

Comment reconstruire une industrie électrique durable ?

Le rôle du prix du carbone

Dominique BUREAU¹

Au rythme actuel d'accumulation des gaz à effet de serre dans l'atmosphère, notre « budget-carbone » compatible avec un scénario 2°C sera épuisé avant 2040. Ce résultat est robuste car le risque climatique est un problème de stock d'émissions cumulées. Pour éviter de laisser aux générations futures des coûts d'adaptation et de restructuration dirimants et parce que les potentiels d'émissions négatives demeurent trop incertains, les efforts de réduction de nos émissions de CO₂ doivent donc être relevés fortement dans les dix prochaines années.

Pour atteindre cet objectif, l'Europe doit notamment décarboner son secteur électrique. En effet, les émissions de CO₂ de la production d'électricité et de chaleur y représentent près de 40% des émissions dues à l'énergie. C'est par ailleurs un secteur où les possibilités d'abattement à coûts raisonnables sont les mieux documentées, à court-terme en substituant du gaz au charbon, à long-terme en recourant aux technologies décarbonées (renouvelables (ENR) ou nucléaire) ou en capturant les émissions des équipements fossiles. L'enjeu est d'importance sachant que la réduction des émissions du transport ou du résidentiel-tertiaire passe aussi, au moins pour partie, par leur électrification.

Les tendances récentes vont à rebours de cet objectif. La chute du prix des énergies fossiles favorise le recours aux équipements fossiles, et plus précisément, de ceux qui sont le plus émetteurs de CO₂. En effet, depuis le début 2011, le coût variable d'un groupe charbon est inférieur à celui d'un cycle combiné à gaz. La faiblesse des prix sur le marché de gros de l'électricité ne permet pas de rémunérer les investissements. La plupart des grands producteurs électriques européens font face à des difficultés financières graves.

En d'autres termes, le secteur électrique apparaît doublement non durable : écologiquement et économiquement. Selon que l'on privilégie le premier ou le second terme, les remèdes mettent l'accent sur le fonctionnement des marchés électriques ou les émissions de CO₂, avec comme mesures-phares : dans le premier cas, la réduction des subventions aux ENR et l'introduction de mécanismes directs de financement des capacités; et dans le second, plus de planification des investissements et l'appel au désinvestissement du charbon par les marchés financiers.

Une meilleure régulation du marché européen de permis de CO₂ est souhaitée dans les deux cas. Cela ne doit pas être vu seulement comme une mesure parmi d'autres, ayant certes le

¹ Les vues exprimées n'engagent que son auteur.

mérite d'être gagnante sur les deux tableaux : l'instauration d'un prix du carbone, à un niveau approprié et une trajectoire lisible, est, fondamentalement, la matrice d'un marché de l'électricité remis en ordre de marche ; en son absence, les cocktails de mesures envisagés ne résoudront pas comme il le faudrait les problèmes de régulation du secteur, d'autant plus que l'on peut craindre que leur composition ne reflète en premier lieu la capacité des différents acteurs à influencer les choix pour tirer leur épingle du jeu plutôt que la restauration d'un cadre global approprié. Par ailleurs, l'acuité de la situation appelle plus qu'un débat idéologique sur les mérites et risques de la libéralisation du secteur électrique.

En effet, le problème-clef à résoudre est que l'on ne peut décarboner le secteur électrique de manière pérenne (économique et écologique) sans tarification satisfaisante du carbone².

Décarbonation et libéralisation du secteur électrique sont-elles compatibles ?

Le secteur électrique européen est confronté à trois chocs principaux:

-la baisse des prix sur les différents marchés de combustibles fossiles, qui remet fortement en cause les compétitivités relatives et donc les domaines d'excellence des différents types d'équipements de production, du point de vue des opérateurs,

-la sortie rapide du nucléaire en Allemagne, compensée par un développement accéléré des renouvelables, mais qui ne peut l'être seulement ainsi, compte-tenu de l'intermittence de ces technologies,

-et, plus généralement, la mise en œuvre de politiques publiques très actives et diversifiées pour l'introduction de ces sources de production dans les *mix* électriques..

Dans les trois cas, les liens, directs ou indirects, avec la décarbonation du secteur électrique sont forts, ce qui conduit à interroger la possibilité de concilier celle-ci avec un bon fonctionnement de l'industrie électrique, avec en filigrane des débats qui perdurent sur le processus de libéralisation mis en œuvre depuis la fin des années quatre-vingt dix.

En théorie, la réponse à cette question ne souffre cependant pas de contestation, les deux questions -de décarbonation et de régulation- pouvant être abordées séparément dans les conditions suivantes :

1-l'incapacité des marchés à engager spontanément un processus de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre renvoie à un problème d'externalité, qui nécessite l'introduction d'un prix du carbone pour que tous les acteurs économiques intègrent (« internalisent ») ces enjeux ;

2-dès lors que la tarification du carbone est en place, les régulateurs sectoriels n'ont qu'à assurer « normalement » le fonctionnement efficace du marché électrique, la

² A cet égard, les débats techniques sur la réforme de l'ETS ou sur les réflexions du rapport Canfin-Grandjean-Mestrallet ne doivent pas faire perdre de vue cet objectif ultime, et la nécessité d'y trouver des réponses opérationnelles au plus vite.

