
Impact de la politique énergétique sur la compétitivité des industries françaises

Recommandations pour une
politique énergétique qui
soutienne la compétitivité
industrielle

Janvier 2013

Basé à Paris et à Bruxelles, le Cercle de l'Industrie est un lieu de dialogue et d'échanges. Il rassemble les Présidents de grandes entreprises intervenant dans tous les secteurs industriels ainsi que des hommes politiques. En 2011, les entreprises membres du Cercle de l'Industrie ont réalisé un chiffre d'affaires d'environ 850 milliards d'euros. Elles employaient près de 2,5 millions de personnes dans le monde.

RESUME

La politique énergétique de la France doit concilier la sécurité d'approvisionnement énergétique, la préservation de l'environnement, et un prix de l'énergie (électricité, gaz naturel) qui sauvegarde sa compétitivité industrielle externe. Ces exigences doivent guider les réflexions en cours sur la transition énergétique française.

Notre pays a des atouts à valoriser (une électricité peu carbonée produite en France à un coût compétitif, des industries de pointe dans de nombreuses filières énergétiques) mais doit faire face à deux grands types de contraintes : celles qui sont liées à l'évolution du secteur énergétique mondial (hausse tendancielle du prix des énergies, volatilité des marchés de l'énergie, écart de prix du gaz et de l'électricité grandissant entre l'Europe et les Etats-Unis), et celles de sa propre situation énergétique (poids croissant de la facture énergétique dans le déficit commercial, hausse des charges qui financent du soutien public aux énergies renouvelables, érosion progressive de l'avantage de compétitivité qu'a longtemps représenté un prix de l'électricité 20 à 30% plus bas que la moyenne européenne).

Ces contraintes menacent directement la compétitivité-coût des industries les plus intensives en électricité et en gaz, celles dont les coûts énergétiques représentent une grande partie des coûts de production (entre 40% et 75% pour les secteurs chimique, sidérurgique, de production énergétique, etc.) et des coûts d'utilisation des produits (transports).

La situation de ces industries est aggravée par l'absence d'un cadre politique et réglementaire adapté à leurs enjeux énergétiques. Au contraire, les coûts induits par les réglementations énergétiques et climatiques s'ajoutent à ceux liés au prix de l'énergie. Par ailleurs, certaines filières énergétiques pâtissent de l'absence d'un accompagnement public adapté qui les aide soit à se structurer et à devenir compétitives sur les marchés domestiques et mondiaux, soit à s'adapter et se développer sur ces marchés.

Or, seule une industrie compétitive est à même de contribuer à la prospérité de l'économie nationale, de jouer un rôle clé en faveur du développement durable, et d'être un agent d'innovation, activité essentielle à la croissance économique et au maintien d'une base industrielle forte en France et en Europe.

Les industriels français souhaitent être associés au débat en cours sur la transition énergétique et participer à la définition des objectifs et des mesures. Les membres du Cercle de l'Industrie proposent l'adoption d'un cadre politique et réglementaire cohérent et stable sur le long terme, qui donne de la visibilité aux acteurs économiques, et soutienne la compétitivité industrielle française :

- en favorisant l'accès à un niveau de prix de l'énergie et de taxes liées, à la fois modéré et prévisible,
- en incitant les entreprises à investir dans des technologies innovantes pour améliorer leur efficacité énergétique et limiter leurs émissions de CO₂,
- en encourageant le développement de filières énergétiques nationales compétitives.

La politique française de transition énergétique devrait être guidée par quelques principes clairs et identifiés.

- **Agir avec méthode** : distinguer les objectifs (la sécurité de l'approvisionnement, la réduction des émissions de CO₂, etc.) des moyens (l'amélioration de l'efficacité énergétique, la mise en avant de certaines technologies énergétiques, etc.) ; distinguer les mesures à effet immédiat ou à court terme, et les actions à moyen ou à long terme (qui produiront leurs effets d'ici 2030 ou d'ici 2050).
 - **Maitriser les coûts de la transition énergétique**, en s'appuyant sur les atouts français existants, tout en laissant toutes les options ouvertes en termes de sources énergétiques (y compris non conventionnelles), et en veillant à la neutralité technologique des mesures de politique énergétique. De manière générale, tout objectif ou projet de mesure devrait être soumis à une évaluation ex ante des coûts/bénéfices attendus, sans partis pris.
 - **Tenir compte du contexte international**, en particulier des politiques énergétiques de nos partenaires européens (notamment l'Allemagne, dont les aides aux gros consommateurs électro-intensifs ont assuré un prix de l'électricité taxes et charges comprises très proche de celui de leurs concurrents français en 2012) et extra-européens (tels que les Etats-Unis,-et dont le secteur énergétique est bouleversé par l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels).
-

Sur le plan opérationnel, les outils de politique énergétique devraient mettre en œuvre ces principes.

■ **Les technologies et les infrastructures énergétiques** : à court terme (d'ici 2030), la France doit s'appuyer sur le déploiement de technologies énergétiques compétitives, matures et adaptées aux contraintes géographiques locales (en termes de vent, de soleil, etc.). Elle doit s'efforcer de rentabiliser au maximum ces technologies, ainsi que les infrastructures énergétiques correspondantes (unités de production, réseaux de transport et de distribution) jusqu'à leur fin de vie économique. En parallèle à ces actions, la France devrait préparer le long terme, c'est-à-dire l'horizon 2050, de deux manières :

- en soutenant la R&D (dont les projets de démonstration) visant les technologies d'excellence françaises et les nouvelles technologies énergétiques faiblement émettrices de CO₂ qui sont encore loin d'être compétitives en France étant donné nos contraintes géographiques (solaire photovoltaïque, etc.), ou qui présentent des difficultés techniques (intermittence des énergies renouvelables, stockage, etc.), ou de financement (captage et stockage de carbone), ou qui ont une importance stratégique pour certains secteurs industriels (carburants alternatifs, etc.) ;
- en encourageant le développement de filières énergétiques nationales compétitives, y compris à l'export pour des technologies non compétitives sous nos latitudes. Il s'agit d'une part de ne pas pénaliser les filières d'excellence existantes (pétrole, gaz, nucléaire, électricité) où la France dispose d'acteurs mondialement reconnus, et d'autre part d'encourager le développement de nouvelles filières énergétiques (telles que l'éolien terrestre et offshore, le solaire photovoltaïque, la biomasse, le stockage d'électricité, les moteurs électriques et hybrides, l'hydrogène énergie, les biocarburants de 2^{nde} et 3^{ème} génération, l'économie circulaire, le CSC, etc.). Les industriels sont prêts à participer à l'identification de filières d'avenir, un enjeu majeur pour la France.

■ **La tarification de l'accès à l'énergie**. A court terme, il est essentiel de permettre aux entreprises françaises d'accéder à un prix de l'énergie (charges et taxes comprises) qui leur permette de préserver leur compétitivité-coût vis-à-vis de leurs concurrentes européennes et extra-européennes. Cela passe par un certain nombre de mesures, parmi lesquelles :

- permettre aux entreprises industrielles françaises de garantir leur approvisionnement énergétique sur le long terme;
- remettre à plat le système de financement public du développement des énergies renouvelables ;
- identifier les secteurs industriels les plus vulnérables directement ou indirectement à la concurrence internationale en termes de coûts énergétiques (en particulier les électro-intensifs), et prendre des mesures ciblées pour leur permettre de préserver leur compétitivité.

A long terme, il faut par ailleurs faire en sorte que les tarifs et les prix de vente des énergies reflètent les coûts réels de production et de fourniture, pour transmettre aux consommateurs un signal-prix qui les incite à renforcer leur efficacité énergétique. Cette politique de vérité des prix devrait s'accompagner de mesures ciblées visant à préserver la compétitivité-coûts énergétiques des entreprises les plus intensives en énergie.

■ **La maîtrise de la demande d'énergie (MDE)**. A court terme, il faut soutenir la rénovation énergétique du parc industriel français, en aidant les entreprises à identifier et financer les mesures d'efficacité énergétique qui permettront de préparer l'avenir. A côté de l'approche sectorielle, il faut développer une approche holistique faisant collaborer les secteurs qui s'interfaçent (producteurs/consommateurs, plateformes industrielles/métropole urbaine etc...)

■ **La politique énergétique et climatique de l'UE**. Dès maintenant, la France devrait promouvoir auprès de ses partenaires européens un rééquilibrage des politiques énergétique et climatique de l'UE en faveur de sa compétitivité industrielle externe. Le prix de l'énergie en Europe est une composante importante de cette dernière. Il faut une réflexion commune entre pouvoirs publics, consommateurs et producteurs énergétiques français sur la politique énergétique et climatique européenne au-delà de 2020, dans la perspective des débats qui s'annoncent au niveau de l'UE.

Sur le plan intra-européen : l'UE devrait se fixer un objectif climatique unique pour 2030, neutre technologiquement, et exprimé en baisse des émissions de CO₂, au lieu de multiplier les objectifs de moyens (exprimé en énergies renouvelables ou en efficacité énergétique). Face à l'interdépendance énergétique de fait entre les Etats membres, l'UE doit veiller à ce que les décisions unilatérales de ces derniers ne déstabilisent ni l'approvisionnement énergétique européen, ni les prix de l'énergie, et n'entraînent pas une fuite des industries vers l'étranger.

- Il faut renforcer la coordination des politiques énergétiques nationales, en préservant la souveraineté des Etats membres sur leur bouquet énergétique. La France pourrait proposer à ses partenaires européens, en particulier à l'Allemagne, de rapprocher les politiques nationales en matière de tarifs, de subventions, de mécanismes de capacité, et d'efficacité énergétique.
- L'UE pourrait avancer vers une véritable mise en commun des atouts des Etats membres, pour construire un pôle de haut niveau de R&D sur les technologies nécessaires à la transition énergétique.
- Enfin, la politique de concurrence et de contrôle des aides d'Etat de l'UE devrait intégrer l'objectif de préserver la compétitivité-coûts énergétiques des industries intensives en énergie.

Sur le plan international : l'UE devrait impérativement viser à assurer à ses industries un « *level playing field* » mondial. Les investissements industriels s'orientent là où les coûts de production, notamment énergétiques, sont les plus faibles. L'UE doit tenir compte de cette réalité lors des négociations climatiques internationales et faire preuve de réalisme en évitant de se fixer des objectifs de réduction d'émission de CO₂ unilatéraux et trop ambitieux.

Sommaire

1^{ère} partie : L'impact de la politique énergétique sur la compétitivité industrielle

1. La hausse durable des prix de l'énergie (pétrole, gaz naturel, électricité) : une menace pour la compétitivité externe des industries françaises

1.1./L'évolution inquiétante des prix de l'énergie

La hausse durable des prix des énergies fossiles

L'écart se creuse entre les prix du gaz naturel aux Etats-Unis et en Europe

Un différentiel de prix entre les Etats-Unis et l'Europe qui s'observe aussi sur les marchés de l'électricité

La France, en passe de perdre son avantage compétitif par rapport à l'Allemagne en termes de prix de l'électricité pour les consommateurs industriels

1.2./L'impact des prix de l'énergie sur la compétitivité-coût des industries françaises

Des entreprises particulièrement sensibles à la hausse du prix de l'énergie : les industries « à grande consommation d'énergie »

Les coûts de mise en conformité aux réglementations énergétiques et environnementales : une composante non négligeable des coûts des industries à grande consommation d'énergie

2. L'incertitude générée par les cadres politiques et réglementaires du secteur de l'énergie

2.1./L'impact des cadres politiques et réglementaires du secteur de l'énergie sur la chaîne de valeur industrielle

Les possibilités limitées de l'industrie de s'approvisionner en énergie dans un cadre stable sur le long terme

L'évolution des cadres réglementaires est en elle-même un facteur d'incertitude

2.2./L'absence d'accompagnement public adapté à certaines filières énergétiques existantes en mutation ou en devenir

Les filières en devenir

Les filières en mutation

2^{nde} partie : Pour une politique énergétique qui soutienne la compétitivité des industries françaises

1. Recommandations sur les principes qui doivent guider la politique énergétique française

1.1./Adopter une méthodologie

Distinguer les objectifs des moyens

Distinguer le court et moyen terme du long terme

1.2./S'appuyer sur les atouts français

1.3./Maîtriser les coûts de la transition énergétique

1.4./Tenir compte du contexte européen et international

2. Recommandations sur les outils de la politique énergétique

2.1./Les outils de politique énergétique sur le plan national

Les technologies et les infrastructures énergétiques

La tarification de l'accès à l'énergie

La maîtrise de la demande d'énergie

2.2./Les outils de politique énergétique sur les plans européen et international

Les actions à mener au sein de l'UE

L'action à mener sur le plan international

Annexe : graphes

Introduction --

L'industrie manufacturière demeure un fondement de l'économie française. En 2010, elle représentait 16% de la valeur ajoutée, 80% des recettes d'exportations, et 22% des investissements du secteur marchand français ; elle finançait 85% de la R&D privée et employait directement 3 millions de personnes¹. La production des biens « intermédiaires » (verre, ciment, plastiques, bois-papier, textile, chimie, composants électriques et électroniques, métallurgie) y joue un rôle central, représentant environ 33% de la valeur ajoutée, des emplois, des exportations et des investissements en France en 2006².

