot ;
- juin 2004 : lancement du marché Powernext Futures ;
- août 2005 : lancement du marché EEX France (Futures à livraison physique en France) ;
- janvier 2006 : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières.

5.2 La facture d'un industriel électro-intensif²

Alors que les tarifs régulés de l'électricité sont restés stables, les prix de l'électricité sur le marché dérégulé ont fortement augmenté à partir de 2004. L'impact sur le prix d'ensemble (y compris les tarifs régulés) est très fort : près de 30 % de hausse entre 2003 et 2006. On ne dispose pas cependant de données statistiques sur l'évolution propre des prix sur le marché dérégulé³. Une méthode alternative consiste à reconstituer la facture d'un industriel à partir de son profil de consommation. Cette approche a été retenue dans un rapport de l'Inspection générale des Finances et du Conseil général des mines sur les prix de l'électricité en France et en Europe (cf. Pour en savoir plus). L'analyse se focalise sur les industriels très gros consommateurs d'électricité (dits « électro-intensifs ») qui ont pu opter pour le marché dérégulé dès 2000 ; ils appartiennent notamment aux secteurs de la métallurgie et de la chimie.

L'évolution de la facture d'un industriel électro-intensif a été estimée en reconstituant les coûts d'achat de l'électricité au tarif régulé et sur le marché dérégulé pour trois profils types simplifiés :

- profil 1 : un consommateur en « ruban » d'une puissance constante de 100 MW, soit 876 GWh annuels ;

² Cette partie présente des résultats du rapport de l'IGF – CGM (cf. « Pour en savoir plus »).

³ L'enquête EACEI sur les consommations d'énergie par l'industrie ne fournit pas directement cette information.

- profil 2 : un consommateur en ruban de 100 MW, doté d'une capacité d'effacement de 22 périodes de 18 heures par an (correspond au tarif vert C EJP d'EDF) ;
- profil 3 : un consommateur au profil plus irrégulier, constitué de l'addition d'un ruban de 50 MW et d'une consommation en pointe de 140 MW de 8 h à 20 h en semaine, jours fériés inclus ; la consommation totale atteint ainsi 876 GWh, comme pour le profil 1, mais répartie pour moitié entre une consommation « en base » et une consommation de « pointe ».

Il s'agit de très gros consommateurs : les industriels éligibles dès 2000 devaient avoir une consommation annuelle supérieure à 16 GWh. Ces industriels ont consommé globalement 152 TWh en 2003, juste avant que les prix n'augmentent fortement sur le marché dérégulé, les deux tiers (105 TWh) ayant été consommés par ceux qui ont exercé leur éligibilité.

Le coût de l'électricité au tarif régulé a été calculé sur l'ensemble de la période 1996-2004, afin de simuler la facture des trois profils avant l'ouverture et la facture correspondant au choix de rester au tarif après l'ouverture.

L'achat au tarif régulé

Pour les industriels qui acquittent le tarif régulé d'EDF, le « tarif C » a été retenu. Il s'adresse aux consommateurs d'une puissance supérieure à 40 MW, ce qui correspond aux très gros consommateurs, objet principal de cette analyse. En outre, il correspond à un raccordement direct au réseau « haute tension », ce qui permet la comparaison avec une structure tarifaire composée de l'addition du tarif du réseau de transport et du tarif de l'énergie. En effet, au prix de vente du producteur de l'électricité - le tarif régulé - s'ajoutent le prix du transport par RTE ainsi que la contribution au service public de l'électricité (CSPE) (encadré 6).

L'effacement au tarif a été simulé en supposant qu'un industriel ne consomme pas en heures de pointe mobiles. L'effacement pendant les heures de pointe permet de bénéficier d'un prix beaucoup moins élevé pendant les autres périodes.