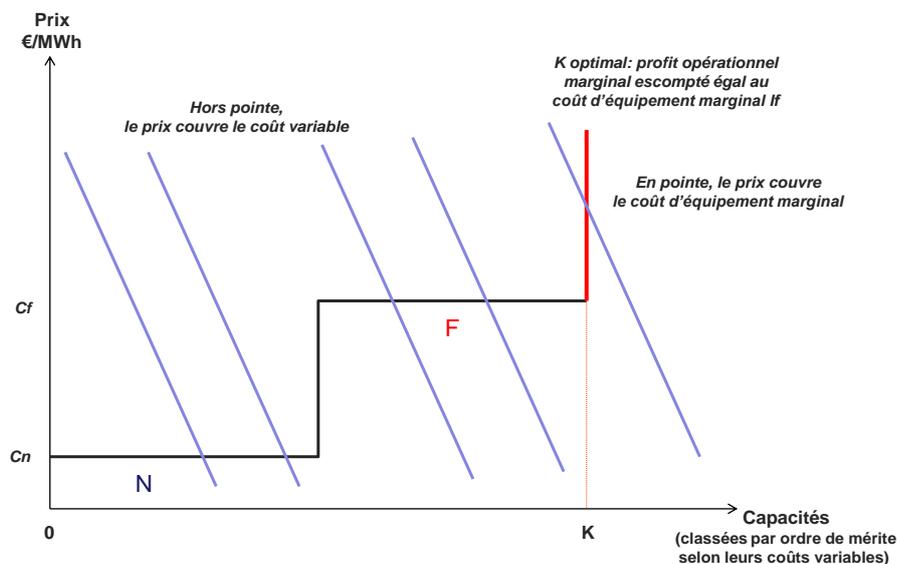
combinaison d'un prix du carbone adapté et d'une bonne régulation de marché assurant l'efficacité globale.

A priori, cela conduirait donc à se focaliser sur le fait, qu'à l'encontre du premier principe, les stratégies de décarbonation existantes mobilisent d'autres instruments que le prix du carbone (obligations d'incorporation des renouvelables ; subventionnement de ceux-ci sous des formes par ailleurs diverses) et, plus généralement, sur les imperfections des politiques publiques sensées réaliser « l'internalisation » des enjeux de décarbonation sur le marché électrique. Avant d'aborder ce point, il convient cependant d'examiner la deuxième condition, d'autant que les controverses sur la gouvernance du secteur électrique sont souvent mises au premier plan du débat public.

Aborder le sujet ainsi conduit à se situer d'emblée dans le cadre d'analyse de référence pour une gestion socialement efficace du secteur électrique, tel qu'il a été établi juste après-guerre par Marcel Boiteux. L'intérêt est que ce cadre précise justement les liens qui existent, dans ce secteur, entre un fonctionnement efficace des marchés en termes de choix d'équipements et leurs conditions de financement.

Il montre notamment comment, pour atteindre l'optimum, il faut: que les équipements disponibles soient appelés à chaque instant par ordre de mérite au regard de leurs coûts marginaux de production du kWh ; que la structure du parc soit optimisée au regard des arbitrages à réaliser entre coûts d'installation et coûts d'utilisation des différents types d'équipements possibles, en fonction des durées d'utilisation ; que la tarification reflète hors pointe les coûts marginaux d'utilisation ; et couvre à la pointe les coûts marginaux d'installation des équipements correspondants; ceux-ci étant dimensionnés pour reconstituer ce que serait idéalement l'équilibre de marché à cet instant (cf. schéma ci-dessous avec, pour simplifier, seulement deux types d'équipements : nucléaire (N) et fossile (F)).

