



Énergies & Matières premières

Electricité et politique énergétique : spécificités françaises et enjeux dans le cadre européen

Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières
Observatoire de l'économie de l'énergie et des matières premières
Observatoire de l'énergie
Janvier 2006

Éléments de cadrage

La politique énergétique de la France, engagée à la suite du premier choc pétrolier en 1973-1974, consistait essentiellement à renforcer la sécurité d'approvisionnement à long terme de la France. Elle s'est ensuite enrichie de préoccupations complémentaires qui revêtent maintenant une importance égale : la compétitivité, la préservation de la santé et de l'environnement, et la garantie de la cohésion sociale et territoriale. Pour améliorer sa sécurité d'approvisionnement, et compte tenu de son déficit en ressources énergétiques, la France avait décidé, au lendemain du premier choc pétrolier, d'agir sur la demande d'énergie en développant des actions en faveur des économies d'énergie. Parallèlement, une diversification de l'offre avait été engagée, en faisant une place plus importante à l'électricité dans le bouquet énergétique français : il s'agissait en effet là du levier quasiment unique dont la France disposait côté offre pour améliorer son indépendance énergétique.

Dans le contexte actuel de libéralisation des marchés européens de l'électricité, auquel est venu s'ajouter le renchérissement des prix de l'énergie, les questions énergétiques se posent en termes renouvelés. L'augmentation des prix des énergies pose de façon accrue la question de l'économie française : quel type d'approvisionnement et quelles orientations technologiques permettraient de desserrer cette contrainte ? C'est ainsi l'ensemble des grandes orientations de la politique énergétique française qui méritent d'être réexaminées dans un cadre plus large : celui de l'Europe.

Tel est le but de cette note qui, après avoir présenté l'organisation actuelle du marché français de l'électricité et les modifications intervenues récemment suite à son ouverture à la concurrence, s'attache à décrire les évolutions depuis le premier choc pétrolier de la place accordée à l'électricité dans le bouquet énergétique français, ainsi que des choix technologiques expliquant la structure de production électrique actuelle, caractérisée par la part prépondérante du nucléaire. Ensuite, la politique énergétique française en matière d'électricité est mise en perspective avec les grandes orientations européennes, afin de mettre en évidence la façon dont les choix effectués pour cette filière contribuent à atteindre les objectifs européens de sécurité énergétique, de respect de l'environnement et de libéralisation des marchés.

Il apparaît en particulier que les choix faits par la France en matière d'électricité (efforts de maîtrise de la demande, large place accordée à l'électricité et prépondérance du nucléaire) ont limité sa facture énergétique et accru son indépendance énergétique. Ils ont également contribué à maintenir des prix plus bas et moins volatils que ceux de nos partenaires commerciaux, améliorant ainsi la compétitivité des entreprises et limitant l'exposition de l'économie au risque « prix ». De même, ils se traduisent, toutes énergies confondues, par de faibles émissions françaises de CO₂ par rapport aux autres pays développés et une place importante accordée aux ENR dans le bouquet énergétique.

Observatoire de l'énergie Télédéc 162- DGEMP- 61, boulevard Vincent Auriol - 75703 Paris Cedex13

Mél : dgemp.oe@industrie.gouv.fr

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

1. Organisation du marché français de l'électricité

La loi du 8 avril 1946 crée Électricité de France, entreprise nationale, industrielle et commerciale, dont la vocation est de subvenir aux besoins de la nation en énergie électrique « aux meilleures conditions de coût, de qualité de service et dans le souci de l'intérêt général ». Dans le cadre de cette mission, EDF a été amenée à assurer l'essentiel de la production d'électricité en France, ainsi que sa distribution aux différents usagers.

Les deux directives européennes fixant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (96/92 du 19 décembre 1996 et 2003/54 du 26 juin 2003) ont été transposées par la loi du [10 février 2000](#) relative au service public de l'électricité et par la loi du [9 août 2004](#) relative aux entreprises électriques et gazières.

Désormais, l'activité de production d'électricité est une activité concurrentielle exercée sous un régime d'autorisations ministérielles. Des appels d'offres peuvent être organisés dans le cadre défini par la programmation des investissements de production d'électricité (PPI – cf. §2.2.). Cette organisation permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement et le développement des énergies renouvelables et de la cogénération, filières qui bénéficient d'un régime d'obligation d'achat. L'activité de négoce d'électricité s'exerce, elle, dans le cadre d'un système de déclaration. Le système d'accès réglementé aux réseaux avec des tarifs fixés sur proposition de la [Commission de régulation de l'énergie](#) (CRE) a été retenu afin d'offrir transparence et efficacité concurrentielle. Cette situation est confortée avec la mise en œuvre des dispositions concernant la séparation des activités régulées, d'une part, et des activités concurrentielles, d'autre part : l'activité de transport est ainsi exercée par la société RTE EDF-Transport, juridiquement distincte d'EDF. RTE EDF-Transport exploite et entretient le réseau public de transport d'électricité ; elle est responsable de son développement afin de permettre le raccordement et l'accès des utilisateurs (producteurs, réseaux de distribution, consommateurs), ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux.

Pour la régulation, à côté du Ministre délégué à l'Industrie, en charge de la définition de la politique de l'électricité et des missions de service public, la CRE est une autorité de régulation indépendante et spécialisée. Par ses compétences en matière d'accès aux réseaux, elle est chargée d'assurer le bon fonctionnement concurrentiel du marché de l'électricité.

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients professionnels sont éligibles. Le marché français de l'électricité est ainsi maintenant ouvert à la concurrence à hauteur d'environ 70%, et le sera en totalité à compter du 1^{er}

juillet 2007. En outre, [RTE](#) EDF-Transport organise des appels d'offres pour acquérir au meilleur prix l'électricité nécessaire à la compensation des pertes physiques d'électricité sur le réseau de transport français.

EDF, détenue à 85% par l'Etat à la suite des récentes modifications apportées à son capital en novembre 2005, produit 90% de l'électricité française, le complément étant essentiellement fourni par les centrales de la CNR, la SNET, la SHEM, ainsi que celles de la sidérurgie. Il existe au total plus de 3000 producteurs indépendants d'électricité.

EDF est par ailleurs l'acteur majeur de la distribution ; interviennent toutefois près de 165 Entreprises Locales de Distribution (ELD) dont les livraisons représentent environ 5% de l'ensemble de la consommation intérieure totale.

Le secteur électrique occupe environ 110 000 personnes pour ce qui concerne EDF maison-mère et 70 000 personnes pour ce qui concerne la filière « combustible nucléaire » (CEA, AREVA). A ces effectifs s'ajoutent ceux des autres acteurs du marché, dont l'évaluation exhaustive est difficile à réaliser, compte tenu des évolutions récentes du secteur.

2. Politique énergétique française : objectifs et mise en œuvre

2.1. Objectifs et moyens d'action

[La loi du 13 juillet 2005](#) identifie *quatre grands objectifs de long terme*.

- Contribuer à l'*indépendance énergétique française* et garantir la *sécurité d'approvisionnement*.
- Assurer un *prix compétitif* de l'énergie.
- Préserver la *santé humaine* et l'*environnement*, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre.
- Garantir la *cohésion sociale et territoriale*, en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Pour atteindre ces objectifs de long terme, *quatre grands axes d'actions* ont été définis :

- *Maîtriser la demande d'énergie*, grâce à de nombreuses mesures et programmes mobilisateurs, notamment un dispositif de certificats d'économie d'énergie (les « certificats blancs »), des normes et réglementations, ainsi qu'une fiscalité incitative ;
- *Diversifier le bouquet énergétique*, en accroissant l'usage des énergies renouvelables, en maintenant ouverte l'option nucléaire et, de façon générale, en développant un appareil de production d'énergie performant ; en font partie les raffineries, qui contribuent pour environ 90% au marché national de pétrole, ainsi que les réacteurs nucléaires, avec la construction d'un « EPR » (*European water Pressurized Reactor*) d'ici 2012 à Flamanville, la contribution du nucléaire à la production nationale d'électricité s'élevant à 78% en 2004 ;

- *Développer la recherche et l'innovation dans le secteur de l'énergie*, parce qu'il s'agit d'un impératif pour relever les défis du long terme, par exemple pour les bio-énergies, la pile à combustible, la voiture propre, les bâtiments à basse consommation, le solaire, la captation et le stockage souterrain du CO₂, le nucléaire de 4^{ème} génération ; la création récente des agences ANR (Agence Nationale de la Recherche) et AII (Agence de l'Innovation Industrielle) permet de mettre en œuvre des stratégies de recherche et d'innovation appropriées ;

- *Assurer des moyens de transport et de stockage adaptés aux besoins*, notamment pour garantir la qualité de la fourniture d'électricité, conforter la sécurité des réseaux électrique et gazier et, de façon générale, améliorer la sécurité d'approvisionnement de la France.