6. Tarif d'accès au réseau haute tension, CTA et CSPE

À partir de 2003, le tarif annuel d'accès au réseau haute tension est calculé, en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée, selon la relation suivante :

$$\text{prix annuel} = a_1 + a_2 \times P + b \left(\frac{\text{énergie soutirée}}{8\,760 \times P} \right)^c \times P$$

dans laquelle :

P désigne la puissance souscrite (en kW)

$$a_1 = 810 \text{ euros}$$

$$a_2 = 13,72 \text{ euros/kW}$$

$$b = 18,96 \text{ euros/kW}$$

$$c = 0,796$$

(valeurs 2003, qui ont évolué par la suite).

À titre d'exemple, pour une puissance d'1 MW appelée 7 000 heures dans l'année (soit 7 GWh de consommation dans l'année, seuil d'éligibilité au marché à partir de février 2003) le tarif est de près de 30 400 euros, soit 4,34 euros par MWh. Si la même puissance est appelée toute l'année (on parle de « ruban »), soit 8 760 heures, le tarif passe à 3,82 euros par MWh.

Pour les années antérieures à 2003, a été retenu le tarif d'accès au réseau appliqué à l'époque aux consommateurs raccordés en 225 kV :

- 4,275 euros /MWh pour le consommateur en ruban non effaçable ;
- pour le consommateur effaçable, le taux de charge⁴ varie entre 0,9 et 1 selon l'intensité de l'effacement, le prix a donc été supposé varier entre 4,51 euros /MWh, tarif pour un taux de charge de 0,9, et 4,275 euros /MWh, selon une fonction linéaire du taux de charge ;

⁴ Le rapport « énergie annuelle soutirée / puissance souscrite » définit une durée annuelle d'utilisation du réseau. Cette durée, rapportée à la durée de l'année, soit 8 760 heures, définit un taux de charge, compris entre 0 et 1.

- pour le consommateur en « ruban + pointe », les valeurs retenues conduisent à un taux de charge de 0,63 qui mène à un tarif de 5,56 euros /MWh.
- Pour obtenir le coût total de la fourniture d'électricité, il faut ajouter enfin au tarif d'accès au réseau haute tension :
- depuis janvier 2005, la Contribution tarifaire d'acheminement (CTA), reversée par RTE à la Caisse nationale des industries électriques et gazières ;
 - à partir de 2001, la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) dont le montant, de 3,3 euros jusqu'en 2004, est plafonné à 500 000 euros par site.

L'achat sur le marché dérégulé

Le prix a été calculé par simple addition du coût de l'énergie sur le marché, de la CSPE et du tarif de raccordement au réseau haute tension publié par RTE (le coût d'intermédiation du fournisseur - inconnu - n'a pas été pris en compte). La date du passage au marché libre correspond à la première année où des prix de marché sont disponibles : 2001 pour la fourniture en ruban ou en ruban effaçable et 2002 pour la fourniture en ruban et pointe. Il a été supposé que l'industriel achetait son électricité à terme en une seule fois pour l'année entière, au cours des six derniers mois précédant l'année calendaire concernée : l'achat de 2004 se situe ainsi entre juillet et décembre 2003. Le marché se caractérise par une forte instabilité des prix. Pour retracer cette instabilité, trois cas ont été considérés : ceux de l'industriel qui achète au prix à terme maximal ou minimal atteint au cours de la période, et celui de l'achat à la moyenne de ces deux prix. Les prix utilisés sont les prix publiés par Platts.

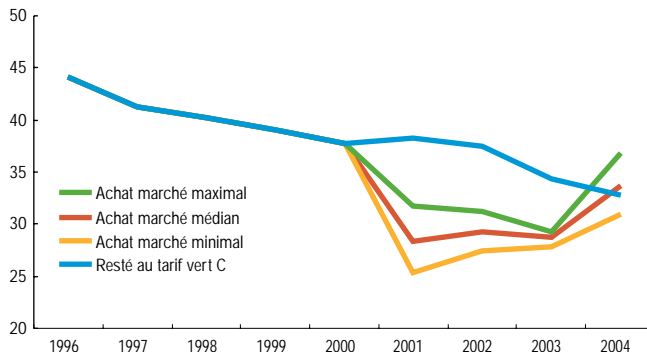
Pour la simulation de l'effacement, un prix d'exercice de 90 euros/MWh a été retenu, correspondant au coût variable de turbines au fioul comme en possèdent les industriels effaçables et au coût d'opportunité de l'arrêt d'un processus industriel. Les périodes d'effacement ont été supposées correspondre à des blocs de 4 heures minimum cotés sur Powernext : 0h 00-4h 00, 4h 00-8h 00, etc.