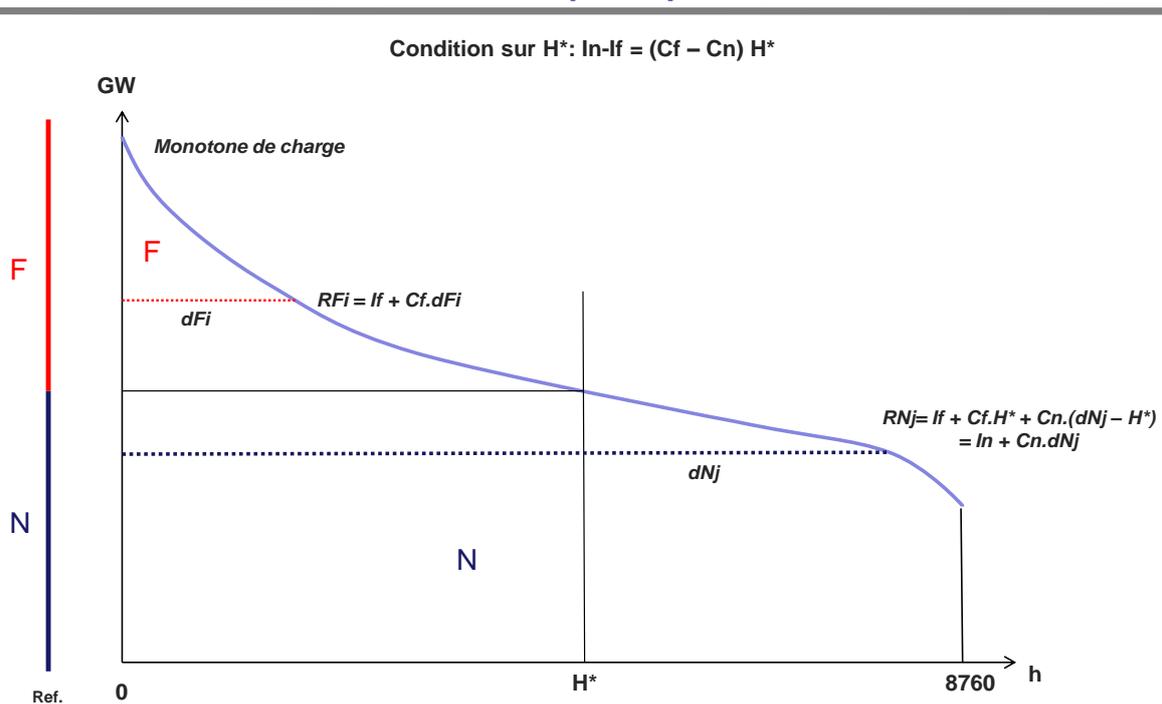
Résultat fondateur (1): tarification de l'électricité (d'après Boiteux, 1949; Léautier, 2015)



Comme le rappelle le second schéma ci-dessous, qui décrit l'utilisation consécutive du parc à chaque instant³ pour répondre à la demande et explicite la condition sur la durée d'utilisation limite déterminant la structure de parc optimal⁴, cette tarification, fondée sur les seuls coûts marginaux de « court-terme », permet de dégager, pour chaque type d'équipement, sur sa durée d'utilisation, l'équilibre financier. Pour les équipements fonctionnant en base, donc caractérisés par de forts coûts d'installation et de faibles coûts variables, celui-ci est obtenu par la récupération à la pointe d'une recette de « capacité », qui est donc égale⁵ au coût marginal d'installation des équipements ne fonctionnant qu'à la pointe (turbines), et, surtout, de la marge réalisée pendant les périodes de semi-base lorsque les équipements marginaux sont les fossiles, cette marge équilibrant le surcoût de ces équipements.

Pour cela, la condition d'optimalité de la structure du parc est essentielle. En effet, si la durée d'utilisation des équipements de base est insuffisante, ceux-ci sont en déficit (et, symétriquement, « sur-profitables » dans le cas contraire de sous-capacité relative de moyens de base à faibles coûts variables).

Résultat fondateur (2): équilibres financiers Structure du parc optimale



³ Ceux-ci étant classés par ordre décroissant de la demande, de la pointe aux heures creuses. Dans ce schéma la production totale de kWh d'origine fossile correspond au « triangle » situé au-dessus de la droite horizontale correspondant au plein usage de l'ensemble du parc nucléaire.

⁴ En fonction des coûts unitaires de capacité (I) et des coûts variables (C) des différentes technologies (f,n) et des durées d'utilisation (d).

⁵ Mais seulement, cf. infra

La référence à ce cadre d'analyse constitue le moyen naturel pour poser un diagnostic sur une situation concrète de déficit du secteur, analyse de ses causes, et implications en termes d'(in)efficacité sociale : mauvais fonctionnement des mécanismes de marché ou réajustement « normal » de celui-ci ? Pertinence de l'équilibre eu égard aux coûts, fixes et variables, marchands et sociaux, à considérer ?

Considérons donc la première question : la (mal ?)-gouvernance des marchés électriques au niveau européen est-elle la cause majeure des problèmes actuels ?

A l'encontre de l'intuition courante, une réponse positive ne va pas du tout de soi dès lors que l'on a en tête comment « l'optimum social » est associé à l'équilibre concurrentiel du secteur électrique décrit ci-dessus.

Par ailleurs, la régulation de ce secteur a bien été bâtie sur la distinction économique entre : les réseaux, qui sont caractérisés par des rendements croissants et demeurent donc gérés comme des monopoles naturels ; et les marchés de production qui combinent des moyens conventionnels à rendements constants et l'hydraulique, à rendements décroissants, sur lesquels a été instaurée la concurrence.

