

La transition énergétique

Beaucoup d'ambitions difficiles à concrétiser

Jacques Percebois et Stanislas Pommeret

Résumé	Pour aller plus avant dans la transition énergétique, des réformes sont nécessaires afin de trouver des mécanismes susceptibles d'encourager l'efficacité énergétique dans les secteurs du bâtiment et des transports et pour modifier sensiblement le mécanisme actuel de promotion des énergies renouvelables. Au demeurant, il faut d'une part continuer à favoriser les politiques de « vérité des prix » des services publics, en intégrant aussi le coût des externalités (coût du carbone notamment), et d'autre part ne pas mettre sous cocon, pour des raisons politiques, des investissements rentables car largement amortis.
Mots-clés	Bilan énergétique, transition énergétique, nucléaire, énergies renouvelables, marché de l'électricité, prix du carbone.
Abstract	The energy transition: many ambitions difficult to concretize In order to promote the energy transition, we need to implement new measures to encourage energy efficiency breakthrough in the transportation and building sectors, and also to substantially improve the feed-in tariff policy that is currently used to promote renewable energy. We also need to encourage the public services to practice real price policies and in particular to account for the cost of the externalities, mostly those due to carbon dioxide emission. One should not disregard on political basis the economic potential of already amortized power plants.
Keywords	Energy balance, energy transition, nuclear, renewable energies, electricity market, carbon market.

La loi de transition énergétique votée au Parlement en août 2015 est une loi ambitieuse dans ses objectifs, notamment pour ce qui est de l'efficacité énergétique. Elle insiste sur la promotion des renouvelables mais maintient le principe d'un socle nucléaire minimal. Baisser la demande totale d'énergie, tout en augmentant la part des énergies renouvelables (EnR) et en limitant à 50 % la part du nucléaire pour ce qui est de la production de l'électricité, ne semble en revanche pas facilement conciliable avec une puissance nucléaire calée sur le plafond de 62,3 GWe, sauf à ne pas utiliser pleinement cette puissance. Mais le problème essentiel demeure celui du financement des mesures prévues, dans les deux domaines principaux que sont l'efficacité énergétique d'une part, et la promotion des énergies renouvelables d'autre part.

Des solutions existent si l'on implique davantage les collectivités territoriales et si l'on fait appel à des innovations financières adaptées. Une réforme des mécanismes de promotion des énergies renouvelables s'impose car le système actuel est beaucoup trop coûteux pour le consommateur d'électricité. La baisse du prix du pétrole, qui est une chance pour l'économie française, ne doit pas envoyer le message que le coût de l'énergie sera durablement orienté à la baisse. La lutte contre le réchauffement climatique, qui est une priorité de cette loi, doit au contraire envoyer le message d'une énergie chère, et il est impératif de faire payer les externalités négatives liées à la pollution, le coût du CO₂ en particulier. C'est un enjeu politique important, qui a été au cœur des débats de la Conférence sur l'environnement de fin 2015 à Paris (COP21).

Un environnement mondial en mutation rapide qui émet toujours plus

Beaucoup de facteurs contrôlent les émissions de gaz à effet de serre d'un pays : sa population, son économie, sa déforestation... On s'attend ainsi à ce qu'un pays deux fois plus peuplé qu'un autre émette deux fois plus, qu'une économie deux fois plus forte émette deux fois plus... Afin de pouvoir comparer les performances de pays et de zones économiques, il est nécessaire de définir des paramètres intensifs⁽¹⁾. Nous avons choisi pour montrer l'évolution des émissions de CO₂ liées à la production d'énergie d'une zone économique de les diviser soit par la population de la zone, soit par son produit intérieur brut. En se basant sur les données de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), nous avons tracé l'évolution des grandes zones économiques de l'Organisation de Coopération et Développement Économique (OCDE) entre 1971 et 2013.

La *figure 1* montre que les émissions par habitant de notre planète (trajectoire Monde) sont en constant accroissement depuis 2001, alors que ces mêmes émissions étaient stabilisées durant la période 1971-2001. Rappelons qu'entre 2001 et 2013, la population mondiale a augmenté de 15 %. L'augmentation des émissions de CO₂ au niveau mondial est essentiellement portée par la Chine, mais des zones économiques comme le Moyen-Orient et les pays de l'OCDE de la zone Asie/Océanie ont aussi des émissions par habitant qui augmentent. Tendanciellement, on remarque que d'ici à une dizaine d'années, la zone OCDE Europe aura des émissions par habitant égale à celle d'un Terrien moyen. L'objectif de la COP21 était que les nations prennent