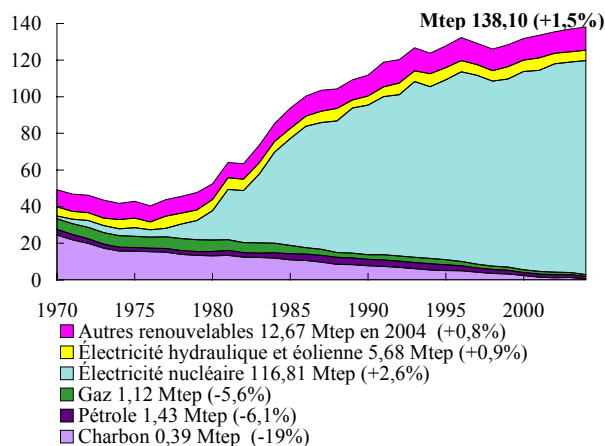
Les leviers dont la France dispose pour atteindre ses objectifs se heurtent à certaines difficultés. Concernant la demande, de nombreuses actions de maîtrise de l'énergie sont mises en œuvre ; elles concernent toutes les énergies. Toute politique visant à améliorer la sécurité d'approvisionnement passe, en premier lieu, par la mise en œuvre de mesures de gestion de la demande. Mais leur réussite suppose notamment des changements de comportements, parfois lents à se mettre en place.

Concernant les actions sur l'offre, et la détermination du « bon » bouquet énergétique, il convient de distinguer deux sortes d'énergies : celles pour lesquelles la demande peut être satisfaite, pour tout ou partie, par une production nationale, et celles pour lesquelles le recours aux importations est indispensable, faute de disposer de ressources nationales suffisantes. L'éventail des choix possibles offerts aux pouvoirs publics en matière de politique énergétique sera naturellement d'autant plus grand que les ressources propres du pays sont importantes et diversifiées.

Or, pour la France, seule l'électricité relève de la première catégorie. En effet, en comparaison avec de nombreux pays du monde, et même avec bon nombre de nos proches voisins, la France est pauvre en ressources énergétiques fossiles, de sorte que sa marge de manœuvre pour réduire sa dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur est faible : la question de la sécurité d'approvisionnement se pose de façon d'autant plus prégnante. Ainsi, l'exploitation du charbon a été arrêtée en France en avril 2004, avec la fermeture de la dernière mine à Creutzwald, en Lorraine ; par ailleurs, la production annuelle de pétrole et de gaz est inférieure à 2,5 Mtep par an, pour une consommation totale d'énergie de 276 Mtep.

Pourtant, pour certains usages énergétiques, il apparaît impossible, à court terme, de se passer de ces formes d'énergies : c'est vrai pour les transports, ainsi que pour les usages non énergétiques du charbon, pétrole et gaz (plastiques, engrais, sidérurgie, goudrons, etc).

Figure 1 : Production nationale d'énergie primaire de la France (millions de tep)



Entre parenthèses, figure, pour chaque énergie, le taux de croissance annuel moyen sur la période 1990-2004

Source : Observatoire de l'énergie

A l'inverse, pour d'autres usages, des substitutions sont possibles entre formes d'énergies : ainsi, pour le chauffage, le choix se fait, au moins à moyen terme, entre le fioul domestique, le gaz naturel, l'électricité, la chaleur urbaine. Pour peu que les conditions financières le permettent (coûts des installations, prix des combustibles), il est ainsi possible, pour ces usages, d'orienter une partie des consommations vers les types d'énergie souhaités. Bien sûr, ces évolutions ne sont jamais complètes, ni immédiates : elles nécessitent également des changements de comportement des consommateurs et la mise en place d'investissements spécifiques et d'incitations, qui leur confèrent un caractère de moyen terme, voire de long terme. Elles se heurtent de ce fait à nombreuses rigidités, qui freinent leur réalisation.

La France a ainsi notamment choisi de répondre au déficit en ressources énergétiques dont elle souffrait en favorisant le développement de l'électricité, et plus précisément celle issue des filières nucléaire et hydraulique, ainsi que celles provenant des autres énergies renouvelables, notamment l'éolien. Ces choix sont venus s'ajouter aux efforts d'économies d'énergie visant à modérer la demande, et à la diversification de nos approvisionnements, tant au niveau de la provenance géographique de nos importations, que de leur structure par énergie.

2.2. Les particularités de l'électricité imposent des contraintes supplémentaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique

L'électricité se caractérise par des particularités techniques, qui en font une énergie à part. Toute réflexion sur les enjeux liés à la filière électrique et sa contribution aux objectifs énergétiques globaux, notamment en matière de sécurité

d'approvisionnement, ne saurait faire abstraction des contraintes liées à ces spécificités.

L'électricité est tout d'abord soumise à des lois physiques contraignantes, au premier rang desquelles l'impossibilité de la stocker, qui suppose un ajustement constant de l'offre à la demande pour assurer la sécurité d'approvisionnement du réseau. Toutefois, l'absence de défaillance ne peut être garantie de façon absolue, et il convient de définir le niveau « acceptable » de risque de défaillance. Le fonctionnement du réseau électrique français, à court terme et à long terme, repose ainsi sur le choix fait par les pouvoirs publics d'un certain niveau de sécurité d'approvisionnement.

A court terme, la gestion opérationnelle de l'équilibre sur le marché électrique français revient à RTE EDF-Transport, qui, pour cela, confronte les prévisions de consommations et de disponibilités électriques, estimées à partir des programmes de productions, d'importations et d'exportations. Ainsi, pour estimer la pointe du lendemain, RTE EDF-Transport évalue la marge de puissance nécessaire pour faire face aux aléas qui surviendront en temps réel avec une probabilité inférieure à 1 chance sur 100 de devoir recourir aux moyens exceptionnels. RTE EDF-Transport peut ensuite ajuster la marge en utilisant en cas de besoin les moyens mis à sa disposition sur le mécanisme d'ajustement. Si ces derniers s'avèrent insuffisants, des moyens exceptionnels pourront être mobilisés : contrats de secours avec les gestionnaires de transport voisins, sollicitation maximale des moyens de production, baisses de tensions, etc. Ce n'est qu'en dernier lieu que le recours aux délestages des consommateurs est utilisé.

A moyen et long termes, s'ajoutent la lourdeur des investissements à tous les stades de la filière (production, transport, distribution), ainsi que leur longue durée de réalisation, exigeant des décisions très antérieures à la date de mise en service des diverses installations. Ces caractéristiques ont ainsi rendu indispensable la réalisation d'exercices de prévisions des flux électriques à moyen terme (demande, offre), afin que les moyens de production et de transport puissent répondre aux besoins le moment voulu. C'est dans ce cadre que s'inscrivent la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) et les bilans prévisionnels réalisés par RTE EDF-Transport, qui sont tous deux des exercices de sécurité d'approvisionnement, ainsi que les travaux de prospective de l'Observatoire de l'énergie.

Le dimensionnement optimal du parc de production repose également sur un critère défini par les pouvoirs publics ; actuellement, le parc est ainsi réputé ajusté lorsque la durée moyenne de défaillance potentielle ne dépasse pas trois heures par an, ce qui équivaut, en France métropolitaine continentale à la probabilité de survenue d'un délestage une fois tous les 10 ans. Bien entendu, cette définition n'est pas immuable et doit être

régulièrement réexaminée au regard des évolutions constatées et des attentes socio-économiques.

‡ Les bilans prévisionnels de RTE EDF-Transport :

Dans le cadre de la loi du 10 février 2000, RTE EDF-Transport élabore tous les 2 ans, à la demande du ministre délégué à l'Industrie, un bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Le dernier bilan est paru en juillet 2005 et porte sur l'horizon 2020.

Le bilan prévisionnel consiste à :

- établir des prévisions de consommation intérieure d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays, éléments constituant la demande totale d'électricité ;
- confronter ces prévisions de demande aux perspectives connues d'évolution des parcs de production ;
- évaluer ainsi les besoins en nouvelles capacités de production aux différentes échéances pour garantir un niveau défini de sécurité d'approvisionnement.

‡ La Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) :

L'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit que le ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique une programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) dont l'objectif est de traduire de façon concrète les objectifs de politique énergétique dans le domaine de l'électricité. La PPI fixe ainsi des objectifs de développement des moyens de production d'électricité installés en France, en termes de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire utilisée, et de techniques de production mises en œuvre. Elle examine également la situation particulière de certaines zones géographiques. Pour cela, elle s'appuie notamment sur le bilan prévisionnel de l'évolution de la production et de la consommation d'électricité élaboré par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE EDF-Transport). L'article 8 de la loi du 10 février 2000 prévoit que le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres dans le cas où les capacités de production d'électricité ne répondent pas aux objectifs de la PPI. Après une première PPI transmise au Parlement en 2003, un second exercice va prochainement être publié.

3. La France a fait le choix d'accorder une large place à l'électricité dans son bouquet énergétique

Grâce au développement du nucléaire et des ENR, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie a plus que doublé en 35 ans, passant de moins de 10% au début des années 1970 à plus de 20% actuellement.