Mais la contribution de l'industrie à la valeur ajoutée française est en recul : elle est passée de 22 % en 1998 à 16 % en 2009, contre 22,4 % dans la zone euro et 30 % en Allemagne. Cette tendance au repli alimente le débat sur la perte de compétitivité industrielle de la France vis-à-vis des autres économies anciennement industrialisées, en particulier ses concurrentes européennes et nord-américaines, et sur les leviers d'action des pouvoirs publics pour y remédier.

La notion de compétitivité est relative et complexe. Pour un pays, elle dépend notamment de la valeur relative de sa monnaie (les membres de la zone euro ne peuvent pas jouer de ce levier, contrairement aux pays d'Asie), et de son attractivité pour les investisseurs. La compétitivité d'une entreprise industrielle est liée à sa capacité à conserver et gagner des parts de marché, grâce à des prix plus bas et/ou une meilleure qualité/marque que ses concurrentes. Plus globalement, la compétitivité du secteur industriel est directement liée à sa capacité à :

- contribuer à la prospérité collective en créant des emplois (y compris dans le secteur tertiaire) et de la valeur, et en investissant dans l'avenir,
- jouer un rôle clé en faveur du développement durable en améliorant les performances énergétiques et environnementales de ses procédés de fabrication et de ses produits, et en fournissant des solutions plus durables en termes de transport, de construction, de production, etc.
- être un agent d'innovation, activité essentielle au maintien d'une base industrielle forte en France et en Europe.

La compétitivité industrielle et les éléments qui la conditionnent sont donc un enjeu majeur. Parmi ces éléments figurent en premier lieu les coûts de production : la main d'œuvre, les matières premières, et l'énergie qui justifie une attention particulière.

Le contexte énergétique mondial est marqué par la hausse durable de la demande énergétique (+35% d'ici 2035), alimentée par les économies émergentes. Pour y faire face, les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon), qui représentent 81% de la consommation d'énergie primaire mondiale, devraient continuer à assurer l'essentiel des besoins (75% en 2035). Le pétrole restera la principale source d'énergie (32% aujourd'hui, 27% en 2035)³.

C'est dans ce contexte que la France et l'UE devront définir leur politique de transition énergétique. En France, la conférence lancée par le Gouvernement en septembre 2012 doit déboucher sur un projet de loi de programmation courant 2013. Au niveau de l'UE, la Commission européenne a déjà esquissé des pistes de réflexion dans sa « Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050⁴ » de décembre 2011 ; elle devrait présenter en 2013 sa vision du cadre politique énergétique et climatique de l'UE d'ici 2030, qui devra permettre de réduire de 80-95% les émissions de CO₂ de l'UE d'ici 2050 par rapport à 1990.

La politique énergétique d'un pays impacte la compétitivité de son industrie :

- principalement en agissant sur le coût d'approvisionnement en énergie entrant dans les coûts de production industriels ;
- et en développant des filières industrielles nationales fortes dans l'énergie (producteurs et fournisseurs d'énergie, équipementiers...), capables d'approvisionner les industries françaises dans des conditions compétitives (en termes de prix, de qualité de l'énergie, etc.), et d'être des vecteurs de croissance française sur les marchés mondiaux.

Alors que l'industrie française et européenne est encore globalement fragilisée par la crise économique de 2008, l'impact des coûts énergétiques (gaz, pétrole, électricité) des entreprises sur leur compétitivité, est un enjeu majeur. A chaque branche industrielle ses spécificités et ses enjeux énergétiques : en amont de la chaîne de valeur industrielle, le secteur de la production d'énergie (y compris les fournisseurs d'infrastructures de production et de transport d'énergie) et les industries à forte consommation d'énergie telles que la chimie, le papier-carton, la sidérurgie et le ciment ont une importance stratégique pour l'économie française. Les filières « Energies Renouvelables », et « Maîtrise de la Demande en Energie » doivent parvenir à se structurer, et à proposer aux industries françaises des solutions pour améliorer leurs performances énergétiques et environnementales à un prix qui permette à ces dernières de préserver leur compétitivité-coûts énergétiques.

On propose dans une première partie, d'évaluer l'impact de la politique énergétique sur la compétitivité

¹Source : « Industrie 2010 : chiffres clés », GFI.

²Source : « L'industrie dans l'économie française (1981-2006) : une réalité pour notre avenir ? », étude parrainée par le Cercle de l'Industrie et l'Institut de l'Entreprise, Janvier 2009, p. 16

³Source : « Energie : la demande d'énergie progressera de 35% d'ici 2035, estime l'Agence Internationale de l'Energie », Bulletin Agence Europe du 21 novembre 2012, p.17.

⁴COM(2011) 885 final, 15 décembre 2011.

industrielle, en termes de prix de l'énergie (ceux, réglementés ou fixés par le marché, de la fourniture des différentes énergies, auquel s'ajoutent des taxes diverses) et de coûts énergétiques pour les industriels français (englobant à la fois le prix de l'énergie et les dépenses de mise en conformité avec les réglementations d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de CO₂). L'impact de la politique énergétique sur les filières énergétiques sera également abordé. Les constats tirés serviront de base à des recommandations de politique énergétique au niveau français, européen et mondial (deuxième partie).

1^{ère} Partie : L'impact de la politique énergétique sur la compétitivité industrielle

1. La hausse durable des prix de l'énergie (pétrole, gaz naturel, électricité) : une menace pour la compétitivité externe des industries françaises

1.1. L'évolution inquiétante des prix de l'énergie

Cette évolution est préoccupante au regard de trois paramètres : le niveau des prix, leur prévisibilité dans la durée, et surtout les différentiels de prix par rapport à d'autres zones géographiques et économiques.

1.1.1. La hausse durable des prix des énergies fossiles

Le prix du pétrole est passé de 30 dollars le baril de brut au début des années 2000, à 110 dollars en 2012 et devrait atteindre 125 dollars en 2035⁵. Plusieurs raisons l'expliquent : la demande croissante des économies émergentes, le fait que les ressources sont de plus en plus difficiles à atteindre avec des technologies de plus en plus chères, les incertitudes géopolitiques, etc. Les prix du gaz naturel et les prix du charbon suivent cette tendance. A ces hausses s'ajoute un phénomène de volatilité des cours des hydrocarbures, qui rendent ceux-ci instables. Cette volatilité augmente l'incertitude sur la rentabilité des investissements industriels, et aboutit à majorer les taux d'intérêt exigés pour les financements de projets.

Cette situation est inquiétante car la France demeure très dépendante des hydrocarbures : en 2011, le pétrole a représenté 31% de sa consommation d'énergie primaire et 42,8% de sa consommation finale d'énergie (dont environ 16% de la consommation finale de l'industrie⁶) ; le gaz : respectivement 15% et 20,5% (dont 30% de la consommation d'énergie finale de l'industrie), et le charbon 3,7% et 3,6%⁷. Or la France importe la quasi-totalité de ses besoins en gaz et pétrole, ce qui pèse considérablement sur sa balance commerciale : en 2011, les importations de pétrole ont atteint plus de 50 milliards d'euros, soit une hausse en valeur de 37% par

rapport à 2010 (pour un volume presque stable). La facture gazière a augmenté de 28%, du fait d'une hausse des prix qui a touché à la fois les prix spot et les contrats à long terme. Toutes énergies confondues, la facture énergétique de la France s'est élevée à 61,4 milliards d'euros en 2011, soit 3,1% du PIB (contre seulement 1% dans les années 1990), l'équivalent de 88% du déficit commercial⁸.

L'ensemble des pays européens subissent le même phénomène : en 2010, l'UE a représenté 17% de la consommation mondiale de gaz et a importé plus de 50% de sa consommation. En 2020, l'UE ne devrait produire qu'un tiers de ses besoins en gaz, et dès 2030, elle devrait être dépendante à plus de 80% de ses importations gazières⁹.

L'impact de cette hausse des prix des hydrocarbures est relativement plus faible sur l'économie américaine qu'en Europe, en raison des importantes ressources de gaz et de pétrole de schiste qui y sont exploitées depuis environ 2007.

1.1.2. Un écart qui se creuse entre les prix du gaz naturel aux Etats-Unis et en Europe

Aux Etats-Unis, l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels (en particulier les gaz et huiles de schiste) à grande échelle, permise notamment grâce au développement de technologies de pointe, conduit à une situation d'offre de gaz naturel excédentaire par rapport à la demande. Cette situation encourage une substitution progressive du gaz naturel au pétrole et surtout au charbon dans tous les usages possibles (électricité, industrie, transport, etc.). En 2010, le gaz de schiste représentait 27% de la production américaine de gaz naturel. Cette part devrait atteindre 43% d'ici 2015 et 60% d'ici 2065. Il en résulte une baisse considérable du prix du gaz naturel aux Etats-Unis (4 dollars le million de BTU) et une diminution importante de la consommation et des importations de pétrole aux Etats-Unis. De plus, la production américaine de pétrole s'est accrue (de 1,1 million de barils par jour entre 2008 et 2012) grâce notamment à l'offshore et à la production de pétrole de schiste, en forte expansion. Le pays détient une part importante des ressources en gaz de schiste (un volume équivalent à plus de 100 ans de consommation¹⁰). En outre, le coût de production du gaz de schiste reste faible pour un niveau élevé de ressources exploitées. Les Etats-Unis devraient devenir le numéro un de la production gazière mondiale autour de 2015¹¹ et peut-être même le premier producteur mondial de pétrole vers 2017¹². D'après Natixis, même en tenant compte de nombreuses incertitudes (telles que le prix du baril), le prix du gaz naturel aux Etats-Unis pourrait ainsi se stabiliser durablement à un prix plus bas qu'en Europe (le prix du gaz en Europe est trois à quatre

⁵Source : Agence Internationale de l'Energie, *World Energy Outlook 2012*.

⁶Ibid, p.50. Hors production et de la transformation d'énergie, et usages non énergétiques de l'énergie, par exemple pour la production de plastiques, d'engrais, etc.

⁷Ibid

⁸Bilan énergétique de la France pour 2011, Commissariat général au développement durable, juillet 2012, p.57.

⁹« Panorama des marchés du gaz naturel en 2010 », Sophie Méritet, Sciences Po CERI, septembre 2010, p.3.

¹⁰60 Tm³ de gaz non conventionnel et 7 Tm³ de gaz conventionnel. Source : Panorama des marchés du gaz naturel en 2010, Sciences Po CERI.

¹¹Source : Fatih Birol, économiste en chef de l'AIE, dans une interview au journal Le Monde du 12 novembre 2012.

¹²Cf. *World Energy Outlook 2012*.

fois plus élevé qu'aux Etats-Unis aujourd'hui, ce qui représente un écart d'environ 20€/MWh¹³).

En plus de contribuer à l'économie américaine en termes d'emplois, de création de valeur et de revenus fiscaux, le secteur du gaz de schiste procure donc un avantage compétitif à l'industrie américaine par rapport à ses concurrentes, notamment européennes : la disponibilité d'un gaz naturel à un prix durablement bas et stable profite en particulier aux industries les plus consommatrices de cette énergie, notamment au secteur pétrochimique. Cet avantage de compétitivité s'ajoute à celui du coût du travail¹⁴. Des investissements massifs sont réalisés par l'industrie chimique américaine dans de nouvelles capacités de production sur place (éthylène), qui pourraient faire des Etats-Unis un exportateur net de produits chimiques d'ici quelques années. Les secteurs fortement consommateurs d'électricité (aluminium, acier, ciment) bénéficient également d'une diminution de leurs coûts énergétiques. Globalement, la baisse des coûts énergétiques aux Etats-Unis devrait entraîner une hausse de 2,9% de la production industrielle d'ici 2017, et de 4,7% d'ici 2035¹⁵.