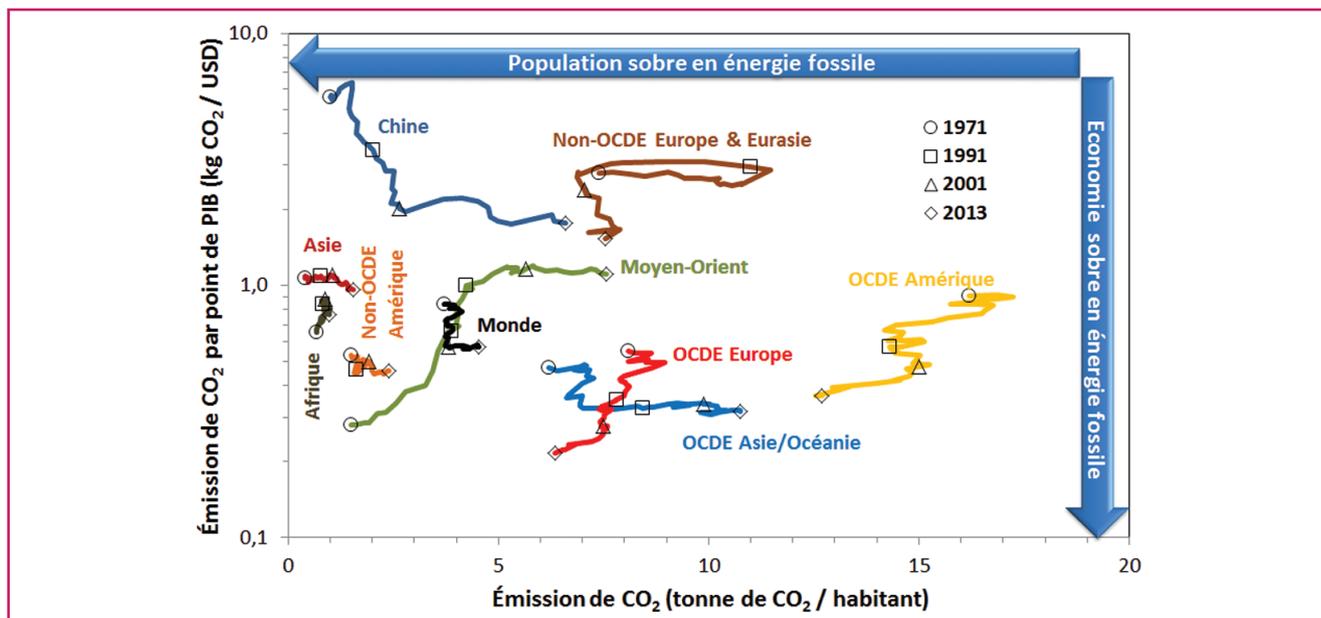


Figure 1 - Trajectoire des zones économiques de 1971 à 2013 (source des données : AIE⁽²⁾).

Sur chacune des trajectoires des zones économiques, l'année 1971 est marquée d'un cercle, 1991 d'un carré, 2001 d'un triangle et 2013 d'un losange. L'échelle des émissions par habitant est linéaire et l'échelle des émissions par point de PIB est logarithmique. Seules les émissions de CO₂ liées à la consommation d'énergies fossiles sont prises en compte.

conscience de cet état de fait afin d'induire une rupture de trajectoire qui permettrait de voir les émissions de CO₂ par habitant et par point de PIB baisser significativement au niveau mondial.

L'énergie en France demeure un bien particulier imprégné de deux traits : le service public et le réseau

La France a déjà connu plusieurs transitions énergétiques depuis la Seconde Guerre mondiale [1]. Ce fut la transition vers l'hydraulique au début des années 1950, puis la régression du charbon au profit du pétrole bon marché mais importé au début des années 1960. Ce fut ensuite l'accélération du programme électronucléaire au moment des chocs pétroliers dans les années 1970. Ce fut plus récemment l'ouverture à la concurrence des industries électriques et gazières, suite aux directives européennes de 1996 et 1998. Une nouvelle période s'ouvre aujourd'hui devant la nécessité de lutter contre le réchauffement climatique et d'économiser l'énergie. Les mêmes interrogations se manifestent partout dans le monde : quelle doit être la place des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) dont on sait qu'elles sont épuisables et émettent du CO₂, même si c'est à des degrés divers selon les sources ? Quelle doit être la place du nucléaire qui, après Fukushima, pose des problèmes d'acceptabilité sociale ? Quel doit être le rôle des énergies renouvelables (éolien, solaire notamment), qui bénéficient souvent de la sympathie du public, mais sont (encore) coûteuses et intermittentes ? [2-3].

