



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

PREMIER MINISTRE

Commissariat général
à la stratégie
et à la prospective

RAPPORTS & DOCUMENTS

JANVIER
2014

La crise du système électrique européen

Diagnostic et solutions



Avec les contributions de
Marc Oliver Bettzüge, Dieter Helm et Fabien Roques

www.strategie.gouv.fr

La crise du système électrique européen

Diagnostic et solutions

**Dominique Auverlot
Étienne Beeker
Gaëlle Hossie
Louise Oriol
Aude Rigard-Cerison**

**Contributions
Marc Oliver Bettzüge
Dieter Helm
Fabien Roques**

Janvier 2014

Commissariat général
à la stratégie
et à la prospective

Avant-propos



Jean Pisani-Ferry
Commissaire général
à la stratégie
et à la prospective

L'Europe de l'énergie est en crise. Fin 2008, l'Union européenne se donnait, avec le « paquet climat-énergie », des objectifs pour 2020 de nature à frapper les esprits : des émissions de gaz à effet de serre réduites de 20 %, une efficacité énergétique accrue de 20 % et une part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie portée à 20 %. Cependant la cohérence entre ces objectifs reposait sur des anticipations qui se sont révélées erronées. La poursuite attendue de la croissance économique faisait du premier d'entre eux une cible exigeante, mais elle devait aussi permettre le développement de nouvelles énergies à des coûts aisément supportables. L'augmentation supposée des prix des énergies fossiles allait garantir la rentabilité des énergies renouvelables et permettre d'éliminer graduellement leur subventionnement. Ayant montré le chemin dans l'invention d'une nouvelle croissance respectueuse des équilibres climatiques, l'Europe était vouée à affirmer un leadership mondial et à en recueillir les dividendes dans la production des énergies vertes et l'invention des nouveaux modes de vie.

C'était, pour une fois, une stratégie ambitieuse et intégrée. Aucune des projections sur lesquelles elle reposait ne s'est cependant confirmée. La crise financière est passée par là, mais aussi la révolution des gaz de schiste aux États-Unis, dont les effets sur les marchés de l'énergie sont loin de s'être tous faits sentir. Le monde ne s'est pas mis en ordre de marche pour préserver le climat de la planète. Le recours au charbon s'est accru, son prix ayant baissé sous l'effet du développement des gaz de schiste (le prix du charbon en Europe a baissé d'environ 30 % entre janvier 2012 et juin 2013), et les émissions

allemandes ont augmenté en 2012. Quant au leadership de l'Europe dans le domaine des renouvelables, il a été entamé, partiellement au moins, par la poussée chinoise dans le domaine du photovoltaïque. Fondée sur un calibrage qui s'est révélé hasardeux, la politique climatique européenne n'a pas même permis de donner de la visibilité sur le prix du carbone et de fournir ainsi aux industriels un cadre propice à des investissements de long terme.

Et pourtant, les prix de détail de l'électricité ont nettement augmenté pour les ménages européens, d'environ 27 % entre 2008 et 2013. Ils ont doublé sur dix ans en Allemagne, au point de devenir un problème politique majeur dans ce pays, mais aussi en Espagne.

Le paquet climat-énergie est en fait le second pilier de la construction d'une Europe de l'énergie dont l'autre élément est un marché de l'électricité intégré et libéralisé, dont la construction remonte au début des années 1990. Force est de constater aujourd'hui que cet ensemble ne répond plus aux objectifs initiaux : ni la sécurité d'approvisionnement, ni la préservation de la compétitivité européenne, ni enfin la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre par l'efficacité énergétique et le recours aux énergies renouvelables (ENR) ne sont assurées. L'une des raisons du dysfonctionnement est l'interaction entre une logique d'offre nationale et la logique du marché intérieur européen. L'intégration massive d'énergies renouvelables subventionnées et prioritaires sur le réseau conduit à une situation de surcapacité, déprime les prix de l'électricité sur le marché de gros (ils deviennent même parfois négatifs) et dégrade fortement la rentabilité des centrales thermiques à gaz : dans l'UE-27, près de 12 % des capacités thermiques fonctionnant au gaz pourraient fermer en l'espace de trois ans. Or ces centrales sont indispensables à l'équilibre du système qui doit faire face à l'afflux d'ENR intermittentes et aléatoires. Dans le même temps, d'importants investissements sont nécessaires au renouvellement des infrastructures vieillissantes. Plusieurs grands opérateurs, en graves difficultés financières – leur endettement net a doublé au cours des cinq dernières années –, auront du mal à y faire face.

C'est dans ce contexte que le Commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP) a été mandaté par le Premier ministre pour mener une analyse de la situation et pour examiner les perspectives à moyen terme du marché européen de l'électricité. Le CGSP a sollicité l'expertise de trois économistes européens : Marc Oliver Bettzüge, professeur d'économie, directeur général de l'Institut de l'économie de l'énergie à l'université de Cologne ; Dieter Helm, professeur de politique énergétique à l'université d'Oxford ; et Fabien Roques, professeur associé à l'université Paris-Dauphine et vice-président à Compass Lexecon. Chacun a établi un diagnostic de la crise actuelle des marchés européens et a formulé des propositions pour leur évolution.

Sur la base de ces contributions, que l'on trouvera ci-après, une équipe du CGSP constituée de Dominique Auverlot, Étienne Beeker, Gaëlle Hossie et Aude Rigard-Cerison, à laquelle s'est jointe Louise Oriol, de la Direction générale de l'énergie et du

climat, ont préparé une analyse et formulé des recommandations à court et long termes pour tendre vers un marché de l'électricité européen et un cadre politique durables.

Il s'agit pour l'essentiel, d'une part, de clarifier les objectifs de la politique énergétique européenne, de veiller à leur cohérence et, d'autre part, de bien distinguer ces objectifs des moyens mis en œuvre pour les atteindre. Cela signifie notamment que dans le cadre des réflexions sur la politique énergétique, l'Union européenne devrait considérer la réduction des émissions de CO₂ comme l'objectif premier, voire unique, d'un nouveau paquet climat-énergie – le recours à l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables apparaissant comme des moyens au service de l'objectif précédent.

Il importe également de revoir les politiques de soutien au développement des ENR, en remplaçant, pour les technologies matures, les tarifs d'achat par des mécanismes plus compatibles avec le marché, et en faisant participer les ENR à l'équilibrage du réseau. En complément de cette révision, il faudra soutenir une politique de recherche et développement ambitieuse et coordonnée au niveau européen pour les technologies non matures (stockage, efficacité énergétique, *smart grids*).

Ce n'est pas par hasard que l'Union européenne a entrepris de construire une politique commune de l'énergie et du climat. En ces matières, les synergies sont fortes et les gains de la coopération importants. Il est donc particulièrement important que les Européens agissent de concert. Les analyses proposées ici suggèrent que pour le faire efficacement, il est urgent de remédier aux graves dysfonctionnements qui affectent le marché européen de l'électricité. Tel est le sens des propositions contenues dans ce rapport.

Sommaire

Introduction	9
Recommandations	17
Le marché européen de l'électricité à la croisée des chemins	19
<i>Dominique Auverlot, Étienne Beeker, Gaëlle Hossie, Louise Oriol et Aude Rigard-Cerison</i>	
1. Bref historique	19
2. Un marché en crise	23
3. La situation actuelle	29
4. Suggestions pour un nouveau marché intérieur de l'électricité	36
5. Conclusion : il faut agir	45
Marchés européens de l'électricité : défaillances des politiques et des modèles, opportunités pour les responsables politiques	49
<i>Marc Oliver Bettzüge</i>	
1. Déficiences de l'approche politique	49
2. Organisation actuelle du marché et défaillances majeures	54
3. Optimiser les politiques et le modèle du marché	61
4. Résumé et perspectives	67
Situation actuelle des marchés européens de l'électricité et prévisions à moyen terme	69
<i>Dieter Helm</i>	
1. Les objectifs de la politique énergétique	69
2. L'héritage historique	70
3. Tentatives d'intégration européenne et Marché intérieur de l'énergie	71
4. L'arrivée du paquet climat-énergie	72

5. L'impact de la crise économique mondiale et de la crise de la zone euro ...	73
6. L'impact du gaz de schiste et la nouvelle abondance de combustibles fossiles	73
7. L'impact des énergies renouvelables sur les émissions	75
8. L'impact des énergies renouvelables sur les marchés de l'électricité	75
9. Les quotas de carbone, les énergies renouvelables et les marchés de l'électricité	77
10. L'éventualité d'une pénurie de capacités de production d'électricité.....	78
11. Marchés de capacité.....	78
12. Le retour des acheteurs centraux et des politiques nationales énergétiques.....	80
13. Comment agir ?.....	80

Les marchés européens de l'électricité en crise : diagnostic et solutions.....83

Fabien Roques

Introduction : contexte et enjeux.....	83
1. Distinguer les enjeux de court terme et de long terme.....	85
2. L'incertitude et les incohérences du cadre réglementaire et du marché bloquent les investissements	90
3. Concilier la libéralisation du marché de l'électricité avec les nouvelles priorités en matière de politiques et des marchés mondiaux de l'énergie en pleine évolution.....	93
4. Les politiques de soutien hors marché des technologies propres entravent le fonctionnement des marchés de l'électricité.....	101
5. Résultats et difficultés de l'intégration des marchés de l'électricité européens	108
6. Un modèle cible obsolète : des marchés électriques incomplets et des signaux-prix inadéquats sur le court et long terme.....	114
Conclusion : orientations en vue d'une réforme et éléments essentiels pour l'organisation d'un marché de l'électricité durable	121
Résumé analytique.....	124

Annexe

Participants aux ateliers	131
---------------------------------	-----

Introduction

Le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne, conçu dans les années 1990, repose sur un principe simple : la concurrence, consécutive à la libéralisation du secteur, doit entraîner une baisse des prix de l'électricité pour les utilisateurs finaux, qui profitera aux consommateurs. En décembre 2008, les dirigeants européens se sont engagés à faire évoluer l'économie européenne vers une économie performante et sobre en carbone. Pour y parvenir, ils ont adopté le paquet climat-énergie qui fixe trois objectifs chiffrés pour 2020 : une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'Union européenne par rapport à 1990, une part de 20 % de la consommation énergétique finale provenant d'énergies renouvelables et une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique. La tendance était alors à l'optimisme : même si la crise économique avait déjà commencé, la croissance économique paraissait assez robuste pour supporter une transition rapide, mais à coût raisonnable, vers une économie sobre en carbone ; l'Union européenne avait également pour ambition de devenir le leader mondial dans la production et le déploiement des énergies renouvelables. Pour atteindre ces objectifs, la plupart des États membres ont mis en place des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables (ENR) « hors marché de l'électricité » par le biais de mécanismes visant à soutenir les prix (tarifs d'achat, *feed-in-tariffs*, FIT ; primes de rachat, *feed-in-premiums*, FIP) ou les quantités (certificats verts) tout en donnant la priorité d'accès et d'appel aux centrales produisant de l'électricité à partir de sources renouvelables.

La forte crise que l'Europe traverse depuis 2008, le recul de la croissance économique et le niveau historique du taux de chômage ont balayé ces prévisions et légitimement placé le soutien à la croissance économique et le renforcement de la compétitivité au cœur des préoccupations. Dans ce contexte, les objectifs multiples des politiques climatiques et énergétiques européennes ont conduit à de fortes distorsions économiques et à une grande complexité.

Le marché européen de l'électricité est actuellement en crise :

- la situation de surproduction résultant principalement de la baisse de la demande et du déploiement rapide des énergies renouvelables a provoqué une baisse importante des prix de gros de l'électricité au point que de nombreuses unités de production ne sont désormais plus rentables. Ainsi, en Allemagne, où la capacité installée d'énergie éolienne et solaire est supérieure à la demande électrique

moyenne (environ 65 GW) pendant les périodes de fort vent ou d'ensoleillement, les prix de gros sont bas et la production d'électricité conventionnelle chute fortement. Elle est cependant toujours nécessaire le reste du temps puisque la production d'électricité éolienne et photovoltaïque ne représente que 13 % de la production totale d'électricité ;

- simultanément, les prix de l'électricité pour les utilisateurs finaux, que ce soient les ménages ou les clients industriels, ont augmenté puisque le coût des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables est reporté sur le consommateur. Ils sont désormais relativement élevés par rapport aux prix en dehors de l'Europe ;
- le prix du carbone résultant du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (EU ETS) s'est effondré et se situe désormais dans la fourchette de 3 à 5 €/tCO₂ contre 20 à 30 €/tCO₂ en 2008. Combiné à la baisse des prix du charbon observée depuis 2011, cela conduit à une meilleure rentabilité du charbon que du gaz dans la production d'électricité. Le taux d'utilisation des centrales au charbon devient donc désormais plus élevé que celui des centrales au gaz, ce qui entraîne une augmentation des émissions de CO₂ dans de nombreux pays européens comme l'Allemagne.

Par conséquent, les trois objectifs de la politique énergétique européenne que sont la sécurité d'approvisionnement, la préservation du pouvoir d'achat et de la compétitivité européenne ainsi que la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre sont sérieusement menacés :

- en raison des faibles prix sur le marché de gros, beaucoup d'unités de production existantes ne sont plus rentables, particulièrement les centrales au gaz, ce qui a entraîné la fermeture définitive ou la mise sous cocon d'un certain nombre d'entre elles : les dix plus grandes compagnies d'électricité européennes ont annoncé l'arrêt de 38 GW de capacité thermique d'ici 2015. À long terme, environ 40 % de la capacité thermique actuelle risque d'être fermée pour des raisons économiques. Des fermetures nombreuses provoqueraient une chute importante des marges de capacité et pourraient menacer la sécurité d'approvisionnement ;
- la hausse des factures d'électricité pour les ménages et les consommateurs industriels est également une source d'inquiétude. D'une part, elle a entraîné une augmentation du nombre de personnes en situation de précarité énergétique en Europe et a limité les revenus disponibles des foyers. En Allemagne, le montant total cumulé depuis 2000 des dépenses des consommateurs uniquement consacrées aux subventions aux énergies renouvelables dans la production d'électricité devrait dépasser les 100 milliards d'euros cette année et augmente de plus de 20 milliards chaque année. Dans l'ensemble de l'Europe, cette dépense représentait plus de 30 milliards en 2012. D'autre part, elle a creusé le fossé de compétitivité entre les industries européennes et leurs concurrents situés dans d'autres pays du monde, particulièrement aux États-Unis ;

- même si l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020 est presque atteint au sein de l'Union européenne (dans une large mesure grâce à la crise et à l'externalisation de certaines activités industrielles¹), les faibles prix actuels du carbone sont inquiétants puisqu'ils n'incitent pas à investir dans les technologies d'atténuation que ce soit pour le passage du charbon au gaz, pour la mise en place de la capture et du stockage du carbone (CSC) ou pour le développement des énergies renouvelables.

La situation pourrait se détériorer dans le futur. Nous sommes de fait entrés dans deux cercles vicieux différents :

- alors que des investissements importants sont nécessaires dans la production d'électricité pour décarboner le secteur et remplacer les centrales vieillissantes, les prix de gros de l'électricité sont trop bas pour stimuler les investissements nécessaires. De surcroît, le secteur de l'électricité n'est plus considéré comme rentable, ce qui se traduit par un coût du capital plus important, et, à long terme, par des prix plus élevés pour les consommateurs et une baisse de compétitivité des industries européennes ;
- avec de plus en plus d'énergies renouvelables subventionnées hors marché, les prix de détail vont continuer à augmenter alors que les prix de gros continueront de baisser, l'électricité de semi-base va devenir de moins en moins rentable, ce qui engendra la fermeture temporaire ou le déclassement de plus en plus fréquent de centrales électriques, et fera peser une menace croissante sur la sécurité d'approvisionnement.

Durant l'été 2013, le Commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP) a été mandaté par le Premier ministre pour mener une analyse de la situation actuelle et des prévisions à moyen terme des marchés européens de gros de l'électricité. Le CGSP a ainsi demandé à trois économistes de donner leur opinion sur le sujet :

- Marc Oliver Bettzüge, professeur d'économie à l'université de Cologne et directeur général et président du conseil d'administration de l'Institut de l'économie de l'énergie (EWI) de l'université de Cologne ;
- Dieter Helm, professeur de politique énergétique à l'université d'Oxford et chercheur en économie au New College à Oxford ;
- Fabien Roques, professeur associé à l'université Paris-Dauphine et *Senior Vice President* à Compass Lexecon.

Ce rapport présente les résultats des travaux réalisés par le CGSP et par ces économistes : le premier chapitre développe le point de vue du CGSP et les chapitres

(1) Une étude du ministère chargé de l'écologie, datant du mois de novembre 2013, montre que si les émissions de CO₂ ont baissé de 7 % sur le territoire sur la période 1990-2007, la consommation de CO₂ a augmenté de 14,2 % si l'on prend en compte la teneur en CO₂ des produits importés. Source : *Chiffres clés du climat France et Monde, Édition 2014*, ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

suivants, ceux des économistes. Chacun établit un diagnostic de la crise actuelle des marchés européens de l'électricité et formule des recommandations à court et long terme pour tendre vers un marché de l'électricité européen et un cadre politique durables.

Cette analyse nous a permis d'aboutir aux conclusions et recommandations suivantes.

D'abord, les États membres ainsi que la Commission européenne doivent clarifier les objectifs du marché intégré de l'énergie et des différentes politiques énergétiques européennes. En définissant les politiques énergétiques, les États membres doivent s'assurer de leur cohérence, éviter qu'elles ne se chevauchent et que la mise en place de nouvelles politiques ne déstabilise ou ne compromette celles en vigueur. Si l'on considère ainsi l'horizon 2030, il serait plus efficace de distinguer les objectifs des moyens mis en œuvre pour les atteindre et de considérer la réduction des émissions de CO₂ comme le principal, sinon le seul, objectif climatique. Le calendrier des négociations internationales sur le changement climatique doit également être pris en compte afin de ne pas adopter un objectif européen de réduction à 2030 de manière prématurée, avant le début des négociations sur l'accord de Paris. En effet, le point le plus important est que l'Europe parvienne à un accord avec la Chine et les États-Unis sur des objectifs ambitieux de réduction des émissions au sein de ces trois économies (et sur leur financement à long terme). Dans ce but, et dans une stratégie proche de celle mise en œuvre pour la conférence de Durban, l'Union européenne pourrait gagner à nouer une alliance avec les pays africains, en particulier avec les pays les moins avancés.

Par ailleurs, des améliorations à court terme sont nécessaires dans le cadre d'une approche européenne coordonnée :

- premièrement, et ainsi que le souhaite la Commission européenne, la réalisation du marché européen de l'électricité doit être menée à son terme, conformément au modèle cible envisagé, en étendant le couplage des marchés journaliers (*day-ahead markets*) à d'autres pays de l'Union européenne (ce qui est déjà prévu dans un futur proche) et en améliorant le fonctionnement des marchés infra-journaliers, ainsi que celui des mécanismes d'équilibre, en particulier ; un plus grand nombre d'interconnexions entre les États membres permettrait de soulager les contraintes d'équilibre des réseaux nationaux ou locaux et d'optimiser l'adéquation de l'offre à la demande sur une zone géographique plus étendue. Mais, compte tenu du coût élevé des interconnexions, un optimum doit être recherché dans la construction de nouvelles lignes ;
- ensuite, une révision du système européen d'échange de quotas d'émissions de CO₂ (SCEQE ou EU ETS) est nécessaire pour favoriser des investissements sobres en carbone. Le report de la mise aux enchères de 900 millions de quotas d'émissions (mesure dite de « backloading ») est considéré par beaucoup comme un premier pas dans la bonne direction : cependant, ses conséquences,

notamment sur le prix final de l'énergie, doivent être précisément analysées. Cette action n'est, au demeurant, pas prête de changer le *merit order* : dans les conditions actuelles de prix, une valeur de la tonne de carbone de 40 à 50 euros serait nécessaire pour inciter le passage du charbon au gaz. Si l'on renonce au principe de neutralité technologique, une façon de contenir l'expansion du charbon à court terme consisterait à recourir à la réglementation, en fixant des normes de performance en matière d'émissions de CO₂. À long terme, des réformes structurelles de l'ETS sont cependant nécessaires. L'introduction d'objectifs précis et stables à l'horizon 2030 est ainsi fondamentale. Elle doit cependant être réalisée en prenant en compte le calendrier des négociations internationales sur le changement climatique. D'autres mesures pourraient être mises en place : un prix plancher, comme au Royaume-Uni, pourrait constituer un bon signal-prix pour les investissements à long terme ; un prix plafond est également nécessaire pour éviter une forte perte de compétitivité ; une banque centrale du carbone, ainsi que l'a évoquée Claude Mandil dans l'un des ateliers, pourrait être une bonne façon de gérer, avec une certaine marge d'ajustement, le marché du carbone et les permis d'émission ;

- de plus, le développement des énergies renouvelables qui ont atteint une certaine maturité technologique devrait reposer uniquement sur les mécanismes de marché. Si nécessaire, un système temporaire de rémunération complémentaire, tel qu'un système de primes, pourrait être instauré. Quel que soit le système de rémunération, les producteurs d'ENR devraient être soumis aux mêmes obligations et responsabilités que les producteurs d'énergie conventionnelle : la participation des producteurs d'ENR au mécanisme d'ajustement du réseau électrique doit ainsi être mise en œuvre rapidement. Entre temps, une première étape serait de mettre fin au paiement des tarifs de rachat en cas de prix de gros négatifs ou lorsque les ENR engendrent des congestions sur le réseau. Pour les technologies renouvelables qui promettent des progrès importants, les soutiens financiers devraient se concentrer sur la R & D ou sur des projets pilotes ;
- enfin, si les perspectives européennes d'adéquation de la production d'électricité (entre l'offre et la demande) reposent sur la durée de vie technique des actifs de production, un autre exercice d'adéquation pour la Commission européenne devrait intégrer les paramètres économiques des centrales électriques existantes et futures (afin de prendre en compte la possibilité que des installations de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement soient prématurément déclassées pour des raisons économiques).