3.1. La part croissante de l'électricité dans la demande française d'énergie

Entre 1970 et 2004, la consommation énergétique finale, toutes énergies confondues, a augmenté à un rythme annuel moyen de 1%, tandis que, dans le même temps, la consommation d'électricité progressait à un rythme beaucoup plus rapide, de 3,7% par an en moyenne. En conséquence, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie est passée de moins de 10% en 1973 à environ 22% actuellement.

Toutefois, fruit des mesures de maîtrise de la demande adoptées pour tous les secteurs et toutes les énergies, une inflexion significative de tendance a été observée ces dernières années en matière de consommation d'énergie : si la consommation totale s'est encore accrue à un rythme voisin de 1% par an, la hausse de la consommation d'électricité a reculé à +2,3% par an sur les 10 dernières années. L'inflexion est encore nettement plus marquée sur les 5 dernières années, puisque la croissance de la consommation finale ne se fait alors plus qu'à un rythme moyen annuel de +0,4% pour l'ensemble des énergies et de +1,5% pour l'électricité.

Parmi les facteurs explicatifs des évolutions de la structure par filière de la consommation d'énergie, il convient de citer les éléments suivants.

- *L'évolution des prix relatifs des énergies* : par exemple, à partir de 1973, la hausse du prix du pétrole a contribué à limiter la part de ce dernier dans la consommation due au chauffage, au profit essentiellement du gaz naturel et de l'électricité.

- *La disponibilité de ressources nationales* : conjugué à son caractère particulièrement polluant, le recul de l'utilisation du charbon est ainsi en France également à rapprocher de la baisse de cette ressource, laissant place à des énergies plus propres.

- *L'évolution des techniques de production d'énergie* : par exemple, en France, l'essor de la filière nucléaire a facilité la disponibilité d'une électricité à prix relativement bas et stable. Dans d'autres pays, le développement des Cycles Combinés à Gaz (CCG) a également eu des résultats voisins, ainsi que la cogénération.

- *Les modifications structurelles de l'économie* : le déclin de certains secteurs industriels gros consommateurs d'énergie, et inversement le développement d'activités tertiaires fortes consommatrices d'électricité, jouent sur le niveau et la composition de la consommation énergétique.

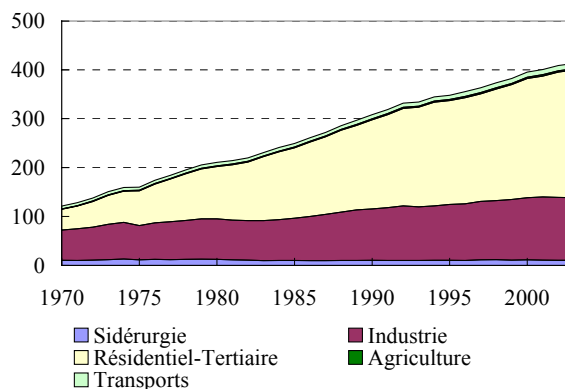
- *Le comportement des utilisateurs* : l'apparition de nouveaux usages (électronique, informatique, communication, etc.), ainsi que les efforts d'économies d'énergie, en jouant à la fois sur le niveau des consommations et les substitutions entre énergies, exercent des influences nombreuses et parfois de sens opposé.

3.2. Une multiplication par 3 en trente ans de la consommation d'électricité

Depuis 1970 la consommation d'électricité finale a globalement été multipliée par plus de 3.

Cette croissance s'est accompagnée d'une modification de la structure de la consommation par secteur.

Figure 2 : Consommation finale d'électricité par secteur, corrigée du climat (TWh)



Source : Observatoire de l'énergie

En 1970, le secteur le plus consommateur d'électricité était l'industrie, sa part étant alors de plus de 50%, tandis que le résidentiel-tertiaire consommait environ 35 % de l'électricité finale. Entre 1970 et 2004, la consommation d'électricité du résidentiel-tertiaire a augmenté beaucoup plus vite que celle de l'industrie, avec un rythme moyen de croissance annuel de 5%, contre seulement 1,9% pour l'industrie, de telle sorte qu'en 2004, le résidentiel-tertiaire consomme deux fois plus d'électricité que l'industrie, avec une part de 63% (35% pour le résidentiel et 28% pour le tertiaire), contre 33% pour l'industrie. La part des transports ne dépasse pas 3% et celle de l'agriculture 1%.

Cette forte augmentation de la consommation d'électricité du résidentiel-tertiaire est notamment liée au fort développement du chauffage électrique en France, une particularité française par rapport à bon nombre de nos voisins européens. La consommation finale d'électricité du secteur résidentiel est ainsi maintenant destinée pour 32% au chauffage, pour 46% à des usages spécifiques et pour 22% à l'eau chaude sanitaire et à la cuisson. Dans le secteur tertiaire, ces parts sont respectivement de 15%, 74% et 11%.

Concernant l'industrie, parmi les secteurs les plus gros consommateurs d'électricité, se trouvent le secteur « mécanique-fonderie-travail des métaux » (19% de la consommation finale totale d'électricité), la métallurgie (18% dont 8% pour la sidérurgie), les industries chimiques et parachimiques (17%), l'ensemble des industries agro-alimentaires (environ 14%), l'industrie du papier-carton (9%), la fabrication de minéraux et matériaux (8%), etc.

Les inflexions récentes de la consommation totale d'électricité se retrouvent pour chacun des deux grands secteurs consommateurs d'électricité que sont l'industrie et l'ensemble résidentiel-tertiaire. Pour l'industrie, la progression de la consommation

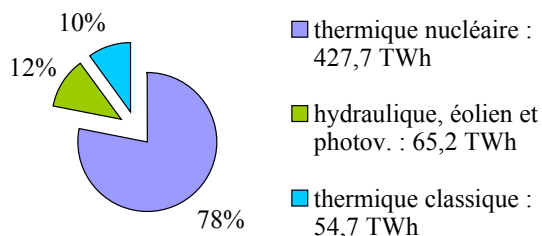
d'électricité n'est plus que de 1,4% par an en moyenne sur les quinze dernières années, contre +2,1% sur la période 1970-2004, et se transforme même en quasi-stabilité sur les 5 dernières années (+0,1%). De même, pour le résidentiel-tertiaire, le rythme de progression de la consommation d'électricité est presque divisé par deux sur la période 1990-2004 (+2,7% au lieu de +5,5% sur 1970-2004), et décroît encore, pour s'établir à +2,1%, sur la période 2000-2004.

3.3. Le bouquet énergétique français offre la particularité d'accorder une large place à la production d'origine nucléaire

■ La structure de production : conséquence des choix passés

La place sans cesse croissante accordée à l'électricité est notamment liée aux bas niveaux de prix de l'électricité que le développement du parc nucléaire français a permis de maintenir, conjugués à une offre abondante d'électricité qui lui est liée. La structure du parc de production français s'est ainsi considérablement modifiée depuis 30 ans, avec la mise en place du programme électro-nucléaire, à partir de 1974. En 2004, le nucléaire a contribué à la production totale d'électricité à hauteur de 78%, tandis que la part du thermique classique s'élevait à 10% et celle de l'ensemble « hydraulique et éolien » à 12%.

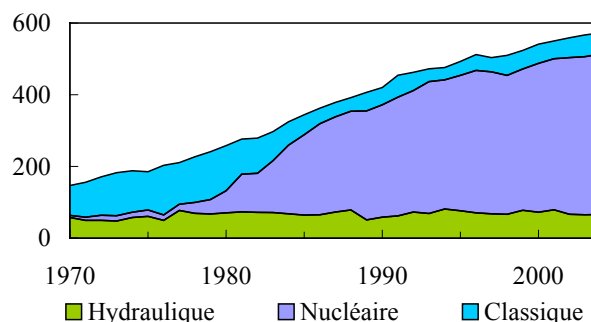
Figure 3 : Production nette d'électricité en 2004 (547,6 TWh)



Source : Observatoire de l'énergie

La montée en puissance de la *production nucléaire*, de 14 TWh nets en 1973 à 428 TWh en 2004, s'est donc accompagnée d'une réduction de la production thermique classique, l'énergie nucléaire se substituant massivement au fioul pour la production d'électricité. Les 55 TWh nets de *production thermique classique* atteints en 2004 représentent à peine la moitié de son niveau de 1973. Le charbon constitue encore le combustible majoritaire, mais le gaz naturel a beaucoup progressé, en particulier grâce au développement de la cogénération. La *production hydraulique* n'a que modérément progressé depuis les années 1973, de telle sorte que sa part dans la production totale d'électricité s'est réduite de moitié, passant de 26 % en 1973 à 12% en 2004.

Figure 4 : Évolution de la production nette d'électricité par filière, de 1970 à 2004 (TWh)



Source : Observatoire de l'énergie

■ Des éléments nouveaux ...

Un certain nombre d'éléments nouveaux sont toutefois à noter, concernant les différentes filières du parc de production d'électricité.