Un constat s'impose : si la dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973 (figure 2) grâce à la construction du parc nucléaire, son mix énergétique dépend encore fortement des énergies fossiles qui couvrent près de la moitié de l'énergie primaire (figure 3). Rappelons que le nucléaire fournissait en 2015 76 % de l'électricité française et correspondait à 43 % de l'énergie primaire consommée en 2014. La facture énergétique

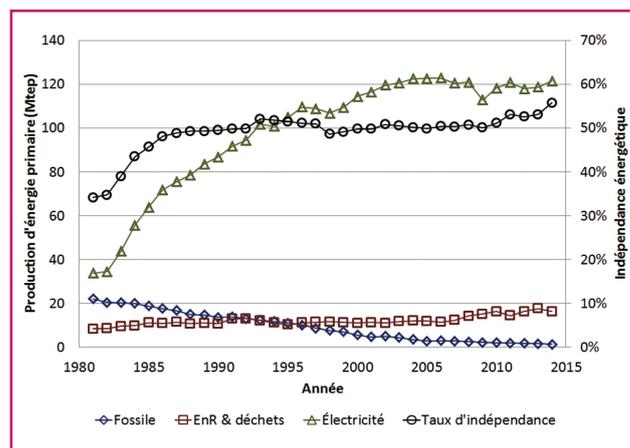


Figure 2 - Évolution de la production d'énergie primaire (courbes Fossile, EnR & déchets et Électricité, échelle de gauche) et du taux d'indépendance énergétique (courbe Taux d'indépendance, échelle de droite) de la France entre 1981 et 2014 (source : MEEM/CGDD/SOeS/Pégase).

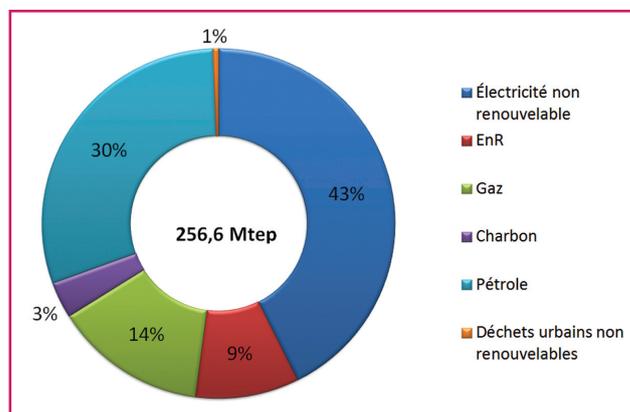


Figure 3 - Consommation d'énergie primaire en France en 2014 (source : MEEM/CGDD/SOeS).

(importations de pétrole, de gaz et de charbon) s'élevait en 2013 à 68 milliards d'euros (Md€), ce qui correspond à près de 90 % du déficit commercial de la France. La baisse du prix du pétrole fin 2014 et en 2015 a sensiblement réduit le déficit en 2015, mais cela n'aura qu'un temps. Dans ce contexte, le parc de production d'électricité confère à la France le triple avantage d'une électricité bas carbone (nucléaire et hydraulique), relativement compétitive et dont l'exportation atténue un peu le déficit commercial.

La forte baisse du prix du pétrole observée sur le marché international depuis le second semestre 2014 (baisse de plus de 70 % du prix en dollar, certes compensée en partie par une hausse du cours du dollar) est de nature à alléger la facture extérieure de la France, mais il est difficile de savoir jusqu'à quand l'offre mondiale de pétrole demeurera excédentaire et quel sera demain le cours du dollar. La « guerre des prix » entretenue par l'Arabie saoudite ne fait pas que des heureux parmi les producteurs de brut (y compris aux États-Unis) et il ne faudrait pas en déduire que les prix du pétrole vont s'effondrer durablement. Les importateurs eux-mêmes n'y trouveraient pas que des avantages, car cela pourrait remettre en question les politiques d'efficacité énergétique et de promotion des énergies de substitution, renouvelables notamment.

L'ouverture à la concurrence des industries de réseaux (électricité, gaz, télécommunications, transports publics) impulsée par la Commission européenne suite à l'adoption de diverses directives dans les années 1990 a largement modifié l'organisation de ces filières dans les pays de l'Union européenne, à l'instar de ce que l'on a aussi observé dans certains États des États-Unis ou dans quelques pays en développement. On voit coexister deux secteurs : un secteur dérégulé, dans lequel la concurrence est possible, et un secteur régulé qui concerne les « monopoles naturels », c'est-à-dire des activités qui, pour des raisons économiques, justifient qu'il n'y ait qu'un seul opérateur sur un territoire donné. Ainsi les activités de production et de commercialisation de l'électricité et du gaz sont ouvertes à la concurrence et le rôle de l'État se limite à vérifier, *via* une Autorité de la concurrence, qu'il n'y a pas de pratiques anticoncurrentielles (abus de position dominante). En revanche, les activités de transport et de distribution par canalisations, lignes à haute et basse tension, sont considérées comme des monopoles naturels qui doivent être régulés par une Commission de régulation chargée de fixer les péages d'accès aux réseaux et d'autoriser les investissements qui devront être entrepris (la CRE, Commission de régulation de l'énergie, a le statut en France d'une autorité administrative indépendante). La désintégration des activités se traduit donc, au niveau du consommateur final, par l'addition de plusieurs strates de prix : le prix de l'électricité à la sortie de la centrale, fixé librement sur le marché spot⁽³⁾ ou négocié de gré à gré entre le consommateur et son fournisseur, le prix d'utilisation des réseaux de transport et de distribution (péages régulés), et le prix de commercialisation qui lui aussi est fixé par le marché. À cela s'ajoutent les taxes. Le prix du kWh payé par un consommateur domestique français est fixé par un empilement de trois coûts représentant chacun environ un tiers du coût total TTC : le coût de production du kWh lui-même, le coût d'acheminement *via* les réseaux de transport et de distribution, le coût des taxes et contributions diverses (parmi lesquelles la CSPE, contribution au service public de l'électricité) [4].