Cependant, ceci ne garantit pas automatiquement que la concurrence fonctionne parfaitement, l'équilibre qui émerge en réalité pouvant s'écarter de celui visé, en théorie. C'est donc à ce niveau que doit se situer l'analyse. A cet égard, Marcel Boiteux lui-même insiste sur les « ambiguïtés » de la concurrence dans le cas de l'électricité, interprétant plutôt ses résultats comme les règles que devraient appliquer les gestionnaires publics pour reconstituer les conditions d'un marché idéal : les gains à attendre de la libéralisation par rapport à la une gestion publique « à la française », s'efforçant d'appliquer ces règles lui semblaient faibles eu égard aux difficultés de coordination à résoudre, aussi bien à court-terme entre la gestion du réseau et les moyens de production compte-tenu du caractère non stockable de l'électricité, qu'à plus long-terme pour dimensionner la pointe et, compte-tenu des durées de vie des équipements qui rend les choix peu réversibles, pour faire émerger un parc cohérent.

Qu'en est-il, en pratique, vingt ans après les premières directives de libéralisation des marchés électriques européens ?

La réponse de Claude Crampes et Thomas-Olivier Léautier⁶ à cette question est nuancée : « un verre à moitié plein ». Ceux-ci observent en effet qu'un marché commun de l'électricité fonctionne aujourd'hui, qui permet, grâce à la combinaison de deux marchés « *spot* »- un le jour d'avant, et un autre d'ajustement- une bonne utilisation de l'ensemble des moyens de production et de transmission disponibles au niveau européen, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs, résidentiels et industriels.

Certes, ils pointent aussi⁷ de nombreux défis concernant la gestion des sources intermittentes ou le dimensionnement et le financement de la pointe, par exemple, et les difficultés pour progresser qui résultent des impacts redistributifs importants que suscite toute modification de

⁶ Cf. <http://debate.tse-fr.eu>, 27/4/2016

⁷ Cf leurs nombreux articles récents sur ce même site.

la régulation. Ils signalent cependant que d'autres marchés libéralisés, reposant essentiellement sur les prix *spot*, fonctionnent plus efficacement, notamment celui de la Nouvelle-Zélande. En particulier, ils observent que, dans ce cas, le recours à un mécanisme en deux étapes pour réaliser l'ajustement instantané a pu être dépassé, et qu'il a été mis en place aussi un mécanisme de prix nodaux tel que recommandé par la théorie⁸ pour orienter efficacement l'utilisation des réseaux de transmission. La régulation arrive aussi à se passer de marchés de capacités.

Ce point est intéressant car il suggère d'évaluer rigoureusement si l'engouement pour les mécanismes de capacités vise à résoudre les problèmes spécifiques associés à la fourniture des capacités de pointe (préférence du public pour un niveau élevé de sécurité, risques de pics tarifaires excessifs) ou est seulement un moyen de compenser la faiblesse actuelle des prix de gros pour financer, en général, les équipements, notamment les plus capitalistiques. En effet, si les problèmes d'intermittence des sources renouvelables ont révélé l'importance de mécanismes efficaces de rémunération des capacités, il semble souhaitable de chercher à y apporter des solutions à portée générale, en facilitant aussi le développement des mécanismes d'effacement.

En résumé, il apparaît difficile d'imputer à la libéralisation « en elle-même » l'origine des difficultés actuelles du secteur, même si de nombreux progrès sont souhaitables au niveau de la régulation électrique. Leur généralité ne permet pas non plus de stigmatiser seulement les erreurs de stratégie ou de jugement de certains acteurs, même si évidemment les questions de gouvernance de ceux-ci sont, elles aussi, très importantes.

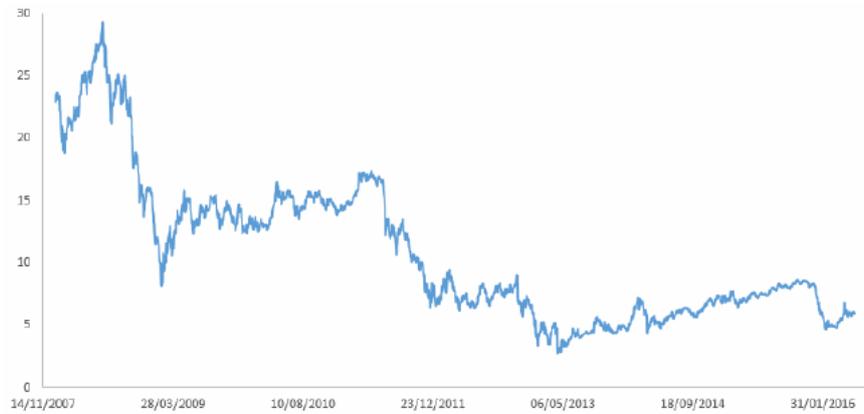
Dit autrement : en l'absence d'objectif de décarbonation de l'économie, les dynamiques à l'œuvre sur le marché électrique devraient essentiellement s'analyser comme un processus de réallocation normal de la structure du *mix* d'équipements face à l'évolution du système de prix, les équipements « hors-marché » face aux nouveaux prix se trouvant naturellement en déficit.