5.3 Aux gains lié à l'ouverture des marchés ont succédé de fortes hausses

Les résultats des simulations présentées ci-dessus apparaissent sur les graphiques suivants :

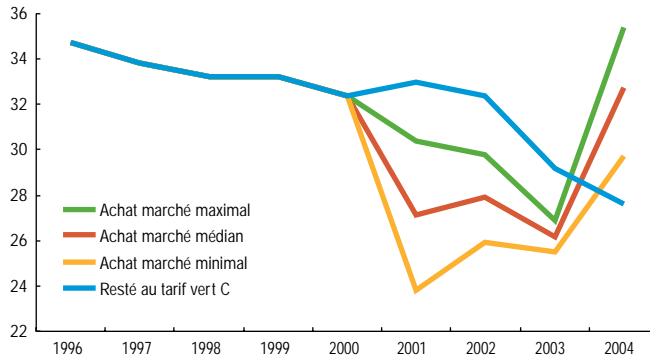
12. Évolution comparée des prix - tarif et marché dérégulé - pour les industriels électro-intensifs prix en euros constants 2004 par MWh

Profil 1 : fourniture en ruban

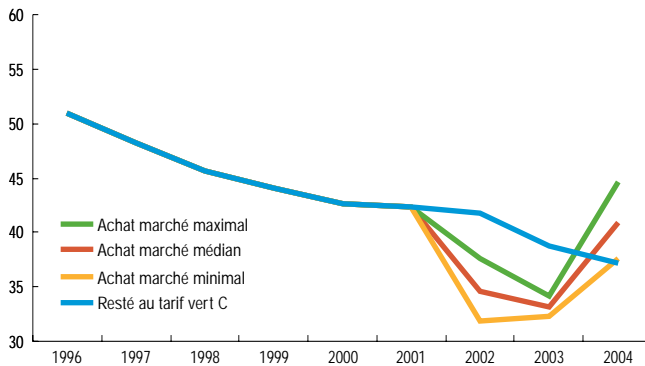


Source : Rapport de l'IGF - CGM (cf. « Pour en savoir plus »).

Profil 2 : fourniture en ruban effaçable (prix d'exercice de 90 euros/MWh)



Profil 3 : fourniture en ruban et pointe



Source : Rapport de l'IGF - CGM (cf. « Pour en savoir plus »).

L'analyse de ces résultats met en évidence deux enseignements. Dans un premier temps, les industriels ont réalisé en passant au marché un gain important, proche de 5 à 10 euros par MWh consommé en valeur médiane selon les profils. Mais, dans un second temps, leur situation s'est nettement dégradée à partir de 2004 avec la hausse des prix de gros à terme à partir du second semestre 2003. L'ouverture de la fourchette d'incertitude traduit la volatilité importante du marché pendant la période. Ces résultats sont cohérents avec ceux obtenus par l'enquête EACEI relativement à l'évolution globale - tarifs et marché dérégulé - des prix de l'électricité pour les industriels (graphique 3). Les hausses se sont prolongées, conduisant à la mise en place, en 2006, du tarif dit « Tartam » (encadré 1) ainsi qu'au protocole d'accord entre EDF et le consortium Exeltium rassemblant les entreprises électro-intensives les plus grandes consommatrices d'électricité en France.