Le montant de la CSPE était de l'ordre de 5,2 Md€ en 2013 mais il croît chaque année et plus de la moitié sert à

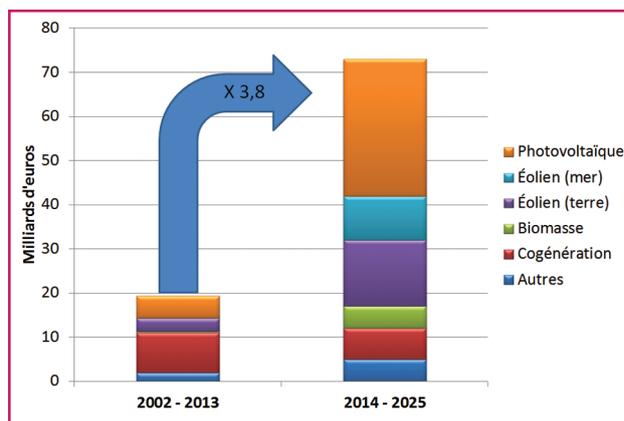


Figure 4 - Évolution des surcoûts liés aux obligations d'achats d'énergies renouvelables entre la période 2002-2013 et la période 2014-2025 (d'après le rapport de prospective de la CRE, oct. 2014⁽⁴⁾).

financer le surcoût des renouvelables (éolien et photovoltaïque, voir *figure 4*) qui correspond à la différence entre le prix d'achat garanti au producteur de renouvelable et le niveau du prix du kWh observé sur le marché de gros de l'électricité. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE, 2014) estime que les subventions cumulées sur la période 2014-2025 en faveur des renouvelables devraient avoisiner 73 Md€ ; en 2025, la puissance installée en renouvelables devrait être de l'ordre de 33,7 GW. Ce chiffre est à comparer au coût de construction et d'exploitation récemment estimé en 2016 par le ministère de l'Énergie concernant CIGEO (25 Md€), centre de stockage des déchets nucléaires de moyenne et haute activité. Il s'agit là d'un investissement programmé sur un siècle. On peut également comparer ce chiffre au coût dit du grand carénage (entre 50 et 100 Md€ suivant les estimations), un investissement qui devrait permettre d'allonger de 20 ans la durée de fonctionnement des 58 réacteurs nucléaires en fonctionnement (63,2 GW), la faisant passer de 40 à 60 ans en moyenne.

La loi du 10 février 2000 dispose que les services publics de l'électricité et du gaz sont organisés « par l'État et les communes ou leurs établissements publics de coopération » [5]. Elle réaffirme le rôle des collectivités en matière de concession et confirme EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) comme gestionnaires des réseaux publics de distribution de l'électricité. Mais ce qui est nouveau avec la transition énergétique d'aujourd'hui, c'est le rôle que ces collectivités territoriales (agglomérations, métropoles, départements ou régions) sont capables de jouer au niveau de l'offre d'énergie, en valorisant des ressources locales qui jusqu'alors étaient quelque peu ignorées ou sous-utilisées. Ainsi une partie de la production future d'électricité décarbonée serait produite localement.

Le principal challenge de la loi de transition énergétique : comment la financer et par qui ?

La loi de transition énergétique prévoit de réduire de 40 % les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 par rapport à 1990, et de réduire de 50 % la consommation (finale) d'énergie en 2050 par rapport au niveau observé en 2012. C'est dire que l'effort d'efficacité énergétique devrait être important. Du côté de l'offre d'énergie, les énergies

renouvelables devraient satisfaire 33 % de la consommation finale en 2030 (contre 10 % en 2013), grâce notamment au développement de la production de chaleur, de biocarburants, et d'une forte croissance de la part de l'électricité renouvelable. En 2025, la part du nucléaire devrait se stabiliser à 50 % de la production d'électricité (contre 76 % aujourd'hui) et celle de l'électricité renouvelable (hydraulique, solaire, éolien) devrait atteindre 40 % (contre 15 % aujourd'hui). La consommation d'énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) devrait diminuer de 30 % en 2030 par rapport à 2013. Là encore, de fortes mutations sont attendues concernant l'approvisionnement de la France en énergie.