En Europe, certains pays disposeraient de ressources de gaz non conventionnels, en particulier la France. L'évaluation de ce potentiel nécessiterait des travaux d'exploration qui n'ont pas été menés, la France ayant décidé, dès juillet 2011, d'interdire la fracturation hydraulique (seule technologie aujourd'hui connue pour l'exploitation de ce type d'hydrocarbures), pour des raisons politiques et environnementales.

1.1.3. Un différentiel de prix entre les Etats-Unis et l'Europe qui s'observe aussi sur les marchés de l'électricité

Aux Etats-Unis, la baisse des prix du gaz pousse également à la baisse les prix de l'électricité. Ceux-ci pourraient diminuer de 10% en moyenne entre 2011 et 2035. Cette baisse devrait contribuer à creuser l'écart avec les prix de gros hors taxe de l'électricité en Europe d'ici les années 2030.

D'après les projections de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE)¹⁶, d'autres facteurs devraient jouer sur cette période et pousser les prix européens à la hausse : la réduction ou le retrait du nucléaire de certains pays (Allemagne, Belgique, Suisse) et l'augmentation consécutive de la consommation de gaz, de charbon et de renouvelables.

D'après l'AIE, l'ensemble de ces évolutions devrait se traduire par un prix de l'électricité en Europe 50% plus élevé qu'aux Etats-Unis en 2030.

1.1.4. La France, en passe de perdre son avantage compétitif par rapport à l'Allemagne en termes de prix de l'électricité pour les consommateurs industriels

1.1.4.1. *Par rapport à la moyenne européenne, l'industrie française a bénéficié jusqu'à présent d'un prix de l'électricité avantageux (taxes comprises), mais ce prix est en hausse.*

L'économie française a traditionnellement bénéficié d'un tarif réglementé de l'électricité à la fois stable dans la durée, et inférieur à la moyenne européenne et aux prix de marché, en grande partie grâce à un parc hydraulique et nucléaire largement amorti et compétitif.

Ce prix bas de l'électricité procure encore aujourd'hui un double avantage à l'économie française : les exportations d'électricité contribuent positivement à la balance commerciale (de l'ordre de 2 à 3 milliards d'euros nets chaque année), et l'industrie française bénéficie d'un tarif réglementé de l'électricité hors taxe très compétitif (63€/MWh¹⁷ en 2011, contre 103€/MWh en moyenne pour l'industrie en Europe). En 2011 l'électricité primaire d'origine nucléaire, hydraulique, éolienne et photovoltaïque représentait 43,8% de la consommation énergétique primaire et 23,9% de la consommation finale d'énergie en France (dont environ 32% de la consommation énergétique finale de l'industrie¹⁸).

Mais le prix de l'électricité (le tarif réglementé et les charges qui s'y ajoutent) augmente pour les industries françaises, et cette hausse pourrait être durable :

- le niveau réglementé de l'ARENH¹⁹ (hors taxes et charges) est passé de 40 à 42€/MWh le 1^{er} janvier 2012. Il devrait continuer à augmenter au cours des prochaines années, notamment en raison des investissements nécessaires pour entretenir et prolonger le parc nucléaire existant. D'ici 2022, 24 réacteurs nucléaires atteindront leur 40^{ème} année de fonctionnement et nécessiteront des investissements de maintenance et de sûreté afin de continuer à être exploités dans des conditions optimales de sûreté. EDF estime qu'il sera nécessaire de doubler le rythme actuel des investissements dans la maintenance afin d'intégrer l'amélioration continue de la sûreté (dont les leçons tirées de l'accident de Fukushima). Selon la Cour des Comptes, les coûts des investissements de maintenance pourraient entraîner une hausse du coût de production au MWh comprise entre

¹³ Avis de la commission des affaires économiques sur le projet de loi de finances 2013, Tome IV Energie, 10 octobre 2012, p.8

¹⁴ « Gaz de schiste aux Etats-Unis : les Européens doivent prendre au sérieux la menace sur leur industrie » Flash Economie Natixis, 26 septembre 2012. Voir aussi l'étude Citigroup sur la croissance des Etats-Unis boostée par le bas coût des gaz de schiste « North America, the New Middle East? », avril 2012

¹⁵ « The economic and employment contributions of shale gas in the United States », IHS Global Insight, décembre 2011.

¹⁶ Cf. World Energy Outlook 2012.

¹⁷ Consommateurs dont la consommation est comprise entre 20 et 70 GWh.

¹⁸ Bilan énergétique de la France pour 2011, Commissariat général au développement durable, juillet 2012, p.50

¹⁹ L'ARENH (dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique d'EDF) est créé par la Loi NOME. Celle-ci prévoit qu'EDF doit céder à l'ensemble des fournisseurs d'électricité alternatifs jusqu'à 100 TWh d'électricité par an au prix « ARENH ». Ce prix est fixé dans un premier temps par le gouvernement. A partir du 8 décembre 2013, il le sera par la CRE. Il doit être représentatif des conditions économiques de la production d'électricité des centrales nucléaires EDF. Source : www.cre.fr

10% et 15% d'ici 2025 (par rapport à 2010)²⁰. Même dans ce cas de figure, la production d'électricité d'origine nucléaire demeurerait compétitive par rapport aux autres moyens de production d'électricité.

Les consommateurs industriels doivent tenir compte d'un élément supplémentaire : la suppression, prévue par la loi NOME, des tarifs réglementés préférentiels « verts » et « jaunes », dont ils bénéficient actuellement, au 31 décembre 2015 au plus tard²¹. Dès 2016, les consommateurs industriels seront contraints de se fournir en électricité sur le marché, à un prix moyen aligné en grande partie sur l'ARENH. Cette situation pourrait être pénalisante pour eux tant que l'ARENH sera supérieur aux tarifs « verts » et « jaunes » actuels (comme c'est le cas en ce moment);

- les charges et taxes qui s'ajoutent au tarif réglementé de l'électricité devraient également augmenter de manière durable. Il s'agit, outre la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) et du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

*La CSPE est le principal outil de financement des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération. La France s'est fixé pour objectif de porter à 23% la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans sa consommation d'énergie finale brute en 2020²² (cette part était de 15% en 2011). Pour atteindre cet objectif, les énergies d'origine éolienne et photovoltaïque devront croître significativement, pour s'établir à 25 000 MW d'éolien (dont 6 000 MW d'éolien en mer), 5400 MW de solaire et 2 300 MW de biomasse d'ici 2020, d'après la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) pour la période 2009-2020²³.

Or, ces énergies, qui ne sont pas encore compétitives (un MWh produit par une éolienne est aujourd'hui encore 20 à 30% plus cher que celui des moyens existants, voire plus de trois fois plus cher pour un panneau photovoltaïque²⁴) bénéficient d'une obligation de rachat par EDF à des tarifs qui demeurent largement supérieurs au tarif réglementé de l'électricité (82€/MWh sur une durée de dix ans pour l'éolien terrestre, et des tarifs très supérieurs pour le photovoltaïque).

D'ici 2020, en l'absence de révision significative de ces tarifs de rachat, les charges liées au financement public des énergies renouvelables pourraient passer de 4,3 milliards d'euros (dont 2,2 milliards d'euros liés aux énergies renouvelables) en 2012 à près de 10, voire 11 milliards d'euros (dont 7,5 milliards d'euros pour les renouvelables) en 2020. Cela se traduirait par une CSPE comprise entre 24 et 26€/MWh dès avant 2020²⁵ (contre 10,5€/MWh aujourd'hui).

**L'augmentation prévisible du TURPE est en partie tributaire de l'objectif de 23% d'énergie de sources renouvelables en 2020. Le développement de nouvelles lignes de transport, le renforcement du réseau de distribution et la mise en place de « réseaux intelligents » devraient nécessiter entre 135 et 155 milliards d'euros d'investissements d'ici 2030²⁶.

1.1.4.2. *En dépit d'un prix de l'électricité hors taxes largement supérieur en Allemagne par rapport à la France, les consommateurs industriels allemands bénéficient d'un prix de l'électricité (taxes comprises) très proche de leurs concurrents français.*

La comparaison entre les prix (taxes comprises) acquittés par les consommateurs industriels en France et en Allemagne doit tenir compte des choix politiques qui ont été faits par les gouvernements concernés. A la différence de la France, l'Allemagne (où le kWh hors taxes est déjà le plus cher d'Europe : 24,38 c€ en 2010, contre 12,89 c€ en France²⁷) a jusqu'à présent choisi de limiter les taxes liées à la consommation d'énergie pesant sur son industrie :

- l'EEG Umlage, équivalent allemand de la CSPE française, est dégressive pour les consommateurs industriels. Fin 2012, elle était ainsi limitée à 0,5€/MWh pour les plus gros d'entre eux²⁸. Selon l'Office fédéral du contrôle économique et des exportations allemand (BAFA), en 2012, 2 057 entreprises ont été éligibles aux programmes d'exemption, pour un volume global de 107,5 TWh. L'Allemagne a jusqu'à présent choisi de faire reposer le soutien public aux énergies renouvelables de façon prépondérante sur les ménages et les entreprises les moins consommatrices (jusqu'à 1 GWh/an) : pour eux, en 2012, l'EEG Umlage s'est élevée à 35,92€/MWh. Elle est passée à 53,6€/MWh le 1^{er} janvier 2013, et pourrait conserver un niveau élevé, étant donné la décision de l'Allemagne de sortir totalement du nucléaire

²⁰Source : « Les coûts de la filière électronucléaire », Cour des Comptes, janvier 2012, p. 283. L'impact des coûts d'investissements sur le coût de production au MWh est compris entre +10% et +15% selon le mode d'évaluation du coût de production retenu (méthodes du « coût comptable », du « coût courant économique », et celle de la Commission Champsaur.)

²¹Source : http://www.cre.fr/dossiers/la-loi-nome#section3_3.

²²Loi « Grenelle II » du 3 août 2009

²³Rapport de la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité, juillet 2012, p. 84.

²⁴« Faire de la transition énergétique un levier de compétitivité », Institut Montaigne, novembre 2012, p.4

²⁵Rapport de la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité, juillet 2012, p.130.

²⁶Rapport « Energies 2050 », février 2012, p.54.

²⁷Source : « Evolution des prix de l'électricité aux clients domestiques en Europe occidentale », note de l'IFRI, Michel Cruciani, novembre 2011.

²⁸En 2013 : pour les consommateurs de plus de 100GWh/an, et dont les achats d'électricité sont supérieurs à 20% de leur VA brute. L'EEG Umlage est de 0,5€/MWh. Pour les consommateurs de plus de 10GWh /an, l'EEG Umlage est de 0,5€/MWh sur 90% de la consommation, et de 52,77€/MWh HT sur les 10% restants.

d'ici 2022, et de porter la part des énergies renouvelables à 18% de sa consommation finale d'énergie et à 35% de sa consommation en électricité d'ici là²⁹ ;

- les consommateurs industriels allemands bénéficient par ailleurs d'exemptions de coûts de transport (part fixe et part variable, hors taxes) par rapport aux autres consommateurs. En 2012, les sites industriels allemands petits et moyens (consommant de 5 à 20 MW/an) ont payé en moyenne la moitié de ce que paient leurs homologues français. Pour les sites industriels plus importants (40 MW/an et au-delà), le niveau était à peu près équivalent entre les sites français et allemands en théorie, mais les industriels consommant au-delà de 7000 heures par an et plus de 10 GWh/an étaient totalement exemptés du tarif de réseau. En outre, les consommateurs ayant un profil de consommation particulier bénéficiaient d'une exemption du tarif de réseau adapté, pouvant atteindre 80% du tarif normal³⁰.

Fin 2012, les prix de l'électricité (taxes comprises) pour les consommateurs industriels étaient similaires en France (49,3€/MWh, intégrant l'ARENH + transport + taxes) et en Allemagne (49€/MWh). Néanmoins, en 2013, le coût de l'électricité (charges comprises) pour les gros électro-intensifs allemands pourrait baisser, en raison de l'entrée en vigueur d'une décision du gouvernement allemand : celle d'allouer à ces entreprises des aides financières, afin de les aider à compenser la hausse du prix de l'électricité liée aux coûts des quotas d'émission de CO₂ dans le contexte de l'ETS européen³¹. Cette faculté est expressément prévue par la directive 2003/87/CE, qui établit l'ETS.

Un autre élément peut potentiellement pousser à la baisse le coût d'approvisionnement en électricité des électro-intensifs allemands : la mise en place, en 2013, d'un mécanisme de rémunération de « l'interruptibilité » industrielle³².