Ce processus apparaît insatisfaisant parce que les équipements ainsi poussés à en sortir sont les plus sobres en carbone (nucléaire, et, au sein des fossiles, le gaz), donc ceux que l'on souhaiterait conserver dans une perspective de long-terme. Ce qui est alors à pointer est non pas la régulation des marchés électriques, mais les distorsions du système de prix auquel est soumis le secteur. Comme on l'a vu, l'efficacité sociale du marché électrique nécessite en effet à la fois que celui-ci fonctionne « bien », mais aussi qu'il soit confronté à des prix reflétant le coût social des *inputs* qu'il utilise. S'agissant des émissions de CO₂, ceci requiert donc la tarification appropriée des émissions correspondantes.

En ce domaine, le fossé à combler est béant, la faiblesse du prix du carbone persistant depuis 2009 et les marchés anticipant qu'elle est appelée à durer, les réformes pour résorber le surplus de quotas n'étant pas à la hauteur du problème à résoudre.

⁸ Développée au niveau académique par Schweppe et Hogan

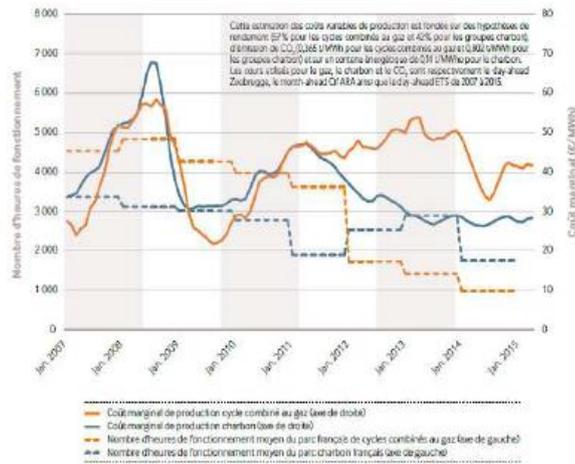
Where is the anchor?



Prix du CO2 sur le marché EU ETS depuis 2008. Source: Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer

En conséquence, les moyens de production actuellement favorisés -i.e. les fossiles et, au sein de ceux-ci, lignite et charbon, cf. graphique ci-dessous⁹- le sont parce que, notamment, ceux-ci ne supportent pas le coût de l'externalité carbone qu'ils génèrent.

Estimation des coûts variables de production comparés d'un cycle combiné au gaz et d'un groupe charbon



Sachant que les émissions unitaires de CO₂ du charbon sont supérieures de 0,6 tCO₂/MWh à celles des cycles combinés à gaz, un accroissement du prix du carbone de l'ordre d'ordre de 30€ permettrait donc d'inverser la hiérarchie des coûts variables et donc de restaurer un ordre d'appel plus satisfaisant, par rapport à la situation figurée dans ce graphique, où le coût variable du charbon est inférieur à celui du gaz à hauteur d'une quinzaine d'euros.

⁹ Cf. Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2015, RTE

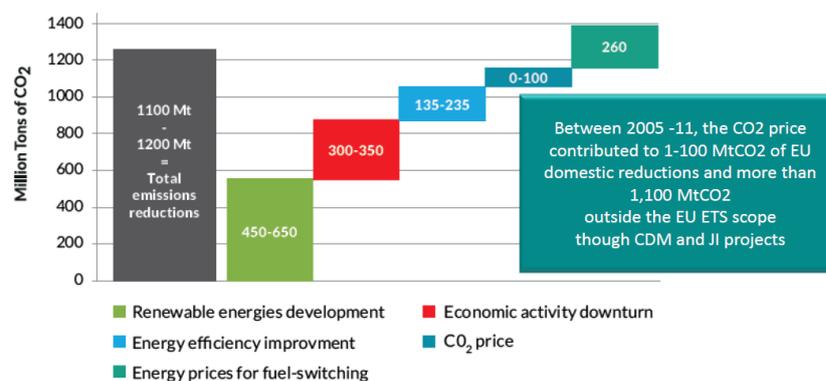
Peut-on décarboner l'électricité sans prix du carbone ?

A l'encontre de la recommandation qui fait du prix du carbone le pivot d'une politique de décarbonation efficace, les politiques en ce domaine recourent essentiellement à d'autres instruments visant, pour le secteur électrique, à développer « directement » les énergies renouvelables plutôt qu'à créer un cadre incitatif propice (« *level playing field* »). Ceci explique d'ailleurs en partie la chute des prix sur l'ETS, dont le plafond global s'est trouvé ainsi (presque) devenir une contrainte non saturante.

Malgré tout, ce sont à ces politiques que l'on peut attribuer la première part des réductions d'émissions de CO₂ réalisées en Europe sur la période récente.

EU CO₂ emissions reductions

Figure 9 - Contributions to CO₂ emissions reductions in the 2005 to 2011 period.