6. Quelles perspectives d'évolution des prix dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'électricité ?⁵

6.1 Les causes de la forte hausse des prix de l'électricité sur le marché dérégulé

Bien que la mesure en soit difficile (cf. partie 5), la hausse des prix ainsi que leur volatilité sur le marché dérégulé de l'électricité a été importante à partir de 2004 ; elle s'est poursuivie ensuite. Cette hausse est due, ce qui peut paraître paradoxal, au très fort renchérissement des énergies fossiles (cf. paragraphe 1.1). On pourrait penser, en effet, qu'en France l'électricité est nécessairement bon marché du fait de la prépondérance de l'électricité d'origine nucléaire (près de 80 % de la production totale d'électricité française). Or, à l'heure actuelle, la production nucléaire n'est presque jamais suffisante pour assurer, à elle seule, la consommation française. La plupart du temps, il faut donc compléter cette production par une production « fossile ». Cette situation résulte d'une part de l'importance des exportations vers l'étranger dans le cadre de l'ouverture des marchés, d'autre part de la croissance continue de la demande. Il en résulte - comme la théorie économique l'enseigne et l'observation des faits le confirme - que, aussi modeste soit-elle, c'est la production « fossile », presque toujours « marginale », qui détermine les prix de l'électricité sur le marché dérégulé. Elle leur imprime les hausses et la volatilité des prix qui caractérisent tout particulièrement les produits pétroliers depuis 2004.

6.2 La concurrence ne jouera qu'au terme de nouveaux investissements

La sous-optimalité du parc nucléaire (encadré 7) ainsi apparue à la fois avec l'augmentation de la demande (intérieure comme extérieure) et, plus conjoncturellement, avec la hausse des prix des énergies fossiles donc des coûts variables des moyens de productions d'électricité qui les utilisent, conduit à une rémunération de la production nucléaire très supérieure à son coût. Les producteurs, essentiellement EDF en France, perçoivent dès lors une « rente de rareté ». Cette rente fournit en principe aux producteurs nucléaires les moyens financiers d'accroître à long terme leur parc et de l'amener à sa nouvelle dimension optimale. Toutefois, il faut pour cela un dispositif incitatif adéquat. Or, le mécanisme de la concurrence semble peu adapté tant que les producteurs nucléaires pourront écouler, sur le marché libre, leur production au coût marginal de la production à partir d'énergies fossiles. La mise en place du système de cessions virtuelles (les virtual power plants - encadré 4), en France comme dans d'autres pays européens, n'apportera pas d'amélioration à cette situation.

Ainsi, la taille du parc nucléaire européen, la croissance des échanges d'électricité, l'ampleur des coûts et des risques liés à de nouveaux investissements, leurs délais d'aboutissement très longs et le contexte politique européen actuel⁶ relatif au nucléaire sont autant d'obstacles à une stabilisation des prix sur le marché dérégulé européen de l'électricité.

⁵ Cette partie s'inspire de l'étude de D. Spector (cf. *Pour en savoir plus*).

⁶ Plusieurs pays européens, Allemagne, Italie, Espagne et Belgique notamment, ont pris la décision de sortir ou d'instaurer un moratoire sur le nucléaire.

7. Le parc électrique « optimal »

Les centrales nucléaires sont coûteuses à construire comparativement aux centrales utilisant un combustible fossile (fioul, gaz, charbon). Par contre, leur coût horaire de fonctionnement (appelé « coût variable ») est beaucoup moins élevé. Il est donc de bonne gestion de faire fonctionner les centrales nucléaires (les moyens dits de « base ») le plus longtemps possible et de recourir aux autres centrales (les moyens de « pointe ») seulement lors des pics de demande. Au-delà de leur souplesse d'utilisation, les moyens de pointe permettent de produire l'électricité demandée à un moindre coût qu'avec un parc exclusivement nucléaire. En effet, pour une durée d'utilisation suffisamment courte, le coût complet (coûts fixes - construction des centrales et salaires - augmentés des coûts variables) d'un moyen de pointe est inférieur à celui d'un moyen de base de même puissance. La durée « limite » est d'ailleurs aisée à calculer : c'est celle qui égalise les coûts complets d'utilisation d'une centrale de base et d'une centrale de pointe. On montre facilement⁷ le résultat suivant :

(*) La durée d d'utilisation des moyens de pointe en complément des moyens de base est le rapport :

- au numérateur, du « surcroît du coût fixe d'un moyen de base par rapport à un moyen de pointe » ;
- au dénominateur, du « surcroît du coût variable d'un moyen de pointe par rapport à un moyen de base ».