1.2. L'impact des prix de l'énergie sur la compétitivité-coût des industries françaises

La hausse des prix et des coûts énergétiques (hydrocarbures, électricité) augmente les coûts de production industriels. Soit cette hausse est répercutée vers les consommateurs intermédiaires et/ou finaux ; soit elle ne l'est pas, ce qui réduit les marges et les

capacités d'investissement. Dans tous les cas, l'impact d'une hausse des coûts énergétiques est réel et varie selon les branches industrielles (producteurs énergétiques, industries plus ou moins énergivores) et entre entreprises au sein même de ces branches.

1.2.1. Des entreprises particulièrement sensibles à la hausse du prix de l'énergie : les industries « à grande consommation d'énergie »

Parmi les industries à grande consommation d'énergie figurent :

- les « électro-intensives », dont le rapport quantité d'électricité consommée/ valeur ajoutée est supérieur à 2,5€/KWh³³. Ces entreprises ont une centaine de sites industriels sur le sol national et représentent environ 13% de la consommation électrique française³⁴ ;
- les industries à forte consommation d'hydrocarbures (gaz, pétrole). Le secteur des transports à carburants fossiles peut être considéré comme tel (en 2010, il a représenté 70,6% de la consommation énergétique de produits pétroliers en France³⁵) ;
- le secteur énergétique : la production, le transport et la distribution de l'énergie jusqu'au consommateur final.

Certaines de ces industries utilisent l'énergie non seulement à des fins énergétiques, mais aussi comme matière première. C'est le cas de la production d'énergie (raffinage du pétrole, cokéfaction du charbon, activité des centrales thermiques) et de certaines branches industrielles, en particulier la production d'aluminium, la chimie (dont la pétrochimie), la métallurgie, et les cimenteries.

Ces industries à grande consommation d'énergie sont particulièrement sensibles à la hausse des prix et à la volatilité des cours des marchés de l'énergie. En effet :

- leurs coûts énergétiques représentent une part très importante de leurs coûts de production (usages énergétiques et non énergétiques) : 40% (ciment, en termes d'énergie électrique et thermique), 50% (chimie, aluminium), près de 60% (raffinage du pétrole), voire 70% (chlore : surtout électricité), 78% (gaz industriels). A lui seul, le secteur chimique représentait 26% de la consommation d'énergie par l'industrie en France en 2009³⁶ ;
- la capacité de secteurs aussi intensifs en énergie (gaz industriels, chlore, ou encore aluminium) à réduire leur consommation

²⁹ « Evolution de la situation énergétique allemande – paramètres et incertitudes pour la période 2012-2020 », Note de l'IFRI, Michel Cruciani, p.15.

³⁰ Voir notamment l'audition de l'UNIDEN par la Commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques, 21 mars 2012.

³¹ Cf. Article 10 bis(6) de la directive 2003/87/CE modifiée.

³² L'interruptibilité consiste à réduire de manière instantanée et sans préavis la puissance de soutirage d'un utilisateur raccordé au réseau électrique, afin d'assurer la gestion de l'équilibre offre/demande d'électricité. Source : Délibération de la CRE du 19 avril 2012 au sujet du dispositif d'interruptibilité.

³³ Définition du Code Général des Impôts. Source : rapport Sénat p.246.

³⁴ Rapport de la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité, juillet 2012, p.247.

³⁵ Rapport « Energies 2050 », février 2012, p.76.

³⁶ Source : Enquêtes EACEI (INSEE et SSP), calculs SoES. Syndicat français de l'industrie cimentière (Sfic) pour l'industrie des chaux et ciments, cité dans Avis présenté au nom de la commission des affaires économiques sur le projet de loi de finances pour 2013, tome IV « Ecologie, Développement et Aménagement Durables, Energie » par David Habib, député, 10 octobre 2012.

d'énergie est plus limitée que pour d'autres industries.³⁷

En outre, les marges de manœuvre de ces entreprises pour répercuter les coûts énergétiques sur les prix de vente tout en restant compétitives, sont limitées. En effet, ces coûts s'ajoutent à ceux de la main d'œuvre, qui sont souvent supérieurs à ceux des concurrents internationaux.

L'impact de la hausse des prix de l'énergie sur la compétitivité de certaines de ces industries intensives en énergie a déjà fait l'objet d'études. Une évaluation de l'impact des prix de l'énergie sur les industries du papier et de la sidérurgie a par exemple été menée, couvrant 32 pays dans le monde entre 1999 et 2006³⁸. Elle a démontré le rôle de l'énergie sur les exportations, la localisation de la production, les investissements et les fermetures de sites de production de papier et d'acier³⁹. Elle a également conclu qu'« une hausse des coûts de l'énergie induite par une hausse des prix de l'énergie ou par une baisse de l'efficacité énergétique, diminue les exportations de papier et d'acier d'un pays et donc sa compétitivité internationale. »

En plus de la hausse durable des prix de l'énergie en Europe et notamment en France, les industries à forte consommation énergétique subissent les écarts croissants des prix du gaz naturel et de l'électricité par rapport aux Etats-Unis, notamment dans le secteur chimique, dont la compétitivité est déjà fragile en France⁴⁰.

1.2.2. Les coûts de mise en conformité aux réglementations énergétiques et environnementales : une composante non négligeable des coûts énergétiques des industries à forte consommation d'énergie

Les industries à grande consommation d'énergie sont confrontées à la nécessité d'investir pour se moderniser et se développer, tout en renforçant l'efficacité (notamment énergétique et environnementale) de leurs installations. Cette recherche d'amélioration des performances énergétiques et environnementales est de toute façon imposée par les réglementations d'origine nationale et surtout européenne.

- Au niveau de l'UE, dans le cadre du « paquet Energie/Climat » de 2008, la France s'est engagée vis-à-vis de ses partenaires européens à réduire ses émissions de CO₂ d'ici 2020, et par rapport à 2005 :

³⁷ « An International comparison of energy and climate change policies impacting energy intensive industries in selected countries », ICF International, July 2012, p. 210-214.

³⁸ Thèse de M. Bordigoni : « Détermination du rôle de l'énergie dans la compétitivité de l'industrie manufacturière : études économétriques et modélisation des interdépendances », septembre 2012, conclusion, p. 376.

³⁹ *ibid*, p. 378

⁴⁰ En France, en 10 ans, le secteur chimique a perdu 4 points de marge (ratio EBE/VA) et a régressé dans sa contribution aux exportations de produits chimiques de l'UE, passant de 13 à 11 %. Source : Communiqué de presse « Compétitivité » de l'Union des Industries Chimiques, 6 novembre 2012.

*de 21% pour les installations industrielles couvertes par l'ETS (production d'électricité, métallurgie, chimie, etc.),

**de 14% pour les autres secteurs (transports, bâtiment, etc.).

Par son périmètre (11 000 installations couvertes en Europe) et son degré d'exigence, (imposant aux opérateurs concernés de compenser le volume de leurs émissions de CO₂ par la détention de quotas d'émission, payants à partir du 1^{er} janvier 2013), l'ETS est le système de réduction des émissions de CO₂ le plus rigoureux au monde. Le prix du quota, aujourd'hui faible (3€/t. en janvier 2013), devrait augmenter d'ici 2020, si l'activité industrielle repart en Europe et sous l'action notamment des réformes de l'ETS qui sont en cours. Or, à la différence de l'Allemagne, la France n'a prévu aucun soutien financier pour les industries électro-intensives, qui risquent d'être fragilisées par la hausse du prix de l'électricité consécutive au passage à des quotas d'émission de CO₂ payants depuis le 1^{er} janvier 2013⁴¹.

L'impact de la hausse du prix de l'électricité en Europe (à laquelle l'ETS a vraisemblablement contribué depuis sa création) sur la production d'aluminium en Europe a été étudié⁴². Cette production représente 8% de la production mondiale. La consommation d'électricité représente environ 35 à 50% des coûts totaux par unité de production. L'étude met en évidence une corrélation entre cette activité de production et le fait qu'une électricité bon marché et abondante est garantie en Europe. Une hausse d'environ 10€/MWh du prix de l'électricité se traduirait par une hausse des coûts variables de la production d'aluminium d'environ 10%/tonne d'aluminium. L'auteur conclut que, depuis 2005, les hausses de prix de l'électricité en Europe par rapport à d'autres zones géographiques ont joué un rôle déterminant dans la réduction de la compétitivité de l'industrie de l'aluminium européenne;

- dans le cadre du « paquet Energie/Climat », l'UE s'est engagée à améliorer d'au moins 20% son efficacité énergétique d'ici 2020. La directive européenne sur l'efficacité énergétique du 25 octobre 2012 prévoit que chaque Etat membre se fixe son propre objectif national d'ici 2020, afin de permettre à l'UE d'atteindre le sien. Elle prévoit en outre qu'à partir de juin 2014, les distributeurs ou les revendeurs de gaz et d'électricité devront faire économiser chaque année à leurs

⁴¹ Au 1^{er} janvier 2013, l'ETS rentre dans sa « 3^{ème} phase » dans laquelle les quotas d'émission deviennent payants et sont vendus aux enchères par les Etats membres.

⁴² « Carbon Leakage in the Primary Aluminum Sector: What evidence after 6 ½ years of the EU ETS? », Olivier Sartor, CDC Climat Recherche, Working paper n°2012/12, February 2012

consommateurs finaux 1,5% d'énergie, jusqu'en 2020. En France, les revendeurs sont déjà soumis à ce type d'obligations, via les certificats d'économies d'énergie (CEE) établis en 2005 par la Loi Pope. Si la France décidait d'adapter les CEE pour mettre en œuvre l'obligation d'économies d'énergie de 1,5% par an, cela correspondrait à un triplement de l'effort actuellement demandé⁴³. Cela aurait aussi un impact sur les clients, en particulier les industries fortement consommatrices d'énergie.

La perte de compétitivité des industries à forte consommation d'énergie risque d'avoir des conséquences graves en termes d'emploi. La chimie, le papier-carton, la sidérurgie et le ciment emploient environ 300 000 personnes en France⁴⁴. Le seul secteur chimique emploie environ 200 000 emplois directs hautement qualifiés dans l'industrie chimique (et 500 000 en incluant les emplois induits)⁴⁵. Quant au secteur énergétique : la filière nucléaire regroupait en 2011, 240 000 emplois directs et indirects, 410 000 en incluant les emplois induits⁴⁶. Le secteur pétrole et gaz représente aujourd'hui 350 000 emplois directs et indirects⁴⁷. D'après l'UFIP, en 2011, la filière pétrole incluant l'exploration-production, le parapétrolier, le raffinage, la distribution (hors distribution de gaz naturel), la pétrochimie, les transports de produits et la logistique occupait 200 000 personnes⁴⁸.

2. L'incertitude générée par les cadres politiques et réglementaires du secteur de l'énergie

Il y a aujourd'hui un consensus mondial sur la nécessité d'une transition vers une économie plus sobre en carbone et durable. Néanmoins, les politiques et les réglementations qui permettront d'opérer et de financer cette transition se font attendre. L'incertitude qui en résulte ne favorise pas l'investissement.

2.1. L'impact des cadres politiques et réglementaires du secteur de l'énergie sur la chaîne de valeur industrielle

Les cadres politiques et réglementaires du secteur de l'énergie ont non seulement limité la possibilité des industries françaises de sécuriser leur approvisionnement énergétique sur le long terme, mais sont, par eux-mêmes, facteurs d'incertitude.

⁴³Point Climat n°23 « Nouvelle directive européenne sur l'efficacité énergétique : la France en bonne position ? » octobre 2012.

⁴⁴chimie (157 000), papier-carton (70 000), sidérurgie (54 000), ciment (5000). Source : CGDD (2011) gestion prévisionnelle des emplois et des compétences dans les secteurs de l'industrie et de l'énergie dans le contexte d'une économie verte, citée dans le Rapport Energies 2050, p.92.

⁴⁵ Communiqué de presse, « Coût du travail » Union des Industries Chimiques, 1^{er} octobre 2012.

⁴⁶ « Le poids socio-économique du nucléaire en France », PriceWaterhouseCoopers, mai 2011. Les « emplois induits » sont créés par la valeur ajoutée alimentée par les dépenses des employés directs et indirects.