- En attendant les décisions concernant le nouveau réacteur EPR, qu'EDF souhaite mettre en service à Flamanville en 2012, il n'existe plus actuellement de centrales nucléaires en construction en France. Les dernières commandes de centrales concernaient le palier N4, désormais toutes en service industriel : Chooz B1 et B2, respectivement en mai et septembre 2000 ; Civaux 1 et 2, respectivement en janvier et avril 2002.

- L'hydroélectricité est actuellement dans une phase de stagnation, l'équipement des grands sites aménageables étant presque achevé, et le potentiel restant à exploiter demeurera probablement limité.

- De toutes les filières renouvelables, l'éolien possède le plus fort potentiel de développement, permettant à la France de respecter ses engagements.

- Le développement récent de la cogénération a été significatif au cours des dernières années, encouragé par un dispositif incitatif justifié par les atouts de cette filière : les économies d'énergie primaire induites, les économies de réseau (puisque'il s'agit d'une production décentralisée) et le fonctionnement en ruban l'hiver, en concordance avec la saisonnalité de la demande électrique. Toutefois, il apparaît que le coût de la tonne de CO₂ évitée par la cogénération est, en France, particulièrement élevé, du fait de la particularité de son bouquet énergétique, et de la large place accordée au nucléaire et à l'hydraulique.

- Pour respecter les engagements français en matière d'environnement, le parc de centrales classiques doit faire l'objet de mises aux normes impliquant parfois des investissements importants, voire des fermetures. En compensation, EDF a d'ores et déjà décidé la sortie de cocons de plusieurs de ses centrales, tandis que la construction de nouvelles centrales était décidée.

... qui éclairent certaines évolutions récentes.

Même s'ils revêtent d'abord un caractère structurel, ces éléments nouveaux concernant le parc de production, conjugués au ralentissement de la demande, ne sont pas

sans conséquences sur les évolutions récentes de la production d'électricité. En 2004, la production totale nette d'électricité a augmenté de 1,0%, en données corrigées du climat, confirmant ainsi la tendance à la décélération observée ces dernières années, puisque cette progression vient après une hausse de +1,4% en 2003, +1,7% en 2002 et +1,8% en 2001. De même, elle est inférieure au taux de croissance annuel moyen de la production sur la période 1990-2004 qui est de +2,2%.

Par filière, les évolutions de 2004 ont été contrastées puisque la production nucléaire a progressé de 1,7% et la production hydraulique de 0,8%, tandis que la production thermique classique reculait de 4,3%.

- La hausse de 1,7% de la production nucléaire nette vient après plusieurs années de hausses sensibles, puisque qu'après la forte croissance de la production nucléaire de l'année 2000 (+5,4%), due notamment à la mise en service industriel des deux premiers réacteurs du palier N4 (Chooz B1 et B2), la contribution du parc REP a encore sensiblement augmenté en 2001 et 2002, avec des progressions de respectivement +1,5% et +3,8%. En 2003, la hausse s'est établie à +1,0%.

- Après deux années d'importants reculs, la production hydraulique ne progresse que d'un demi TWh en 2004, pour s'établir à 64,6 TWh nets, soit +0,8%. Il s'agit de la troisième année consécutive caractérisée par de bas niveaux de production, dus à une faible hydraulité. Hormis l'année 2003, un aussi bas niveau de production hydraulique n'avait pas été observé depuis 1991.

- Pour compenser la faiblesse de l'hydraulique, et faire face à des conditions climatiques exceptionnelles, le parc thermique à flamme avait été fortement sollicité en 2002 et 2003, avec des taux de croissance supérieurs à 13% en 2002 et à 8% en 2003. En 2004, la production thermique classique recule de plus de 4%, pour s'établir à 54,7 TWh nets. Il s'agit toutefois d'un niveau qui demeure élevé puisqu'en dehors de 2003, il n'avait pas non plus été atteint depuis 1991.

- La production éolienne dépasse pour la première fois en 2004 le demi TWh, passant de 0,331 TWh en 2003 à 0,573 TWh en 2004.

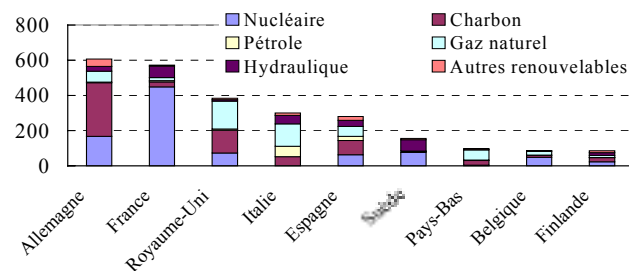
4. La politique énergétique française dans le cadre européen

En se plaçant dans le contexte énergétique européen, les particularités françaises en matière de politique énergétique vont être passées en revue, à l'aune des objectifs européens de sécurité d'approvisionnement, de respect de l'environnement, et de libéralisation des marchés. En particulier, il sera mis en évidence comment la large place accordée en France à la filière électrique et, plus précisément à la production d'électricité d'origine nucléaire et renouvelable, contribue largement à atteindre les objectifs de la politique énergétique, non seulement française, mais aussi européenne.

4.1. Un parc français de production d'électricité qui se distingue de ceux de nos voisins

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 celles de nos partenaires économiques, qui ont fait des choix différents. 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.

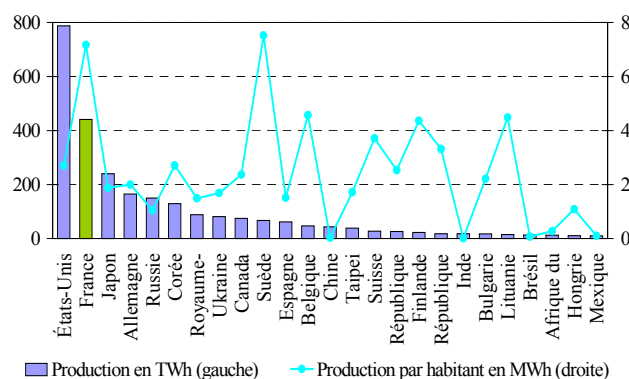
Figure 5 : Production d'électricité pour quelques pays européens (TWh)



Source : Observatoire de l'énergie, d'après l'AIE, pour 2004

En termes de part de la production nationale d'électricité d'origine nucléaire, la France, avec 78%, se situe au premier rang mondial, devant la Suède (50%), l'Ukraine (45%), la Corée du Sud (37%) et l'Allemagne (28%)¹. En termes de TWh produits, elle occupe le deuxième rang avec 441 TWh en 2003, soit 16,7% de la production mondiale d'électricité nucléaire. Seuls les États-Unis ont un niveau supérieur, avec 788 TWh (29,9% du total mondial). Après la France, viennent le Japon (240 TWh), l'Allemagne (165 TWh) et la Russie (150 TWh).

Figure 6 : Production d'électricité nucléaire, par pays, en 2003 (TWh) -Total monde : 2 636 TWh



Source : Observatoire de l'énergie, d'après l'AIE, pour 2003

La production hydraulique française se situe au 9^{ème} rang mondial (2,3% de la production hydraulique mondiale). Parmi les pays européens, seule la Norvège

¹ Chiffres 2003, source : AIE

a une production hydraulique supérieure (3,9% de la production hydraulique mondiale). De même, en terme de part de la production hydraulique dans la production nationale totale d'électricité, la France se situe au 8^{ème} rang mondial, avec 11,4% en 2003, alors que le taux de la Norvège s'établissait à 98,9%. Aucun autre pays européen n'a de taux supérieur à celui de la France.

De même que la faible dotation de la France en ressources fossiles explique la large place accordée en France 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, et qui se reflètent encore dans la structure de leur production électrique.

Reflétant à la fois ces dotations naturelles initiales en diverses sources d'énergie et les choix nationaux faits par le passé en matière de politique énergétique, les bouquets énergétiques actuels de nos voisins européens présentent chacun des atouts et des inconvénients en matière d'exposition au risque de prix, d'atteintes à l'environnement, etc.

C'est à 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, visant notamment à limiter les impacts environnementaux, et orchestrées par des règlements et directives communautaires (CO₂, ENR, cogénération, ...).

Ces éléments offrent un nouveau cadre, plus large, pour les discussions sur la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique, dans un cadre européen.

4.2. Une indépendance énergétique française en amélioration

Malgré les contraintes liées à la faiblesse de ses dotations en ressources fossiles, la France, par ses choix, est maintenant devenue moins dépendante que d'autres pays, pourtant mieux dotés qu'elle en énergies fossiles (Allemagne, Espagne, Italie, ...), en ce qui concerne son approvisionnement énergétique.