Désignons par P_n le niveau de puissance appelé par l'ensemble des consommateurs pendant une durée supérieure ou égale à d dans l'année. Le parc de production d'électricité « optimal », c'est-à-dire qui permet de répondre à la demande annuelle au moindre coût, est celui qui est constitué de moyens nucléaires représentant une puissance totale disponible P_n , tout appel de puissance supplémentaire étant fourni par un moyen de pointe.

La relation (*) est riche d'enseignements. Elle montre d'abord qu'une hausse de prix des énergies fossiles réduit la durée d d'utilisation optimale des moyens de pointe (dans le second membre de la relation (*), le dénominateur s'accroît). La puissance « limite » correspondante P_n s'en trouve accrue. Il est alors nécessaire d'accroître la taille du parc nucléaire (qui correspond à la puissance P_n) devenu « sous-optimal ».

La relation (*) montre ensuite que, indépendamment d'une augmentation des coûts variables, une augmentation de la demande d'électricité entraîne également une sous-optimalité du parc nucléaire. En effet, la durée optimale d d'utilisation reste dans ce cas inchangée mais la puissance limite associée P_n devient, là encore, supérieure. En effet, du fait de l'augmentation de la demande instantanée de puissance, la puissance appelée, qui atteignait auparavant parfois des niveaux inférieurs mais proche de l'ancienne valeur de P_n en dehors de la période d , la dépasse désormais dans ces cas-là.

La relation (*) montre enfin que, sur le marché dérégulé, le surcroît de rémunération dont bénéficient les moyens de base en termes de coûts variables lorsque les moyens de pointe sont sollicités (donc pendant la durée d) compense exactement le surcroît de coûts fixes qui les affectent. Lorsque le parc est sous-optimal, ce surcroît de rémunération des coûts variables surcompense le surcroît de coûts fixes des moyens de base. Cette surcompensation correspond exactement au coût d'extension du parc nucléaire pour l'amener à sa nouvelle taille optimale.

⁷ En désignant par $C_{b,f}$ (resp. $C_{p,f}$) le coût fixe (construction et salaires essentiellement) d'une centrale de base (resp. de pointe) et par $C_{b,v}$ (resp. $C_{p,v}$) le coût variable (essentiellement le combustible), la durée optimale d est donnée par la relation : $C_{b,f} + d.C_{b,v} = C_{p,f} + d.C_{p,v}$. La relation (*) en résulte immédiatement.

Pour en savoir plus

- Spector D. : « Électricité : faut-il désespérer du marché ? », *Cepremap*, Éditions Rue d'Ulm, 2007.
- Scherrer S. : « Électricité et politique énergétique : spécificités françaises et enjeux dans le cadre européen », DGEMP, juillet 2007.
- Inspection générale des finances et Conseil général des mines, Rapport sur les prix de l'électricité en France et en Europe, octobre 2004.
- Site internet de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).
- AEN/AIE, « Coûts prévisionnels de production de l'électricité », mise à jour 2005.
- Beudaert M. et Pollina L. : « Hausses des prix de l'énergie importée : des conséquences modérées sur les prix industriels », *Insee Première*, n° 1051, décembre 2005.
- Beudaert M. : « L'énergie en 2006 : nouvelle hausse des prix, recul de la consommation », *Insee Première*, n° 1152, juillet 2007.
- Clément C. et Riedinger N. : « La mise en place du système de quotas de CO₂ : la plupart des entreprises ont réduit l'intensité de leurs émissions », *Le 4 Pages*, Sessi, n° 229, mai 2007.
- Pham H. : « La performance énergétique dans l'industrie manufacturière : l'industrie manufacturière, plus économe en énergie », *Le 4 Pages*, Sessi, n° 196, novembre 2004.