Ces modifications suffiront-elles à inciter aux investissements nécessaires et à assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme ? Il n'y a pas de consensus sur ce point :

- pour certains économistes, un véritable marché européen intégré et libéralisé de l'électricité pourrait donner des signaux-prix satisfaisants pour les investissements, grâce notamment aux signaux du marché à terme (à horizon de deux ou trois ans) ;

- pour d'autres, le marché de l'électricité ne sera pas capable de donner de signal suffisant pour déclencher des investissements de long terme ainsi que les investissements indispensables à la sécurité du réseau. Un acheteur unique, avec une vision à long terme, est donc nécessaire pour garantir des contrats à long terme. À défaut, les gouvernements devront concevoir des mécanismes de capacité pour garantir leur sécurité d'approvisionnement. Même s'il n'existe pas de consensus académique sur ce point, le mécanisme de capacité pourrait également apporter une réponse pour pallier le manque de rémunération des moyens de pointe. Dans ce cas, une solution serait de définir un mécanisme de capacité européen (en précisant la façon de calculer la capacité totale nécessaire ainsi que sa répartition entre les différents États et les acteurs du système électrique). Cependant, les besoins des États membres (par exemple en capacités de production en base, à la pointe ou d'ajustement) sont très différents d'un pays à l'autre, il sera donc difficile de concevoir un mécanisme commun à tous les États membres. De plus, comme ce genre de mécanisme serait extrêmement complexe à mettre en œuvre (avec un prix, en effet, très dépendant de la contrainte fixée), une seconde solution serait que l'UE fixe les principes communs de ces mécanismes et que les États membres libres de bâtir leur propre mécanisme (dans le respect des règles européennes) en étudient la compatibilité et la complémentarité avec ceux de leurs voisins.

Dans une approche plus fondamentale, le rôle des coûts marginaux comme piliers des marchés de l'électricité devra être revu. Ceux-ci permettent une utilisation efficace des moyens de production grâce au fonctionnement du marché actuel (reposant principalement sur une prévision un jour à l'avance). Cependant, dans un marché qui s'appuie sur une production d'électricité importante à faible coût marginal, correspondant par exemple à un fort développement des énergies renouvelables, des réformes structurelles sont nécessaires pour faire émerger des signaux économiques et permettre des investissements de long terme performants. Ces réformes doivent être, autant que possible, le résultat d'une réflexion coordonnée entre les États membres pour définir conjointement des arbitrages entre la sécurité d'approvisionnement, le changement climatique et la compétitivité.

La demande doit également être prise en considération. Les prix de détail augmentent rapidement, générant d'un côté une précarité énergétique initiée par la crise et de l'autre l'apparition d'auto-producteurs qui bénéficient du secours du réseau lorsqu'ils en ont besoin mais qui n'en assurent plus les charges de développement et de fonctionnement. Des solutions communes doivent être trouvées sur la façon dont ces charges peuvent être redistribuées selon une base sociale et économique performante. Plus généralement, la gestion de la demande et les politiques d'efficacité énergétique doivent être conçues de manière cohérente avec les objectifs de la politique européenne de l'énergie et ne doivent pas déstabiliser les marchés de l'électricité ou du carbone.

Enfin, le renforcement de la coopération en termes de R & D entre les États membres représente une part importante de la politique énergétique européenne. Le paysage de l'électricité serait entièrement transformé s'il existait par exemple un stockage à faible coût de l'électricité (en plus du stockage hydraulique) pour les véhicules et pour la gestion des périodes de pointe sur le réseau. Afin d'ouvrir de nouvelles options pour l'avenir et permettre à l'Europe d'exercer une position de leader dans ces secteurs, des feuilles de route technologiques doivent être développées, pour calibrer les efforts et les dépenses de l'Europe et des États membres en matière de R & D, principalement dans les énergies renouvelables qui n'ont pas encore atteint leur maturité technologique : le stockage de l'énergie, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique, etc.

Recommandations

Les recommandations qui suivent sont l'aboutissement d'une analyse menée par le Commissariat général à la stratégie et à la prospective¹. Elles prennent appui sur les trois contributions externes réunies dans ce volume, rédigées par les économistes Marc Oliver Bettzüge, Dieter Helm et Fabien Roques. Toutefois, elles n'engagent aucunement ces trois auteurs.

Recommandation n° 1

Considérer la réduction des émissions de gaz à effet de serre comme le principal, sinon l'unique, objectif du prochain paquet climat-énergie en introduisant un niveau de réduction, lisible, stable et de long-terme, à l'horizon 2030.

Recommandation n° 2

Reconsidérer les politiques de soutien aux énergies renouvelables en remplaçant les tarifs d'achat pour les technologies qui ont atteint la maturité technologique par des mécanismes de type « marché + prime² » et par des appels d'offres portant sur des quantités limitées, en soumettant les énergies renouvelables aux mêmes responsabilités que les énergies conventionnelles et en arrêtant enfin le paiement des tarifs d'achat lorsque les prix de gros sont négatifs ou lorsque les lignes sont saturées.

Recommandation n° 3

Lancer des réformes structurelles du marché européen du carbone en introduisant des prix plancher et plafond afin de donner un signal-prix clair pour les investissements de long terme et en créant une banque centrale du carbone afin de disposer d'une certaine marge d'ajustement.

(1) Voir le premier chapitre : « Le marché européen de l'électricité à la croisée des chemins », par Dominique Auverlot, Étienne Beeker, Gaëlle Hossie, Aude Rigard-Cerison (CGSP) et Louise Oriol (Direction générale de l'énergie et du climat).

(2) La rémunération « marché + prime », comme son nom l'indique, additionne la valeur de l'électricité vendue sur le marché à une prime spécifique, ce qui permet d'assurer la rentabilité de l'installation.

Recommandation n° 4

Achever le marché européen de l'électricité en étendant le marché journalier (*day-ahead market*) à d'autres pays européens, en améliorant le marché infra-journalier et en construisant, après une analyse coût-bénéfices, de nouvelles interconnexions entre les États membres.

Recommandation n° 5

Réaffirmer le rôle des États membres dans le choix de « la structure générale de leur approvisionnement énergétique » : conformément à ce principe, ils seraient ainsi responsables du design de leur mécanisme national de capacité dès lors qu'il respecte les (éventuelles) règles européennes encadrant ces mécanismes, mais ils devraient soumettre leur politique énergétique à des *peer reviews* européennes afin de permettre à chaque État membre de prendre connaissance du programme d'investissement et du design des mécanismes de capacité de leurs voisins.

Recommandation n° 6

Renforcer les coopérations de recherche et développement entre États membres pour les technologies qui n'ont pas encore atteint une certaine maturité.

Recommandation n° 7

Autoriser les contrats de long terme afin de favoriser les investissements de long terme dans une production à faibles émissions de carbone.

Le marché européen de l'électricité à la croisée des chemins

Dominique Auverlot, Étienne Beeker, Gaëlle Hossie,
Louise Oriol et Aude Rigard-Cerison

Les déficiences des marchés européens de l'électricité sont devenues flagrantes. Les prix de gros baissent alors que les prix au détail ne cessent de croître. Les centrales au charbon sont désormais plus rentables que les centrales au gaz. Les émissions de CO₂ augmentent dans certains pays. Alors que des investissements sont nécessaires pour la production d'électricité – environ 50 milliards d'euros par an jusqu'en 2050 –, le secteur est de moins en moins rentable et l'incertitude grandit.

Le chevauchement des politiques énergétiques européennes, la crise économique et la révolution du gaz de schiste aux États-Unis sont les principaux facteurs de ces déficiences. Ils sont également responsables de l'échec relatif des trois objectifs de la politique énergétique européenne (sécurité d'approvisionnement, préservation du pouvoir d'achat et de la compétitivité, lutte contre les émissions de gaz à effet de serre).

Pour s'orienter vers un nouveau marché intérieur de l'électricité, quatre questions sont à examiner. Comment créer des investissements à long terme ? Comment intégrer les énergies renouvelables au marché ? Comment apporter les améliorations nécessaires à l'EU ETS ? Enfin, quelles sont les prochaines étapes vers un véritable marché intégré ?

1. Bref historique

Des modèles verticalement intégrés à la libéralisation des secteurs de la production et du détail

L'organisation du secteur de l'électricité était autrefois l'apanage des gouvernements nationaux. Les réglementations variaient d'un pays à l'autre, mais la majorité du secteur présentait les caractéristiques d'un modèle verticalement intégré. Dans les années 1970-1980, ces modèles intégrés ont été de plus en plus critiqués car

considérés comme d'une efficacité inférieure à ce que la libéralisation pouvait offrir. Ainsi, dans les années 1980, certains pays ont commencé à injecter plus de concurrence dans les secteurs de la production et du commerce de détail. La libéralisation du secteur de l'énergie a été conduite par la Commission européenne, qui voyait là l'occasion de créer un marché intégré. En autorisant la concurrence et donc en augmentant le nombre d'acteurs sur le marché, on escomptait une baisse des prix de détail pour les consommateurs finaux, hypothèse fondée sur la conviction que la concurrence tend à supprimer les actifs non performants et non compétitifs. En outre, pour les entreprises d'État du secteur de l'énergie, les entreprises privées étaient considérées comme plus efficaces pour gérer ces actifs. La libéralisation était aussi censée sécuriser l'approvisionnement, la présence d'un plus grand nombre d'acteurs sur le marché pour permettre aux entreprises implantées dans des pays différents de vendre leur production à d'autres pays *via* des interconnexions transfrontalières.

Création du marché intérieur de l'énergie

Depuis la fin des années 1990, la Commission européenne a progressivement mis en place un marché intérieur de l'énergie (MIE) pour l'électricité et le gaz. Pour l'électricité, la directive 96/92/CE – plus tard remplacée par la directive 2003/54/CE – posait le cadre réglementaire et les règles communes du marché intérieur et régula l'accès à une tierce partie, la dissociation et la libéralisation de l'approvisionnement. Le MIE proposait une extension du processus de « réalisation du marché unique » initié dans les années 1980. Stimulée par la libéralisation et la restructuration au Royaume-Uni, la Commission a tenté d'étendre les principes d'un marché intérieur plus vaste à l'électricité et au gaz après 1990, en se heurtant toutefois à une forte résistance de la part des énergéticiens et des gouvernements français et allemand.

En 2007, un rapport de la Commission européenne sur les progrès réalisés en la matière soulignait que les exigences des différentes directives sur l'électricité et le gaz n'avaient pas été respectées par certains États membres¹. Un nouveau paquet législatif, appelé « troisième paquet Énergie », a donc été adopté en juillet 2009. L'objectif était d'introduire des règles communes pour la production et la transmission (avec notamment la dissociation des réseaux de transmission et de la production), la distribution et l'approvisionnement en électricité. Des autorités de régulation nationales ont été instaurées dans chaque État membre, ainsi qu'une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et un Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de l'électricité (ENTSO-E). Ce « paquet » fixait également des obligations de service universelles, définissait les droits des consommateurs et clarifiait les exigences en matière de concurrence.

(1) Une des conclusions du rapport est que la surveillance réglementaire, la dissociation et les tarifs de vente réglementés, ainsi que la notification des obligations de service public se sont avérés insatisfaisants.

La communication 2012 de la Commission¹ rappelle que l'Union européenne a besoin d'un marché intérieur de l'énergie concurrentiel, intégré et fluide, qui pourrait fournir une base solide pour la distribution d'électricité et de gaz où cela est nécessaire. Pour surmonter les défis énergétiques et climatiques de l'Europe et garantir un approvisionnement en énergie abordable aux ménages et aux entreprises, la Commission entend veiller à ce que le marché intérieur européen de l'énergie soit performant et flexible. Malgré des avancées majeures ces dernières années, des efforts restent à fournir pour mieux intégrer les marchés, améliorer la concurrence et répondre à de nouveaux défis. La feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 de la Commission souligne que l'intégration complète des réseaux et des systèmes énergétiques européens et une plus grande ouverture des marchés de l'énergie sont essentielles pour réussir la transition vers une économie sobre en carbone et pour maintenir une sécurité d'approvisionnement au moindre coût.

Le modèle cible pour l'électricité, les initiatives régionales et le couplage des marchés à un jour

Le troisième paquet Énergie prévoit la mise en œuvre d'un modèle cible pour les marchés de l'électricité et du gaz en Europe d'ici 2015. Son principal objectif est d'assurer une utilisation optimale des centrales électriques et de l'infrastructure de transmission à travers l'Europe par le biais d'une utilisation optimale de la capacité du réseau de transmission et de façon coordonnée, avec des prix fiables et une liquidité du marché journalier (avec couplage de prix unique), tout en mettant en place des marchés à terme et des marchés infra-journaliers performants (avec une plate-forme européenne pour des transactions continues dotées d'une allocation implicite de capacité).

Partie prenante de ce paquet, l'ENTSO-E doit définir un cadre juridique pour les codes de réseaux, en accord avec les orientations-cadres définies par l'ACER.

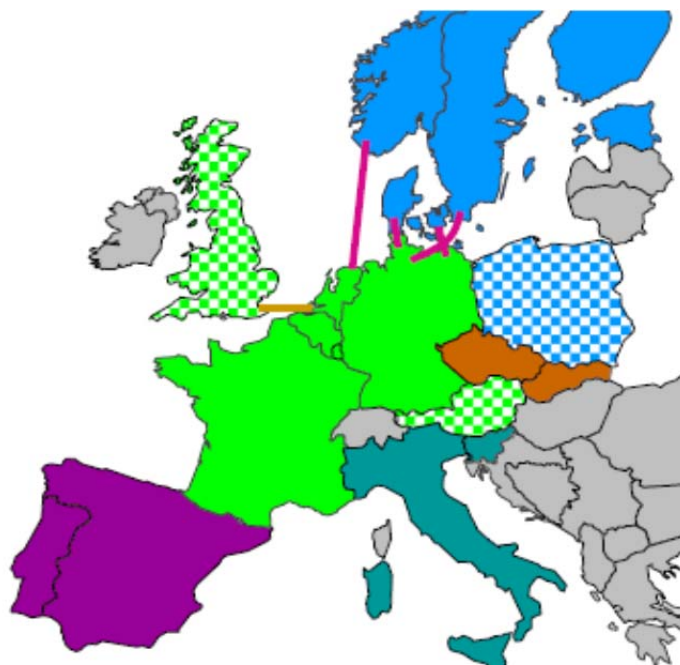
En parallèle, un processus ascendant d'intégration du marché est en cours avec la création des initiatives régionales (IR) et d'autres projets indépendants d'intégration régionale tel le couplage de marché trilatéral (*voir graphique ci-dessous*). Un certain nombre de succès ont été remportés : le couplage de marchés sur une base régionale a notamment permis des gains d'efficacité dans l'utilisation des interconnexions et entraîné une convergence des prix entre marchés. En effet, le couplage des marchés optimise l'allocation des flux commerciaux transfrontaliers, ce qui améliore l'intégration des marchés nationaux. Il implique à la fois les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et les bourses de l'électricité, et vise une meilleure utilisation des capacités transfrontalières disponibles, entraînant une harmonisation des prix dans les pays interconnectés. Le couplage des prix crée une zone d'échange unique et un prix unique quand les interconnexions le permettent (quand elles ne sont pas saturées).

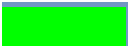




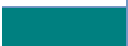


(1) Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, « pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie », COM(2012) 663 final.

En 2006, la France, la Belgique et les Pays-Bas ont mis en place le couplage des prix. En 2010, l'Allemagne et le Luxembourg ont rejoint cette initiative, avec pour conséquence une forte augmentation de la convergence des prix entre ces cinq pays qui forment le marché de la zone Europe Centre-Ouest (*Central West Europe – CWE*). En effet, le prix du marché de gros a été identique en France et en Allemagne pendant 67 % du temps en 2011 et 64 % en 2012. Selon la bourse EPEX Spot, au cours du premier semestre 2013, les prix à un jour sont restés les mêmes pendant seulement 42 % du temps. Ces chiffres pointent une limitation des interconnexions entre la France et l'Allemagne.

Plusieurs zones de couplage de marchés existent en Europe aujourd'hui, comme le montre la carte suivante.

Situation de couplage de marchés à la fin de l'année 2011



Enchères implicites régionales		
	CWE	Couplage de prix
	Autriche	Prix autrichien couplé avec l'Allemagne et la zone CWE
	BritNed	Prix du Royaume-Uni couplé avec les Pays-Bas et la zone CWE
	Pays nordiques + Estonie	Couplage de prix, incluant la Pologne <i>via</i> la SwePol
	ITVC	Couplage de volume entre la zone CWE et la zone nordique
	Italie-Slovénie	Couplage de prix
	Mibel	Couplage de prix
	Tchéquie-Slovaquie	Couplage de prix

Source : APX-Endex

Une nouvelle étape importante vers l'achèvement du marché intégré est prévue dans un avenir proche. Il s'agit du couplage par les prix des marchés journaliers de l'électricité au sein de la zone Nord-Ouest de l'Europe (*North-Western Europe – NWE*) qui couvrira l'Allemagne, l'Autriche, la France, la Belgique, les Pays-Bas, le Luxembourg, le Royaume-Uni, le Danemark, la Finlande, la Suède, la Norvège, l'Estonie, la Lettonie, la Lituanie et la Pologne (*via* la ligne SwePol). La demande en électricité des pays de la zone NWE représente environ 75 % de la demande européenne. Néanmoins, la prochaine (et dernière) étape vers un marché intégré sera la mise en place d'un marché européen unique, pour les marchés journaliers mais également pour les marchés infra-journaliers, à terme et les marchés d'ajustement.

Des avancées techniques importantes

Depuis 1996, des avancées importantes ont été réalisées en faveur du marché unique européen. Alors que la concurrence était inexistante, elle existe désormais pour la production comme pour la fourniture (à l'exception de certains pays). Les marchés sont devenus plus liquides même si des progrès restent à faire, notamment en Europe de l'Est.

La transparence a également progressé, avec des données publiées presque en temps réel. Le troisième paquet a ainsi guidé l'intégration du marché grâce à un cadre réglementaire pan-européen. Des initiatives de couplage de marché ont été prises et certaines zones couplées seront bientôt fusionnées, ce qui contribuera au marché unique européen. Dans les années à venir, la zone NWE sera fusionnée (dans le cadre de l'initiative PCR, *Price Coupling of Regions*) avec les marchés de l'Italie-Slovénie, de l'Espagne-Portugal et de la République tchèque-Slovaquie. Des avancées encore plus importantes sont à prévoir avec la mise en œuvre de codes de réseaux, en accord avec les modèles cibles, même si certains de ces codes de réseaux sont susceptibles de prendre du retard à cause d'obstacles relatifs aux différentes approches adoptées par chaque GRT.