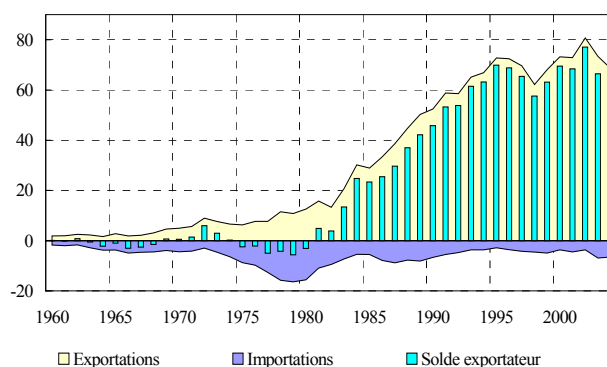
Après avoir analysé les évolutions sur les 35 dernières années des échanges français d'électricité, et leur contribution à la facture énergétique, nous examinerons comment ces échanges ont contribué à réduire la dépendance française en matière d'énergie. Pour cela, seront retracées les évolutions récentes du taux d'indépendance énergétique, mesuré par convention comme le ratio de la production d'énergie primaire à la consommation d'énergie primaire. Il s'agit d'un des indicateurs habituellement observés pour analyser la sécurité d'approvisionnement d'un pays. Toutefois, ce ratio ne saurait à lui seul résumer l'état de la sécurité d'approvisionnement d'un pays, qui est un élément complexe supposant, en outre, une assurance de

fourniture d'énergie aux consommateurs finaux, quels que soient les risques liés aux aléas climatiques, aux mouvements sociaux, à un prix de niveau « raisonnable » et de faible volatilité. Un éclairage sur chacun de ces points fera donc ensuite l'objet d'un examen particulier.

■ Le développement de l'industrie nucléaire a permis à la France d'exporter une partie de sa production d'électricité...

A 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 80, le solde des échanges d'électricité est ensuite devenu excédentaire, atteignant un maximum de 77 TWh en 2002. En 2004, ce solde s'est établi à 62 TWh, soit un niveau supérieur à la moyenne observée depuis le début des années 90.

Figure 7 : Les échanges français d'électricité, de 1960 à 2004 (TWh)



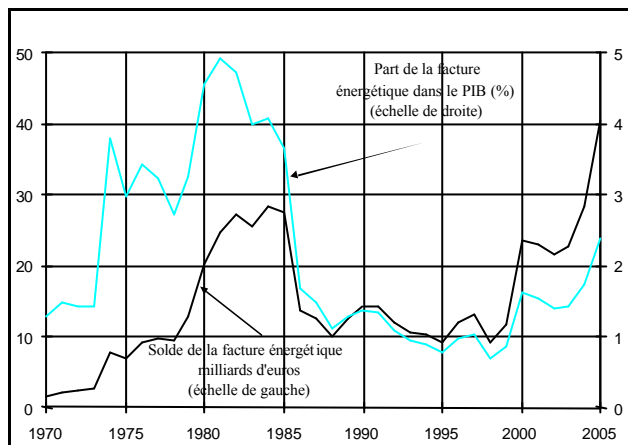
Source : Observatoire de l'énergie

... 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 80, en a représenté 1,7% en 2004, après avoir oscillé aux alentours de 1% tout au long des années 90². En dégagant un solde positif depuis le début des années 80, les échanges d'électricité contribuent à limiter la facture française d'électricité. 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.

² Pour 2005, le renchérissement des prix des énergies se traduira par un relèvement notable de ce pourcentage, qui devrait s'établir aux environs de 2,4%.

Figure 8 : Facture énergétique de la France (importations – exportations, de 1970 à 2005)



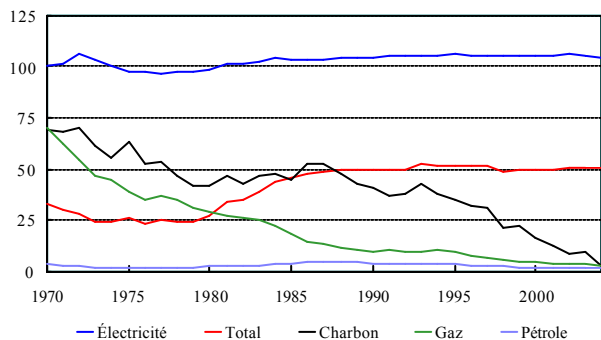
Source : Observatoire de l'énergie

Les conventions sous-jacentes à l'élaboration de la facture énergétique conduisent à intégrer dans le calcul tous les combustibles fossiles importés alimentant les centrales électriques. En revanche, les importations d'uranium (environ 8000 tonnes par an, soit environ 0,4 milliards d'euros) n'y sont pas prises en compte (elles le sont dans la balance commerciale globale française), parce qu'elles ne rendent pas compte de la dépendance effective d'un pays à l'égard de ce combustible, qui fait ensuite l'objet de transformations complexes pour être utilisé. En outre, la comparaison entre pays est rendue difficile par les importantes différences qui caractérisent les technologies utilisées.

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

Les choix français en matière énergétique, conjugués à une politique active d'économies d'énergie, se sont traduits par une croissance du taux d'indépendance énergétique, qui est passé de moins de 25% au début des années 70 à environ 50% à la fin des années 80, niveau qui se maintient depuis.

Figure 9 : Taux d'indépendance énergétique de la France, de 1970 à 2004, par filière (%)

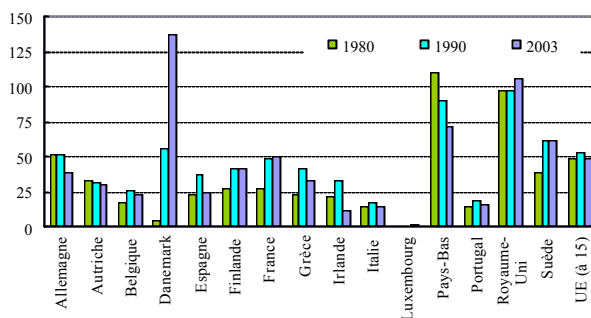


Source : Observatoire de l'énergie

Le taux d'indépendance énergétique français se situe ainsi maintenant dans la moyenne de nos voisins européens (toujours autour de 50% depuis 1985), alors

qu'au cours des années 1970, il était nettement inférieur.

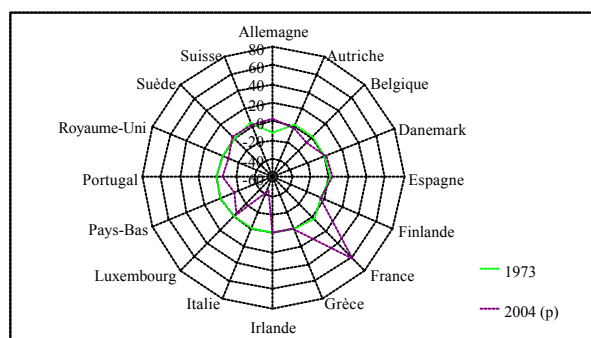
Figure 10 : Taux d'indépendance énergétique des pays européens, en 1980, 1990 et 2003 (%)



Source : Observatoire de l'énergie, d'après AIE, 2003

... et contribuant à améliorer la sécurité d'approvisionnement globale en électricité de l'ensemble de l'Europe.

Figure 11 : Solde des échanges d'électricité des principaux pays européens, en 1973 et 2004 (TWh)



Source : Observatoire de l'énergie, d'après AIE

4.3. Une exposition française au risque « prix limitée, tant en niveau qu'en volatilité

Grâce aux diverses actions engagées (maîtrise de la demande, choix technologiques, notamment en faveur du nucléaire, ...), la politique énergétique française a eu le souci d'assurer un prix de l'électricité compétitif et peu volatil de l'électricité. Les industriels pouvant alors compter sur des prix modérés et stables dans l'évaluation des coûts globaux de leur activité, il s'agit là d'un élément favorable au développement économique, éliminant un facteur d'incertitude et de tension.

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

Le cas français

L'étude française des « Coûts de références de la production électrique 2003 » publiée par la DGEMP avait pour objectif de comparer entre eux les coûts des différentes filières sur la durée de vie des installations,

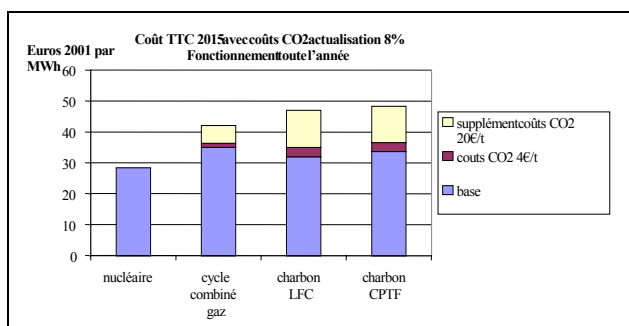
indépendamment des conditions de commercialisation. Portant sur les moyens de production centralisés, elle a été complétée en 2004 par un exercice équivalent sur les moyens de production décentralisés.

Ces coûts sont complets, intégrant l'investissement, l'exploitation, la maintenance, et le démantèlement. Ils ont été établis à l'aide d'un certain nombre d'hypothèses normatives, en fixant notamment *a priori* le taux d'actualisation retenu, la durée d'appel considérée et la durée de vie des installations. Ils fournissent un éclairage pertinent pour l'évaluation des politiques publiques, mais peuvent significativement s'écarter des chiffres que retiendrait un investisseur privé.