⁴⁷Source UFIP

⁴⁸ Source : Livre blanc de l'UFIP « L'industrie pétrolière en France. Contribution au débat sur l'énergie », janvier 2012

2.1.1. Les possibilités limitées de l'industrie de s'approvisionner en énergie dans un cadre stable sur le long terme

Les possibilités pour les entreprises à grande consommation d'énergie de conclure des contrats d'approvisionnement électrique ou gazier de long terme sont limitées par le droit de la concurrence européen.

Les dispositifs juridiques qui permettent aujourd'hui aux industries à grande consommation d'énergie de conclure des contrats d'approvisionnement à long terme sont rares, ou ont perdu de leur attractivité.

C'est le cas d'Exeltium, un consortium composé de 26 entreprises électro-intensives françaises. En avril 2010, les membres du consortium se sont engagés contractuellement vis-à-vis d'EDF à lui acheter environ 150 TWh d'électricité pour une durée de 24 ans, à un prix offrant une visibilité de long terme. Or ce contrat, qui n'a été autorisé par la Commission européenne qu'après de longues discussions, est devenu moins attractif suite à la création de l'ARENH, en juillet 2011⁴⁹.

Autre exemple : le dispositif finlandais « Mankala », dans lequel des opérateurs (généralement des vendeurs et/ou distributeurs d'énergie et de grandes entreprises industrielles) sont propriétaires collectivement de producteurs d'énergie, dont ils financent les coûts de production. La conformité de ce système au droit de la concurrence européen a été mise en question en 2010, puis confirmée par la Commission européenne en novembre 2012⁵⁰. Pendant deux ans, le dispositif Mankala a subi une forte insécurité juridique, alors même qu'il exerçait des effets bénéfiques sur la concurrence du marché énergétique finlandais (en incitant les petits opérateurs du secteur énergétique à investir collectivement dans des capacités de production, et ainsi à concurrencer des opérateurs de plus grande taille)⁵¹.

2.1.2. L'évolution des cadres réglementaires est un facteur d'incertitude

2.1.2.1. Sur le plan international

Deux grandes incertitudes prédominent :

- la première concerne les objectifs de réduction d'émission de gaz à effet de serre (GES) que l'UE devrait se fixer d'ici 2020, dans le cadre du protocole de Kyoto, conformément à l'engagement qu'elle a pris lors de la COP 17⁵² à Durban, fin 2011 ;
- la seconde porte sur la conclusion d'ici 2015, d'un accord international de réduction des émissions de GES qui entrerait en vigueur en

⁴⁹Rapport de la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité, juillet 2012, p.

⁵⁰Source : Talouselämä, « EU decision came – producer priced electricity allowed to flow in Finland », 22 novembre 2012

⁵¹ « Mankala energy production model under threat? », article publié le 16 mai 2011 sur le site www.internationallawoffice.com.

⁵² COP 17 : 17^{ème} réunion de la conférence des parties à la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. La COP 17 s'est tenue à Durban du 28.11.2011 au 9.12.2011.

2020, un engagement pris par les parties à la Convention internationale de lutte contre les changements climatiques, lors de la COP 17, et confirmé lors de la COP 18.

La forme, la portée juridique de cet accord, et ses objectifs de réduction d'émissions de GES restent à définir.

2.1.2.2. Au niveau européen

Le cours du quota d'émission de CO₂ est instable depuis le début de la 1^{ère} phase de l'ETS : il est descendu à près de 0€/t. entre juin et décembre 2007, et a atteint son niveau le plus élevé à ce jour en juillet 2008, à près de 28€/t. L'imprévisibilité qui en résulte nuit aux décisions d'investissement sur le long terme. De plus, depuis juillet 2011, ce prix est en baisse (3€/t en janvier 2012), en raison notamment de la crise économique, qui a entraîné une chute de l'activité industrielle.

Pour faire remonter le prix du quota d'émission, la Commission européenne a proposé de réduire l'offre de quotas dans l'ETS jusqu'en 2016. Néanmoins, faire remonter de façon artificielle le prix des quotas de CO₂ en l'absence d'un accord international sur le climat risque de pénaliser l'industrie européenne. En outre, cette intervention sèmerait durablement le doute sur le fonctionnement de marché de l'ETS.

Enfin, si le cadre juridique actuel de l'ETS est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, la période post-2020 est l'objet de toutes les interrogations : l'UE va-t-elle parvenir à se doter d'objectifs de réduction d'émission de CO₂ d'ici 2030 ou 2040, afin d'atteindre son objectif de réduire ses émissions de 80-95% d'ici 2050 par rapport à son niveau de 1990 ?

2.1.2.3. En France

Les décisions de réduire à 50% la part du nucléaire dans le bouquet électrique en France à l'horizon 2025, et de fermer la centrale de Fessenheim en 2016 ont été annoncées par François Hollande peu après son élection à la Présidence de la République. Ces décisions ont donc anticipé le débat sur les objectifs et les mesures concrètes de la transition énergétique, lancé en septembre 2012⁵³ et qui devrait déboucher sur un projet de loi de programmation courant 2013. Elle suscite notamment une question : le coût de ces mesures et leur impact potentiel sur l'approvisionnement énergétique de l'industrie française ont-ils été suffisamment pris en compte ?

Fessenheim produit en moyenne 10 milliards de KWh par an sur les 419 milliards de KWh produits en France. Ce serait donc l'équivalent de 70% de la consommation d'électricité de la région Alsace qui devrait provenir d'une source alternative à cette centrale, alors que le jugement technique de l'ASN sur l'état de celle-ci permet la poursuite de son exploitation.

Quant à fixer la part du nucléaire dans le bouquet électrique en France à 50% d'ici 2025, cela implique

potentiellement de produire ou d'importer 161 TWh d'électricité, un montant basé sur la production électrique de 2011 (562,4 TWh) dans laquelle l'électricité d'origine nucléaire compte pour 78 %.

Trois options se présenteraient alors :

- substituer au nucléaire des énergies renouvelables. D'après les calculs de l'Union Française de l'Electricité (UFE), il faudrait que d'ici 2025, la France multiplie par deux le volume d'électricité d'origine renouvelable qui doit en principe résulter de son objectif de croissance des énergies renouvelables d'ici 2020. Néanmoins, les contraintes liées à ces énergies (leur intermittence, l'absence de solution de stockage industriel sûres et non coûteuses) interdisent d'envisager que les énergies éoliennes et photovoltaïque, à elles seules, permettent d'atteindre cet objectif⁵⁴ ;
- combiner le développement d'énergies renouvelables avec des moyens de production classiques éventuellement plus performants (Ex : centrales thermiques à cycle combiné gaz⁵⁵). L'UFE a cherché à évaluer l'impact de cette option sur le prix de l'électricité aux entreprises : elle estime que ce prix devrait passer de 48€/MWh (réfèrent 2010) à 78€/MWh (hors taxes et CSPE) et 129€/MWh (taxes et CSPE comprises) en 2030 (en euros constants 2010)⁵⁶. En outre, ces moyens de production classiques sont davantage émetteurs de CO₂ que le nucléaire, ce qui pourrait compromettre les objectifs français de réduction d'émissions, et peser sur les charges environnementales incombant aux industries (en particulier aux installations couvertes par l'ETS) ;
- augmenter les importations françaises d'électricité, et par là aggraver la dépendance énergétique et le déficit commercial de la France.

Quel que soit le scénario retenu, une réduction anticipée de la part du nucléaire impliquera en tout état de cause une part de substitution (investissements et coûts de production) par un autre moyen de production moins compétitif, et donc un surcoût pour l'industrie française. En effet, les coûts du parc nucléaire existant, qui est largement amorti, sont inférieurs aux coûts de production de la plupart des autres sources de production d'électricité⁵⁷. Choisir les solutions les plus efficaces et les moins coûteuses pour le consommateur industriel est donc un impératif.

⁵³ Lors de la Conférence environnementale des 14 et 15 septembre 2012.

⁵⁴ Eolien et photovoltaïque : enjeux énergétiques, industriels et sociétaux, rapport aux ministres du Redressement productif et de l'Ecologie, septembre 2012, p.6.

⁵⁵ Ibid, p.17

⁵⁶ « Electricité 2030, quels choix pour la France ? », Union Française de l'Electricité, p.4 et 25.

⁵⁷ Voir le rapport de la Cour des Comptes sur les coûts de la filière électronucléaire de janvier 2012, et le rapport de la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité, juillet 2012.

2.2. L'absence d'accompagnement public adapté à certaines filières énergétiques existantes en mutation ou en devenir

Il convient de préserver les filières d'excellence existantes (dans les secteurs de l'électricité, du pétrole, et du gaz), tout en en développant de nouvelles, notamment dans le domaine des énergies renouvelables, et en accompagnant les filières en transition (telles que le raffinage).

2.2.1. Les filières en devenir

L'intervention des pouvoirs publics pour imposer des normes techniques, ou pour encadrer un marché naissant, est nécessaire au développement de filières énergétiques compétitives⁵⁸. Cela a été le cas pour le marché des biocarburants en Europe, dont le démarrage résulte directement de la directive européenne de 2003 qui a fixé un objectif de 5,75% de biocarburants incorporés aux carburants classiques en 2010. Autre exemple : la révision de la directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments, en 2010, qui a été déterminante pour le développement de ce marché⁵⁹.

En France, le développement des filières renouvelables est directement lié à la mise en place de tarifs de rachat obligatoires pour EDF. Or, depuis le début des années 2000, les différents régimes tarifaires appliqués aux filières ont été instables. Certains ont été trop généreux initialement. Cela a été le cas du photovoltaïque, où les tarifs de rachat aux petites installations (moins de 100kW) ont été fixés à 550€/MWh jusqu'en janvier 2010, avant d'être suspendus suite au moratoire de l'obligation d'achat d'électricité photovoltaïque jusqu'en mars 2011, puis ramenés à 370€/MWh⁶⁰. La France n'est pas isolée : l'Allemagne et l'Italie ont été confrontées à la même situation et ont aussi fortement diminué leurs tarifs de rachat d'énergie de source photovoltaïque.

De manière générale, l'essor des énergies renouvelables n'a pas bénéficié d'une politique publique visant à constituer de véritables filières industrielles intégrées, reposant sur un appareil productif sur le territoire national. La France importe encore une grande partie de ses équipements⁶¹. Dans le secteur photovoltaïque, les tarifs de rachat ont profité à des équipementiers chinois très compétitifs, et le moratoire a fortement déstabilisé le secteur français, constitué essentiellement de nombreuses très petites entreprises, qui représentent un très grand nombre d'emplois. Selon l'ADEME, 14 500 emplois ont été détruits dans la filière photovoltaïque entre 2010 et 2012⁶². Cette expérience a montré que les dispositifs d'aide aux énergies renouvelables nécessitent un pilotage attentif des pouvoirs publics, et un cadre stable pour encourager l'investissement.

Dans le même temps, d'autres mécanismes de soutien ont été abandonnés, comme le soutien aux installations de cogénération. Or, les cogénérations à gaz sont les outils de production thermiques les plus efficaces. Elles sont intégrées sur des plateformes industrielles qu'elles peuvent approvisionner en vapeur dans des conditions compétitives. Dans le cas où l'exploitation ne pourrait être poursuivie, ces cogénérations démantelées seront remplacées par une production à base de chaudières au gaz ou au charbon, ce qui se traduira par une régression en termes d'efficacité énergétique et d'émissions de CO₂ et de SO_x/NO_x. A titre de comparaison, l'Allemagne, qui vise à produire 25% de son électricité à partir de cogénération d'ici 2020, a renforcé son dispositif de soutien à la filière. Ce choix permet à la fois d'accompagner la transition vers un mix 100% décarboné et de développer une filière vapeur performante sur les plateformes industrielles.

2.2.2. Les filières en mutation

Certaines filières énergétiques sont en pleine mutation sous l'impulsion de l'évolution du secteur énergétique mondial. C'est le cas du raffinage, très sensible à l'équilibre offre/demande mondial en produits pétroliers, qui impacte directement la répartition géographique et le type d'investissements dans ce secteur. On observe une réduction des capacités de raffinage en Europe, reflet de la baisse de la demande de carburants fossiles, et conséquence des nouvelles normes d'émission des véhicules neufs et des règles en matière d'incorporation de biocarburants. La concurrence des raffineries du Moyen-Orient et de l'Asie s'est déjà intensifiée, celles-ci bénéficiant généralement de subventions publiques et de régimes fiscaux avantageux. Les investissements migrent peu à peu vers ces zones ; tandis que l'Europe ne devrait en attirer que 12% d'ici 2030. L'ETS devrait amplifier les effets de la baisse de la demande domestique sur les raffineries européennes. Moins compétitives, celles-ci seront incitées à délocaliser une partie de leur approvisionnement en produits pétroliers vers les économies émergentes et les pays membres de la CEI. Dans ces conditions, la question du maintien des raffineries européennes les moins performantes se posera. Cet exemple montre que la mise en place de cadres politiques et juridiques visant à accompagner les mutations des filières industrielles existantes, est un véritable enjeu d'avenir⁶³.