2. Un marché en crise

Vingt ans après le début de la libéralisation, les résultats sont mitigés. D'un côté, le marché intérieur de l'énergie est une réussite. De l'autre, la construction du marché européen de l'électricité est confrontée à plusieurs dysfonctionnements.

Une situation de surproduction et des volumes importants d'énergies renouvelables ont entraîné la chute des prix de gros

Alors qu'elle avait augmenté en moyenne d'environ 50 TWh par an au sein de l'UE-27 entre 2000 et 2007 (soit environ 1,7 % par an), la demande en électricité est restée en 2012 à 4 % environ (112 TWh) sous le pic atteint en 2008. Sur cette même période, la

production d'énergies renouvelables a augmenté de 176 TWh, à tel point que la production conventionnelle a chuté de 288 TWh.

Parallèlement, le volume important de sources d'énergies renouvelables, dont les coûts marginaux (*voir encadré n° 1 ci-dessous*) sont proches de zéro pour le solaire photovoltaïque et l'éolien, est subventionné hors du marché et dispose d'un accès prioritaire au réseau. Par conséquent, les coûts d'ajustement du système retombent sur les producteurs conventionnels. Quelle que soit leur production, les énergies renouvelables remplacent les autres technologies (qui produisent à des coûts marginaux plus élevés) et entraînent une baisse des prix de gros (*voir encadré n° 2*). Parce qu'elles sont subventionnées hors du marché, elles continuent de produire même quand le système est en surproduction. Cela conduit dans certains cas à des distorsions importantes dans la dynamique des prix de l'énergie, telles que des prix de l'énergie négatifs.

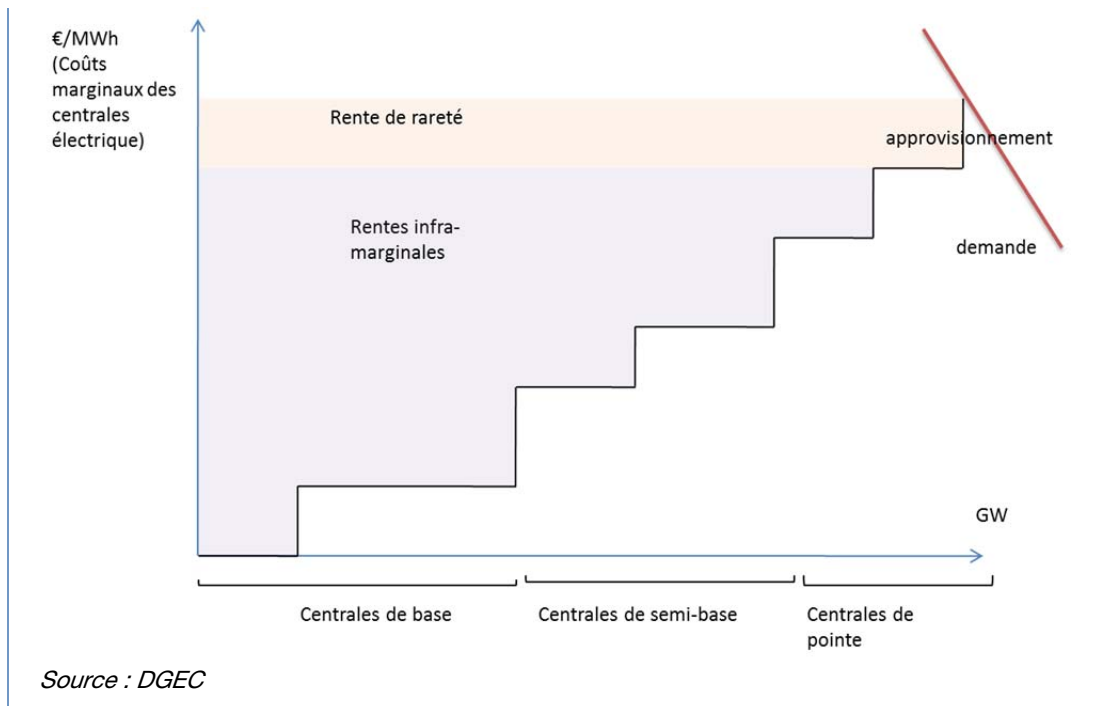
Encadré n° 1

Modèle de tarification au coût marginal

En théorie, dans une situation de parfaite concurrence, le prix est fixé au coût marginal de la dernière centrale électrique « mobilisée » pour répondre à la demande. En effet, chaque centrale électrique peut être classée selon ses coûts marginaux de production à court terme (coûts d'exploitation et de maintenance), de telle sorte que les centrales avec les coûts marginaux les plus faibles sont mobilisées en premier pour répondre à la demande et que les centrales avec les coûts marginaux les plus élevés sont appelées en dernier : l'ordre ascendant des coûts marginaux de production des centrales électriques est appelé l'**ordre de préséance économique** (*merit order*).

L'ordre de préséance économique illustre le fait que l'électricité produite par les centrales avec les coûts nets les plus bas est distribuée en premier, ce qui permet de minimiser les coûts globaux du système électrique pour les consommateurs. Pour les centrales avec les coûts marginaux les plus faibles, le prix est souvent fixé à un niveau bien plus élevé que les coûts marginaux : pour ces centrales, cela entraîne une rente appelée **rente infra-marginale**. Ainsi, dans le cadre de ce modèle, le mix de production est optimisé et la rente infra-marginale permet aux centrales électriques de couvrir les dépenses d'investissement.

Pour les centrales de pointe, les dépenses d'investissement (qui sont cependant plus basses que celles des centrales de base) sont supposées être couvertes par les **rentes de rareté** qui surviennent lors des périodes de très forte demande (et qui résultent en des prix très élevés). Ceci est fondé sur la théorie de la « tarification des demandes en pointe », selon laquelle la tarification marginale en période de pointe permet le recouvrement des coûts d'investissement grâce à la rente de rareté que tous les producteurs d'énergie perçoivent quand le système est tendu. L'hypothèse sous-jacente est que les prix de l'énergie pourraient atteindre la « valeur de défaillance » (*value of lost load - VOLL*) pendant les périodes de pénurie et cela amènerait naturellement les acteurs du marché à profiter de ces périodes de prix élevés pour couvrir leurs coûts fixes.

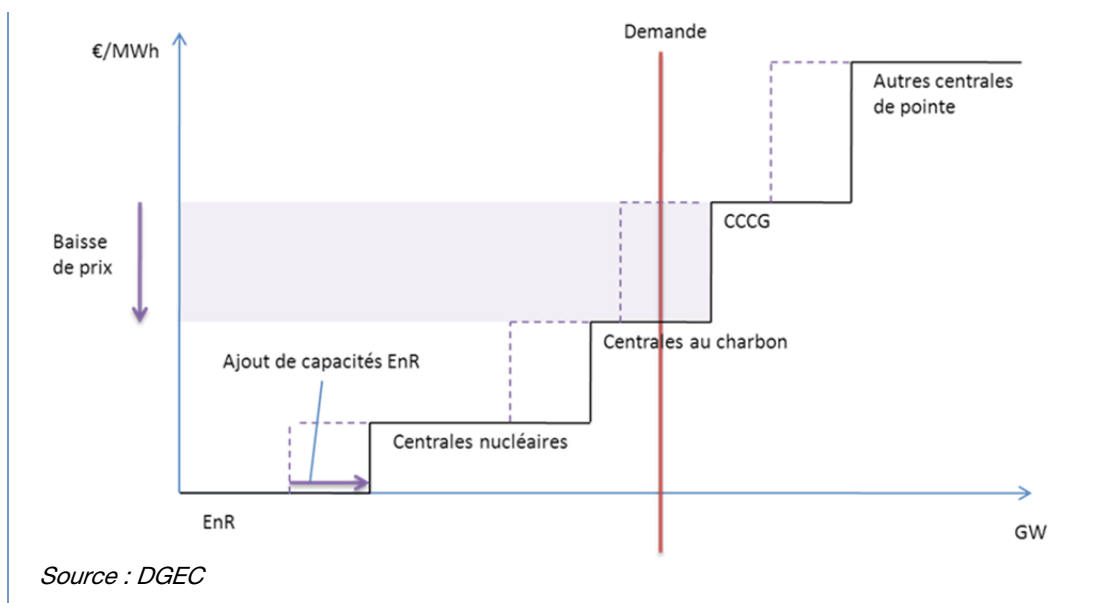


Encadré n° 2 Manque de rémunération à la pointe et effet de l'ordre de préséance économique

La théorie du « manque de rémunération à la pointe » (ou *missing money*), qui ne fait pas consensus académique, invoque le fait que pour de nombreuses raisons, qui vont du plafonnement des prix au caractère politiquement non acceptable de prix trop élevés, les prix de l'électricité ne peuvent pas, en pratique, atteindre la « valeur de défaillance », ce qui entraîne une pénurie chronique des revenus pour les exploitants de centrales. Par exemple, les plafonnements des prix ont été fixés en France et en Allemagne sur le marché de l'électricité à +/- 3 000 €/MWh, ce qui signifie que le prix ne peut pas dépasser cette limite. Jusqu'à présent, le plafond de + 3 000 €/MWh n'a jamais été atteint sauf à une occasion, suite à un mauvais fonctionnement de la bourse de l'électricité.

Par ailleurs, tout nouvel ajout de capacités en ENR modifie l'ordre de préséance économique, comme l'illustre le graphique ci-dessous.

Cela engendre une baisse des prix et diminue ainsi les rentes infra-marginales et les facteurs de charge des centrales électriques à cycle combiné gaz (CCG) et des autres centrales de pointe qui ne perçoivent pas de rentes suffisantes pour couvrir leurs coûts d'investissement. Cela amplifie le problème du manque de rémunération à la pointe.



En outre, l'essor rapide de la production à base d'ENR n'a pas été suivi par le développement du réseau nécessaire au système. Ainsi, les ENR entraînent des externalités de réseaux comme des réductions dans les capacités transfrontalières, ce qui conduit à une diminution de la convergence des prix sur le marché de la zone Europe Centre-Ouest. Alors que la convergence des prix était d'environ 66 % en 2011 pour les pays de cette zone, elle a chuté à 46 % en 2012.

Une utilisation et un rendement en baisse des centrales thermiques et une situation difficile pour les grands électriciens traditionnels ont suscité des inquiétudes sur la sécurité d'approvisionnement

La production d'électricité à partir d'ENR subventionnées s'est en partie substituée à la production des centrales thermiques. Combinée à la baisse de la demande en électricité suite à la crise économique, cette évolution a fortement réduit les facteurs de charge des centrales à gaz.

De plus, les prix de gros de l'électricité ont chuté à des niveaux qui sont désormais déconnectés des coûts de production conventionnelle, et qui reflètent la pression à la baisse sur les prix associée au développement des énergies renouvelables. Ainsi, les dix plus grands électriciens européens ont déjà annoncé la fermeture de 38 GW, mais l'IHS CERA a estimé que 113 GW supplémentaires (sur les 330 GW des centrales thermiques en fonctionnement dans l'UE-27¹) sont menacés de fermeture d'ici les trois prochaines années si aucune régulation n'est mise en place. Ces retraits importants de capacités pourraient rapidement contrebalancer la situation de surproduction et entraîner des marges de capacité négatives.

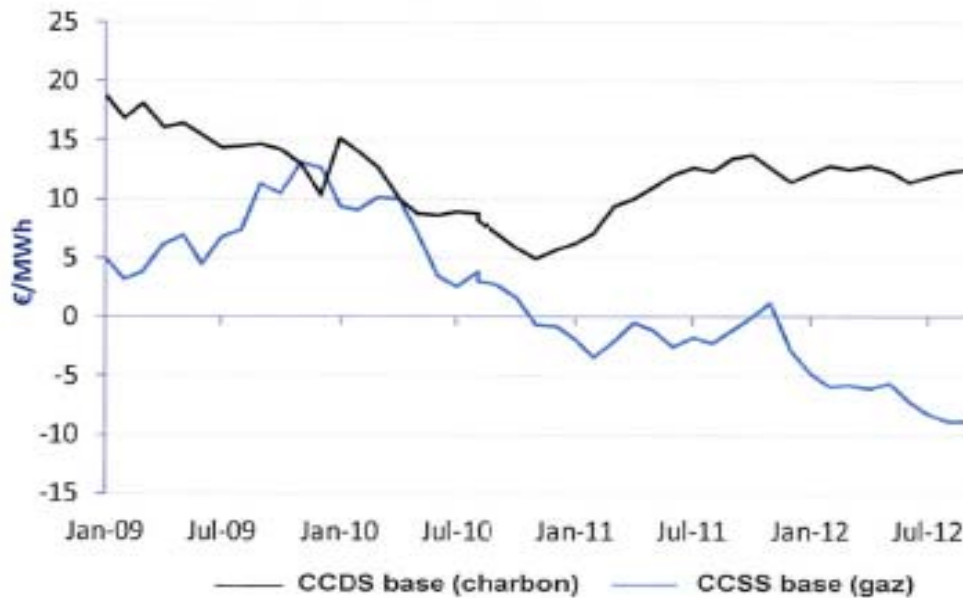
(1) Voir l'étude de plusieurs clients du IHS CERA : *Keeping Europe's Lights on: Design and Impact of Capacity mechanisms*, août 2013.

Qui plus est, les principaux investisseurs traditionnels du secteur de l'électricité – les grands électriciens européens – sont dans une situation financière précaire puisqu'ils entrent dans un cycle d'investissement important. La dette nette totale des dix plus grands électriciens européens a presque doublé au cours des cinq dernières années pour atteindre environ 280 milliards d'euros. Ils ne seront capables de contribuer au financement en fonds propres que d'une petite partie des 40 à 60 milliards d'euros nécessaires par an pour la production d'électricité dans les prochaines décennies.

Le regain du charbon a entraîné une augmentation des émissions de CO₂ en Allemagne, au Royaume-Uni et ailleurs

Le prix du carbone de l'EU ETS était censé fournir une incitation pour sécuriser les investissements de long terme dans les technologies peu émettrices de CO₂. Mais les quotas de carbone se sont échangés en dessous de 10 €/tCO₂ ces deux dernières années sur le marché ETS. Associé à des prix bas du charbon, cela a entraîné la hausse de la rentabilité des centrales à charbon aux dépens des centrales électriques à cycle combiné gaz (CCG). En effet, ces deux dernières années, les *clean spark spreads* (CSS)¹ sont devenus inférieurs aux *clean dark spreads* (CDS) et sont même négatifs alors que les CDS sont toujours positifs.

**Prix du charbon comparé au prix du gaz naturel
(progression de la compensation carbone)**



Évolution des CDS et des CSS entre 2009 et 2012 – source : GDF Suez

(1) Les *clean spark spreads* pour les centrales au gaz et les *clean dark spreads* pour les centrales au charbon représentent la différence entre les prix de l'électricité et le coût de production de la centrale (qui dépend des prix des combustibles et du CO₂). Cela donne la marge brute théorique de la centrale.

Le passage du gaz au charbon est ainsi observé dans l'ordre de préséance économique avec des centrales à charbon plus compétitives que des CCG flambant neuves. Il faudrait atteindre environ 40 à 50 €/t CO₂ pour passer du charbon au gaz, dans les conditions actuelles de prix de ces combustibles. Ainsi, des CCG ont été fermées à travers toute l'Europe, les nouveaux investissements dans le secteur du gaz ont été réduits et, par conséquent, les émissions de GES sont en hausse dans certains pays : entre 2011 et 2012, elles ont augmenté d'environ 1,5 %¹ en Allemagne alors que la consommation d'électricité a baissé de 4,6 %.

Une augmentation importante des prix de détail entraîne une hausse de la précarité énergétique et de l'autoconsommation

Alors que les prix de gros de l'électricité ont fortement diminué (les prix français de l'électricité sur le marché J+1 étaient en moyenne de 70 €/MWh en 2008 et sont désormais de 42 €/MWh en 2013), les prix de détail pour les consommateurs résidentiels et tertiaires ont augmenté de 7 % par an au sein de l'UE. Pour les consommateurs industriels, ils ont augmenté de 21 % entre 2008 et 2012. Cette hausse des prix de détail est principalement due aux coûts des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables financés par des contributions et des taxes prélevées auprès du consommateur final. En Allemagne, la contribution aux énergies renouvelables par le biais de l'EEG (*Erneuerbare Energien Gesetz* ou loi de 2001 sur les ENR) est passée, pour les consommateurs résidentiels, de 2 €/MWh en 2000 à 36 €/MWh en 2012 et 62 €/MWh en 2014². En effet, selon les quatre opérateurs allemands, le coût annuel des tarifs de rachat des énergies renouvelables en Allemagne va atteindre 23,6 milliards d'euros en 2014, contre 20,4 milliards en 2013. Les coûts de soutien aux énergies renouvelables en Europe ont augmenté de plus de 30 milliards en 2012 (sans tenir compte des coûts liés au renforcement, à l'ajustement et au recours à des capacités de production d'appoint). Certains pays européens, dont l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie, ont récemment réduit leurs généreux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, qui avaient entraîné un déploiement spectaculaire – et incontrôlé – des énergies renouvelables, en particulier du secteur solaire photovoltaïque.

En Allemagne, les prix du détail pour les consommateurs résidentiels sont parmi les plus élevés en Europe alors que les prix de gros représentent environ 15 % du prix total du consommateur final. Les tarifs pour les industriels sont deux fois plus élevés qu'aux États-Unis. Il faut ajouter à cela le développement nécessaire du réseau pour lui permettre de supporter les volumes importants d'ENR, ce qui entraînera des coûts additionnels pour les consommateurs.

(1) Dans l'ensemble des secteurs, et pas seulement dans le secteur de la production d'électricité.

(2) Les industries électro-intensives bénéficient d'exemptions qui diminuent leur contribution à l'EEG en €/MWh.

Au Royaume-Uni, un débat virulent a opposé le Premier ministre et Edward Miliband (chef de l'opposition travailliste et ancien secrétaire d'État à l'Énergie) à la Chambre des communes le 30 octobre 2013 pour tenter de comprendre pourquoi, malgré la stabilisation relative des prix de gros depuis un an, les prix au détail ont augmenté de 10 %. Le secrétaire d'État à l'Énergie en poste a annoncé une nouvelle révision de la concurrence sur le marché.

La hausse des prix de l'électricité et la crise économique ont entraîné une augmentation importante de la précarité énergétique au cours des dernières années en Europe : 50 millions à 125 millions de personnes sont touchées par la précarité énergétique¹.

D'un autre côté, alors que les prix de détail augmentent, l'autoconsommation devient de plus en plus rentable pour les consommateurs résidentiels qui peuvent se permettre d'installer des panneaux photovoltaïques sur leur toiture. L'autoconsommation consiste en la consommation d'énergie autoproduite sans avoir recours à une tierce partie. En pratique, ces consommateurs ne sont pas autosuffisants tout au long de l'année. À certaines périodes, ils consomment plus que ce qu'ils produisent, à d'autres périodes, ils ne produisent pas (pendant la nuit) et à d'autres périodes encore, ils consomment moins que ce qu'ils produisent (le surplus de leur production est injecté dans le réseau).

L'autoconsommation est très développée dans l'industrie, généralement avec la cogénération de chaleur, et elle commence à se développer progressivement parmi les clients résidentiels. Aujourd'hui en Allemagne, 2 ou 3 TWh de photovoltaïque décentralisé sont évalués comme étant autoconsommés, mais ce volume augmente très rapidement. En effet, comme le prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels en Allemagne va dépasser 300 €/MWh en 2014, alors que le tarif de rachat du photovoltaïque est inférieur à 150 €/MWh, il devient clairement plus intéressant d'autoconsommer que de percevoir le tarif de rachat. Cependant, le problème de l'autoconsommation est que dans l'état actuel des réglementations, les autoconsommateurs ne paient pas le niveau de service adéquat par rapport au système fourni (la partie des tarifs proportionnelle à la consommation qui comprend les taxes, l'énergie variable et l'accès au réseau). Ces coûts sont ainsi répartis entre les autres consommateurs, augmentant encore leurs factures.