La méthode retenue fournit une base de comparaison entre les différents outils de production de l'électricité. Mais l'utilisation des résultats ne saurait se faire sans certaines précautions. En particulier, l'étude fait abstraction des caractéristiques de la demande d'électricité et des problèmes de gestion de l'offre et de la demande. Par ailleurs, elle ne fait qu'aborder la notion d'externalités, délicates et à évaluer.

Plus précisément, l'étude a examiné les moyens de production avec une perspective de mise en service en 2007, pour les moyens non nucléaires, puis en 2015. Sont ainsi étudiés un cycle combiné au gaz, une centrale à charbon pulvérisé dotée de traitement des fumées, une centrale au charbon à « lit fluidisé circulant » (LFC), une tranche électronucléaire du type EPR (« European pressurized water reactor »), et des turbines à combustion au gaz et au fioul domestique. Un éclairage a également été fourni pour diverses installations de cogénération et pour des moyens de production représentatifs mettant en œuvre des énergies renouvelables.

Figure 12 : Les coûts de production de la production électrique française



Source : DGEMP

Cette étude a mis en évidence la compétitivité du nucléaire pour un fonctionnement toute l'année (8 760 heures). En particulier, elle montre que, pour des durées supérieures à 5 000 heures, le nucléaire est plus compétitif que les autres moyens de production³ pour

³ Les hypothèses centrales sont un prix du baril de 23\$, un prix du gaz de 3,3\$/MBtu, un prix de la tonne de charbon de 30\$, un coût de l'uranium de 20\$/lb et une parité euro/dollar. Les coûts sont exprimés en euros 2001.

un taux d'actualisation⁴ de 8%, soit le taux retenu par le Commissariat général du Plan au moment de la réalisation de l'étude⁵. A 5 000 heures de fonctionnement, le gaz et le nucléaire s'équilibrent à un coût de production, hors externalités CO₂, légèrement inférieur à 45€/MWh. Un renchérissement du gaz conduirait à abaisser le point d'équilibre.

Cet avantage compétitif est renforcé si on prend en compte les coûts liés aux émissions de CO₂, suite à l'entrée en vigueur du protocole de Kyoto et du marché de permis 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. Deux hypothèses de coûts CO₂ sur la durée de vie des centrales au fioul et au charbon figurent dans le graphique ci-dessus (l'hypothèse de 4€/t CO₂ peut être considérée comme très basse pour la période post-Kyoto).

L'international

Une comparaison internationale des coûts de production d'électricité des différentes filières a été réalisée dans le cadre d'une autre étude conjointe de l'AIE et l'AEN. Huit pays ont fourni des données de coûts portant à la fois sur leurs centrales nucléaires, au gaz et au charbon : Allemagne, Canada, République de Corée, États-Unis, France, Japon, République Tchèque et République Slovaque. Deux autres pays ont transmis ces mêmes données concernant leurs centrales nucléaires et au gaz (Pays-Bas et Suisse), et deux autres concernant leurs centrales nucléaires et au charbon (Finlande et Roumanie).

Les résultats obtenus diffèrent légèrement suivant le taux d'actualisation retenu, 5% ou 10%. Selon le rapport final, pour un taux d'actualisation de 5% « dans sept pays, le nucléaire est moins cher que le charbon de 10% ou plus pour un ou plusieurs couples de centrales. Le charbon est moins cher que le nucléaire de 10% ou plus dans un cas aux États-Unis. Par rapport au gaz, le nucléaire est moins cher de 10% ou plus dans neuf pays. Par rapport au nucléaire, le gaz n'est jamais moins cher de 10% ou plus ». Pour un taux d'actualisation de 10%, « le nucléaire est moins cher que le charbon de plus de 10% au Canada, en France, en République slovaque, en République tchèque et dans deux centrales allemandes. Le charbon est moins cher que le nucléaire de 10% ou plus aux États-Unis et dans une centrale allemande. Le nucléaire est moins cher que le gaz de 10% en Allemagne, au Canada, en République de Corée, en France, aux Pays-Bas, en République slovaque, en République tchèque et dans

⁴ Le taux d'actualisation traduit l'idée que l'on préfère dépenser un euro demain plutôt qu'aujourd'hui. Ainsi, avec un taux d'actualisation de 8%, un euro d'aujourd'hui est équivalent à 1,08 € un an plus tard.

⁵ Depuis, le taux d'actualisation préconisé pour la décision publique a fait l'objet d'une révision, suite aux travaux du groupe de travail « Révision du taux d'actualisation des investissements publics » du Commissariat général au Plan. cf. « Le prix du temps et la décision publique » Daniel Lebegue, Philippe Hirtzman, Luc Baumstark (Commissariat général du plan), La documentation française (2005)

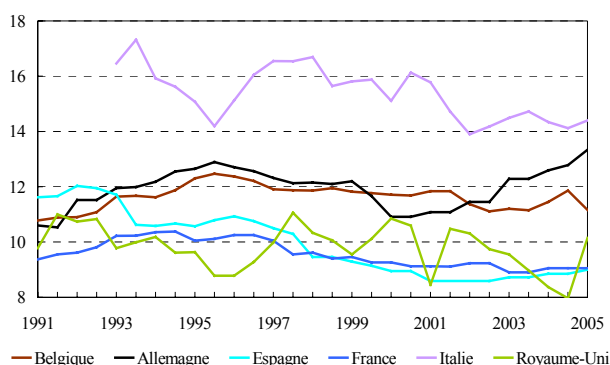
deux centrales suisses. L'écart entre le gaz et le nucléaire est inférieur à 10% aux États-Unis, au Japon et dans une centrale suisse »⁶.

... se traduit par des prix français de l'électricité relativement bas et peu fluctuants.

La compétitivité du nucléaire, associée à la large place accordée à cette filière dans la production électrique française, se traduit par des prix français de l'électricité parmi les moins chers d'Europe.

Par ailleurs, la part du coût de production de l'électricité relevant d'éléments variables, au premier desquels le combustible, est beaucoup plus faible pour la filière nucléaire que pour les filières thermiques classiques. En conséquence, l'exposition française aux risques d'augmentation et de fluctuation des prix s'en trouve limitée.

Figure 13 : Prix de l'électricité à usage domestique (3 500 kWh par an, dont 1 300 la nuit) en centimes d'euros HT par kWh, par pays, du 1^{er} semestre 1991 au 1^{er} semestre 2005



Sources : Observatoire de l'énergie (France), Eurostat (autres pays)

L'ouverture du marché de l'électricité s'est traduite par des modifications substantielles concernant la formation des prix de l'électricité. Comme dans tous les marchés européens ouverts, un marché de gros a ainsi été créé, sur lequel ont lieu des transactions essentiellement de gré à gré concernant des « produits standards », caractérisés par une puissance, une durée, une date et un lieu de livraison. Ces « produits » peuvent également être échangés sur des bourses (Pownext en France), qui fonctionnent selon un principe d'enchères publiques.

Concernant le marché de détail, l'ouverture progressive du marché de l'électricité s'est concrétisée par un nombre croissant de consommateurs « éligibles ». Ces clients ont la possibilité d'opter pour deux types de contrats : des contrats aux tarifs réglementés (seulement auprès des fournisseurs historiques) ou des contrats aux prix de marché (auprès de l'ensemble des fournisseurs).

⁶ « Coûts prévisionnels de production de l'électricité. Mise à jour 2005. » AEN/AIE (2005)

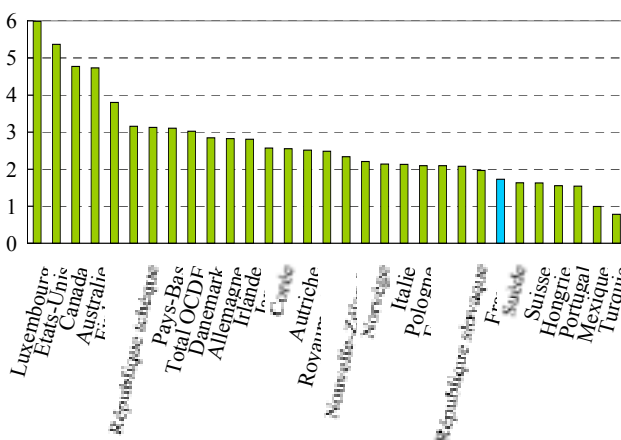
Actuellement, le renchérissement de l'électricité est notable pour les consommateurs relevant du marché concurrentiel. Une réflexion a été engagée en 2004 afin d'en limiter l'impact pour les industriels français gros consommateurs d'électricité (électro-intensifs), de préserver la compétitivité des entreprises exposées à la concurrence étrangère et de lutter ainsi contre les délocalisations. La solution retenue consiste en la création d'un consortium d'industriels qui négociera des prix adaptés auprès des fournisseurs d'électricité en contrepartie d'engagements de long terme. L'amendement autorisant la création de ce regroupement d'industriels « électro-intensifs » a été voté le 8 décembre 2005. Ce consortium prendra la forme d'une Société Anonyme, et sera réservé aux industriels dont la consommation excède 2,6 MWh par euro de valeur ajoutée produite (soit environ 30 sites).