Agir sur l'offre d'énergie en évitant les effets pervers liés aux distorsions de concurrence pour les EnR

L'une des principales innovations de la loi de transition est de renforcer le pouvoir des collectivités locales au niveau de l'offre d'énergie, en valorisant mieux les ressources disponibles localement. Dans le domaine du pétrole, du charbon ou du gaz importés, leurs compétences sont limitées : la législation est nationale et c'est principalement au niveau de la fiscalité locale que s'exerce leur pouvoir (taxe intérieure sur la consommation des produits énergétiques (TICPE), taxes locales liées à la distribution et aux contrats de concession), sauf lorsqu'il existe des ELD. La France importe la totalité du gaz naturel et du charbon consommés et la quasi-totalité du pétrole consommé, rappelons-le. Il y a en revanche deux sources d'énergie qui sont appelées à jouer un rôle croissant demain et sur lesquelles les collectivités territoriales ont un pouvoir de décision : les énergies renouvelables et le biogaz.

Les pays européens ont choisi d'accélérer la pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique (20 % à l'horizon 2020) et ont en général opté pour cela pour le système des prix d'achat garantis (« feed-in tariffs » ou FIT). Il s'agit d'aider l'éolien et le photovoltaïque, qui sont des énergies intermittentes dont le coût de production est, aujourd'hui encore, sensiblement supérieur au prix moyen observé sur le marché. L'électricité produite par ces équipements est de par la loi prioritaire et elle est achetée par EDF à un prix rémunérateur fixé par les pouvoirs publics, et ce sur une longue période (de l'ordre de 15 ans). Le surcoût entre ce prix garanti et le prix du marché est financé par une sorte de taxe payée sur leur facture par tous les consommateurs d'électricité, les ménages comme les entreprises, la CSPE mentionnée ci-dessus (figure 4). Comme cette électricité est intermittente, il faut prévoir des centrales en réserve, qui fonctionnent souvent au gaz naturel (problème dit du « back-up »). Le montant de la CSPE correspond aujourd'hui à 15 % environ du prix du kWh TTC payé par le consommateur domestique français qui bénéficie du tarif réglementé de vente (TRV) fixé par les pouvoirs publics et ce pourcentage devrait encore s'accroître selon la CRE. La pénétration des énergies renouvelables requiert également un renforcement des réseaux de distribution (ou de transport) pour évacuer une production qui n'est pas toujours localisée près des lieux de consommation (cas de l'éolien off-shore par exemple).

Lorsque la demande d'électricité est faible et que des vents forts soufflent en Europe (en Baltique par exemple), l'offre d'électricité peut devenir excessive, les prix baissent sur le marché de gros européen, mais les producteurs d'électricité renouvelable, qui sont rémunérés hors marché, ne sont pas sensibles au prix du marché et ont intérêt à

continuer d'injecter du courant. Il faut alors arrêter des centrales thermiques lorsque l'offre est trop forte par rapport à la demande ; on stoppe en général des centrales à gaz qui, selon le « merit order » ou « ordre de préséance », sont appelées après l'hydraulique, le nucléaire et le charbon, mais il est coûteux voire impossible techniquement de stopper ces centrales durant quelques heures seulement pour les remettre en marche ensuite. On préfère alors « détruire » une partie de cette électricité excédentaire, non pas physiquement mais économiquement, en payant certains opérateurs pour qu'ils l'« achètent » (prix négatifs). Notons que les centrales thermiques à gaz sont aujourd'hui appelées sur le réseau après les centrales à charbon en Europe, le prix du charbon étant sensiblement plus faible que celui du gaz naturel. L'apparition du gaz de schiste aux États-Unis a chassé le charbon de la production américaine d'électricité et ce charbon américain excédentaire, donc bon marché, tend à chasser le gaz naturel importé de la production européenne d'électricité, le tout dans un contexte où le bas prix du carbone ne pénalise pas le recours à des centrales à charbon polluantes [6-7].

Le mécanisme des FIT (« feed-in tariffs ») est beaucoup trop coûteux et il a engendré trop d'« effets d'aubaine » pour les producteurs qui ont obtenu des rémunérations excessives financées par la CSPE, donc par le consommateur final d'électricité (particuliers mais également entreprises, malgré la fixation d'un plafond pour ces dernières). C'est vrai partout en Europe, et notamment en Allemagne où l'équivalent de la CSPE (EEG Umlage) représente 30 % du prix TTC payé par le consommateur domestique, un prix au demeurant deux fois plus élevé que pour le consommateur français.

Un accord se fait en Europe pour dire qu'il faut encourager le développement des énergies renouvelables comme le solaire et l'éolien, mais qu'il faut en même temps et sans tarder réformer le système actuel d'aide à la pénétration des énergies renouvelables intermittentes [1, 8]. L'Allemagne est sans doute le premier pays à avoir initié une réforme visant à réduire le coût du financement des renouvelables. La principale piste est de promouvoir un système FIP (feed-in avec premium) et non plus FIT : le producteur d'électricité renouvelable vend au prix du marché spot mais reçoit en plus une prime (fixe ou variable) fonction soit de la quantité d'énergie injectée (MWh), soit de la puissance installée (MW) ; cette prime peut être calculée *ex ante* ou *ex post*. L'avantage est que le fournisseur est sensible au prix du marché puisque son revenu principal est issu de la vente de son électricité sur ce marché ; la prime n'est qu'un complément qui peut d'ailleurs fort bien être ajusté régulièrement en fonction de la situation du marché. Cette fois, le revenu perçu *in fine* est variable et non plus fixe comme avec le système précédent, du moins si la prime est fixe alors que le prix de vente sur le marché spot reste variable.