3. La situation actuelle

Les enjeux de la politique énergétique européenne peuvent être résumés en un « trilemme » de trois objectifs : sécurité d'approvisionnement, changement climatique et accessibilité. Le principal défi serait d'atteindre ces objectifs simultanément.

(1) EPEE (2009), *Lutter contre la précarité énergétique en Europe*.

Cependant, pour le moment, trois facteurs principaux empêchent d'atteindre ces objectifs :

- le chevauchement des politiques énergétiques européennes, en particulier du marché intérieur de l'énergie, avec le paquet climat-énergie, qui conduit au fait qu'un grand nombre d'ENR sont subventionnées « hors du marché » : ces arbitrages créent d'importantes distorsions sur le marché de l'électricité ;
- la crise économique, qui, associée au paquet climat-énergie, a provoqué une situation de surcapacité ;
- la révolution du gaz de schiste aux États-Unis qui remet le charbon au centre de la scène européenne.

Par conséquent, les signaux économiques du marché intérieur de l'énergie et de l'EU ETS sont très faibles et insuffisants pour soutenir les nouveaux investissements nécessaires à la décarbonisation du secteur et au renouvellement des infrastructures existantes.

Le chevauchement des politiques européennes crée des distorsions sur le marché européen de l'électricité : les objectifs doivent être clarifiés

Le Marché intérieur de l'énergie (MIE) a été lancé dans les années 1990, l'EU ETS en 2005. Le paquet climat-énergie a été mis en place par les dirigeants européens en mars 2007 et adopté à la fin de l'année 2008. Cependant, le chevauchement du MIE et du paquet climat-énergie n'a pas été pris en compte et les arbitrages n'ont pas été examinés.

Il semble qu'en adoptant le paquet climat-énergie, les décideurs politiques se soient concentrés sur l'angle écologique du trilemme politique, laissant les deux autres aspects (sécurité d'approvisionnement et accessibilité) et le MIE en dehors des discussions. En effet, le paquet climat-énergie est un ensemble de mesures législatives contraignantes assurant à l'Union européenne l'atteinte d'objectifs ambitieux en matière de climat et d'énergie en 2020. Ces trois objectifs, connus sous le nom d'objectifs « 20-20-20 » (ou « 3x20 ») sont les suivants :

- réduire de 20 % les émissions de gaz à effets de serre de l'UE par rapport au niveau de 1990 ;
- porter à 20 % la part de la consommation énergétique européenne produite à partir de ressources renouvelables ;
- accroître de 20 % l'efficacité énergétique de l'UE.

Ces objectifs ont été adoptés à la fin de l'année 2008, dans un contexte de prospérité économique et de croissance (+ 2,8 % par an en moyenne entre 2004 et 2007 pour l'UE-28) et d'augmentation des prix des combustibles fossiles (de 9 dollars par baril en 1998 à 145 dollars par baril à la fin du mois de juillet 2008). L'hypothèse des dirigeants européens était que ces tendances allaient persister, que les énergies

renouvelables allaient devenir compétitives sans subventions supplémentaires dans les prochaines années et que l'Union européenne deviendrait le leader dans la conception et la production d'énergies renouvelables. Cependant, une fois le paquet climat-énergie lancé, ces hypothèses se sont révélées fausses. La crise économique a réduit la demande et, suite à la révolution du gaz de schiste, le prix du charbon a baissé. Les prix des combustibles fossiles se trouvaient alors bien en dessous de leur niveau de juillet 2008.

Concernant le paquet climat-énergie, deux sortes de chevauchement peuvent être soulignées :

- au sein du paquet climat-énergie : les trois objectifs (efficacité énergétique, développement des ENR, réduction des émissions de CO₂) ne sont pas indépendants : les politiques en matière d'efficacité énergétique et de soutien aux ENR ont un impact sur les émissions de CO₂ et donc sur l'EU ETS, le développement des ENR a un impact sur la maîtrise de la demande puisqu'il fait baisser les prix du marché de gros, rendant la maîtrise de la demande moins rentable... Pour l'un des trois objectifs (émissions de CO₂), le dispositif de soutien est européen (EU ETS), alors que pour les deux autres, l'Union européenne a laissé les États membres mettre en œuvre des politiques nationales ;
- entre le MIE et le paquet climat-énergie : les interventions politiques dans le cadre du paquet climat-énergie ne sont pas sans conséquence sur la structure et le modèle des marchés de l'électricité. Les relations entre le MIE et le paquet climat-énergie ont sûrement été sous-estimées et les interventions politiques du paquet climat-énergie ont affaibli le MIE.

De plus, aucun objectif de compétitivité n'a été pris en compte.

Ces objectifs qui se chevauchent ont créé des distorsions sur les marchés européens de l'électricité. Avant d'adopter de nouveaux objectifs en matière de politique énergétique, qui interféreraient avec des politiques énergétiques existantes, les recouvrements doivent être sérieusement étudiés, afin de les minimiser. En conclusion, concernant les objectifs de 2030, il serait plus efficace de considérer la réduction des émissions de CO₂ comme le principal, sinon le seul, objectif climatique. Des objectifs secondaires pourraient être ajoutés uniquement après examen approfondi et en complément de l'objectif principal.

Le paquet climat-énergie a conduit aux ENR subventionnées « hors marché », donc à de fortes distorsions sur le marché de l'électricité

Le paquet climat-énergie fixe un objectif d'ENR au niveau européen qui a été réparti au niveau national selon le potentiel et le PIB de chaque pays. Les mécanismes de soutien à ces ENR ont été confiés aux États membres qui ont défini des politiques nationales pour atteindre les objectifs. La plupart de ces politiques :

- ont principalement une approche par les prix (par opposition à une approche par les quantités, voir tableau suivant) : les tarifs d'achat (*feed-in tariffs*, FIT) ont été privilégiés mais ne réagissent pas aux prix du marché de gros. Dans certains pays, ils sont progressivement remplacés par des primes de rachats : primes *ex-post* tels les contrats sur différence au Royaume-Uni (*contracts for difference*, CFD) ou primes *ex-ante* en Espagne. Ces primes peuvent être considérées comme une amélioration par rapport aux FIT en termes de responsabilité des producteurs d'ENR ;
- ont une approche discriminante d'un point de vue technologique. Les dispositifs de soutien (FIT, primes, contrats sur différence) varient selon le type de technologies : en général, les panneaux photovoltaïques sont plus subventionnés que les éoliennes en mer, qui sont plus subventionnées que les éoliennes terrestres ;
- donnent aux ENR un accès prioritaire aux réseaux ;
- subventionnent le développement des technologies existantes plutôt que la recherche dans des secteurs technologiques moins matures.

Deux approches de politiques publiques pour corriger les défaillances du marché : approche par les prix *versus* approche par les quantités

Prix	Quantités
Les autorités publiques fixent les niveaux d'intervention financière. Les producteurs perçoivent une incitation financière pour produire un bien public.	Les autorités publiques fixent le niveau de bien public à atteindre, puis le divisent en objectifs individuels (quotas).
<i>Exemples</i> Pour réduire les émissions carbone : la taxe carbone. Pour développer les ENR : les tarifs de rachat, les primes de rachat, les contrats différentiels.	<i>Exemples</i> Pour réduire les émissions carbone : les quotas (EU ETS). Pour développer les ENR : les appels d'offres, le dispositif des certificats verts.

Les ENR sont des technologies avec un coût marginal proche de zéro et, en déplaçant l'ordre de préséance économique, elles entraînent une forte chute des prix de gros.

L'introduction d'un volume important de capacités d'ENR intermittentes sur le réseau, à un rythme soutenu, a augmenté les problèmes d'intermittence, a affaibli la sécurité d'approvisionnement et a menacé le modèle économique de certaines centrales électriques (le facteur de charge des centrales à gaz est réduit, les prix plus bas en période de pointe affectent le modèle économique de pompage-turbinage). Il faut souligner que le développement des ENR a été plus rapide que celui des réseaux électriques, ce qui crée un goulet d'étranglement quand les volumes d'ENR sont plus importants, le développement des infrastructures de réseaux prenant beaucoup plus de temps que celui des ENR. En effet, les infrastructures de réseaux sont sujettes à des procédures administratives longues et les projets sont souvent entravés par le manque d'acceptation des populations locales.

La crise économique réduit la demande en électricité, crée une situation de surcapacité et rend insignifiants les signaux-prix des marchés

La crise économique a considérablement réduit la demande en électricité, créant une baisse de la demande de 10 % alors que la production d'énergies renouvelables et thermiques a augmenté, provoquant une situation de surcapacité et une baisse des prix de gros, devenus plus volatils.

En 2007, le prix du CO₂ était de 17 euros la tonne en moyenne sur le marché de l'EU ETS. Cependant, suite à la crise économique et à la baisse de la demande, les émissions de CO₂ ont diminué, ce qui rend les objectifs en termes de CO₂ plus faciles à atteindre. Le prix du CO₂ sur le marché du carbone s'en trouve diminué, à tel point qu'il n'est plus considéré comme un signal suffisant à inciter les nouveaux investissements dans les technologies sobres en carbone. Dans cette situation, les marchés de l'électricité et du CO₂ ne représentent plus de bons indicateurs d'investissement à long terme.

En théorie, le marché de l'électricité devrait donner un signal-prix qui corresponde au coût marginal de la dernière centrale électrique « mobilisée » pour répondre à la demande. Cependant, aujourd'hui, le prix de gros est souvent plus faible que le coût marginal des centrales électriques amorties. Certaines centrales à gaz sont donc fermées alors qu'elles auraient été nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. De plus, la couverture des dépenses d'investissement n'est plus assurée par le marché.

Enfin, le différentiel sur le marché de gros entre le prix en base et le prix à la pointe ne cesse de se réduire, l'incertitude concernant la couverture des investissements, même pour le stockage hydraulique, est grandissante.

La révolution du gaz de schiste replace le charbon au centre de la scène européenne

Parallèlement à la crise économique, le développement de la production de gaz de schiste aux États-Unis est intervenu dans une période de prix des combustibles fossiles élevés, avant 2008. Les prix du gaz naturel aux États-Unis ont été divisés par deux au cours des cinq dernières années. Cela a entraîné un mouvement important du charbon vers le gaz aux États-Unis, qui rend disponibles des quantités importantes de charbon, à un faible coût, sur le marché européen. En Europe, les prix du charbon ont baissé de 20 % entre le début et la fin de l'année 2012. Ainsi, la production d'électricité à partir du charbon a augmenté dans la plupart des pays européens alors que la production des centrales au gaz a baissé entre 2011 et 2012.

Aucun des trois objectifs de la politique énergétique européenne n'a été réellement atteint

Du fait de la crise économique, des dispositions du paquet climat-énergie et du recours aux gaz de schiste, qui ont entraîné un développement inattendu et contracyclique des ENR, aucun des objectifs du trilemme n'a été atteint et la sécurité d'approvisionnement et l'accessibilité figurent à nouveau en tête de l'agenda politique européen :

- *compétitivité des prix pour les consommateurs* : alors que les prix de gros de l'électricité sont anormalement faibles à cause des distorsions, les prix finaux de l'électricité pour les consommateurs résidentiels, tertiaires et industriels (dans une moindre mesure puisqu'ils bénéficient d'allègements fiscaux) augmentent. Les conséquences sont doubles : les secteurs industriels perdent leur compétitivité, avec un risque important de localisation de nouvelles industries dans d'autres pays (aux États-Unis en particulier), et les consommateurs résidentiels sont confrontés à une plus grande précarité énergétique ;
- *sécurité d'approvisionnement* : la sécurité d'approvisionnement est menacée puisque de nombreux CCG seraient fermés ou provisoirement arrêtés si aucune intervention de régulation n'avait lieu, l'intermittence des ENR n'est pas encore bien gérée, les réseaux font face à des congestions et la sécurité d'approvisionnement demeure une prérogative nationale que les États membres ne sont pas prêts à céder à la Commission européenne ;
- *lutte contre le changement climatique* : même si l'objectif communautaire de réduction des émissions de GES de 20 % entre 1990 et 2020 est presque atteint (19,9 % à la fin 2012), le passage du gaz vers le charbon dans de nombreux pays nuit à l'objectif de décarbonisation.

Il faut agir : si aucune action n'est entreprise, la crise risque de s'accroître

Dans les dix prochaines années, la hausse de la demande en électricité restera faible, à cause de perspectives de croissance économique modestes (moins de 1 % par an) et d'une baisse possible de l'élasticité de la demande en électricité par rapport au PIB (si des politiques d'efficacité énergétique sont menées).

En parallèle, le développement des ENR, hors du marché dans la plupart des pays, devrait atteindre l'objectif d'une part de 20 % dans la consommation énergétique européenne.

Si aucune action n'est entreprise, les conséquences risquent de s'amplifier dans un avenir proche :

- une situation de surcapacité plus importante et une nouvelle baisse des prix de gros entraînées par le développement des sources d'énergie renouvelables ;

- une mauvaise rentabilité de la production thermique qui pourrait engendrer la fermeture de nombreuses centrales électriques et des ruptures d'approvisionnement ;
- une nouvelle hausse importante des prix de détail (surtout pour les particuliers) et le développement de l'autoconsommation (notamment en Allemagne) qui exigera une nouvelle approche des règles actuelles concernant les tarifs d'accès au réseau.

De plus, alors que les prix de gros ne reflètent pas le coût réel de la production d'énergie, les coûts de soutien aux ENR augmentent et sont supportés par le consommateur final. Il existe donc une totale déconnexion entre les prix de gros et les prix réellement payés par le consommateur final, qui pose désormais la question de l'autoconsommation. L'autoconsommation n'est pas encore un problème en France étant donné les tarifs de l'électricité relativement bas mais commence à le devenir en Allemagne. Comme expliqué plus haut, les autoproducteurs ne paient pas le juste niveau de services pour le système fourni, par exemple l'accessibilité au réseau. Ils ne paient pas non plus les taxes pour les énergies renouvelables, transférant alors ces charges sur les autres consommateurs, dont le nombre ne cesse de baisser quand celui des autoconsommateurs ne cesse d'augmenter. Alors que le prix par kWh payé par ces consommateurs « captifs » est à la hausse, les prix de la technologie photovoltaïque sont censés baisser, ce qui accroît encore le nombre d'autoconsommateurs.

Généralement, l'autoproduction est variable et intermittente, c'est le cas par exemple du solaire photovoltaïque. Elle s'appuie donc sur le réseau pour équilibrer sa consommation locale en cas de variation de production. Cependant, si les tarifs actuels sont basés pour la plupart sur une consommation volumétrique nette (les consommateurs paient toujours la partie fixe du tarif), au bout du compte les consommateurs ne paient quasiment rien pour les services essentiels du réseau. Ce phénomène a des inconvénients importants pour le système électrique, avec un problème de manque de rentabilité à la pointe, et pour la collectivité avec des conséquences sociales potentiellement importantes.

Enfin, comme on va le voir, il en résulte que les investissements dans la production d'électricité ne sont plus rentables, à l'exception des technologies soutenues par les tarifs de rachats des gouvernements et des CFD. Ainsi, le besoin en investissements et en garanties de la part des gouvernements sera de plus en plus important.

4. Suggestions pour un nouveau marché intérieur de l'électricité

Quatre points doivent être pris en compte de façon coordonnée, afin d'améliorer la situation actuelle :

- attirer les investissements dans le secteur ;
- réduire les dysfonctionnements causés par les dispositifs de soutien aux ENR en intégrant ces dernières sur le marché ;
- restructurer l'EU ETS ;
- achever la mise en place du marché intérieur.

La structure des coûts de l'industrie change et les conditions actuelles de marché n'incitent pas à l'investissement : certains pays envisagent donc des mécanismes de capacité et des contrats à long terme

Des investissements importants vont devoir être réalisés à court et long terme afin de décarboner le secteur et de renouveler les infrastructures vieillissantes. Cependant, la situation actuelle risque d'entraîner un manque d'investissement en raison de la faible rentabilité et de la baisse d'attractivité du secteur de l'électricité. **Ce manque d'investissement menace ainsi à la fois l'objectif de décarbonisation et la sécurité d'approvisionnement.**

De plus, les technologies sobres en carbone (technologies ENR, centrales nucléaires, etc.) changent la structure des coûts du marché parce qu'elles ont des dépenses d'investissement (CAPEX) élevées et de très faibles dépenses d'exploitation (OPEX) alors que les technologies fortement émettrices sont généralement caractérisées par des CAPEX plus faibles et des OPEX plus élevées. À plus long terme, dans les cas où les énergies renouvelables représenteraient une part majoritaire du mix électrique, ce changement de structure de coûts poserait sûrement la question de la validité de la théorie de la tarification au coût marginal qui a inspiré le processus de libéralisation. En effet, si cette théorie fonctionne bien avec les technologies ayant des coûts d'exploitation et de maintenance importants, cela n'est plus suffisant pour stimuler les investissements à cause des risques encourus, en particulier le fait que le marché de l'énergie ne fournira pas de revenus suffisants pour couvrir les dépenses d'investissement. Des travaux exploratoires pour étudier des modèles alternatifs à long terme (après 2025) devraient être entrepris.

Encadré n° 3

L'expérience brésilienne d'investissement dans de nouvelles capacités

Afin d'assurer sa sécurité d'approvisionnement, le Brésil a mis en œuvre un mécanisme qui requiert que les distributeurs (qui sont également en charge de l'approvisionnement en énergie des consommateurs finaux) couvrent les besoins en énergie de leurs consommateurs par le biais de contrats basés sur des appels d'offres organisés par le

gouvernement. Le système est fondé sur les besoins en énergie plus que sur les besoins de capacité à cause de la part importante de l'énergie hydroélectrique dans la production de l'électricité (environ 80 % de la production) : l'incertitude porte par conséquent sur la quantité d'énergie produite puisque les conditions climatiques peuvent grandement influencer le niveau de production. Cependant, cette situation particulière est extrêmement différente de la situation européenne.

Le marché brésilien de l'électricité s'organise autour d'un marché libre qui représente un quart des échanges d'électricité et auquel seuls les gros consommateurs peuvent participer, et autour d'un marché régulé pour le reste des échanges. Sur le marché libre, les consommateurs doivent signer un contrat avec un producteur qui couvrira l'ensemble de leurs besoins énergétiques. Sur le marché régulé, des appels d'offres publics sont organisés par un courtier en fonction des besoins du distributeur, et seuls les producteurs détenteurs d'une licence environnementale peuvent y participer. Le gagnant de l'appel d'offres est le producteur qui propose le prix le plus bas. Il est ensuite obligé de conclure des contrats par l'intermédiaire du courtier avec les distributeurs en fonction du niveau de leurs demandes. Le gouvernement fait la distinction entre les appels d'offres pour les capacités existantes (où les investissements sont déjà amortis) et pour les nouvelles capacités. Pour celles-ci, il a la possibilité de choisir la technologie (éolienne, thermique, etc.) même si cela reste généralement neutre à l'égard de la technologie. Pour les capacités existantes, les appels d'offres sont organisés un an avant le début de la fourniture et les contrats couvrent des périodes de 5 à 15 ans. Pour les capacités nouvelles, les appels d'offres sont organisés 3 à 5 ans avant le début de la fourniture et les contrats couvrent des périodes de 15 à 30 ans. Dans ce cas, les prix couvrent les coûts moyens actualisés de production de l'électricité (LCOE, *levelized cost of electricity*).

Entre 2005 et 2010, 23 appels d'offres ont été lancés pour des nouvelles capacités, correspondant à 61 GW et environ 500 nouvelles centrales. 97 % de ces nouvelles capacités proviennent des ENR.

Au-delà de la situation du secteur de l'électricité qui n'attire pas de nouveaux investisseurs, le manque de continuité des politiques énergétiques pendant la durée de vie des installations est un facteur qui explique le manque d'investissement. En effet, les investisseurs privés ne s'engagent pas à long terme et ne prennent pas le risque d'investir sans garantie des États parce que les gouvernements sont susceptibles de changer les règles et d'adopter de nouvelles politiques qui pourraient affecter leurs décisions d'investissements. Ainsi, les investisseurs privés ne souhaitent pas prendre le risque d'avoir des actifs obsolètes. **La continuité des règles pour l'ensemble des acteurs de l'énergie est un défi mais doit être considérée comme une priorité par les États membres et l'UE.**

Au cours des dernières années, les gouvernements ont endossé le rôle de gestionnaire de risques afin de stimuler les investissements dans les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. Une grande majorité d'entre eux a adopté des dispositifs organisés autour d'un acheteur unique. Ainsi, les risques sont transférés sur les consommateurs (qui n'ont pas la possibilité d'échapper à ce système, à l'exception des autoproducteurs) et les gouvernements.