Cf. Alberola, 2016

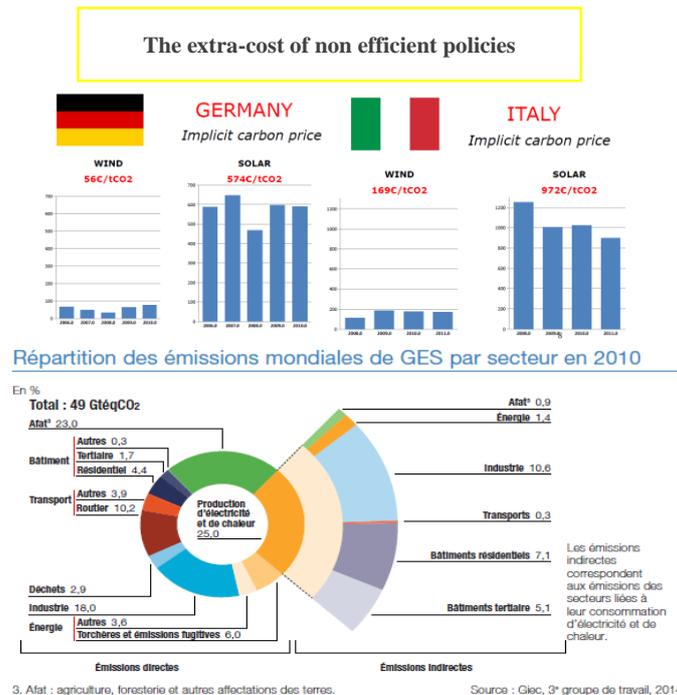
Dans ces conditions, beaucoup tendent à considérer que les différents instruments sont substituables, les politiques concernant les ENR pouvant remplacer l'absence de prix du carbone significatif. Le surcoût de procéder ainsi, alors que l'intérêt d'un signal-prix uniforme est de minimiser le coût global des efforts pour atteindre un objectif de réduction donné, est relativisé au nom de l'urgence de l'action. Et, quand, au contraire, on utilise simultanément différents instruments pour atteindre un même objectif, on relativise aussi les risques « d'*overlapping* » en tendant facilement à admettre qu'ils sont complémentaires.

Malheureusement, ces surcoûts ne sont pas du tout négligeables, comme le montre le graphique ci-dessous¹⁰. On ne saurait donc ignorer les réticences des consommateurs ou des contribuables à les supporter quand ils en auront pris la mesure, et le risque que cela fait peser sur l'acceptabilité des politiques climatiques. De plus, il est probable que le retard pris dans

¹⁰ d'après les travaux de C.Marcantonini et D.Ellerman

les politiques de décarbonation des autres secteurs (transports, logement, agriculture et alimentation) reflète le biais vers les renouvelables de ces politiques, alors qu'un prix uniforme du carbone permettrait de mieux les impliquer tous.

Cost? Effectiveness?



Plus grave encore, l'appréciation favorable sur leurs impacts en termes d'émissions résulte essentiellement d'une analyse de « court-terme », qui n'intègre pas les modifications induites, certes progressivement, sur le parc d'équipements, en plus de celles plus immédiates évoquées ci-dessus associées à l'inversion du gaz et du charbon dans l'ordre d'appel, par rapport à ce que serait l'ordre de mérite « social ».

L'enjeu est d'importance, car une vision de long-terme est un fondamental pour la régulation de ce secteur, dont la performance dépend structurellement de choix d'équipements, des opérateurs et des consommateurs. A cet égard, les politiques visant l'objectif de décarbonation ne font pas exception. Ce sont d'abord des politiques d'équipement, ce qui requiert, dans la durée, un cadre propice à leur financement, réduisant l'incertitude pour contenir les primes de risque exigées par les investisseurs.

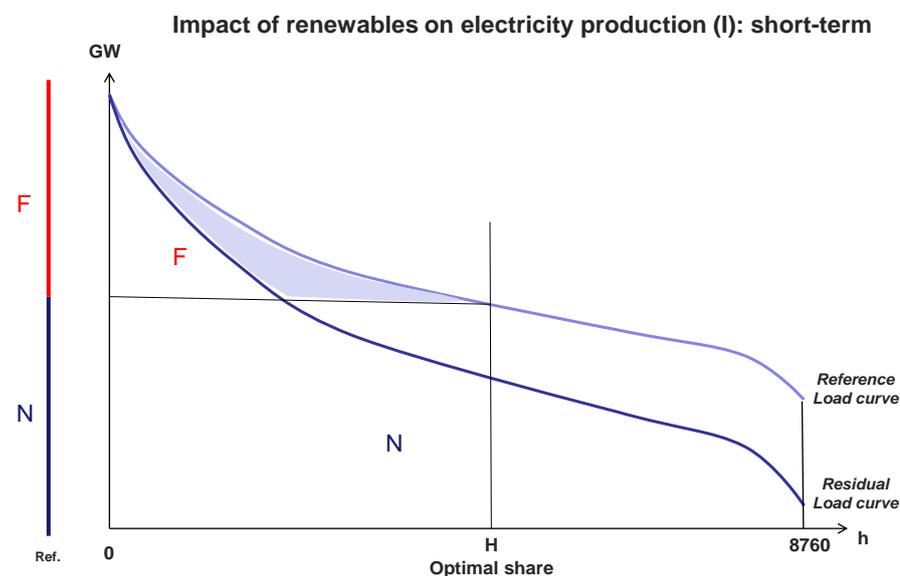
Sur ce point, il faut donc souligner les inconvénients de politiques de subventions, par nature incertaines en termes de pérennité. Ainsi, les stratégies d'investissement des opérateurs se trouvent confrontés à la double volatilité, des marchés et des politiques de décarbonation : ce ne sont pas la libéralisation ou « les marchés » qu'il faut incriminer si, actuellement, l'avenir du mix électrique est laissé aux aléas de subventions généralisées (le charbon parce qu'il ne supporte pas le coût de ses dommages à l'environnement ; les ENR qui en bénéficient