Ne pas délaissier le nucléaire, une énergie bas carbone qui reste un socle encore bon marché car largement amorti

Arrêter de façon prématurée des réacteurs en fonctionnement, pour des raisons politiques et non pour des raisons économiques ou des motifs liés à la sûreté, c'est non seulement détruire de la valeur économique, mais c'est aussi engager des frais supplémentaires puisqu'il faudra investir

dans des équipements de remplacement (centrales à gaz ou énergies renouvelables).

Le nucléaire, une énergie compétitive

Si l'on veut réduire à 50 % la part du nucléaire dans la production d'électricité, il faudrait fermer entre 17 et 20 réacteurs d'ici 2025 selon un récent rapport de la Cour des comptes (février 2016). Au demeurant, on fermerait en priorité des réacteurs qui utilisent du MOX⁽⁵⁾, ce qui mettrait en péril toute la filière française de séparation/retraitement des combustibles usés. La France a la chance aujourd'hui de bénéficier d'un parc nucléaire de qualité et largement amorti. La Cour des comptes a raison de souligner qu'il n'y a pas de coûts cachés dans l'estimation du kWh nucléaire, et de ce fait, la compétitivité du kWh nucléaire demeure un atout pour l'industrie française comme pour le particulier confronté à un risque croissant de précarité, même si ce coût a été récemment revalorisé. On connaît bien les coûts supportés dans le passé, y compris ceux financés sur crédits publics dans le domaine de la recherche. Il y a en revanche des incertitudes concernant les coûts futurs, que ce soit les coûts de jouvence, ceux du démantèlement des installations ou ceux qui concernent le stockage des déchets. Malgré les difficultés qu'elle rencontre aujourd'hui, l'industrie nucléaire demeure un atout important pour la France, car c'est avec l'aéronautique et les télécommunications l'un des rares secteurs industriels où elle est leader à l'échelle mondiale.

Certes, EDF va se trouver devant un « mur » d'investissements dans un contexte où le prix de gros de l'électricité est fortement déprécié puisqu'il faut à la fois financer le grand carénage (au moins 55 Md€), restructurer la filière nucléaire en achetant la division « réacteurs » d'Areva (~ 3 Md€) et investir dans du nucléaire au Royaume-Uni de l'ordre de 18 Md€. Ces investissements seront évidemment étalés dans le temps. La chute du prix du pétrole a fragilisé les compagnies pétrolières et a fortement réduit la valorisation boursière de ces sociétés. La chute des prix de l'électricité sur le marché de gros a eu les mêmes conséquences pour les compagnies européennes d'électricité. À 25 euros par MWh, comme c'est le cas sur le marché de gros en mars 2016, aucun investissement dans la production d'électricité n'est rentable. Dans les deux cas financer des investissements devient difficile et la remontée des prix est donc une nécessité. L'injection massive d'électricité renouvelable payée hors marché induit une baisse du prix de l'électricité sur le

marché de gros, ce qui compromet le financement des investissements au niveau de la production et affaiblit les entreprises. En même temps, cela accroît le niveau de la CSPE, ce qui augmente le prix TTC payé par le consommateur final. Il faut donc accroître les marges en amont et baisser les taxes en aval de la chaîne électrique, ce qui passe par une réforme des mécanismes de soutien aux renouvelables.

Le nucléaire, une énergie bas carbone

Le nucléaire est, comme les énergies renouvelables (éolien, hydraulique, solaire), une énergie bas carbone, ce qui en fait un atout incontournable dans la lutte contre le réchauffement climatique. N'oublions pas que le nucléaire produit 12 à 13 % de toute l'électricité mondiale contre plus de 40 % pour le charbon. Cela permet donc de limiter les émissions de gaz à effet de serre, le CO₂ en particulier. Les recommandations de la COP21 conduisent implicitement à fixer un prix du carbone, même s'il n'y a pas eu d'accord pour l'instauration d'une taxe carbone ou celle d'un marché mondial de quotas, et cela ne peut que renforcer l'attrait du nucléaire. Les pays émergents ne s'y trompent pas, la Chine en tête, qui prévoit de développer à grande échelle cette énergie.

Un nouvel enjeu : la tarification du carbone

La dégradation du climat, qui se traduit notamment par le réchauffement de la température moyenne du globe, peut être considérée comme une externalité négative qui doit être internalisée. Une externalité est un coût qui n'est pas répercuté dans le prix des produits et qui est à la charge de la collectivité dans son ensemble. Le coût social est alors supérieur au coût privé. Ignorer cela, c'est ne pas comptabiliser tous les coûts dans le processus de choix des investissements énergétiques et c'est donc faire des choix inférieurs. Il faut donner une valeur donc un prix à la tonne de carbone (ou à la tonne de CO₂) qui n'est pas émise et qui ne dégradera pas l'environnement.