Cela pourrait paraître en contradiction avec la directive du MIE qui encourage explicitement les changements à court terme et déstabilise les contrats à long terme. Une solution serait que le MIE facilite les contrats à long terme même si cela limite la possibilité pour les clients de changer de fournisseurs. En effet, les contrats à long terme ne vont pas forcément à l'encontre d'un système concurrentiel puisque l'on peut faire jouer la concurrence par le biais d'appels d'offres. Ainsi, les contrats à long terme pourraient être neutres à l'égard des technologies et soumis à des appels d'offres afin de maintenir la concurrence ; ils pourraient porter uniquement sur les dépenses d'investissement, qui représentent les coûts les plus importants pour les technologies fortement capitalistiques. Ils viendraient en complément de la concurrence sur les marchés spot et infra-journaliers.

Concernant la sécurité d'approvisionnement, elle est encore largement considérée comme une problématique nationale, raison pour laquelle les gouvernements sont à l'origine des mesures. Le débat perdure au sein des économistes pour savoir si cette intervention des États est légitime ou si les marchés sont plus à même de fournir la quantité optimale. Aucun consensus n'a été trouvé à ce propos. Il semble indéniable cependant que les gouvernements doivent agir lorsqu'un risque est anticipé. En effet, ce manque actuel d'investissements encourage désormais les gouvernements à prendre des mesures supplémentaires et à mettre en œuvre des mécanismes de capacité.

Plusieurs modèles peuvent être envisagés pour rémunérer la capacité, la question est désormais de savoir quel mécanisme serait le moins distorsif. En résumé, ces mécanismes de capacité devraient être neutres à l'égard des technologies et transparents. Ils devraient prendre en compte les possibilités d'importation depuis les pays voisins et être accessibles sans discrimination (notamment en mode transfrontalier).

Des règles du jeu équitables entre les technologies (ne pas exclure certaines technologies de production ou la maîtrise de la demande) doivent être établies sans aucune discrimination entre les centrales existantes et les nouvelles centrales.

À long terme, idéalement, la Commission européenne devrait établir un cadre commun (avec des principes communs) et les mécanismes de capacité mis en œuvre par les États membres devraient présenter des complémentarités. Le processus pourrait être similaire au développement des marchés spot, avec des initiatives régionales qui disposent de complémentarités et qui pourraient progressivement être fusionnées si chacun des pays y trouve des avantages. Cet objectif pose certaines difficultés parce que les besoins des pays européens sont très différents. La France rencontre des problèmes de gestion des périodes de pointe en hiver, le réseau allemand comprend des goulets d'étranglement et a besoin de plus de capacité dans certains Länder. Le Royaume-Uni doit remplacer une grande partie de ces capacités de production d'électricité de base à court terme.

Cependant, aux yeux de la Commission européenne, les mécanismes conçus de manière indépendante par chaque pays risquent de compromettre une plus forte intégration des marchés européens de l'électricité et de freiner la construction de nouvelles interconnexions : une approche coordonnée est nécessaire.

Les nombreuses distorsions liées aux politiques de soutien aux énergies renouvelables plaident pour des dispositifs basés sur le marché

Les politiques de soutien aux ENR ne devraient pas faire de distinctions parmi les technologies matures et leurs coûts devraient être plus explicites pour les consommateurs finaux. La situation actuelle entraîne souvent un développement mal optimisé de certaines technologies, sans corrélation avec les besoins, la localisation et les ressources disponibles (l'énergie éolienne, solaire ou la biomasse), d'où des problèmes de surcapacités. Il est urgent de mettre en place des règles du jeu équitables entre les différentes technologies ENR.

Les ENR sont distribuées en priorité, même quand les prix de gros sont négatifs (donc en dessous du coût marginal des ENR, qui est égal à zéro). L'interruption totale des ENR dans ces situations serait raisonnable, économiquement parlant. Une mesure à court terme pourrait consister à revoir les règles d'injection des ENR dans le réseau. Il est largement accepté que, pour les technologies matures, **les ENR devraient être intégrés au marché**, avec des mécanismes plus sophistiqués.

Si besoin, un système temporaire de rémunération complémentaire (par exemple un système de prime) peut être mis en place. Puisque l'implémentation de nouvelles règles est susceptible de prendre du temps, une première étape serait de suspendre dès maintenant le paiement des tarifs de rachat (ou des primes) pour tous les nouveaux contrats lorsque les prix de gros sont négatifs. Cela a été mis en place au Danemark dans le cas d'une ferme éolienne offshore. Le coût marginal des ENR qui est égal à zéro est alors plus élevé que le prix, et ces ENR ne doivent donc pas être rémunérées. Selon l'idée de Claude Mandil, lors de ces périodes, le producteur d'ENR disposera d'énergie « gratuite » en surplus qui pourra être stockée et utilisée ultérieurement. Il sera encouragé à investir dans des capacités de stockage. D'autres analyses montrent que restreindre la production des ENR tout en continuant à les payer quand les prix sont négatifs serait plus efficace que la situation actuelle. Cela permettrait aux centrales conventionnelles soumises à des contraintes de produire davantage, ce qui limiterait le prix négatif et augmenterait les avantages sociaux en général.

Simultanément, pour éviter les surcapacités, un mécanisme de contrôle annuel des capacités en ENR devrait être mis en place, tel que les appels d'offres.

Pour les technologies moins matures, des dispositifs de soutien en R & D seraient plus bénéfiques que des tarifs d'achat élevés. Jusqu'à présent, avec les systèmes de tarifs d'achat, les producteurs d'ENR étaient incités à produire quand ils le

souhaitaient puisque leur rémunération était garantie à un prix fixe et que leur production était distribuée en priorité par des acteurs contraints (les gestionnaires de réseau de transport-GRT, les producteurs contraints, etc.), ce qui signifie qu'ils ne sont pas responsables de l'ajustement. Certains pays envisagent ou ont mis en place des modèles plus axés sur les marchés dans lesquels les producteurs doivent vendre leur production sur le marché et reçoivent des primes supplémentaires, toujours en fonction de la technologie. Deux sortes de primes sont généralement envisagées, pour la plupart octroyées en MWh (mais pourraient l'être en MW) :

- les primes *ex-ante* sont fixées indépendamment du prix de gros. Cela confère au projet un niveau de risque plus élevé que les investisseurs (les banques) sont susceptibles de reporter sur leurs conditions financières, ce qui accroît le coût total du projet. Si la prime est trop élevée, il y a un risque de bénéfices exceptionnels pour les producteurs ; si elle est trop faible, il n'y aura pas de projet du tout ;
- les primes *ex-post* (comme les contrats différentiels) sont similaires aux FIT en ce sens qu'elles garantissent un prix. Le niveau de prime dépend du niveau des prix de gros. Cela représente cependant une amélioration comparé aux FIT parce qu'elles mettent les producteurs d'ENR face à leurs responsabilités, notamment concernant l'ajustement.

Pour certains économistes, puisque les ENR ont entraîné beaucoup de renforcements du réseau, leur participation aux coûts correspondants devrait être mise en œuvre.

L'auto-ajustement doit également être envisagé avec, si possible, des marchés intra-journaliers plus liquides. Ainsi, la production d'ENR serait mieux gérée, ce qui inciterait les producteurs à renforcer leurs prévisions et à ajuster leur production en fonction des besoins d'énergie dans leur périmètre d'ajustement puisque le déséquilibre pourrait leur coûter très cher. Renforcer les prévisions de production des ENR est également essentiel pour limiter les coûts du système parce que de mauvaises prévisions obligent les GRT à augmenter leurs marges de sécurité afin d'assurer l'équilibre entre la demande et l'offre. Certains pays comme l'Espagne ont mis en place de tels mécanismes qui récompensent la précision des prévisions de production des ENR.

Plus généralement, les producteurs d'ENR devraient progressivement endosser les mêmes responsabilités que les producteurs d'énergie conventionnelle. Les difficultés que pourraient rencontrer les petits producteurs ne doivent pas être occultées, mais de nouvelles activités pourraient survenir, telles que le développement d'agrégateurs qui seraient responsables de l'ajustement et vendraient la production sur le marché pour ceux qui n'ont pas les moyens de le faire¹. En mesure transitoire et pour inciter les producteurs à passer du système de FIT au système de primes, les producteurs d'ENR en Allemagne peuvent recevoir une prime exceptionnelle appelée « prime de

(1) Plus généralement, si les producteurs d'ENR ne sont pas prêts à devenir eux-mêmes responsables de l'ajustement, ils pourraient signer un contrat avec une autre entité responsable qui les obligerait à renforcer leurs prévisions.

gestion » qui est censée les aider à couvrir les frais associés à la valorisation de leur production sur le marché de gros (dont les coûts d'ajustement). Le montant de la subvention doit baisser progressivement dans le temps. Ce système pourrait être envisagé en France pour faciliter la transition du système actuel vers un système basé sur le marché.

Au-delà des dispositifs nationaux de soutien aux technologies existantes, il faudrait une approche de R & D européenne coordonnée en matière d'énergies renouvelables dans le cadre plus large d'une politique industrielle pour l'énergie. Cette approche doit bénéficier d'un soutien financier plus important, alors que les incitations pour le déploiement des technologies existantes devraient être réduites. Certaines initiatives européennes existent déjà : le plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET) sobres en carbone et le programme Horizon 2020 pour la recherche en général. Cependant, ces programmes pourraient être optimisés afin d'éviter les répétitions entre les États membres, réaliser des économies d'échelle et créer plus de synergies.

En résumé, les dispositifs de soutien aux ENR doivent évoluer de façon urgente. Deux étapes principales sont à considérer : **la première est d'intégrer progressivement les ENR sur le marché** (rémunération principalement basée sur les prix de gros, mêmes responsabilités que les producteurs conventionnels en termes d'ajustement), **la seconde consiste à abolir les approches de discrimination technologique en faveur des technologies matures. Parallèlement, les coûts de développement des ENR devraient clairement être annoncés aux consommateurs, et enfin, le soutien financier devrait se concentrer sur la R & D.**

L'EU ETS a été affaibli et implique une restructuration en accord avec un objectif d'émission de CO₂ d'ici 2030

L'élément central de cette problématique sur le CO₂ et l'EU ETS est son chevauchement avec les politiques nationales de soutien aux technologies sobres en carbone et à l'efficacité énergétique dans le secteur de l'énergie. En effet, ces politiques nationales ont un impact important sur la demande de quotas ETS, puisqu'elles font baisser les émissions de CO₂ et empiètent sur les fonctions de l'EU ETS. Par conséquent, l'EU ETS est devenu un « marché résiduel » pour la réduction des émissions de CO₂ dans le secteur de l'énergie. Les politiques de soutien aux énergies renouvelables ont été les principaux moteurs des investissements dans le secteur de l'énergie au cours des dix dernières années en Europe.

Une réforme de l'EU ETS est nécessaire pour améliorer sa cohérence avec les politiques complémentaires de soutien aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique.

Le signal-prix actuel de l'EU ETS est insuffisant. Il est passé d'environ 14 €/t CO₂ en 2010 à moins de 5 €/t CO₂ en 2013, bien en dessous du prix incitant à passer du

charbon au gaz (environ 40 à 50 €/t CO₂ avec les conditions tarifaires actuelles pour le gaz et le charbon).

En bref, une réforme structurelle est nécessaire pour introduire des objectifs précis et une politique stable à long terme.

Des interventions à court terme, comme la proposition d'une modification du calendrier des enchères, sont vues par beaucoup comme une première étape pour améliorer le signal-prix, même s'il pourrait y avoir un effet contre-productif, notamment une perte de crédibilité. Les conséquences doivent être analysées en profondeur. De plus, cette action n'est pas susceptible de modifier l'ordre de préséance économique : elle ne risque pas de changer suffisamment le niveau des prix du carbone pour réduire de façon importante les émissions de CO₂, changer l'ordre de préséance économique entre le gaz et le charbon et restaurer la crédibilité de l'EU ETS. En effet, un prix du CO₂ situé entre 40 et 50 euros serait nécessaire pour combler la différence entre le charbon et le gaz. Si la neutralité technologique n'est plus nécessaire, la seule façon d'arrêter l'expansion du charbon à court terme pourrait être de fixer des normes de performance en matière d'émissions de CO₂.

À long terme, des réformes structurelles de l'EU ETS sont nécessaires. L'EU ETS et les échéances de décarbonisation sont totalement déconnectées, ce qui nécessite une réforme plus radicale.

Une véritable avancée vers la quatrième phase de l'EU ETS et au-delà permettrait de donner de la visibilité aux acteurs pour la période post-2020. Des contraintes politiques claires et précises sur l'après-2020 sont nécessaires. Cependant il n'y a actuellement aucun consensus sur le moment opportun pour prendre un engagement sur l'après-2020. D'une part, il faut prendre en compte que le moment n'est pas idéal pour fixer des objectifs à 2030, alors que des négociations internationales sur le changement climatique auront lieu lors du sommet de 2015 et qu'adopter une position prématurée pourrait affaiblir l'influence de l'UE sur la Chine et les États-Unis : la stratégie adoptée lors de la conférence de Copenhague n'a pas été efficace. La Commission européenne devrait ainsi attendre le début des négociations avec ces deux pays qui sont les deux principaux émetteurs de CO₂ et dont les engagements sont fondamentaux pour un nouvel accord. D'autre part, la Commission, les États membres, de nombreuses entreprises (dont les énergéticiens) et des organisations non gouvernementales (ONG) défendent le fait que l'UE devrait poursuivre sa stratégie de leadership en présentant une offre de réduction avant 2015 pour forcer les pays tiers à faire une offre similaire. Ils affirment observer actuellement un changement dans l'approche de certains pays comme les États-Unis, le Brésil, la Chine, sur les problématiques des politiques climatiques, grâce aux efforts incessants de l'Union européenne : aux États-Unis, le problème du changement climatique est désormais une priorité pour le président Obama ; en Chine, les inquiétudes concernant la qualité de l'air ont contribué à sensibiliser les esprits.

D'autres idées sont à étudier : un prix plancher, comme au Royaume-Uni, pourrait être un signal-prix satisfaisant pour les investissements à long terme ; une banque centrale pour les permis d'émission carbone, évoquée par Claude Mandil, serait une bonne façon de gérer les ajustements réguliers du nombre de quotas alloués.

L'intégration du marché a fait des progrès mais n'est toujours pas terminée et des améliorations peuvent être effectuées

Depuis 1996, des progrès importants ont été réalisés en faveur du marché unique européen. Certains aspects doivent encore être améliorés par rapport au modèle actuel des marchés de l'électricité. Jusqu'à présent, le modèle cible du marché de l'électricité européen se concentrait historiquement sur l'intégration des marchés de l'énergie à un jour. Cependant, les signaux-prix des marchés J+1 uniquement ne sont pas suffisants pour fournir aux acteurs du marché des incitations satisfaisantes pour l'exploitation et l'investissement et il est désormais prouvé qu'ils manquent à la fois dans les périodes très courtes (dans la journée ou dans la dernière heure de la production actuelle) ou dans les périodes très longues pour stimuler des investissements quand le système est engorgé. Il est donc recommandé de compléter les différents segments du marché de l'électricité avec les éléments manquants à la fois à court et long terme. De plus, certaines améliorations peuvent être apportées sur les interconnexions, les modèles de réseau commun et l'évaluation de l'équilibre offre-demande.

Le besoin de signal-prix à très court terme

La croissance rapide des énergies renouvelables intermittentes implique le renforcement des marchés de court terme avec la mise en œuvre de marchés liquides et intégrés infra-journaliers, d'ajustement et de réserve qui rémunèrent correctement la flexibilité tant au niveau des centrales que de la maîtrise de la demande.

Les marchés infra-journaliers varient aujourd'hui beaucoup selon les pays, tant du point de vue de l'organisation que de la liquidité. De plus, les produits d'ajustement auront une valeur croissante et jusqu'à présent, ils sont rarement achetés par les opérateurs de système sur une base concurrentielle et transparente. L'harmonisation des approches entre les différents pays serait bénéfique au marché intégré mais les différences entre les modèles de marchés nationaux de l'électricité compliqueront la coordination et la définition de règles communes.

Le besoin de signal-prix à long terme

Par ailleurs, la mise en œuvre des mécanismes de capacité de façon coordonnée semble nécessaire pour garantir l'adéquation des capacités de production et la sécurité d'approvisionnement à long terme. Le modèle des marchés de l'électricité aura également besoin d'évoluer pour fournir de meilleurs signaux de localisation pour

que la production ou la maîtrise de la demande soient localisées dans les nœuds des réseaux où elles sont le plus nécessaires.

Le besoin de plus d'interconnexions (à un prix raisonnable) entre les États membres et, en général, d'une approche plus coordonnée du réseau européen entre les pays de l'UE

Accroître la part des ENR sans développer le réseau de manière adéquate est susceptible de générer une réduction de l'intégration du marché avec une baisse de la convergence des prix. Dans un rapport récent, Booz & Company¹ a estimé qu'il serait très avantageux d'avoir un marché plus interconnecté (les estimations sont de l'ordre de 2,5 à 4 milliards d'euros par an). En effet, davantage d'interconnexions atténuerait certaines contraintes locales d'ajustement du réseau et permettraient d'optimiser l'utilisation de différentes sources de production et de demande dans une zone géographique plus vaste.

Cependant, les interconnexions coûtent très cher : Cap Gemini souligne le fait qu'« il est difficilement concevable que les GRT d'électricité soient capables de faire face aux 140 milliards d'euros d'investissements nécessaires d'ici 2020, comme défini par la Commission européenne ». Une optimisation économique doit être trouvée entre d'un côté des interconnexions parfaites entre les États membres sans aucune congestion et une convergence des prix permanente, et de l'autre côté des dépenses moins importantes. Les analyses coût-bénéfices doivent être faites avant de décider d'une nouvelle interconnexion afin d'éviter toute dépense inutile.

De plus, les lignes d'interconnexion ont eu un effet important sur les prix de l'énergie transfrontaliers. Certains pays gagneront plus que d'autres et l'acceptabilité politique et sociale d'une plus grande intégration du marché va nécessiter plus de débat sur les mécanismes de redistribution.

Dans tous les cas et dans presque tous les pays, une simplification et une accélération de l'application des réglementations pour la construction de nouvelles interconnexions sont nécessaires.

Enfin, la production et la consommation d'électricité doivent s'ajuster en temps réel, à chaque point du réseau. Jusqu'à présent, les pays européens avaient une approche différente, à la fois en termes de gestion des congestions et de charges de connexion. Cela souligne le besoin d'une approche coordonnée pour envoyer les signaux de localisation appropriés aux acteurs des marchés de l'électricité en Europe. Le manque de coordination pourrait augmenter les coûts totaux d'ajustement du système électrique, et créer des tensions entre les différentes parties prenantes, comme cela a

(1) *Benefits of an Integrated European Energy Market*, rapport préparé pour la Direction générale de l'énergie de la Commission européenne, Booz & Company, Amsterdam, Professeur David Newbery, université de Cambridge, Professeur Goran Strbac et Danny Pudjianto, Imperial College, Londres, Professeur Pierre Noël, IISS, Singapour, Leigh Fisher, Londres. Revu le 20 juillet 2013, http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/20130902_energy_integration_benefits.pdf.

été le cas récemment entre l'Allemagne et certains de ses voisins. Le problème est susceptible de s'amplifier avec de plus en plus de centrales basées sur les énergies renouvelables connectées au réseau européen, puisqu'elles se trouvent souvent loin des zones de charges importantes. C'est pourquoi il est urgent de définir une approche coordonnée¹.

Le besoin d'une évaluation de l'adéquation des capacités de production qui prend en compte les paramètres économiques

La Commission européenne considère que les outils nécessaires pour évaluer l'adéquation des capacités de production au niveau européen n'existent pas. Le sujet est actuellement à l'ordre du jour du groupe de coordination pour l'électricité (qui inclut la Commission, les États membres, l'ACER et l'ENTSO-E). Pour le moment, il se repose sur l'analyse de l'ENTSO-E, qui montre qu'il existe une surcapacité à l'échelle européenne à l'exception de certaines régions comme le sud de l'Allemagne, mais qui ne prend pas en compte la situation économique et le manque de rentabilité des centrales au gaz. En conséquence, il ne tient pas compte du fait que beaucoup d'opérateurs ont annoncé la mise sous cocon ou le démantèlement de leurs centrales au gaz.