⁵⁸ « L'industrie française face à l'économie verte : l'exemple de sept filières », Rapport pour le Cercle de l'Industrie, Patricia Crifo, Manuel Flam, Matthieu Glachant, juin 2011, p.15.

⁵⁹ Idem.

⁶⁰ Installations de moins de 3 kWc intégrées au bâti et située sur un bâtiment à usage principal d'habitation. Rapport de la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité, juillet 2012 p.126.

⁶¹ Rapport « Energies 2050 », février 2012, p.90.

⁶² Source : Correspondance Economique, 8 janvier 2013, p.9

⁶³ « Raffinage 2030 », IFP Energies Nouvelles, 2012.

2^{nde} Partie : **Recommandations pour une politique énergétique qui soutienne la compétitivité industrielle**

Tous les pays du monde doivent mener une politique énergétique assurant leur sécurité d’approvisionnement énergétique, tout en préservant l’environnement, avec un prix de l’énergie (électricité, gaz naturel) soutenable pour les consommateurs. Chacun doit composer avec ses atouts, son histoire, ses contraintes propres, ses priorités, etc.

La France doit mettre en œuvre la transition énergétique qu’il recherche dans un contexte de crise économique, en gérant deux grands types de contraintes : celles qui sont liées à l’évolution du secteur énergétique mondial (hausse tendancielle du prix des énergies fossiles, volatilité des marchés de l’énergie, écarts de prix du gaz et de l’électricité grandissants entre l’Europe et les Etats-Unis), et celles de sa situation énergétique (poids croissant de la facture énergétique dans le déficit commercial, hausse des charges qui financent le soutien public aux énergies renouvelables, érosion progressive de l’avantage de compétitivité qu’a longtemps représenté un prix de l’électricité 20 à 30% plus bas que la moyenne européenne). Ces contraintes menacent directement la compétitivité-coût des industries les plus intensives en électricité et en gaz, celles dont les coûts énergétiques représentent une grande partie des coûts de production (entre 40% et 75% pour les secteurs chimique, sidérurgique, de production énergétique, etc.) ou des coûts d’utilisation des produits (transports). La situation de ces industries est aggravée par l’absence d’un cadre politique et réglementaire adapté à leurs enjeux énergétiques : les coûts induits par les réglementations énergétiques et climatiques s’ajoutent à ceux liés au prix de l’énergie. Par ailleurs, certaines filières énergétiques pâtissent de l’absence d’un accompagnement public adapté qui les aide soit à se structurer et à devenir compétitives sur les marchés domestiques et mondiaux, soit à s’adapter et se développer sur ces marchés.

Or, seule une industrie compétitive est à même de contribuer à la prospérité de notre économie nationale, de jouer un rôle clé en faveur du développement durable, et d’être un agent d’innovation, activité essentielle à la croissance économique et au maintien d’une base industrielle forte en France et en Europe.

Le débat français sur les modalités et le calendrier de la transition énergétique va se poursuivre tout au long de 2013, autour du futur projet de loi de programmation. Les industriels français souhaitent y être associés et participer à la définition des objectifs et des mesures. Les membres du Cercle de l’Industrie souhaitent l’adoption d’un cadre politique et réglementaire cohérent et stable sur le long terme, qui donne de la visibilité aux acteurs économiques, et soutienne la compétitivité industrielle française:

- en favorisant l’accès à un niveau de prix de l’énergie et de taxes liées, à la fois modéré (par rapport aux concurrents européens et extra européens) et prévisible,
- en incitant les entreprises à investir dans des technologies innovantes afin d’améliorer leur efficacité énergétique, et à limiter leurs émissions de CO₂,
- en encourageant le développement de filières énergétiques nationales compétitives.

A très court terme, les pouvoirs publics français doivent prendre les mesures d’urgence qui s’imposent pour préserver la compétitivité et prévenir les destructions d’emplois dans l’industrie.

1. Recommandations quant aux principes qui doivent guider la politique énergétique française

1.1. Agir avec méthode

1.1.1. Distinguer les objectifs des moyens

Dans le débat sur la transition énergétique, les objectifs de long terme (en particulier le passage à une économie plus économe en énergie et émettant moins de CO₂, la compétitivité de l’offre énergétique, la sécurité d’approvisionnement) doivent être distingués des moyens (les incitations à la baisse de la demande énergétique, la mise en avant de certaines technologies énergétiques, ou la définition du bouquet énergétique).

Il faut définir de vrais objectifs (de préférence chiffrés) intermédiaires et de long terme, et définir une trajectoire prévisible, pour faciliter la transition énergétique.

Quant aux moyens :

- le choix des technologies énergétiques à mettre en avant, doit prendre en compte quatre paramètres : leur coût, leur rythme de développement, la réalité géographique locale, et les atouts industriels et technologiques des entreprises françaises concernées.
- Le bouquet énergétique français de demain devra être diversifié pour garantir la sécurité d’approvisionnement énergétique du pays. Il n’est pas souhaitable de le figer dès aujourd’hui car il doit rester évolutif pour s’adapter aux évolutions technologiques.

1.1.2. Distinguer le court et moyen terme du long terme

L’énergie est un secteur à forte intensité capitalistique et son rythme est celui du temps long, avec des innovations qui peuvent mettre plusieurs décennies à arriver à maturité et être déployées sur le marché, des installations dont les durées de construction sont longues (même pour les énergies renouvelables en ce moment, étant donné la longueur des autorisations administratives) et dont les durées d’exploitation sont de 20 à 60 ans. C’est la raison pour laquelle un choix aujourd’hui influence le mix à très long terme, au-delà de 2025.

La politique énergétique doit être guidée par différents horizons : jusqu’en 2030, on dispose de technologies matures et d’infrastructures de production déjà en place ; au-delà, les options sont encore ouvertes. La politique énergétique doit prendre en compte ces deux horizons : gérer le court et le moyen terme, tout en préparant dès aujourd’hui le long terme.

1.1.3. S’appuyer sur les atouts français

La France bénéficie d’une électricité peu carbonée, qui contribue à l’ensemble des objectifs de la politique énergétique (sécurité d’approvisionnement, faibles émissions de CO₂, coûts de production et prix de vente compétitifs, approvisionnement par des filières nationales). Notre pays occupe ainsi la première place mondiale pour la qualité de son électricité, sa disponibilité et son accès, notamment en raison d’un parc nucléaire et hydraulique important et largement amorti. Le bouquet électrique actuel est un atout: il constitue une base sur laquelle s’appuyer pour mettre en œuvre une transition énergétique à moindre coût vers une économie sobre en carbone.

En outre, la France peut s’appuyer sur des filières énergétiques d’excellence (électricité d’origine nucléaire ou renouvelable, filière thermique, production gazière et pétrolière, parapétrolier, maîtrise de la demande d’énergie, etc.) qui sont un moteur de croissance et de richesse pour l’économie nationale, en termes d’emploi, d’investissement notamment dans la R&D, et de recettes d’exportation. Ces filières, qui réunissent de grandes entreprises mondialement connues et des PME très performantes, ont une réputation d’avance technologique et d’expérience diversifiée au plan international. Ces acteurs se sont engagés dans la diversification du bouquet énergétique et dans l’amélioration de l’efficacité énergétique et sont parmi les mieux placés pour ce faire, grâce à leur niveau technologique et à leur capacité financière.

1.2. Maîtriser les coûts de la transition énergétique

Dans le cadre de la transition énergétique, les pouvoirs publics français doivent privilégier les choix qui, dans le bouquet énergétique, conduiront à :

- minimiser la hausse prévisible des prix (charges et taxes comprises) de l’énergie⁶⁴ pour l’industrie,
- assurer une visibilité de long terme de ces prix,
- et préserver la compétitivité-coûts énergétiques des entreprises en France par rapport à leurs concurrentes en Europe, mais aussi aux Etats-Unis et dans les économies émergentes.

D’ici à 2030, cela implique que les pouvoirs publics fassent des choix, en termes de bouquet énergétique, de technologies et d’infrastructures énergétiques, qui soient fondés sur des critères de coûts.

Les pouvoirs publics doivent en outre veiller à ce que le système de financement du soutien aux énergies renouvelables:

- soit attentif au rapport coût / efficacité et à la maîtrise budgétaire des politiques de soutien,
- maintienne la CSPE à un niveau soutenable pour les consommateurs individuels et les entreprises,

⁶⁴Rapport « Energies 2050 », février 2012, p.156.

- soit stable sur le long terme : le « stop and go » de la politique de soutien aux énergies renouvelables nuit au développement de filières en ce domaine.

Enfin, il est essentiel de simplifier et alléger les formalités administratives liées aux projets de travaux d'infrastructures dans le secteur énergétique, qui sont coûteuses du fait de leur complexité.

Un moyen efficace de maîtriser les coûts de la politique de transition énergétique, serait de soumettre tout projet d'objectif ou de mesure à une évaluation ex ante des coûts/bénéfices attendus, sans partis pris. Des études préalables pourraient être confiées par exemple à la Cour des Comptes⁶⁵, afin d'en estimer l'impact tant sur le plan macroéconomique, que sur les différents types d'industries concernées (producteurs et distributeurs d'énergie, industries à forte consommation d'énergie, industries de biens de consommation, etc.).

L'absence de parti pris dans le choix des moyens de la politique énergétique impliquerait :

- de laisser toutes les options ouvertes en termes de sources énergétiques (y compris les énergies non conventionnelles telles que le gaz de schiste) dans la perspective de nouveaux développements technologiques.

La question de l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste devrait être débattue en tant qu'enjeu environnemental mais aussi en tant qu'enjeu de compétitivité. Disposer de réserves fossiles pourrait permettre à la France de réduire son déficit commercial, de diversifier son approvisionnement énergétique, de réduire la facture énergétique de ses industries, notamment celles des plus intensives en énergie qui sont pénalisées par un écart de prix considérable et durable avec les Etats-Unis⁶⁶. Des recherches pourraient être menées afin de faire face aux risques pour l'environnement et la santé publique ; des projets de démonstration pourraient être lancés pour tester l'efficacité de solutions d'exploration et d'exploitation innovantes. Une campagne d'information et de dialogue devrait être engagée pour expliquer l'ensemble des enjeux de l'exploration et de l'exploitation des énergies non conventionnelles, y compris ceux de compétitivité énergétique pour la France. Si notre pays dispose de réserves exploitables, la décision de lancer cette exploitation devrait être débattue, les risques environnementaux évalués et le bénéfice coût-avantage estimé. Le rapport de la commission présidée par Louis Gallois⁶⁷ préconise d'ailleurs de poursuivre la recherche sur les techniques d'exploitation des gaz de schiste. Au niveau européen, il pourrait y avoir une opportunité pour mener une action commune avec des pays tels que la Pologne, le Royaume-Uni et le Danemark, qui ont exprimé leur volonté d'évaluer précisément leurs ressources en gaz de schiste et les technologies les plus propres et sûres qui permettraient de les exploiter, le cas échéant.

- de veiller à la neutralité technologique des mesures de politique énergétique. Par exemple, concrètement, le coût des émissions de CO₂ devrait être le même quelle que soit la technologie énergétique à l'origine des émissions.

1.3. Tenir compte du contexte européen et international

Outre l'évolution du secteur énergétique sur le plan mondial (hausse du prix des énergies fossiles, concurrence croissante d'économies émergentes qui développent des technologies énergétiques, Ex : les équipementiers chinois dans le secteur photovoltaïque, etc.), il faut observer et tenir compte des politiques énergétiques de nos concurrents européens et extra-européens, et de leur impact sur les coûts des industries sur place.