Notons à ce propos qu'il convient de bien distinguer les émissions de CO₂ ou de carbone d'un pays de l'empreinte carbone de ce pays (figure 5). Un pays peut réduire ses émissions de CO₂ sans réduire son empreinte carbone s'il importe des produits à fort contenu en carbone : c'est le cas de la France qui depuis Kyoto a baissé significativement ses

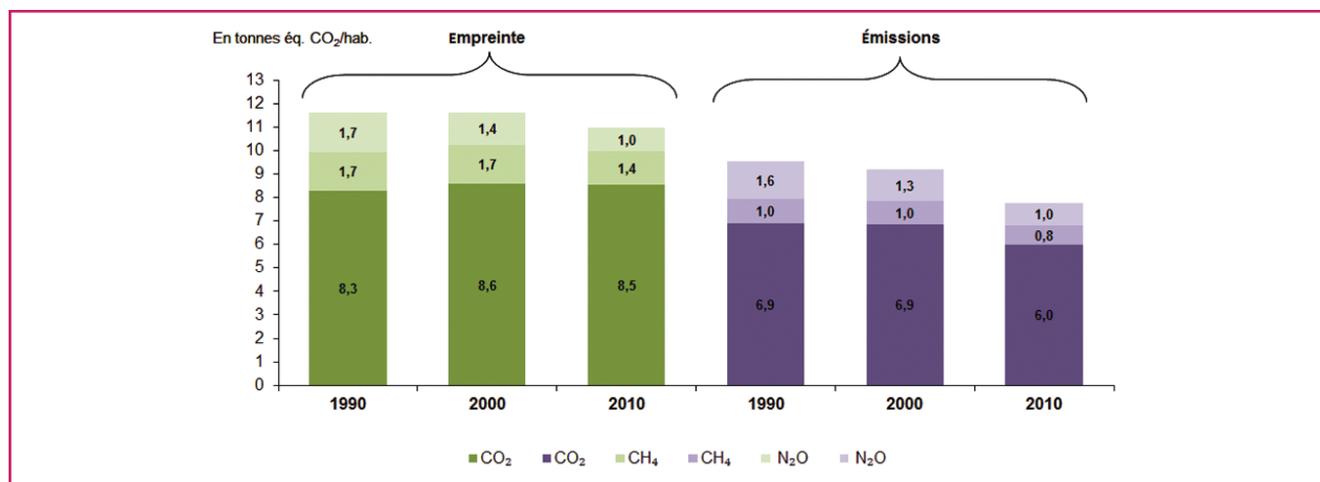


Figure 5 - Comparaison entre l'empreinte et les émissions d'un Français (source : MEEM/CGDD/SOEs).

émissions sans pour autant baisser son empreinte. Les émissions de CO₂ sont les émissions induites par la production, le transport, la distribution des divers produits fabriqués sur un territoire, que ces produits soient consommés nationalement ou exportés. L'empreinte carbone mesure les émissions de CO₂ liées à la consommation de produits sur un territoire donné, que ces produits soient fabriqués localement ou importés. Ainsi une partie de la pollution chinoise doit dans ce cas être imputée aux consommateurs français puisque ce sont eux qui consomment ces produits. En pratique, mesurer l'empreinte carbone est compliqué ; c'est pourquoi on calcule en général les émissions globales ou *per capita* d'un pays.

Il existe en pratique deux solutions principales pour intégrer le prix du carbone dans le calcul économique public (voire privé) : 1) l'instauration d'une taxe carbone : chaque tonne de CO₂ émise supporte la taxe, ce qui incite les pollueurs à réduire leurs émissions tant que le coût de réduction demeure inférieur à la taxe ; ainsi la fixation d'un prix du carbone détermine le montant optimal de pollution ; 2) l'attribution de quotas d'émissions de CO₂ : la fixation des quotas détermine le prix optimal du carbone *via* le marché des quotas. Deux approches sont possibles dans ce cas :

1) L'instauration de quotas globaux d'émissions de CO₂ négociés à l'échelle mondiale (ou régionale), avec une répartition des quotas par pays et par secteur : c'est le système adopté à Kyoto⁽⁶⁾ mais qui n'a pas bien fonctionné car des États, à commencer par les États-Unis, ont eu tendance à ne pas respecter leurs engagements ; c'est aussi le système mis en place dans l'Union européenne en 2005, qui n'a pas bien marché non plus du fait d'une attribution généreuse de quotas et de la crise économique qui a très fortement réduit les besoins de quotas.

2) La fixation de quotas volontaires par pays (mécanisme des INDC, « Intended Nationally Determined Contributions », prévus à la COP21) : chaque pays annonce qu'il va faire des efforts et affiche un programme de réduction de ses émissions de CO₂. Il faut alors noter deux difficultés : le problème du « free riding » (passager clandestin) où certains acteurs (pays) vont essayer de profiter des efforts des autres sans s'engager fortement et le problème du caractère juridiquement contraignant ou non des engagements pris (réunions périodiques pour faire le point et envisager des sanctions à l'égard de ceux qui ne respectent pas leurs engagements).