De la même façon, Eurelectric met l'accent sur le fait qu'un des inconvénients des perspectives de l'ENTSO-E sur l'adéquation des capacités de production est lié au fait qu'elle se fonde sur la durée de vie technique des actifs de production et qu'elle n'inclut pas les paramètres économiques des productions existantes et futures. Cela pourrait entraîner une évaluation trop optimiste de l'adéquation des capacités de production, surtout si la forte augmentation de la production issue des énergies renouvelables résultait en des facteurs de charge bas pour les centrales de production d'appoint, cela pourrait entraîner un déclassement prématuré pour des raisons économiques.

L'ENTSO-E considère que son évaluation de l'adéquation des capacités de production doit reposer sur les informations transmises par les producteurs et non par les médias. Si une décision de déclassement était prise et les GRT informés en bonne et due forme, elle serait alors prise en compte dans l'évaluation.

Conclusion : il faut agir

Le système européen de l'électricité se trouve aujourd'hui à la croisée des chemins. Les États membres doivent clarifier les objectifs des différentes politiques énergétiques européennes, en particulier ceux du marché intégré de l'énergie. Ils doivent aussi s'assurer que ces politiques sont cohérentes, sans pour autant se chevaucher, et que la mise en place de nouvelles politiques ne déstabilise celles existantes. Par exemple, concernant les objectifs de 2030, il serait plus efficace de

(1) Voir plus loin la contribution de Fabien Roques.

bien faire la distinction entre les objectifs et les moyens mis en œuvre pour les atteindre et de considérer la réduction des émissions de CO₂ comme le principal, sinon l'unique, objectif climatique. Le calendrier des négociations internationales sur le changement climatique doit également être pris en compte, pour ne pas adopter un objectif européen de réduction à 2030 de manière prématurée, avant le début des négociations sur l'accord de Paris. L'UE est à l'origine de moins de 12 % des émissions de la planète et un objectif trop ambitieux, en l'absence de taxe carbone aux frontières, pourrait menacer sa compétitivité. En effet, le point fondamental est que l'Europe parvienne à un accord avec la Chine et les États-Unis sur des objectifs ambitieux de réduction des émissions au sein de ces trois économies (et leur financement à long terme). Des objectifs secondaires pourraient être ajoutés uniquement après examen et en complément de l'objectif principal. Dans tous les cas, les arbitrages entre les différents objectifs devront être étudiés. Entre temps, des recommandations à court terme peuvent être faites dans le but de mettre en place une approche mieux coordonnée.

Premièrement, comme le veut la Commission européenne, le modèle cible européen pour le marché de l'électricité doit être réalisé, par exemple en investissant dans plus d'interconnexions (à un coût économique efficace), en raccourcissant les délais de construction associés, en étendant le marché J+1 (programmé dans le futur proche) et en travaillant à une meilleure intégration des marchés à court terme tels que les marchés infra-journaliers et les mécanismes d'ajustement. Même s'il est peu probable que la mise en place du marché intégré de l'électricité soit achevée d'ici 2015, les États membres devraient néanmoins continuer à travailler ensemble et mettre l'accent sur les marchés infra-journaliers et sur l'harmonisation de leurs marchés d'ajustement.

Deuxièmement, une intervention appropriée est nécessaire pour empêcher les prix du carbone de l'EU ETS de s'effondrer afin de restaurer l'efficacité du signal-prix et donc d'investir dans les technologies sobres en carbone. L'introduction d'objectifs précis et stables à long terme pour 2030 demeure ainsi essentielle, mais doit être réalisée en prenant en compte le calendrier des négociations internationales sur les changements climatiques. D'autres idées doivent être examinées : un prix plancher, comme au Royaume-Uni, pourrait être un signal-prix satisfaisant pour les investissements à long terme, une banque centrale pour les permis d'émission carbone, évoquée par Claude Mandil, pourrait être une bonne façon de gérer la délivrance des permis d'émission carbone avec certains ajustements.

Troisièmement, les énergies renouvelables qui ont atteint une certaine maturité technologique doivent être guidées par les mécanismes de marché uniquement. Si nécessaire, un système temporaire de rémunération complémentaire (par exemple un système de primes) pourrait être octroyé. Quel que soit le système de rémunération, les producteurs d'ENR devraient être soumis aux mêmes devoirs et responsabilités que les producteurs d'énergies conventionnelles. Entre temps, une première étape serait de mettre fin au paiement des tarifs d'achat lorsque les prix de gros sont négatifs. Une façon de faire participer les producteurs d'ENR au mécanisme d'ajustement doit

également être mise en œuvre rapidement. Concernant les technologies renouvelables pour lesquelles des progrès importants sont attendus, les soutiens financiers devraient être plutôt utilisés pour de la R & D ou des projets pilotes.

Quatrièmement, si les scénarios d'évaluation de l'adéquation des capacités de production à l'échelle européenne sont fondés sur la durée de vie technique des actifs de production, un autre exercice d'adéquation pour la Commission européenne devrait intégrer les paramètres économiques des centrales électriques existantes et futures (pour prendre en compte la possibilité que des centrales de production d'appoint soient prématurément déclassées pour des raisons économiques).

Une réflexion collective doit être menée pour déterminer si ces changements sont suffisants pour créer de bonnes conditions afin d'inciter les investissements et assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme. Si le marché de l'électricité n'est pas capable de donner un signal satisfaisant en matière de sécurité d'approvisionnement et d'investissement à vingt ou trente ans, un acheteur unique, avec une vision à long terme, sera alors nécessaire pour sécuriser des contrats à longues échéances.

Pour de nombreux économistes, les gouvernements devront concevoir des mécanismes de capacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Même s'il n'existe pas de consensus académique sur ce point, le mécanisme de capacité pourrait également apporter une réponse pour pallier le manque de rémunération à la pointe. Dans ce cas, une solution serait de définir un mécanisme de capacité européen (après un réglage très précis de la « charge » de chaque pays et de chaque acteur en termes de capacités). Cependant, les besoins des États membres (par exemple en capacités de base, de pointe ou d'ajustement) sont très différents d'un pays à l'autre, il sera donc difficile de concevoir un mécanisme commun à tous les États membres. De plus, comme ce genre de mécanisme serait extrêmement complexe (le prix sera, en effet, très dépendant de la contrainte fixée), une seconde solution serait que l'UE fixe les principes communs de ces mécanismes et que les États membres définissent les complémentarités de leurs modèles avec leurs voisins.

Dans une approche plus fondamentale, le rôle des coûts marginaux comme piliers des marchés de l'électricité devra être revu. Ces coûts permettent la répartition optimale des moyens de production sur une base journalière. Cependant, dans un marché avec une part importante de la production d'électricité provenant de technologies à faibles coûts marginaux telles que les énergies renouvelables, des réformes à long terme sont nécessaires pour faire émerger des signaux économiques permettant la réalisation des investissements requis. Ils doivent être, autant que possible, le résultat d'une réflexion coordonnée entre les États membres pour définir conjointement des arbitrages entre la sécurité d'approvisionnement, le changement climatique et la compétitivité des prix.

La demande doit également être prise en considération. Les tarifs pour les clients augmentent rapidement, générant d'un côté une précarité énergétique initiée par la crise et de l'autre l'apparition d'autoconsommateurs qui échappent au système et à

ses charges. Des solutions communes doivent être trouvées sur la façon dont ces charges peuvent être redistribuées selon une base sociale et économique performante. Plus généralement, la façon dont la gestion de la demande et les politiques d'efficacité énergétique sont menées doit être analysée afin de s'adapter à d'autres objectifs et ne pas déstabiliser le marché.

Néanmoins, le renforcement de la coopération en termes de R & D entre les États membres représente une part importante de la politique énergétique européenne. Le paysage de l'électricité serait entièrement transformé si, par exemple, le stockage de l'électricité à faible coût (autre que le stockage hydraulique) existait pour les véhicules et pour la gestion des périodes de pointe sur le réseau. Afin d'ouvrir de nouveaux horizons à l'avenir et pour que l'Europe retrouve sa position de leader dans ces secteurs, des feuilles de route technologiques doivent être développées de façon précise, pour calibrer les efforts et les dépenses de l'Europe et des États membres en matière de R & D, principalement dans les nouvelles énergies renouvelables, le stockage de l'énergie, les réseaux intelligents et l'efficacité énergétique...

Marchés européens de l'électricité : défaillances des politiques et des modèles, opportunités pour les responsables politiques

Marc Oliver Bettzüge¹

1. Déficiences de l'approche politique

Avant d'examiner les modèles de marché, il faut clarifier les politiques qu'ils sont censés mettre en œuvre. Le présent document commence donc par passer en revue brièvement l'état des politiques actuelles dans le secteur de l'électricité. Il aborde ensuite spécifiquement les objectifs politiques, les bases du cadre réglementaire et la problématique de la subsidiarité entre l'Union européenne et les États membres.

Objectifs

Les objectifs politiques doivent être clairs, équilibrés, crédibles et cohérents. Ce n'est pas le cas aujourd'hui pour le secteur de l'électricité sur la période post-2020, que ce soit au niveau européen ou au sein des États membres.

Ces dernières années, les décideurs politiques ont surtout mis l'accent sur la dimension écologique du « trilemme » politique (préoccupations environnementales, économiques et sécurité d'approvisionnement). Des objectifs quantitatifs ont été définis en matière de réduction du CO₂, d'énergies renouvelables (ENR) et d'efficacité énergétique, mais les deux autres dimensions du trilemme ont été délaissées. Une telle approche serait justifiable s'il n'y avait pas d'arbitrages à opérer entre ces trois dimensions (ce qui n'est pas le cas) ou si les objectifs écologiques étaient la priorité absolue (ce qui est difficilement concevable, étant donné la structure complexe du

(1) L'auteur remercie Pierre-Marie Abadie, Dominique Auverlot, Maxime Durande, Christian Growitsch, Simeon Hagspiel, Cosima Jägemann, Richard Lavergne, Claude Mandil, Frank Obermüller et Louise Oriol pour leurs commentaires. Par ailleurs, ce travail a été enrichi grâce aux nombreux échanges avec Dieter Helm, Fabien Roques et d'autres encore, à Paris, Bruxelles et Cologne. Les opinions exprimées ici et les erreurs éventuelles doivent être attribuées à l'auteur.

défi mondial que représentent les gaz à effet de serre). Ainsi, les décideurs politiques devraient s'employer à résoudre les nécessaires arbitrages du trilemme plutôt que de les ignorer. Le déséquilibre entre les différents objectifs est un défaut grave de l'approche politique actuelle du secteur de l'électricité, qui affaiblit sa crédibilité à long terme.

Un facteur important pour les arbitrages du trilemme est le rythme auquel doit s'effectuer la transition. Cette décision incombe aux responsables politiques. Évidemment, le choix d'une transition rapide crée davantage de perturbation quand la demande est réduite et que l'économie est déprimée (par rapport à la situation d'un marché de l'électricité en croissance et d'un environnement économique dynamique). En général, le choix du rythme devrait refléter la capacité du système électrique à s'adapter, y compris, et surtout, celle du réseau¹.

Dans ce contexte, les décideurs politiques européens et nationaux devraient également clarifier leurs objectifs environnementaux. La demande étant stable et la capacité de production suffisante, il faut trouver un motif supplémentaire pour engager le secteur de l'électricité dans une transition rapide. À l'origine, ce motif était l'engagement en faveur d'une réduction des GES en Europe comme élément positif des négociations mondiales sur le changement climatique. Jusqu'à présent, cette stratégie n'a pas été concluante. Une révision de la stratégie globale de l'UE dans les négociations mondiales sur le climat semble opportune, de même qu'un débat approfondi sur le mérite relatif des engagements unilatéraux pour la réduction des émissions par rapport à d'autres mesures et activités éventuelles au sein de l'UE².

Même si l'engagement européen en faveur d'une réduction des émissions de GES reste unilatéral, les décideurs politiques doivent préciser s'ils veulent des objectifs supplémentaires (par exemple le déploiement d'un certain type de technologies de réduction) et pourquoi. Il est important qu'ils définissent leur position concernant les choix technologiques. Les arguments habituels pour légitimer le soutien à une technologie donnée (par exemple, des considérations de politique industrielle ou liées

(1) Par exemple, l'augmentation rapide de la capacité installée d'ENR intermittentes en Allemagne et au Danemark n'a pas été associée à une rapide expansion du réseau de transmission, ce qui a entraîné des problèmes d'adaptation des réseaux allemands et des pays voisins. Ainsi, les GRT ont dû surmonter des obstacles importants pour maintenir le contrôle de la tension et gérer les flux de courant.

(2) De telles mesures et activités pourraient par exemple consister à introduire et harmoniser les taxes carbone au sein de l'UE, limiter l'extraction des combustibles fossiles dans l'UE (plutôt que limiter la consommation), encourager la recherche fondamentale dans un panel assez vaste de domaines technologiques pertinents (plutôt que de dépenser beaucoup d'argent pour la diffusion des technologies existantes), introduire des ajustements de taxes transfrontalières, ou permettre les transferts de paiements systématiques, dans le cadre d'un accord éventuel avec d'autres régions du monde. Aucune de ces mesures ne peut être considérée comme un remède miracle pour une contribution réussie de l'UE aux négociations mondiales sur le climat. Cependant, toute stratégie climatique efficace de l'UE devra les prendre en compte et les examiner.

à la nature du risque, social ou privé) ne sont pas convaincants car ils n'identifient pas clairement de défaillances de marché auxquelles l'intervention de l'État répond¹.

Approche réglementaire

Le secteur de l'électricité dans l'Union européenne a été organisé selon le paradigme de la libéralisation depuis 1998. Plus spécifiquement, les segments de la filière où la concurrence peut s'exercer de manière efficace ont été libéralisés. Cependant, des restrictions persistent, en particulier au niveau de la commercialisation et dans les États membres d'Europe de l'Est. Le réseau, qui constitue un monopole naturel, a été dissocié des secteurs concurrentiels et soumis à réglementation. Élément clé de la libéralisation, l'accès non discriminatoire au réseau a été largement mis en œuvre².

Les principaux objectifs de la politique de libéralisation étaient, premièrement, la mise en place de règles du jeu équitables pour l'industrie en Europe (comme vecteur essentiel d'une plus forte intégration européenne); deuxièmement, des gains d'efficacité dus à une plus grande concurrence (nationale et transfrontalière) et à une réduction des inefficacités monopolistiques.

Les marchés de gros européens et les prix qui y sont pratiqués sont les éléments centraux du marché de l'électricité libéralisé. Ces prix reflètent l'ajustement entre l'offre et la demande à tout moment dans le temps avec une résolution temporelle élevée³ et fournissent ainsi des indicateurs fiables pour les investisseurs, les exploitants et les consommateurs.

La grande qualité de ce mécanisme de coordination est extrêmement importante pour assurer une gestion efficace et performante d'une structure complexe comme le système électrique. Sans de tels signaux, les mesures prises par les acteurs du marché doivent être coordonnées de façon centralisée, par exemple, par le biais de monopoles d'État ou réglementés par l'État, comme c'était le cas dans de nombreux États membres avant 1998.

Par conséquent, un choix fondamental d'approche doit être fait : coordination par des prix compétitifs ou coordination par une autorité centrale (par exemple par un monopole). En prenant la décision de libéraliser le secteur de l'électricité, l'UE a opté pour la première option. Cependant, depuis 1998, les décideurs politiques ont

(1) Par exemple, l'argument avancé, qui est d'améliorer les courbes d'apprentissage et de créer des industries florissantes (notamment les ENR) doit être considéré avec prudence. La défaillance du marché dans la chaîne d'innovation existe à un certain point, pour autant que les gains privés provenant de l'innovation ne puissent pas être perçus par l'innovateur. C'est particulièrement vrai pour la recherche de base, et nécessite de la part des États un meilleur soutien aux instituts supérieurs de recherche, mais n'est généralement pas le cas plus on descend dans la chaîne de valeur de l'innovation. En particulier, cela n'est plus valable lors de l'étape de la diffusion.

(2) Cependant, des privilèges implicites pour certains acteurs du marché persistent. Par exemple, pour les producteurs d'ENR ou certains consommateurs industriels sur le réseau allemand.

(3) Pour équilibrer le marché à très court terme, les marchés de gros de l'électricité sont complétés par des marchés d'ajustement réglementés.

également trouvé pertinent de dénaturer la formation de prix compétitifs dans certains secteurs du marché, en réglementant, par exemple, les prix de détail ou en définissant des tarifs d'achat fixes pour certaines technologies de production¹.

Or, il est utile de préciser que dans un marché libéralisé², le choix des technologies se fait de manière *endogène*. Il est bien connu que les incitations privées générées par des marchés ouverts entraînent des résultats supérieurs à la fois en termes d'innovation et de décisions d'investissement³. Néanmoins, nombreux sont les décideurs politiques (ainsi que leurs électeurs) qui ont des opinions fermes sur le mérite de certaines technologies par rapport à d'autres, notamment en ce qui concerne les technologies de production. Ainsi, ils souhaitent que les technologies soient choisies de manière *exogène*, et par conséquent, ils interfèrent dans les mécanismes de formation des prix, par exemple en accordant des rémunérations fixes. Les objectifs doivent donc être cohérents avec l'approche réglementaire choisie.

Toutefois, imposer certaines technologies sur le marché uniquement pour des motifs politiques est inefficace, d'un point de vue statique et dynamique. Cela favorise les comportements de recherche de rente, ce qui distord l'élaboration des politiques et le marché. Les distorsions sont relativement limitées au début, ce qui permet aux décideurs politiques de prétendre qu'elles sont négligeables. Cependant, toute distorsion dans le processus de formation des prix génère des effets de plus en plus critiques à long terme, ce qui conduit les décideurs politiques à accroître la portée de leur intervention sur les marchés. Hayek, von Mises et d'autres économistes ont soutenu qu'une telle spirale d'intervention étatique au sein du processus d'élaboration des prix mène en fin de compte à une planification centrale⁴.

Le développement d'un mécanisme de soutien aux ENR en Allemagne⁵ et son effet sur la partie du secteur de l'électricité exposée à la concurrence¹ illustrent

(1) Par exemple, le système de soutien aux énergies renouvelables en Allemagne (EEG) ou le dispositif de soutien aux nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni.

(2) Imposer un système de quotas de CO₂, comme l'EU ETS, ou la taxe carbone n'altère pas cet argument, dès lors que ces dispositifs sont neutres sur le plan technologique.

(3) Dans ce contexte, l'hypothèse que les subventions des États européens, encore plus au niveau national, peuvent aider certaines industries à être plus compétitives (durablement) au sein de la bataille mondiale de l'énergie doit être considérée comme hardie, pour ne pas dire hasardeuse. Les technologies, par exemple, qui ont permis de déclencher la révolution du gaz de schiste aux États-Unis, n'ont perçu aucune subvention. Cependant, elles ont rendu la situation des ENR beaucoup plus compliquée.

(4) Cette observation fait également référence à la théorie de la « tâche d'huile ». Voir von Mises (1929), *A Critique of Interventionism*, ou von Hayek (1944), *The Road to Serfdom*.

(5) Les inconvénients principaux du système allemand de soutien aux ENR sont le manque de concurrence entre les technologies et les localisations, le manque de réactivité des investissements en ENR par rapport au prix de l'énergie et le fait que les GRT doivent offrir des volumes d'ENR sur le marché à un prix de – 3 000 €/MWh plutôt qu'à leur valeur économique minimum (qui est de 0 €/MWh). De plus, le système ne comprend pas de clause de caducité précise qui pourrait permettre de réduire effectivement le volume des investissements potentiels dans les ENR. Une limite dans le développement du photovoltaïque a été introduite et fixée à 51,2 GW, ce qui peut difficilement être considéré comme contraignant.

parfaitement cette affirmation. De la même façon, le débat autour de l'introduction de mécanismes de capacité nationaux, qui sévit actuellement dans la quasi-intégralité des États membres de l'UE, contribue au processus de renationalisation et de recentralisation principalement au niveau des États membres.