- En Allemagne. Définie en 2010, la politique énergétique allemande prévoit une réduction de 50% de la consommation d'énergie primaire, une sortie du nucléaire d'ici 2030-2035 (ramenée à 2022 après Fukushima), et un recours substantiel aux énergies renouvelables⁶⁸. Dans ce contexte, le gouvernement allemand a prévu une série de mesures afin de soutenir les industries électro-intensives : exemptions de tout ou partie des taxes servant à financer le système de financement public des énergies renouvelables et le réseau de transport d'électricité, aides financières pour compenser la hausse du prix de l'électricité dans le cadre de l'ETS à partir de 2013, mise en place d'un mécanisme de rémunération de l'interruptibilité industrielle dès 2013 (cf. page 9).
- Aux Etats-Unis. Depuis 2009, une politique efficace de maîtrise de la demande d'énergie et de soutien aux transports propres⁶⁹ s'est traduite par des gains d'efficacité énergétique et un mouvement de réduction des

⁶⁵ La Cour des Comptes a réalisé, à la demande du Premier Ministre, un rapport public sur les coûts de la filière électronucléaire, publié en janvier 2012.

⁶⁶ « Faire de la transition énergétique un levier de compétitivité », Institut Montaigne, novembre 2012.

⁶⁷ Pacte pour la compétitivité de l'industrie française, rapport au Premier Ministre, 5 novembre 2012

⁶⁸ Rapport Energies 2050, pp39-45.

⁶⁹ Grâce notamment à l'*American Recovery and Reinvestment Act* (2009)

émissions de CO₂. L'élément majeur, que la France et l'Europe en général devront intégrer à leur politique énergétique, est l'impact économique de l'exploitation d'importantes réserves de pétrole et de gaz de schiste, et l'avantage de compétitivité significatif dont bénéficient dès aujourd'hui certaines industries intensives en énergie aux Etats-Unis (cf. page 6).

2. Recommandations sur les outils de la politique énergétique

2.1. Les outils de politique énergétique sur le plan national

2.1.1. Les technologies et les infrastructures énergétiques

A court terme (d'ici 2030), la France devrait s'appuyer sur le déploiement des technologies les plus compétitives et matures. Elle devrait s'efforcer de rentabiliser au maximum ces technologies, ainsi que les infrastructures énergétiques correspondantes (unités de production, réseaux de transport et de distribution) jusqu'à leur fin de vie économique :

- le parc nucléaire existant, constitué d'une flotte de centrales encore jeunes (23 ans en moyenne), rentables (avec un coût de revient de l'électricité inférieur à 50€/MWh⁷⁰ et dont la compétitivité ne devrait pas être remise en cause suite au programme de maintenance prévu et aux recommandations post Fukushima⁷¹) et sûres ;
- certaines technologies dont le coût de revient est proche de 70-100€/MWh (incluant les coûts fiscaux liés à leurs émissions de CO₂). Certaines sont émettrices de CO₂ (charbon supercritique⁷², centrales thermiques à « cycles combinés gaz »⁷³...) ; d'autres non (hydraulique, éolien onshore, etc.).

D'autres technologies sont aujourd'hui de 2 à 6 fois plus chères. Leur déploiement massif ne devrait être considéré qu'à l'export vers des zones où elles sont déjà compétitives (c'est le cas de l'énergie solaire en Méditerranée).

Il est essentiel d'intégrer la dimension géographique des technologies énergétiques : certaines sont déjà matures ou très proches d'être compétitives, mais pas en France, eu égard à des contraintes géographiques et climatiques (insuffisance de vent ou de soleil).

Par ailleurs, toujours à court terme, afin d'optimiser l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité sur le réseau, et de mieux gérer le problème des « pointes » électriques, les pouvoirs publics français devraient encourager les consommateurs industriels électro-intensifs à pratiquer « l'effacement » industriel⁷⁴. Ce dispositif, qui peut apporter « une plus-value considérable au système électrique⁷⁵ », devrait être incitatif pour les consommateurs industriels et leurs fournisseurs d'électricité. Il permet d'éviter un surinvestissement dans des capacités de production qui pèserait sur les contribuables.

Dans cette même optique de prévenir les situations de « pointes » de la demande d'électricité sur le réseau, les pouvoirs publics français devraient encourager la production d'énergie à proximité des lieux de consommation ainsi que les capacités de cogénération des consommateurs industriels.

En parallèle à ces actions, la France devrait préparer le long terme, c'est-à-dire l'horizon 2050, de deux manières :

2.1.1.1. en soutenant la R&D, y compris les projets de démonstration énergétique

Les investissements que la France fera dans la recherche sont indispensables pour que notre pays conserve ou acquière une place de premier plan au niveau international dans plusieurs technologies énergétiques clés pour nos entreprises dans la conquête de marchés nationaux ou internationaux⁷⁶. Il est donc essentiel de maintenir et développer de façon ciblée les aides à la R&D :

- dans les filières d'excellence françaises : nucléaire (afin de renforcer la sûreté, la performance et la réduction des déchets nucléaires et de préparer les filières futures qui le permettront), gazière, pétrolière, électrique, etc.
- dans les nouvelles technologies énergétiques sans CO₂ qui sont encore loin d'être compétitives mais qui présentent des perspectives de baisse de coûts (solaire photovoltaïque, etc.), celles qui présentent des difficultés

⁷⁰Source : rapport de la Cour des Comptes sur les coûts de la filière électronucléaire, janvier 2012.

⁷¹Source : Commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité.

⁷²Le charbon supercritique émet 0,8tCO₂/MLWh.

⁷³Les centrales électriques à « cycle combiné gaz » fonctionnent au gaz naturel et permettent de réduire de moitié les émissions atmosphériques de CO₂ par rapport aux moyens de production thermiques à flamme classiques (Source : EDF). Ces centrales émettent 0,4tCO₂/MWh.

⁷⁴Pour ce type de consommateur, l'effacement industriel consiste à renoncer, sur demande extérieure, à consommer de l'électricité à un moment donné, afin de faciliter l'établissement de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Cet effacement peut être instantané et sans préavis lorsque le réseau subit un déséquilibre offre/demande très grave et immédiate ; on parle alors « d'interruptibilité ». Cf. « Services système et mécanisme d'ajustement », <http://www.cre.fr>. Voir aussi Article L321-19 du Code de l'énergie.

⁷⁵Ibid.

⁷⁶Ibid.

techniques (intermittence et stockage des énergies renouvelables, etc.) ou de financement (captage et stockage de carbone, etc.), ou qui ont une importance stratégique pour certains secteurs industriels (telles que les carburants alternatifs et des biocarburants pour les transports et l'aéronautique).

Les aides publiques devraient prendre la forme d'un soutien aux plateformes technologiques, aux lignes pilotes et aux démonstrateurs.

Le financement de la R&D et de l'innovation dans les technologies économes en énergie et sobres en carbone pourrait être alimenté par une partie des recettes de la mise aux enchères des quotas d'émission en France, comme c'est déjà le cas dans d'autres pays européens, notamment l'Allemagne. L'UE impose d'ailleurs aux Etats membres d'affecter au moins 50% des recettes de leur mise aux enchères des quotas à partir de 2013, à neuf utilisations possibles, dont le « financement des activités de recherche et de développement en matière d'efficacité énergétique et de technologies propres » et « le captage et stockage géologique du carbone »⁷⁷.

2.1.1.2. en encourageant le développement de filières énergétiques nationales compétitives

Il s'agit en effet :

- de soutenir les filières d'excellence existantes,
- d'encourager le développement de nouvelles filières énergétiques. La France doit miser sur un nombre limité de technologies énergétiques (telles que l'éolien terrestre, l'éolien offshore, le solaire photovoltaïque, la biomasse, le stockage d'électricité, les moteurs hybrides et électriques, l'hydrogène énergie, les biocarburants de 2^{nde} et 3^{eme} génération, l'économie circulaire, le CSC, etc.). Ces technologies devraient être identifiées en fonction de leurs coûts, de leur rythme de développement, mais aussi en tenant compte des avantages comparatifs que notre pays pourrait en tirer par rapport à ses concurrents européens et internationaux (producteurs, sous-traitants et centres de recherche existants⁷⁸). L'objectif devrait être de maximiser les retombées pour l'économie française en termes de création d'emplois et de valeur. L'identification de filières d'avenir est un enjeu industriel majeur pour la France; les industriels sont les mieux placés et les plus experts pour en juger mais ils sont prêts à échanger avec les pouvoirs publics français à cette fin. La création d'emplois durables et à forte valeur ajoutée en dépend de façon cruciale.⁷⁹

Pour développer des filières énergétiques nationales compétitives, la France doit mener notamment deux types d'action :

- Soutenir les filières à l'export.

Les filières énergétiques françaises sont actives à l'export et les grandes entreprises des secteurs concernés entraînent avec elles un tissu dense de PME innovantes et dynamiques.

Afin de garantir que les entreprises françaises jouent à armes égales avec leurs concurrents internationaux qui développent des approches de plus en plus agressives (et parfois en dehors du cadre des accords de l'OCDE), les mécanismes de soutien à l'export devraient être modernisés. La COFACE pourrait être prêteur direct et la nouvelle Banque Publique d'Investissement devrait prendre en compte l'effet d'entraînement des gros contrats sur les PME des secteurs concernés.

- Adapter les formations techniques et d'ingénierie aux besoins en compétences dans ces filières.

Les besoins en compétences liés à la transition énergétique peuvent être anticipés. Certains enjeux sont déjà identifiables : la formation des chercheurs et l'adaptation des programmes de formation aux besoins de l'industrie dans des domaines tels que l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables ou le captage et le stockage de carbone⁸⁰. Il est particulièrement important de forger une culture de l'efficacité énergétique chez les jeunes ingénieurs et les techniciens français.

2.1.2. La tarification de l'accès à l'énergie

D'ici 2030, il est essentiel de permettre aux industries françaises, en particulier les plus intensives en énergie, d'accéder à un prix de l'énergie (charges et taxes comprises) qui leur permette de préserver leur compétitivité-coût vis-à-vis de leurs concurrentes européennes et extra-européennes. Cela passe par certaines mesures de politique énergétique.

⁷⁷ Article 1063 de la directive 2003/87/CE modifiée.

⁷⁸ Rapport « Energies 2050 », février 2012, p.160

⁷⁹ Ibid

⁸⁰ Rapport « Energies 2050 », février 2012, p.163

- Permettre aux entreprises industrielles de garantir leur approvisionnement énergétique sur le long terme.

Pour leur approvisionnement en électricité, les entreprises électro-intensives devraient pouvoir conclure des contrats de long terme avec des producteurs, à des prix tenant compte des coûts réels de production de ces derniers. Cette possibilité pourrait être ouverte moyennant une participation financière des consommateurs électro-intensifs aux investissements des producteurs dans de nouvelles capacités.

Le droit de conclure des contrats de long terme devrait également être reconnu aux consommateurs non électro-intensifs mais pour lesquels le prix de l'électricité constitue un paramètre de rentabilité, même si pour ces derniers une participation aux investissements apparaît moins pertinente⁸¹.

Exeltium devrait faire l'objet d'une approche de long terme, puisqu'il s'agit d'un dispositif favorable dans la durée. En effet, il propose aux entreprises électro-intensives un prix de l'électricité constant en valeur courante pendant 24 ans, alors que les prix de marché vont vraisemblablement augmenter pendant cette période. A très court terme, le fonctionnement d'Exeltium doit être protégé, en concertation avec les pouvoirs publics français, en prenant en compte globalement les évolutions respectives de l'ARENH, d'Exeltium et des prix du marché.

A moyen terme, la France devrait promouvoir un *level playing field* européen pour les consommateurs industriels, avec, dans l'ensemble des Etats membres de l'UE, des prix (de production, de transport) de l'électricité reflétant les coûts, et des politiques publiques visant à maîtriser ces coûts et à encadrer les subventions publiques (cf. 2). a) ii. p.20).

- Remettre à plat le système de financement public du développement des énergies renouvelables.
- Répartir de manière plus équilibrée la contrainte réglementaire liée aux émissions de CO₂ (qui pèse essentiellement sur les installations industrielles couvertes par l'ETS) entre les différents acteurs économiques.
- Identifier les secteurs industriels les plus vulnérables directement ou indirectement à la concurrence internationale en termes de coûts énergétiques (en particulier les industries à forte consommation d'énergie), et prendre des mesures pour leur permettre de préserver leur compétitivité.

A long terme, il faut par ailleurs faire en sorte que les tarifs et les prix de vente des énergies reflètent les coûts réels de production et de fourniture, pour transmettre aux consommateurs un signal-prix qui les incite à renforcer leur efficacité énergétique. Cette politique de vérité des prix devrait s'accompagner de mesures ciblées visant à préserver la compétitivité-coûts énergétiques des entreprises les plus intensives en énergie.