directement, tant que les usagers et contribuables acceptent d'en payer la facture; et les équipements conventionnels en recherche de recapitalisation). Evidemment, aucun secteur ne peut fonctionner comme cela, *a fortiori* un secteur aussi important pour le fonctionnement de l'économie et sa décarbonation, et d'autant moins que l'on se trouve dans un contexte de choix technologiques très ouverts, vis-à-vis desquels la régulation devrait éviter de jouer à « *picking the winner* » et chercher, au contraire, à créer les conditions de marché pour l'émergence des technologies les plus performantes.

De plus, une analyse intégrant les impacts à long-terme conduit à pointer que les impacts carbone des renouvelables ne sont pas solidement établis, en l'état. Dans ce cas, le mécanisme de nature à réduire progressivement leur impact favorable à court-terme estimé ci-dessus, n'est pas un effet « rebond » (si les usagers en supportent le coût de déploiement), mais un effet d'éviction, que l'on peut apprécier en considérant l'impact des renouvelables sur le fonctionnement du marché.

A cet égard, le calcul qui sous-tend les évaluations usuelles des impacts carbone des renouvelables est schématisé ci-dessous. Il s'agit de calculs qui supposent maintenu la parc disponible: dans ce cas, l'introduction des renouvelables réduit la demande d'énergie à fournir par les moyens conventionnels ; mais elle ne réduit pas la pointe, compte-tenu de leur intermittence (d'où le pivotement vers le bas de la monotone de charge résiduelle); à structure du parc conventionnel inchangé, la diminution d'électricité (kWh) produite à partir des fossiles correspond à l'aire hachurée, dont se déduit celle des émissions de CO₂.

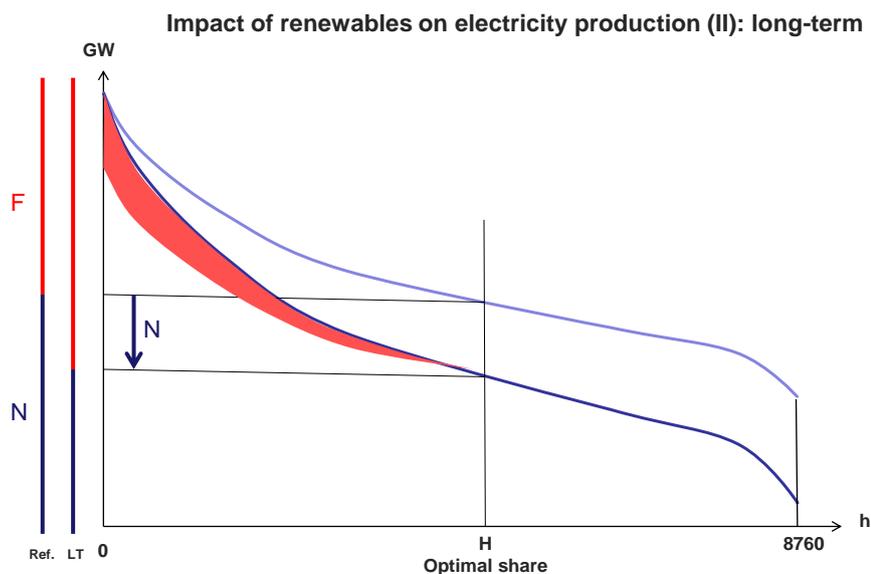
Renewables without carbon prices: decarbonation



Cependant, cette réduction des émissions est associée à une diminution des durées d'utilisation des moyens de base, qui, pour une capacité de l'ordre de grandeur de la puissance moyenne fournie par les renouvelables, tombe en deçà de celle nécessaire pour assurer le financement des investissements. L'équilibre correspondant n'est donc pas soutenable,

économiquement : les équipements correspondants, qui se trouvent être aussi décarbonés ou relativement peu émetteurs, sont ainsi poussés à sortir du marché. Certes, le processus correspondant sera progressif, intervenant au fur et à mesure des politiques de renouvellement et des besoins nouveaux à satisfaire. Mais il semble enclenché, la première étape étant de se trouver confronté à devoir dévaloriser les actifs correspondants¹¹. Le schéma ci-dessous figure alors ce que serait l'impact à « long-terme », en l'absence de correction des politiques publiques.