Ainsi, après être passé des monopoles réglementés (planification centrale par l'État ou par des monopoles réglementés) à la concurrence libéralisée, le paradigme du modèle de marché européen de l'électricité a rapidement évolué vers une approche en apparence concurrentielle associée à des interventions des États sur les prix de plus en plus fréquentes. Cependant, contrairement au processus de libéralisation de 1998, cette évolution au sein de l'UE et de ses États membres ne s'est pas faite de manière délibérée ou selon une approche *top-down* mais il s'agit plutôt du résultat de plusieurs mesures hétérogènes, ponctuelles et très mal coordonnées prises par les gouvernements des États membres.

Un des principaux aspects qui rend les distorsions de prix induites par les États attrayantes aux yeux des décideurs politiques est leur construction en tant qu'impôt, comme en témoigne le dispositif allemand de soutien aux énergies renouvelables (EEG). L'impôt n'est pas facturé par l'État mais par les fournisseurs d'électricité comme composante du prix total de l'énergie : ce sont donc ces derniers, et non les décideurs politiques, qui ont longtemps été considérés comme responsables de l'augmentation des prix de l'électricité. Ainsi, ni les effets redistributifs, ni les arbitrages relatifs au coût n'ont joué de rôle majeur dans le débat politique allemand jusqu'à présent, même si cela semble en train de changer².

Subsidiarité

Les politiques du marché de l'électricité ne sont pas raisonnablement coordonnées au sein de la structure à multiples niveaux de la gouvernance européenne. Au sein du marché intérieur européen, beaucoup de mesures politiques auxquelles les responsables politiques nationaux sont attachés (prix de détail, soutien aux technologies) ont des répercussions sur l'ensemble du marché. L'UE manque de compétences³ pour coordonner de façon efficace les actions des États membres et réduire les effets négatifs de ces interactions.

(1) Par exemple, un débat animé sur le soutien de l'État pour une capacité d'appoint conventionnelle, ainsi que l'introduction de transformateurs de phase par les voisins de l'Allemagne, cf. ci-dessous.

(2) En termes de responsabilité politique, cette méthode de quasi-subsidies peut être fortement contestée comme cela a été démontré, par exemple, par une décision de la cour constitutionnelle allemande en 1994 concernant le financement des subventions pour le charbon par les consommateurs d'électricité. À cette époque, la cour avait décidé que les subventions pour l'extraction du charbon devaient être assumées par le budget de l'État plutôt que par le consommateur d'électricité. Si la même logique était appliquée à la taxe EEG, les subventions annuelles pour les ENR représenteraient environ 5 % du budget du gouvernement fédéral.

(3) À l'exception de restrictions éventuelles sur des aides illicites des États.

Les structures de marché et les priorités nationales du secteur de l'électricité sont également très hétérogènes au sein des États membres de l'UE. L'harmonisation des politiques du secteur de l'électricité semble donc très difficile à mettre en place au sein de la structure actuelle de la gouvernance de l'UE¹.

De plus, en Europe, les énergéticiens qui participent activement aux marchés concurrentiels de l'électricité appartiennent souvent en partie à la puissance publique : gouvernements nationaux (EDF, Enel, CEZ), gouvernements régionaux (EnBW), municipalités (RWE, Steag, ou plus de 800 énergéticiens publics municipaux pour l'Allemagne seulement). Étant donné le rôle important de l'État en tant que régulateur et « concepteur du marché » pour les segments concurrentiels de la chaîne de valeur, des conflits d'intérêt sont envisageables et peuvent freiner la mise en place de règles du jeu équitables et performantes en Europe.

Dans un sens, cependant, l'article 194 du traité de Lisbonne est paradoxal quand il appelle à une plus forte intégration du marché intérieur tout en garantissant la pleine souveraineté des États membres sur leur mix énergétique. Alors qu'il traduit bien une certaine hétérogénéité entre les États membres, il n'arrive pas à organiser de manière cohérente la coexistence entre subsidiarité et marché de l'électricité intégré. De plus, même s'il fait la promotion du marché intérieur (qui est un paradigme basé sur des prix compétitifs), la marge de manœuvre qu'il laisse aux États membres implique une intervention régulière des États dans ce mécanisme de tarification.

2. Organisation actuelle du marché et défaillances majeures

Intégration du marché

Les marchés de gros et les bourses de l'électricité correspondantes sont désormais bien développés en Europe. Cependant, un potentiel important d'amélioration au niveau des États membres subsiste, notamment dans certains pays d'Europe de l'Est où la liquidité des marchés de gros n'a pas encore atteint des niveaux satisfaisants. De nouvelles initiatives d'ouverture des marchés pour encourager l'activité de vente de gros dans ces pays membres seraient nécessaires. Les marchés dans la zone Europe Centre-Ouest, au Royaume-Uni et en Scandinavie sont en revanche complètement opérationnels.

L'intégration des marchés de gros en Europe a connu d'importants progrès ces dernières années. À certaines frontières, les différentiels de prix ont pratiquement disparu alors qu'ils persistent ailleurs². Trois raisons peuvent expliquer cette persistance : la discrimination institutionnelle du commerce transfrontalier, l'allocation

(1) Le problème politique actuel ressemble fortement à celui rencontré dans la zone euro, où la monnaie unique n'est pas soutenue par une harmonisation suffisante des politiques économiques et de la régulation économique.

(2) Voir ACER et CEER (2012), *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas*, 29 novembre.

inefficace de droits de transport transfrontaliers ou la capacité d'interconnexion insuffisante (congestion physique). Partout où les couplages de marchés entre les bourses de l'électricité nationales ont été réalisés, les différentiels de prix persistants peuvent (avec une très forte probabilité) être attribués aux goulets d'étranglement au niveau des interconnexions.

Le couplage des marchés a déjà été mis en œuvre dans la région Allemagne-France-BeNeLux-Royaume-Uni-Danemark-Norvège-Suède-Finlande et, pour la connexion en courant continu, entre la Suède et la Pologne. L'intégration de la Suisse, des États baltes et ibériques dans cette vaste zone de couplage de marchés¹ en constitue les prochaines étapes.

En général, l'intégration des marchés de gros de l'électricité en Europe peut être considérée comme avancée, notamment en Scandinavie et en Europe Centre-Ouest². Cependant, à cause du développement déséquilibré du mix électrique à travers l'Europe (part des ENR intermittentes en hausse en Allemagne et au Danemark, concentration sur la production conventionnelle partout ailleurs), le niveau d'intégration du marché est susceptible de baisser tant que les connexions physiques (i.e. les réseaux) ne seront pas étendues³.

Concernant l'expansion performante et opportune du réseau, l'action de l'ENTSO-E pour développer un réseau européen d'ici dix ans a déjà permis des progrès considérables. Cependant, des inquiétudes demeurent. Par exemple, le partage des coûts pour les projets de réseau national ayant un impact sur les échanges transfrontaliers n'est toujours pas résolu. De plus, on ne peut pas exclure que les GRT nationaux (appartenant pour la plupart aux États) aient des priorités différentes de celles d'un GRT pan-européen, en termes d'extension de réseau.

Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité

Les prix de l'électricité en Europe continentale se situent actuellement autour de 40 €/MWh en moyenne, à la fois sur le marché journalier et sur le marché à terme. Les prix de gros ont fortement baissé par rapport au niveau des prix en 2008, tant aux heures de consommation de base qu'à celles de pointe.

Les prix bas de l'électricité en Europe continentale doivent être perçus comme le reflet de l'équilibre actuel entre la demande (en baisse, notamment à cause de la crise

(1) La contribution du couplage de marchés dans l'intégration du marché peut être évaluée en observant, par exemple, les effets de l'intégration de l'Allemagne à certains de ces pays voisins. Voir Monopolkommission, Sondergutachten 65, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende.

(2) Voir Commission européenne (2012), « Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie », *COM (2012) 663 final*; ACER et CEER (2012), *op. cit.*

(3) Dans certains cas, les capacités d'interconnexion sont même réduites par l'installation d'équipements de déphasage qui peuvent déconnecter deux marchés voisins lorsque la production issue des ENR est trop élevée.

économique) et l'offre (en augmentation à la fois en termes de capacité de production conventionnelle et d'apport en ENR subventionnées).

Cette baisse importante des prix de l'électricité en Europe continentale depuis 2008 est également due à la forte baisse des prix du CO₂ (*voir ci-dessous*) et du charbon (en partie à cause de la chute des prix du gaz aux États-Unis suite à la « révolution des gaz de schiste »).

Par ailleurs, la forte hausse de la production électrique issue des ENR, notamment du photovoltaïque, a altéré la structure de la courbe prix-durée¹. En particulier, lors des journées ensoleillées d'été, le pic en milieu de journée qui existait auparavant a disparu en Europe continentale. Ce développement exerce une pression supplémentaire sur les unités de production conventionnelles, notamment sur les centrales électriques dont la rentabilité était autrefois assurée par les périodes de pointe en milieu de journée. Un mix de production optimal avec de fortes proportions d'ENR intermittentes impliquerait beaucoup plus de centrales de pointes, telles que les turbines à gaz à circuit ouvert (OCGT, *open cycle gas turbines*), que dans le mix de production actuel hérité d'un passé assez différent.

Les niveaux actuels des prix de l'électricité, des combustibles et des quotas de CO₂, ainsi que la structure de la courbe prix-durée, impliquent que certaines centrales de production ont une trésorerie nette négative (c'est-à-dire qu'elles ne couvrent pas leurs frais d'exploitation fixes), en particulier les centrales au gaz. Par ailleurs, de nombreuses centrales ne sont pas rentables (dans la mesure où elles ne parviennent pas à amortir leur investissement initial), notamment les plus récentes. L'effet de levier financier étant relativement élevé dans ce secteur, la situation actuelle pourrait se transformer en une crise structurelle majeure.

La faible rentabilité des centrales de production existantes doit être interprétée comme une conséquence directe de la crise économique d'un côté, et du soutien politique en faveur des ENR de l'autre (en particulier en Allemagne). Les attentes formulées par les investisseurs il y a quelques années, en matière de développement de la demande et de déploiement des ENR, ne se sont pas concrétisées, ce qui entraîne des actifs d'ores et déjà dépréciés. Cette situation s'est produite malgré la fermeture, en Allemagne, de près de 9 GW de capacité nucléaire en quelques semaines après le drame de Fukushima.

Étant donné la surcapacité actuelle et la faible probabilité que les déterminants sous-jacents (demande faible, développement d'ENR soutenu par les États) évoluent de façon positive dans un avenir proche, les producteurs conventionnels ont choisi de fermer – de manière temporaire ou définitive – certaines de leur capacité.

(1) Cela ne semble cependant pas avoir un impact important sur le niveau du prix moyen par rapport aux autres facteurs mentionnés.

Du point de vue du secteur privé, les évolutions récentes du marché de l'électricité ont détruit la capitalisation boursière des entreprises, ce qui a compromis le bilan de certaines d'entre elles. En général, ces replis sont typiques des industries à forte intensité capitalistique telles que l'électricité (ou l'acier, le bois et le papier) et sont typiquement caractérisés par une consolidation de la structure industrielle.

Du point de vue sociétal, le risque majeur associé au ralentissement du secteur de la production conventionnelle est, bien sûr, la chute potentielle des marges de sûreté, entraînant des flambées de prix plus fréquentes et plus fortes, voire le rationnement de la demande au cas où elle ne serait pas assez élastique par rapport au prix et devrait donc être réduite.

Pour l'instant, les prix de gros n'affichent aucune tendance à la hausse. Ils n'ont quasiment pas évolué et on n'observera pas d'augmentation marquée ni dans la fréquence ni dans l'intensité des flambées des prix. La prévision des prix au cours des années à venir ne traduit pas non plus de hausse importante des prix à terme.

Par conséquent et comme l'indiquent la plupart des prévisions sur l'équilibre entre l'offre et la demande, on peut conclure qu'il ne semble pas y avoir de risque immédiat d'inadéquation des capacités de production *sur le marché de gros* (au niveau des zones distinctes). Il est bien sûr impossible de démontrer que cette hypothèse est fautive.

Cependant, même si jusqu'à présent il n'y a aucun signe d'inquiétude immédiate concernant l'adéquation des capacités de production sur le marché de gros, les marges de sûreté doivent toujours être surveillées de près. La courbe d'offre est plutôt plate à l'endroit où elle rejoint celle de la demande. Ainsi, on pourrait imaginer que si un nombre trop important de centrales identiques était retiré du marché simultanément, cela créerait une sur-réaction de l'offre et donc un manque soudain de capacité. Même si cela n'entraînerait pas forcément de blackout, cela impliquerait dans tous les cas une augmentation soudaine des prix qui peut difficilement être anticipée par les acteurs du marché.

De plus, les prix de gros reflètent seulement la moyenne (géographique) de l'équilibre entre l'offre et la demande dans une zone distincte. Par construction, les prix de gros ne permettent pas de rendre transparent le déséquilibre offre-demande à un niveau régional qui serait inférieur à l'étendue des zones distinctes. Aussi longtemps que subsisteront des goulets d'étranglement importants au sein d'une zone donnée, l'insuffisance des capacités de production au niveau régional restera imperceptible tant que seuls les prix de gros seront observés¹.

(1) L'Allemagne est un bon exemple d'inadéquation importante entre l'étendue géographique, la zone distincte (toute l'Allemagne) et la typologie du réseau. En effet, le retrait de la capacité nucléaire en 2011 a entraîné un déséquilibre important entre le sud et le nord du pays. Des goulets d'étranglement internes sont désormais plus fréquents. Puisque l'Allemagne ne représente qu'une seule zone distincte, ces goulets d'étranglement nécessitent une utilisation plus fréquente des interventions de redistribution par les GRT, mettant en activité (*out-of-the-money*, hors de la

L'Allemagne a introduit un mécanisme discrétionnaire pour garantir l'adéquation des capacités de production. En 2013, le gouvernement allemand a publié une directive¹ qui autorise les contrats bilatéraux entre le GRT et les producteurs considérés comme « importants pour le système » et qui comprend des paiements du GRT au producteur afin de maintenir l'activité des centrales de production. L'autorité régulatrice, la Bundesnetzagentur, doit être impliquée dans l'ensemble du processus. Évidemment, cette approche bien spécifique est adaptée pour éviter les situations critiques sur le réseau, en particulier si le nombre de centrales de production concernées reste faible. Mais cela ne constitue pas une solution systématique au problème. Cependant, avant de prendre toute autre décision, les coûts et les obstacles des approches alternatives et plus systématiques doivent être précisément évalués.

Le marché de gros de l'Europe continentale montre une caractéristique inhabituelle de prix négatifs de l'électricité pendant certaines heures. Payer les consommateurs pour utiliser le bien précieux qu'est l'électricité est révélateur d'inefficacités de marché. Tout d'abord, à cause de la structure des dispositifs de soutien, les ENR intermittentes ne sont pas complètement interrompues pendant ces heures, même si cela serait économiquement pertinent. Ensuite, les consommateurs ne peuvent bien évidemment pas utiliser intégralement le signal-prix négatif (partiellement à cause du manque de flexibilité et parce qu'ils doivent également payer d'autres composantes de coûts : frais de réseau, taxes, impôts, etc.), à tel point que le gain potentiel de l'utilisation de l'électricité à des prix négatifs ne peut pas être entièrement réalisé². Enfin, la production conventionnelle fait preuve d'un degré de flexibilité insuffisant. Il est en effet préférable, pour ces centrales, de payer quelqu'un pour consommer l'électricité produite plutôt que de stopper la production. C'est notamment le cas pour les centrales de cogénération, dont l'utilisation est en partie programmée pour des contraintes thermiques.

Au niveau du commerce de détail

Malgré la baisse des prix de gros, les prix de l'électricité en Europe sont toujours beaucoup plus élevés en moyenne que dans les autres régions du monde, en particulier aux États-Unis, où les faibles prix du gaz et de l'électricité permettent actuellement la renaissance de la production industrielle, avec une augmentation de l'investissement des entreprises européennes aux États-Unis.

monnaie) des centrales électriques dans le sud, et réduisant (*in-the-money*, dans la monnaie) l'activité des centrales dans le nord. Pour pouvoir procéder ainsi, une capacité de production suffisante doit être disponible dans le sud. Cependant, cette capacité n'est pas rentable par rapport au prix de gros (moyen) allemand. À moins de diviser la zone unique, une action réglementaire est nécessaire pour maintenir ces centrales dans le système. Il faut remarquer que la détermination allemande à maintenir une zone distincte uniforme augmente la pression sur la production d'Allemagne du Sud à cause de l'excès de demande que cela génère chez ses voisins du Sud. Toute solution de maintien d'une zone distincte uniforme en Allemagne pourrait contrer ce problème seulement en ayant recours à la redistribution transfrontalière systématique, c'est-à-dire en élargissant de façon conséquente la zone tarifaire allemande.

(1) *Reservekraftwerksverordnung*.

(2) En effet, il peut même être surcompensé si la flexibilité est considérée comme « mauvaise ».

Les raisons en sont les prix plus élevés des combustibles en Europe pour le charbon (transport) et le gaz (le gaz de schiste américain n'en fait pas partie) et l'intégration d'un prix du carbone en Europe. À cela s'ajoutent, pour les consommateurs d'électricité européens, d'autres facteurs de coûts importants que sont les nombreuses taxes et prélèvements imposés par l'État.

En Allemagne, en plus de la taxe EEG, l'État a introduit d'autres composantes de coûts dans le prix de détail, notamment la taxe sur l'électricité (20 €/MWh, équivalant à une taxe carbone d'environ 35 €/MWh au facteur d'émissions carbone du mix énergétique en 2012), la taxe de concession du réseau, la taxe de cogénération pour la subvention des centrales de cogénération et la taxe de responsabilité offshore pour financer le coût des retards dans la connexion des réseaux entre les fermes éoliennes offshore et le réseau onshore. Une fois additionnées, ces composantes de coûts s'élevaient, en 2012, à environ 100 €/MWh pour les ménages et à environ 70 €/MWh pour les consommateurs industriels. Sur ces composantes de coûts, l'État collecte une TVA de 19 %. Ainsi, jusqu'à présent, le prix final payé par le consommateur est environ deux fois plus élevé que le coût économique que représentent la production, le réseau et la vente au détail.

Le décalage important entre les prix finaux payés par les consommateurs et le coût économique de l'approvisionnement a plusieurs effets préjudiciables : il incite à l'autoproduction, peu performante pour l'autoconsommation à la fois au niveau de l'industrie et des ménages, il entraîne de nombreux effets redistributifs indésirables et nuit à la concurrence au niveau du commerce de détail¹. Étant donné la construction actuelle des tarifs de réseau et les nombreuses taxes, cette tendance à l'autoproduction risque de s'accroître.

Au niveau du commerce de détail, il existe un potentiel d'amélioration pour une meilleure intégration du marché européen, par exemple, en termes de prix régulés ou de tarifs des importations et des exportations, en particulier en Europe de l'Est.

Ces diverses compétences demeurent aux mains des responsables politiques nationaux et entraînent une grande diversité de modèles de marché et de choix de régimes fiscaux à travers l'Europe. Par exemple, le point de vue d'un client espagnol sur le marché de l'électricité (en termes de prix et de structure des prix) est très différent de celui d'un client allemand. Le commerce de détail et les stratégies d'approvisionnement pan-européens sont ainsi entravés. Cette structure hétérogène est donc une déficience majeure du modèle de marché, elle divise le marché intérieur européen en vingt-huit et constitue un frein à la productivité et à l'innovation.

(1) En outre, les frais relatifs au réseau sont calculés sur la base de l'énergie et des capacités maximum déjà utilisées. Ces éléments réduisent l'élasticité des consommateurs vis-à-vis du prix de gros sans aucun avantage économique puisque les frais du réseau sont essentiellement fixes à court terme. À cause de cette distorsion, les consommateurs industriels en Allemagne trouvent difficile de réagir et de profiter des prix très faibles et même négatifs de l'énergie lors d'épisodes de vent et d'ensoleillement importants.

Atténuation des GES

Le prix des quotas d'émission de carbone dans le système EU ETS varie actuellement entre 4 et 5 €/tCO₂. Le niveau de prix actuel est bien loin des prévisions réalisées au moment où l'objectif a été défini¹, et en dessous des estimations des coûts externes des dommages créés par les émissions de CO₂². Le prix du quota devrait essentiellement refléter les anticipations des acteurs du marché relatives à une réduction du nombre total de quotas pour la période 2013-2020. Même si certaines irrégularités ont été relevées dans le commerce des quotas de carbone par le passé, il n'existe pas de preuve suffisante pour affirmer que le marché du carbone ne fonctionne pas correctement.