4.4. Le secteur électrique français contribue à la lutte contre le changement climatique

■ Des émissions françaises de CO₂ limitées

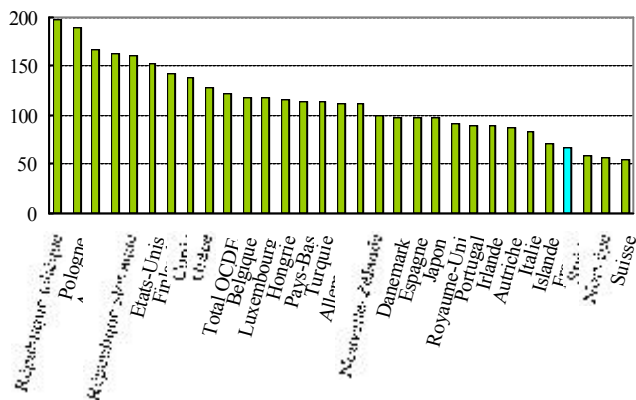
La lutte contre le changement climatique est une priorité de la politique énergétique tant française qu'européenne. La large place accordée à l'électricité dans le bouquet énergétique français, et la spécificité sa composition, avec seulement 10% de la production électrique d'origine thermique classique, contribuent d'ores et déjà à limiter les émissions française de CO₂. La France a ainsi l'un des plus bas taux de rejet de CO₂ des pays de l'OCDE. Ses émissions de carbones liées à l'utilisation de l'énergie s'élevaient ainsi à 1,73 t par habitant en 2003, contre 2,36 t pour l'Union Européenne à 15 (dont 2,82 t pour l'Allemagne et 2,48 t pour le Royaume-Uni) et 5,37 t pour les Etats-Unis. Rapportées au nombre d'habitants, les émissions françaises se situaient en 2003 au 7^{ème} rang des pays les moins émetteurs de CO₂, et même au 4^{ème} rang selon le critère des émissions rapportées au PIB.

Figure 14 : Émissions de CO₂ par habitant dans l'OCDE en 2003 (t C/hab)



Source : Observatoire de l'énergie, d'après AIE

Figure 15 : Émissions de CO₂ par unité de PIB dans l'OCDE en 2003 (t C/1000 US\$ 1995 ppa)



Source : Observatoire de l'énergie, d'après AIE

! Quotas d'émissions et système d'échange

L'UE achève de mettre en place les instruments juridiques nécessaires à l'application des dispositions du Protocole de Kyoto. Ce dernier avait, en 1997, traduit en engagements quantitatifs juridiquement contraignants la volonté annoncée de lutter contre le changement climatique. Les pays signataires dits « de l'annexe » (les pays développés ou en transition vers une économie de marché comme la Russie) avaient accepté globalement de réduire de 5,5% leurs émissions de gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 par rapport au niveau atteint en 1990. Parmi ces pays, les États-Unis ont accepté une réduction de 7%, le Japon de 6% et l'UE de 8%. À la suite de cet engagement, l'UE a réparti entre les quinze États membres de l'époque la charge de cet objectif. À l'horizon 2008-2012, la France devra donc stabiliser ses émissions de gaz à effet de serre à leur niveau de 1990.

Un des outils permettant d'atteindre ces objectifs repose sur la mise en place d'un marché de permis d'émission échangeables, créé par la Directive quotas 2003/87/CE (PNAQ). Un marché européen des permis d'émission existe donc depuis le 1er janvier 2005. Le système permet d'expérimenter le dispositif de marché et d'anticiper sur la période d'engagement prévue par le Protocole de Kyoto (2008-2012). Il vise dans un premier temps les émissions de CO₂ des secteurs les plus gros émetteurs (papier, verre, ciment, secteur énergétique et raffineries), soit 45 à 50% du total des émissions de CO₂ de l'industrie. Environ 12 000 installations de l'UE à 25 sont concernées, parmi lesquelles les entreprises électriques.

Le principe est le suivant : les États membres fixent, pour chaque période, des objectifs de réduction d'émission à chacune des installations concernées à travers un plan national d'affectation des quotas (dit PNAQ) préalablement validé par la Commission (le PNAQ de la France a été validé par la Commission le 17 décembre 2004). Au début de chaque période, un volume donné de quotas est attribué aux exploitants des installations, sur la base des émissions des activités

concernées. Un quota correspond à l'émission de l'équivalent d'une tonne de CO₂. Deux périodes de mise en œuvre sont prévues : 2005-2007 et 2008-2012.

Les exploitants doivent restituer à la fin de chaque période le nombre de quotas correspondant à leurs émissions de CO₂. L'intérêt économique du système réside dans le fait que ces quotas sont transférables et négociables. En effet, les quotas peuvent être échangés par les exploitants des installations. Cet outil de marché favorisera une répartition efficace des efforts entre les acteurs concernés par la directive. Les exploitants pour lesquels les coûts de réduction de leurs émissions seront trop élevés pourront atteindre leur objectif (c'est-à-dire restituer le nombre de quotas correspondant à leurs émissions sur la période) en achetant des quotas supplémentaires à des exploitants pour qui les coûts sont moindres et qui auraient un excédent à revendre (c'est-à-dire un nombre de quotas correspondant à un volume de CO₂ supérieur à leurs émissions sur la période).

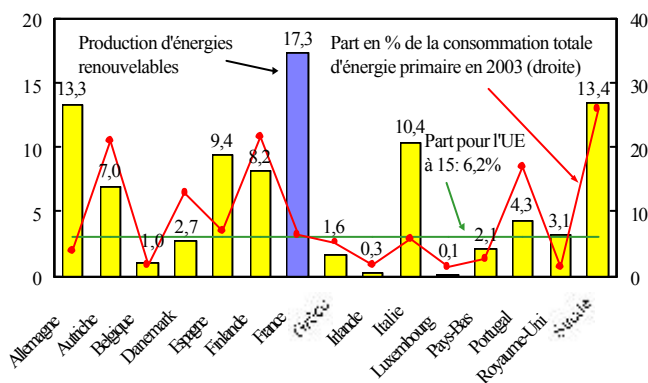
4.5. Un important effort de développement des ENR

Les ENR sont à double titre une composante fondamentale de la politique énergétique française : au nom de la diversification du bouquet énergétique et de la sécurité d'approvisionnement, mais aussi de la protection de l'environnement (pas d'émissions de CO₂ ni de pollution et pas de problèmes de gestion de déchets). Sera ici examinée la contribution de la production d'électricité d'origine renouvelable aux objectifs globaux concernant les ENR.

/ Pour la satisfaction des besoins énergétiques dans leur ensemble...

Dans le cadre de la diversification du bouquet énergétique, la politique énergétique française vise notamment, à horizon 2010, à satisfaire 10% de nos besoins énergétiques à partir de sources renouvelables. Grâce à l'hydraulique, le niveau de la production française d'énergie d'origine renouvelable est d'ores et déjà important puisque, avec 17 Mtep par an, la France se situe au premier rang des pays producteurs d'énergies renouvelables en Europe.

Figure 16 : Production d'ENR dans l'UE à 15, par pays, en 2003 (Mtep)



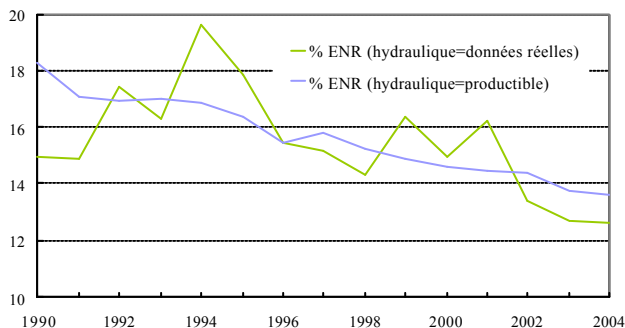
Source : Observatoire de l'énergie, d'après l'AIE, pour 2003
... et plus particulièrement dans le cas de l'électricité.

Un des leviers permettant d'atteindre l'objectif de 10% de nos besoins énergétiques satisfaits à partir de sources renouvelables réside dans le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable. Conformément à la [Directive 2001/77/CE](#), la France s'est fixée un objectif de 21% de sa consommation intérieure brute d'électricité issue d'une production d'origine renouvelable en 2010 (en partant de 15% en 97)⁷.

La faible hydraulicité depuis 2003, conjuguée à la large part de la production hydraulique dans le total de la production d'électricité d'origine renouvelable (94% en 2004), a fortement pesé sur ce ratio, tandis que la consommation d'électricité continuait de croître, bien que plus modérément. Les sites aménageables étant dorénavant limités, le productible hydraulique est maintenant proche de son maximum, et la progression du ratio d'ENR vers les objectifs fixés en matière d'électricité passe nécessairement par le développement d'autres filières renouvelables, au premier rang desquelles *l'éolien*. Le rythme récent de sa croissance (environ 60% par an entre 2002 et 2004) est important, mais la quantité d'électricité produite est encore insuffisante pour que son développement contribue à accroître significativement la part d'ENR. Mais la tendance passée permet d'envisager un poids accru de cette filière dans le futur, compte tenu de l'importance du gisement éolien français et des mesures incitatives mises en place. Pour cela, il faudra cependant lever un certain nombre de freins, comme la bonne insertion locale ou le raccordement aux réseaux.