Renewables without carbon prices: decarbonation?



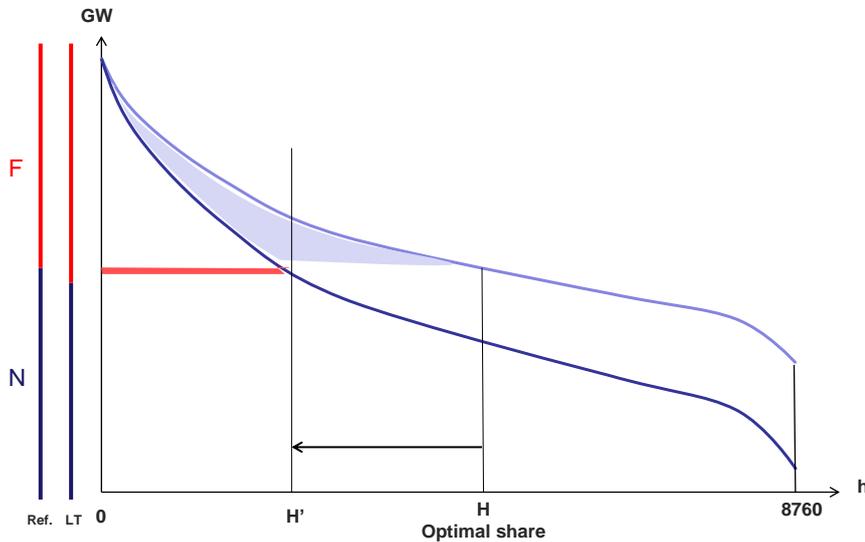
L'introduction « forcée » des renouvelables pousse spontanément à l'éviction des équipements qui leur sont les plus substituables (i.e. ceux à faible coût variable), donc le nucléaire. Tendanciellement, les renouvelables tendent donc à se substituer aux équipements décarbonés en place. Le parc fossile doit par ailleurs être renforcé pour satisfaire la pointe. Finalement, la production fossile est en fait augmentée (cf. aire hachurée¹²). A long-terme, la politique mise en œuvre est donc plus une politique de « dénucléarisation » du parc que de décarbonation...Mais, alors, elle devrait être évaluée comme telle, en objectivant les enjeux de sûreté susceptibles de la légitimer (au-delà du contrôle réalisé par l'ASN) et en n'en cachant pas les coûts, en euros et en émissions de CO₂.

Deux approches alternatives sont possibles pour éviter cela et consolider les effets de court-terme en ce domaine : maintenir artificiellement en place le nucléaire par des subventions, ce qui correspond peu ou prou à l'approche qui tendra à prévaloir si la situation actuelle reste subie ; établir un cadre cohérent, faisant du prix du carbone le pivot des choix, à la fois entre les technologies décarbonées et pour assurer qu'elles ne s'évincent pas mutuellement.

¹¹ Et non les centrales à charbon !

¹² Qui correspond à la différence de surface du triangle représentatif de la production d'énergie fossile avec la situation de référence, celle-ci étant aisément visualisable en traduisant ce dernier vers le bas.

Renewables with (by) carbon prices



En effet, dans ce cas, le déplacement de la courbe de charge résiduelle se combine avec une réduction des durées de « marginalité » des fossiles les plus émetteurs, l'amélioration de la compétitivité relative des équipements plus décarbonés leur permettant de rester structurellement sur le marché, dans des conditions financières solides.

La critique ne porte donc pas sur le développement des renouvelables « en soi ». Celui-ci est un élément essentiel du problème de décarbonation et la baisse de leur coût en élargit progressivement le domaine d'excellence. Mais leur entrée, outre la résolution des problèmes multiples liés à l'intermittence¹³, doit se faire dans un cadre économique sain, c'est-à-dire guidée par un prix du carbone : il ne faut pas confondre l'objectif, les voies et les moyens ; décarboner, les renouvelables et le signal-prix. *A contrario*, si l'on reprend la métaphore du « chien dans un jeu de quilles » de Jacques Lesourne c'est donc l'absence de ce dernier qui semble l'élément perturbateur principal.

Evidemment, le prix du carbone correspondant doit être établi pour l'ensemble de l'économie¹⁴, au niveau européen...

¹³ Pour garantir qualité (tension, fréquence) et fiabilité (coupures), répondre aux besoins induits de flexibilité et réserves de renforcement des réseaux BT. Cf. la contribution de R. Crassous et F. Roques au rapport du CEDD sur « l'évaluation économique des scénarios de transition énergétique (Meddem, 2013).

¹⁴ Cf. J. Tirole. « Carbon Pricing for a Climate Coalition » (2016), pour une analyse des conditions pour cela. Celle-ci intègre notamment l'expérience du secteur électrique US pour supprimer ses émissions de SO₂, réalisée grâce à un marché de quotas bien conçu, mis en place en surmontant les intérêts divergents *ex ante* de certains acteurs.