2.1.3. La maîtrise de la demande d'énergie

L'industrie française a considérablement amélioré son efficacité énergétique : entre 1999 et 2009, sa consommation énergétique finale est passée de 36,94 à 28,99 millions de tonnes-équivalent pétrole⁸². Les principaux gisements d'économies d'énergie se trouvent aujourd'hui dans l'habitat et les transports. Néanmoins, le parc industriel recèle un potentiel non négligeable (qui pourrait atteindre 65 TWh/an en 2020⁸³). L'enjeu de la rénovation énergétique du parc industriel français est majeur : obtenir un outil de production en meilleur état et plus performant en termes énergétiques. Or aujourd'hui, le soutien de l'Etat à la rénovation des bâtiments est principalement orienté vers les collectivités et le logement, et pas vers l'industrie.

La politique énergétique devrait viser à accompagner les consommateurs industriels dans le choix et l'utilisation des technologies d'économies d'énergie, et proposer des outils de financement adaptés, sans peser sur leur compétitivité :

- une methodologie devrait être définie, éventuellement en lien avec les industriels, afin d'identifier, secteur par secteur, les mesures d'efficacité énergétique qui seront rentables (en termes de rapport efficacité/coût) dès aujourd'hui, mais aussi les mesures qui le deviendront dans le futur, du fait de la hausse du prix de l'énergie. Le soutien financier de l'Etat ne devrait pas négliger ces mesures non rentables aujourd'hui, mais qui préparent l'avenir.

⁸¹Rapport de la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité, juillet 2012.

⁸²(toutes énergies confondues). Source : Eurostat, « Energy, Transport and Environment indicators », 2011, p.49

⁸³Estimation de l'UFE « au regard de l'évolution attendue à 2020 de l'activité industrielle française (sans relance mais sans nouvelle récession ou crise), de l'amélioration de la productivité industrielle et des substitutions entre énergies ». Source : « L'ordre de priorité des actions d'efficacité énergétique », octobre 2012, p.14

- La politique d'efficacité énergétique ne devrait pas se concentrer exclusivement sur une approche sectorielle. Il faut développer une approche holistique en faisant collaborer les secteurs qui s'interfaçent (producteurs/consommateurs, plateformes industrielles/métropole urbaine etc...)
- Il faudra veiller à ce que les efforts supplémentaires en termes d'efficacité énergétique demandés aux industries françaises ne pénalisent pas celles-ci.
- Par ailleurs, la disposition de la directive européenne sur l'efficacité énergétique du 25 octobre 2012, qui impose aux distributeurs ou aux revendeurs d'énergie de réduire de 1,5% par an le volume de leurs ventes aux consommateurs sur la période 2014-2020, devrait être évaluée par l'Etat avant toute transposition en droit français. Cette évaluation devrait couvrir non seulement les distributeurs et les revendeurs d'énergie, mais aussi les industries fortement consommatrices d'énergie et/ou assujetties à l'ETS. En cas d'impact négatif sur leur compétitivité, la France devrait transposer la directive en utilisant les flexibilités que celle-ci offre⁸⁴.

2.2. Les outils de politique énergétique sur les plans européen et international

Dès aujourd'hui, la France devrait promouvoir, auprès des autres Etats membres de l'UE et des institutions européennes, un rééquilibrage des politiques énergétique et climatique de l'UE en faveur de la compétitivité externe des industries européennes.

L'approvisionnement énergétique de ces industries à un prix leur permettant de préserver leur compétitivité devrait être un objectif prioritaire de l'UE, tant à l'échelle de l'UE que sur le plan international.

Le Cercle de l'Industrie insiste sur la nécessité d'une réflexion commune entre pouvoirs publics, consommateurs et producteurs énergétiques français sur la politique énergétique et climatique de l'UE au-delà de 2020, dans la perspective des débats qui s'annoncent au niveau de l'UE⁸⁵.

2.2.1. Les actions à mener au sein de l'UE

Aujourd'hui la politique énergétique et la politique climatique de l'UE sont étroitement liées. En effet, les grands objectifs de la première (promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique) concourent aux objectifs de la seconde (réduction des émissions de CO₂).

Pour une meilleure efficacité, les politiques climatique et énergétique de l'UE devraient être mieux coordonnées.

2.2.1.1. Actions à mener sur le plan climatique

La stabilité et la prévisibilité du marché du carbone sont clé pour les investisseurs. L'UE doit rapidement se fixer un objectif climatique unique pour 2030, neutre technologiquement, et exprimé en baisse des émissions de CO₂, au lieu de multiplier les objectifs de moyens (exprimé en énergies renouvelables ou en efficacité énergétique). Son outil principal serait un marché européen du carbone fort, pérenne et prévisible sur le long terme, et qui soit un acteur majeur d'un marché international du carbone bien développé. Pour cela, le cadre post-2020 de l'ETS doit être défini rapidement.

2.2.1.2. Actions à mener sur le plan énergétique

Face à l'interdépendance de fait entre les situations énergétiques des Etats membres, l'UE doit veiller à ce que les décisions unilatérales des Etats membres ne déstabilisent ni l'équilibre d'approvisionnement énergétique de l'Europe, ne fassent pas grimper les prix de l'énergie, ni n'entraînent une fuite des industries vers l'étranger.

- Il faut renforcer la coordination des politiques énergétiques nationales (les prix des énergies, les investissements dans les réseaux, le soutien aux énergies renouvelables, etc.), en préservant la souveraineté des Etats membres sur leur bouquet énergétique. La France pourrait proposer à ses partenaires européens, en particulier à l'Allemagne, de rapprocher les politiques nationales en matière de tarifs, de subventions, d'interconnexions transfrontalières, de maîtrise de la demande d'énergie, de mécanismes de capacités, etc. Le rapport de la commission présidée par Louis Gallois suggère que la France se rapproche de l'Allemagne pour proposer à ses partenaires européens un programme sur l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste⁸⁶.
- L'UE devrait chercher à concilier un marché intérieur de l'énergie ouvert et concurrentiel avec l'accès des industries européennes à l'énergie à des prix compétitifs.

⁸⁴Point Climat N°23 « Nouvelle directive européenne sur l'efficacité énergétique : la France en bonne position ? » Octobre 2012

⁸⁵ La Commission européenne a indiqué dans son programme de travail pour 2013 qu'elle publierait une initiative législative ou non législative sur « le nouveau cadre relatif à l'énergie et au climat pour la période allant jusqu'à 2030 ».

⁸⁶ Source : Pacte pour la compétitivité de l'industrie française, rapport au Premier Ministre, 5 novembre 2012, p.25.

- L'UE pourrait avancer vers une véritable mise en commun des atouts de ses Etats membres, pour construire un pôle de haut niveau de R&D sur les technologies nécessaires à la transition énergétique dans les domaines de la production, du stockage, des réseaux et de l'efficacité énergétique.
- La politique de concurrence et de contrôle des aides d'Etat de l'UE devrait intégrer l'objectif de préserver la compétitivité-coûts énergétiques des industries intensives en énergie: qu'il s'agisse de contrats d'approvisionnement de long terme, ou d'aides d'Etat destinées aux entreprises dont la compétitivité-coûts énergétiques est fortement menacée par des concurrentes situées dans des pays où le prix de l'énergie est beaucoup moins élevé.

2.2.2. L'action à mener sur le plan international

L'UE devrait impérativement viser à assurer aux industries européennes un « *level playing field* » mondial. La compétitivité d'une usine européenne se mesure par rapport à celle de sa concurrente située aux Etats-Unis, ou dans l'un des BRICs. Les coûts énergétiques jouent un rôle majeur dans cette comparaison et se reflètent dans les décisions d'investissements industriels qui s'orientent là où les coûts de production sont les plus faibles.

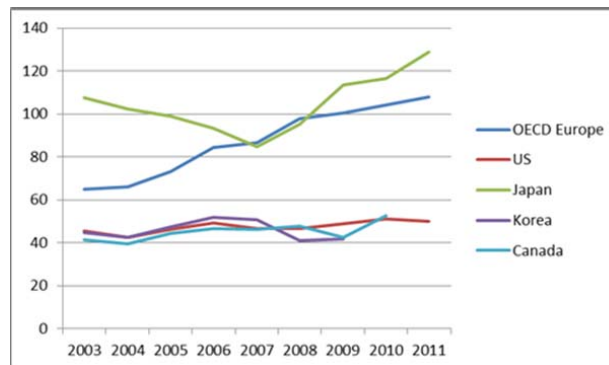
L'UE doit tenir compte de cette réalité lors des négociations climatiques internationales et faire preuve de réalisme en évitant de se fixer des objectifs de réduction d'émission de CO₂ unilatéraux et trop ambitieux, et en tenant compte des efforts plus limités consentis par les Etats-Unis et les BRICs.

Annexe: Graphes

Prix de l'électricité pour les industriels (EUR/MWh; US data excl. tax)

Indices des prix pour les industriels (2005 = index 100)

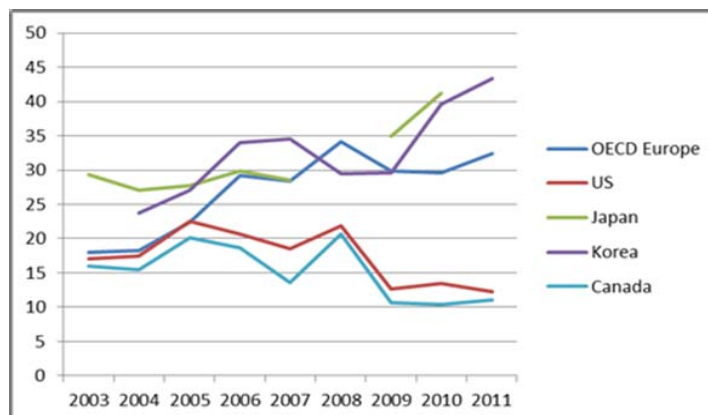
Source : Agence Internationale de l'Energie



Prix du gaz naturel pour les industriels (EUR/MWh)

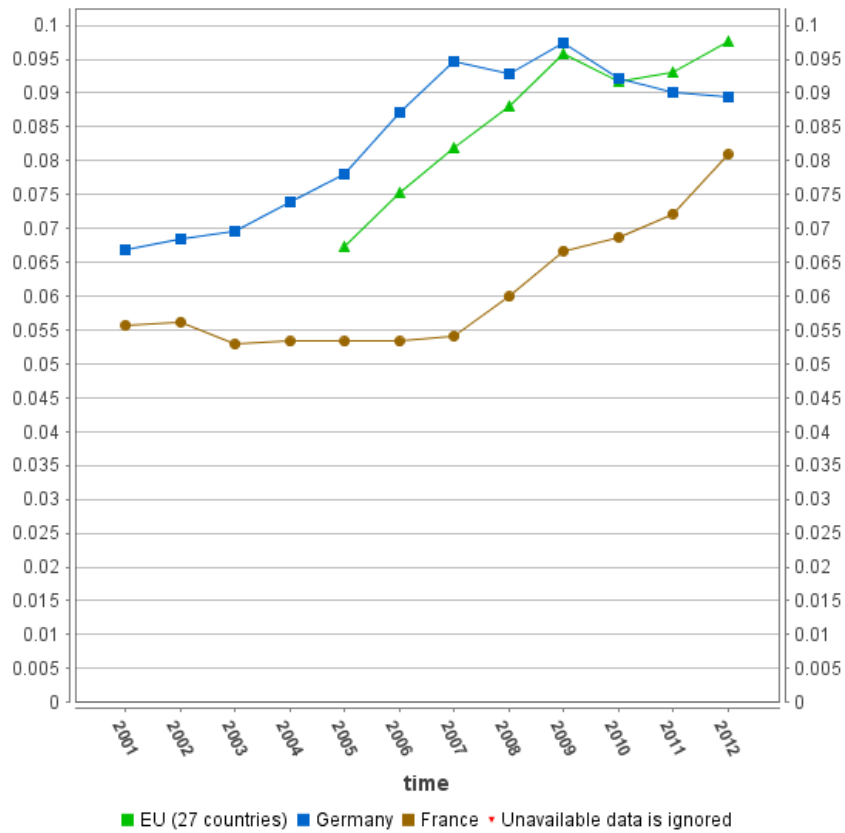
Indices des prix pour les industriels (2005 = index 100)

Source : Agence Internationale de l'Energie



Prix hors taxes moyens de l'électricité (EUR/KWh) pour les consommateurs industriels de taille moyenne (500 à 2 000 MWh/an) dans l'UE-27, en France et en Allemagne

Source: Eurostat



Pourcentage du coût de l'énergie par rapport aux coûts de production par grand secteur

Source : European Round Table of Industrialists