Au total, la part de la production d'électricité d'origine renouvelable s'établit à 12,6% en 2004 lorsque l'on considère les données réelles. Si la production hydraulique constatée est remplacée par le productible hydraulique, pour gommer les effets des variations d'hydraulicité dues aux conditions climatiques, cette part passe à 13,6%.

Figure 17 : Part de la production d'électricité d'origine renouvelable, de 1990 à 2004 (%)



Source : Observatoire de l'énergie

⁷ La part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation intérieure brute a été calculée suivant la méthodologie définie par la directive européenne.

5. Les exercices de prospectives : un outil d'aide à la décision

Pour les années à venir, toute analyse de la contribution française à la réalisation des objectifs communs que les pays européens se sont fixés en matière d'énergie, ainsi que du rôle devant, dans ce cadre, être attribué au secteur de l'électricité, doit s'inscrire dans un cadre cohérent mettant en perspective l'évolution à venir de la demande et de l'offre permettant de la satisfaire. Tel est le but des travaux de prospective conduits notamment par la DGEMP.

Le dernier exercice de prospective a été lancé en septembre 2003 par la DGEMP. Portant sur la période 2030-2050, il avait pour objectif d'établir deux scénarios de natures différentes : un « [scénario tendanciel 2030](#) » et un « [scénario facteur 4 à horizon 2050](#) ». Outre l'horizon, les deux exercices diffèrent par leurs objectifs.

Le scénario « *tendanciel* » vise, en effet, de façon conventionnelle, à offrir un cadre cohérent pour déterminer, grâce à la réalisation de variantes, l'effet de politiques et mesures supplémentaires qu'il convient de mettre en œuvre pour atteindre les objectifs fixés.

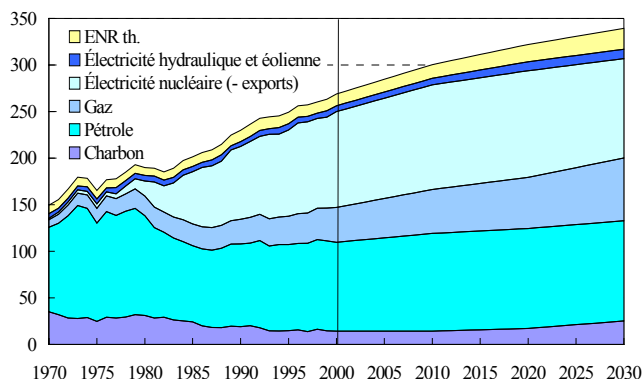
A l'inverse, le scénario « *facteur 4* » a été élaboré de façon à ce que l'objectif d'une division par quatre des émissions de CO₂ d'ici 2050 soit respecté.

Un [scénario tendanciel](#) est préparé tous les quatre ans par la DGEMP, qui s'appuie sur des consultants et des experts en modélisation, en liaison avec un comité où sont représentés les ministères les plus concernés ainsi que l'ADEME, la MIES et l'Académie des technologies.

Son but est de décrire ce qui se produirait dans l'hypothèse d'école où rien ne se ferait de plus que ce qui a été décidé au moment de la conception du scénario. Il repose sur un certain nombre d'hypothèses structurantes conventionnelles, parmi lesquelles une croissance économique de +2,3% par an en moyenne, une croissance démographique en ralentissement, une parité de taux de change entre l'euro et le dollar, un prix du Brent égal à 30 dollars par baril, une annulation du solde exportateur d'électricité en 2030, des efforts d'économies d'énergie (« sagesse conventionnelle »), etc. Par construction, il conduit donc à une situation très "noire" en fin de période, faisant apparaître des évolutions incompatibles avec les engagements pris ou à prendre en termes d'évolution d'émissions de CO₂ et, plus généralement, de développement durable. En aucune façon, le scénario tendanciel n'est donc considéré comme souhaitable, bien au contraire. Il s'agit seulement d'une référence cohérente, entre énergies et secteurs de consommation, permettant de mesurer, grâce à la réalisation de variantes, l'effet de politiques et mesures supplémentaires qu'ils convient de mettre en œuvre pour atteindre les objectifs fixés, tant en termes d'efficacité énergétique, que d'émissions de CO₂ ou d'autres nuisances environnementales. Ce scénario s'arrête en 2030 car, au-delà, l'extrapolation tendancielle n'a plus grand sens, en raison notamment

du poids significatif que peuvent alors commencer à prendre les technologies de rupture.

Figure 18 : Consommation totale d'énergie primaire sur 1970-2030 du scénario tendanciel DGEMP-OE (2004) (Mtep)

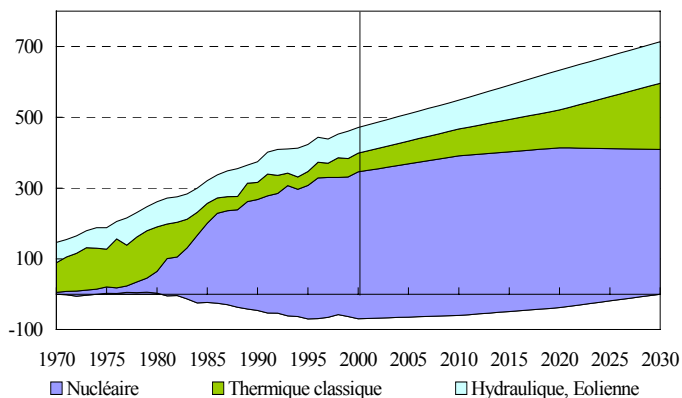


Source : Observatoire de l'énergie

La consommation totale d'énergie primaire corrigée du climat croît de +0,8% par an sur 2000-2030, pour atteindre 339 Mtep (contre +1,4% par an sur 1990-2003). Il apparaît un ralentissement au fur et à mesure que le temps passe, avec seulement +0,5% par an en moyenne sur la dernière décennie.

La structure de la production d'électricité exerce une forte influence sur celle de la consommation primaire, le parc nucléaire n'étant remplacé qu'en partie, dans ce scénario tendanciel, avec 50,7 GW de puissance installée en 2030, contre 63,1 GW actuellement, et 36,8 GW correspondant à de nouveaux réacteurs à construire sur la période. Malgré l'accroissement de l'usage des énergies renouvelables (notamment l'éolien) et une diminution des exportations, une majorité de la nouvelle demande d'électricité est donc satisfaite par du thermique classique.

Figure 19 : Approvisionnement en électricité de la France dans le scénario DGEMP-OE (2004) (en TWh, productions brutes ; pour simplifier, le solde exportateur d'électricité est imputé à la production nucléaire)

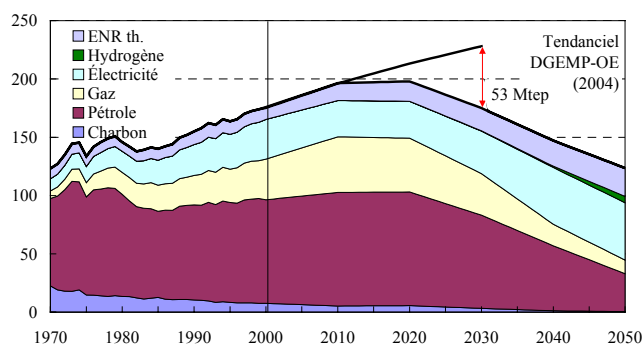


Source : Observatoire de l'énergie

■ Le scénario dit "facteur 4" a, au contraire, été conçu pour réaliser l'objectif d'une division par quatre des émissions de CO₂ d'ici le milieu du XXI^{ème} siècle. L'exercice a cependant davantage comme objectif d'évaluer à cette occasion les dispositifs de modélisation disponibles, qui ne s'étaient guère aventurés au-delà de 2030 jusqu'à présent, que de fournir des scénarios aboutis pour 2050. Les résultats finals doivent être vus comme une image parmi d'autres des nombreux futurs possibles. En revanche, le retour d'expérience sur la problématique méthodologique permettra d'engager les travaux ultérieurs sur cet horizon sur des bases mieux établies.

Les projections établies à un horizon aussi lointain ne valent évidemment qu'en termes d'ordres de grandeur et les résultats sont donc nettement moins détaillés que dans l'analyse tendancielle à 2030.

Figure 20 : Consommation totale d'énergie primaire sur 1970-2050 du scénario "facteur 4" DGEMP-OE (2004) (en Mtep)



Source : Observatoire de l'énergie

En prolongement de cet exercice, les ministres chargés de l'Environnement et de l'Industrie ont créé un groupe dit « facteur 4 », présidé par l'économiste Christian De Boissieu, chargé de réfléchir aux mécanismes à mettre en place pour atteindre les objectifs fixés. Ces travaux seront publiés au printemps 2006.

contact : Sylvie Scherrer
sylvie.scherrer@industrie.gouv.fr