La prise en compte d'un prix du carbone, quel que soit le mécanisme choisi (taxe ou quota) ne peut que renforcer l'attrait des énergies renouvelables et du nucléaire tout en incitant les émetteurs de carbone à réduire leurs émissions [8-9].

Conclusion

La COP21 a mis en évidence la difficulté qu'il y a à mettre en place une politique énergétique respectueuse de l'environnement au niveau mondial. Les externalités liées à la combustion des énergies fossiles restent à la charge de la société, ce qui conduit de nombreuses économies à faire des choix infra-optimaux. Le mécanisme des INDC choisi pour induire une diminution des émissions de gaz à effet de serre reste fragile en l'absence d'un consensus politique mondial pour donner un coût à ces émissions.

L'Union européenne ne s'est pas dotée d'une réelle politique énergétique mais d'un accord sur quelques grandes orientations telles que la promotion des énergies

renouvelables, la recherche de l'efficacité énergétique, le développement des interconnexions et la lutte contre le réchauffement climatique. Le principe est que les politiques nationales se fassent dans le respect des règles de la concurrence. Mais chaque pays a ses propres contraintes géologiques, politiques et financières et les structures des mix énergétiques et des mix électriques sont loin de converger. Ainsi, certains pays continuent de favoriser l'utilisation de ressources fossiles de plus ou moins bonne qualité pour la production d'électricité.

Cependant, tous les secteurs d'activité se sentent désormais concernés par la question du changement climatique, et beaucoup d'entre eux intègrent ou prévoient d'intégrer un prix du carbone dans leurs choix stratégiques. L'industrie chimique, qui a déjà beaucoup fait dans ce domaine en s'appuyant sur une R & D très impliquée, active et puissante, devra encore intensifier ses efforts dans les prochaines années pour respecter des normes environnementales de plus en plus contraignantes.

Notes et références

- Les grandeurs extensives et intensives sont des catégories de grandeurs physiques. Intuitivement, une propriété d'une chose considérée est extensive si elle est proportionnelle à la quantité de cette chose : par exemple, la masse ou le volume. Une propriété est intensive si elle est indépendante de la quantité : par exemple, la température ou la pression.
- www.iea.org/publications/freepublications/publication/co2-emissions-from-fuel-combustion-highlights-2015.html
- Le marché spot de l'électricité est le marché de gros de l'électricité à court terme (heure). Ces prix de court terme sont soumis à une forte volatilité.
- www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/rapport-sur-la-cspe-mecanisme-historique-et-prospective
- Le combustible MOX (pour « mixed oxyde ») est un combustible qui contient de l'uranium et du plutonium issu du retraitement des combustibles UOX (pour « uranium oxyde »).
- Dans le cadre du protocole de Kyoto, seuls les États « du Nord » avaient des engagements contraignants.
- Hansen J.-P., Percebois J., *Énergie : économie et politiques* (2^e éd.), de Boeck, 2015.
- Chevalier J.-M., Cruciani M., Geoffron P., *Transition énergétique : les vrais choix*, Odile Jacob, 2013.
- L'énergie en état de choc*, J.-M. Chevalier, O. Pastré (eds), Eyrolles, 2015.
- Numéro spécial « La mutation des réseaux électriques et gaziers de distribution », *Revue Passages*, 2015, p. 15-63.
- Numéro spécial « Les territoires de la transition énergétique », *Revue Politique et Parlementaire*, oct. 2014-mars 2015, 1073-1074.
- Percebois J., La lutte contre le réchauffement climatique passe par la prise en compte d'un prix du carbone, *Revue de l'Électricité et de l'Électronique*, 2016, 1, p. 30.
- Roques F., Perekhodtsev D., Verhaeghe C., Vers un nouveau modèle pour les marchés électriques européens, *Revue de l'Énergie*, 2015, 626, p. 261.
- Merit-order charbon-gaz et émissions de CO₂ du secteur électrique en Europe*, Commission Perspectives du Réseau, RTE, oct. 2015, <https://cpr.concerte.fr/sites/default/files/Emissions%20de%20CO2%20CPR.pdf>
- Pollitt M.G., Anaya K.L., Can current electricity markets cope with high shares of renewables? A comparison of approaches in Germany, the UK and the State of New York, *EPRG Working Paper, Cambridge Working Paper in Economics*, oct. 2015, www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2015/11/1519-Text.pdf



J. Percebois

Jacques Percebois

est professeur émérite à l'Université de Montpellier (CREDEN)*.

Stanislas Pommeret

est président de l'inter-division Énergie de la Société Chimique de France**.



S. Pommeret

* Courriel : jacques.percebois@univ-montp1.fr

** SCF, 28 rue Saint-Dominique, F-75007 Paris.

Courriel : stanislas.pommeret@societechimiquedefrance.fr