Au contraire, plusieurs faits soutiennent l'hypothèse que les prix observés sur l'EU ETS reflètent bien les prévisions selon lesquelles le marché ne sera pas particulièrement tendu jusqu'en 2020. Ces faits incluent une faible demande de quotas de carbone depuis 2009³, suite à la crise économique en Europe, une forte augmentation des compensations carbone des projets MDP⁴ réalisés à des coûts de réduction des émissions faibles, le soutien passé et futur des États membres pour certaines technologies de réduction des émissions (en particulier les ENR), la demande de suppression des quotas de carbone et l'absence d'engagement politique pour la période 2020-2030⁵.

Par conséquent, les déficiences majeures de l'EU ETS sont liées à un manque d'engagement ferme concernant le mécanisme au-delà de 2020, à la portée et au rôle du MDP ainsi qu'au débat autour de la modification du calendrier des enchères (*backloading*), qui menacent de nuire encore plus à la crédibilité politique du mécanisme, sans toutefois avoir d'impact significatif sur le prix du carbone. Sur ce dernier point, la gouvernance est insuffisante dans le système EU ETS en termes de gestion des situations de faible (ou forte) demande de quotas.

En plus de l'EU ETS, l'UE s'est fixé deux objectifs dans le cadre du « paquet climat-énergie », à savoir une augmentation de la part des ENR dans le mix énergétique et une amélioration de l'efficacité énergétique. Ces efforts supplémentaires n'entraînent pas de baisse des émissions dans les secteurs couverts par l'EU ETS mais conduisent à la baisse des prix des quotas, et à des coûts supplémentaires pour l'économie dus aux mécanismes de soutien octroyés à ces technologies de réduction des émissions (plutôt que de laisser le marché EU ETS sélectionner lui-même les

(1) Voir par exemple :

www.db.com/medien/en/content/press_releases_2007_3588.htm?dbquery=null%3A%26%238220%3BCarbon+Emissions%3A+Banking+on+Higher+Prices.

(2) Voir Tol R. (2009), « The economic effects of climate change », *Journal of Economic Perspectives*, vol. 23(2), p. 29-51.

(3) Le surplus de certificats de la période 2008-2012 pourra être utilisé pendant la période 2013-2020.

(4) Mécanisme de développement propre.

(5) Ainsi, il n'existe aucune prévision sur l'utilisation des certificats au cours de la période à venir, le marché attribue une probabilité positive à une situation pour laquelle le prix du carbone sera de zéro à la fin de 2020.

mesures de réduction des émissions les plus efficaces économiquement). Le passage du charbon au gaz est, par exemple, évincé par le soutien généreux accordé aux technologies de réduction des émissions plus onéreuses comme les ENR¹. Dans tous les cas, en superposant les subventions aux ENR à l'EU ETS, l'UE augmente de manière significative les coûts de réduction des émissions de carbone. Une révision de cette politique est fortement recommandée, en commençant pas la définition des objectifs correspondants².

De plus, l'UE a laissé la gestion de la mise en œuvre des ENR et de la directive efficacité énergétique aux États membres. Si pour l'efficacité énergétique, cela se justifie par des arguments de solidarité, les dispositifs nationaux de soutien aux ENR imposent des charges sur les pays voisins et ont ouvert la voie à des dispositifs peu performants dont la vocation est plus de faire plaisir à des électeurs nationaux que d'atteindre les objectifs européens en matière d'ENR de façon efficace³. Des règles du jeu équitables entre les technologies ENR et entre pays généreraient de très importants bénéfices en réduisant le coût d'atteinte des objectifs en termes d'ENR. De plus, un marché intégré et donc plus vaste pour ces technologies ferait office de catalyseur supplémentaire pour une activité innovante dans le secteur.

3. Optimiser les politiques et le modèle du marché

Clarifier l'ensemble des objectifs et l'approche réglementaire

Tout d'abord, les responsables politiques devraient clarifier et coordonner leurs objectifs avant d'introduire de *nouvelles* interventions sur le marché. Cela ne peut être réalisé de manière crédible que s'ils prennent en compte explicitement tous les arbitrages inhérents et renoncent à essayer de micro-gérer les conséquences du marché.

La priorité doit être donnée à la réduction du risque réglementaire en faisant le choix d'engagements politiques à long terme concernant les objectifs et le cadre réglementaire.

En particulier, les distorsions (politiques) exogènes de prix au niveau national ne sont pas compatibles avec la crédibilité des politiques à long terme (au moins tant que l'UE

(1) En effet, la part du gaz dans le mix énergétique européen baisse (le « paradoxe du gaz ») et continuera à baisser dans le cadre d'un scénario tendanciel classique.

(2) Voir section 1.

(3) Concernant le cas important de l'Allemagne en 2012, on remarquera que la moyenne des tarifs de rachat payés pour les installations soutenues par l'EEG était de 189 €/MWh, alors que la valeur moyenne des ENR vendues sur le marché de l'électricité s'élevait à 67 €/MWh seulement. Pour couvrir le différentiel de coût, le consommateur d'électricité allemand a dû soutenir les opérateurs d'ENR par le biais d'une taxe s'élevant à environ 13 milliards d'euros en 2012. La taxe prélevée sur les consommateurs d'électricité n'a cessé d'augmenter, passant de 2 €/MWh en 2000 (année de l'introduction de l'EEG) à 36 €/MWh en 2012 puis 53 €/MWh en 2013. En 2014, elle atteindra 62 €/MWh.

et sa promotion pour l'intégration des marchés européens continuent d'exister). Si le choix est fait de continuer à avantager certaines technologies dans le cadre de la politique énergétique communautaire, cela devrait être fait de façon harmonisée au niveau européen.

De plus, même si les décideurs politiques étaient capables de se coordonner efficacement au niveau européen, les responsables politiques ou les régulateurs ne seraient pas en mesure de répondre à l'exercice de planification centrale nécessaire. Le marché libéralisé est plus à même de choisir et d'intégrer la multitude de technologies existantes et nouvelles qui font partie du futur marché européen de l'électricité¹. C'est particulièrement vrai dans les périodes de changement rapide et quand plusieurs acteurs sont impliqués dans le processus de prise de décision².

Ainsi, les décideurs politiques devraient faire du marché intérieur européen le pilier de leur future approche réglementaire, en évitant autant que possible la distorsion des prix de marché, particulièrement au niveau des 28 États membres. Si les avantages nationaux accordés à certaines technologies restent un outil de la politique énergétique européenne, il faudrait au moins qu'ils soient non distorsifs pour les mécanismes de prix.

Préciser les principes de subsidiarité

Actuellement, la distorsion des prix par les États membres peut seulement être abordée par l'UE sur la base de compétences générales, principalement dans le contexte d'aides d'État illégales. Cependant, les débats actuels (le dispositif allemand de promotion des ENR ou le dispositif anglais de soutien au nucléaire) illustrent la faiblesse structurelle au niveau européen, au moins dans le contexte du secteur de l'électricité. Ainsi, les contre-réactions typiques des États membre n'influencent pas les compétences européennes mais mobilisent plutôt les ressources nationales³, et impactent donc le bon fonctionnement du marché intérieur.

En acceptant les défis d'une union politique à part entière dans le domaine de la politique en matière d'électricité, il devrait au moins être exigé que les États membres s'accordent pour inverser progressivement la tendance à la renationalisation et la recentralisation du secteur européen de l'électricité. En particulier, la subsidiarité

(1) Cela inclura également plusieurs technologies à petite échelle, qui peuvent être déployées comme des technologies distribuées sur le territoire (du côté de l'approvisionnement ainsi que de celui de la demande) et connectées virtuellement. Le développement de ces technologies ainsi que celui des TIC nécessaires pour les connecter a fortement réduit l'avantage, en termes de coût, des réseaux électriques composés de centrales de grande envergure et donc l'intérêt de protéger ces actifs face à la concurrence.

(2) Par exemple, le travail de coordination devient plus complexe à mesure que les grandes unités de production sont remplacées par des petites unités distribuées sur le territoire, ou à mesure que les « consommateurs » gèrent activement leur propre équilibre entre offre et demande.

(3) Par exemple, l'installation de technologies de déphasage ou l'introduction d'interventions sur le marché national telles que les mécanismes de capacité.

prévue par le traité de Lisbonne devra être précisée, de telle sorte qu'elle soit cohérente avec une évolution vers un marché européen de plus en plus intégré.

Le soutien aux technologies est au cœur du conflit de subsidiarité entre l'UE (marché intérieur) et les États membres (souveraineté sur le mix énergétique). Ainsi, il serait très important de clarifier le principe de subsidiarité dans le champ du soutien technologique. Par exemple, les États membres pourraient se mettre d'accord pour que tout soutien apporté à des technologies spécifiques soit également accessible aux investisseurs dans les autres États membres de l'UE et de façon (largement) non distorsive (par le biais d'allègements fiscaux, de systèmes de quotas ou de primes). Par ailleurs, l'UE garantirait aux États membres le droit exclusif de la procédure de permis, à l'exception de certaines normes minimales approuvées au niveau européen. Un tel accord pourrait être encadré par un amendement qui spécifierait la terminologie plutôt générale utilisée dans l'article 194 du traité de Lisbonne.

Dans ce contexte, la première problématique serait l'énergie nucléaire. Les risques liés à l'utilisation civile de l'énergie nucléaire en Europe, de même que, dans le cadre de marchés intégrés, l'avantage, pour les consommateurs, de garder les centrales existantes en activité, ne peuvent pas se confiner aux frontières nationales. Cependant, la rente procurée à un opérateur de centrales nucléaires reste principalement à l'intérieur de l'État membre, soit directement (par une taxe sur le combustible nucléaire ou par la propriété étatique des centrales nucléaires) soit indirectement (*via* des taxes payées par l'opérateur dans le pays de résidence). Ainsi, il y a possibilité d'optimiser le risque intra-européen de l'utilisation de l'énergie nucléaire en Europe. Sans débat ouvert sur ces questions, un accident nucléaire majeur n'importe où en Europe créerait des tensions politiques très importantes entre États membres.

La deuxième problématique serait, dans ce contexte, le soutien apporté aux ENR. Comme le montrent de nombreuses études, l'Europe dispose d'importantes opportunités pour fournir des règles du jeu équitables en termes d'investissement dans les technologies ENR. Un choix important reste à faire entre une politique de réduction des émissions de CO₂ mise en œuvre par le biais de l'EU ETS (entraînant des prix plus élevés et, entre autres, des profits plus importants pour le parc nucléaire européen, mais laissant plus de place à la concurrence entre les différentes technologies de réduction des émissions) et une politique ayant recours à des dispositifs de soutien complémentaires (toutes choses égales par ailleurs, réduisant le prix du carbone sur l'EU ETS et donc les profits nucléaires).

Si l'Europe décide de progresser vers un objectif explicite en termes d'ENR après 2020, elle devrait envisager de l'atteindre par le biais d'un dispositif de soutien mutuel et harmonisé¹. Pour être rentable et maximiser les synergies, de tels dispositifs européens de soutien mutuel aux ENR devraient être neutres en termes de

(1) L'Union européenne a déterminé les objectifs en matière d'ENR pour l'UE et pour chaque État membre à l'horizon 2020, confiant la mise en œuvre de ces objectifs aux États membres.

technologie et de localisation, et rémunérer les opérateurs d'ENR sur la base du « prix de gros plus X ». Ici, le « X » peut être déterminé de différentes façons, par exemple par un quota européen mutuel reflétant l'objectif commun européen en matière d'ENR. Un tel système de quota, par analogie à l'EU ETS, peut être mis en œuvre relativement rapidement, surtout si un système de certificats d'origine a déjà été instauré au sein de l'UE. De plus, un système de quota serait une façon simple de concilier différentes préférences en matière d'objectifs d'ENR parmi les États membres. La quantité de quotas alloués aux consommateurs nationaux pourrait varier d'un État membre à un autre, la moyenne pondérée des quotas des États membres constituant les quotas européens communs.

Avant même d'arriver à un dispositif de soutien aux ENR commun, les États membres pourraient bénéficier de synergies basées sur la localisation en regroupant les objectifs et les mécanismes de soutien sur une base bilatérale, comme suggéré par la directive européenne sur les ENR.

Améliorer l'intégration du marché

Les marges de manœuvres ne manquent pas pour renforcer le fonctionnement du marché intérieur européen. Les marchés peuvent être plus ouverts à l'Europe de l'Est, les interconnexions peuvent être améliorées physiquement et commercialement¹, et les zones distinctes peuvent être retravaillées pour refléter la topologie du réseau de façon plus optimale.

Des améliorations plus importantes, à part la suppression des goulets d'étranglement commerciaux et physiques, peuvent être envisagées suite à la mise en œuvre des codes de réseaux dans le contexte de la finalisation du marché intérieur européen de l'énergie d'ici la fin de l'année 2014. Les aspects importants sont, par exemple, l'introduction de zones distinctes optimales (qui ajustent de façon optimale les arbitrages entre la liquidité – plus elle est importante, mieux c'est – et les goulets d'étranglement internes – moins il y en a, mieux c'est). En outre, la réduction de la période entre la fermeture du guichet et la réalisation physique (actuellement un jour) aiderait à intégrer de façon plus efficace une plus grande part d'ENR intermittentes.

L'Europe tirerait profit d'une harmonisation transfrontalière renforcée dans la régulation des réseaux et d'une intégration transfrontalière plus approfondie des GRT. Maximiser les capacités de transmission transfrontalières disponibles devrait être la priorité de tous les GRT européens, indépendamment de tout intérêt politique ou commercial à isoler le marché national.

(1) Des améliorations plus importantes en termes de couplage des marchés peuvent être réalisées en introduisant le couplage de marché basé sur les flux, qui prend en compte les flux de courant dans un réseau de transmission fortement maillé. Pour toutes les autres frontières, des améliorations peuvent être réalisées en rendant les mécanismes d'attribution plus efficaces, en particulier en migrant vers un mécanisme d'attribution implicite, c'est-à-dire le couplage de marché.

De plus, des règles communes devraient être établies concernant l'allocation des coûts transfrontaliers pour les projets d'infrastructure d'intérêts communs.

Par ailleurs, il existe un potentiel d'amélioration au niveau de l'harmonisation des mécanismes d'ajustement et de leur accessibilité transfrontalière. Sur ce point, les nouveaux codes de réseaux sont censés représenter des progrès importants.

La manière d'intégrer le commerce de gros de l'électricité dans le contexte d'une nouvelle régulation du secteur financier (EMIR, European Market Infrastructure Regulation) fait aujourd'hui l'objet de débats. Des inquiétudes demeurent quant au fait que cette régulation puisse étouffer la liquidité des marchés de gros de l'électricité de façon excessive et même mettre en danger leur fonctionnalité. Cette problématique devra être examinée de près.

Sécuriser l'adéquation des capacités de production

Concernant la mise en œuvre de marchés de capacité, il est nécessaire de procéder à une analyse empirique pour déterminer si le problème de « manque de rémunération à la pointe » existe réellement, ou existera, sur le marché intérieur européen. Si tel est le cas, les causes principales devront en être définies¹. Des solutions au potentiel problème de manque de rémunération à la pointe devront alors être trouvées et pourraient inclure des mécanismes de capacité mais également d'autres mesures telles que des changements dans les règles commerciales sur les marchés de l'électricité, une prise de décision au cas par cas des autorités régulatrices², et des activités complémentaires des autorités des cartels³.

Dans tous les cas, le niveau approprié de définition des normes d'adéquation serait le niveau de la zone distincte, idéalement après le réarrangement des zones distinctes d'une façon optimale. Le rôle de l'UE consiste donc à formuler des normes pour la structure de ces mécanismes et à assurer que ces derniers ne sont pas employés de façon abusive comme substitut des aides d'État illégales.

(1) Des besoins importants pour des recherches empiriques à la fois du côté de la demande (élasticité, MDE, niveau maximum de charge garanti) et de l'offre (*merit order* à moyen terme, structure du marché dans des conditions de marché tendues, rôle de l'interconnexion transfrontalière, rôle de la production distribuée).

(2) Voir plus haut le mécanisme d'intervention sélectif par le BNetzA en Allemagne.

(3) Dans le contexte de mécanismes de capacité, il est souvent fait allusion au marché de gros en tant que marché rémunérant uniquement l'énergie produite. Au sens strict du terme, cette nomenclature est trompeuse. Sur le marché de gros, les traders échangent des blocs d'énergie à un instant précis avec la dimension temporelle devenant de plus en plus courte jusqu'à la réalisation physique. Dans ce sens, les marchés de gros échangent conjointement l'énergie et la capacité, et les écarts d'un bloc dans un intervalle de temps infime sont ensuite réglés par ce qu'on appelle les mécanismes d'ajustement. Une situation rémunérant uniquement l'énergie produite au sens strict du terme existe seulement au niveau du commerce de détail pour les clients sans comptage en temps réel et qui paient un prix (et une capacité) de l'énergie indépendamment du moment de consommation. Pour l'Allemagne, cela représente *a priori* moins de la moitié du marché.

Les normes régissant les mécanismes de capacité doivent être neutres d'un point de vue technologique, transparentes et non distorsives envers le marché de gros de l'électricité¹. Ainsi, les mécanismes de capacité doivent être accessibles et non discriminatoires (notamment d'un point de vue transfrontalier).

Par ailleurs, des lignes directrices doivent être établies pour définir et calculer l'« adéquation de capacités de production ». Par exemple, il est totalement insuffisant de définir une période de pointe intervenue dans le passé comme exigence minimale de capacité de sécurité. En particulier, les normes d'adéquation par zones distinctes devraient refléter les effets de diversification du commerce pan-européen, ce qui devrait abaisser les normes d'adéquation relatives aux importations et aux exportations peu élastiques ou inexistantes.

Améliorer le commerce de détail

Dans toute l'Europe, une révision des composantes des prix de l'électricité induites par l'État est garantie. En particulier, la consommation en électricité des ménages a traditionnellement été définie comme un facteur fixe et peut ainsi être taxée de façon importante. Cette nouvelle opportunité d'autoproduction à petite échelle provoquée par la libéralisation du marché et les avancées technologiques signifie que cette hypothèse n'est plus valide.

L'harmonisation des composantes de prix induites par l'État à travers l'UE offrirait de nouveaux avantages, notamment aux producteurs et aux consommateurs d'électricité présents dans plusieurs États membres. En général, les prix de l'électricité devraient refléter le coût réel de la production (comprenant le prix internalisé des émissions de carbone), du réseau, et de la distribution et ne devraient pas être faussés par des composantes de prix supplémentaires. Par ailleurs, étant donné la part très élevée des coûts fixes du réseau, les paiements pour son utilisation devraient idéalement être fondés sur la capacité maximum *potentiellement* nécessaire plutôt que sur l'énergie et la capacité utilisée à un temps donné. Un tel changement dans le calcul des coûts du réseau aiderait les consommateurs à être plus réactifs face aux variations à court terme des prix de l'électricité.

D'un point de vue plus général, il serait important de repenser les aspects redistributifs du modèle du marché de l'électricité. En particulier, il devrait y avoir un débat approfondi sur l'utilisation des revenus de l'État provenant de l'EU ETS (en envisageant la possibilité d'un éventuel « double dividende »).

(1) Voir par exemple le mécanisme de capacité complet pour l'Allemagne suggéré et débattu dans Elberg C. *et al.* (2012), « Investigation into a sustainable electricity market design » (Résumé), disponible sur www.ewi.uni-koeln.de.

Améliorer l'EU ETS

Si l'objectif d'atténuation des émissions de carbone dans le secteur de l'électricité occupe une part essentielle de l'agenda politique, l'EU ETS devrait être renforcé et soutenu par un engagement politique ferme. En particulier, les objectifs pour la période 2020-2030 devraient être définis dès que possible et le rôle futur du MDP devrait être simultanément clarifié.

Au vu de la récente expérience de l'EU ETS pendant la crise économique, les décideurs politiques pensent que les plafonds devraient être assouplis dans de telles situations. Un tel mécanisme de flexibilité devrait être clairement défini afin d'éviter des interventions arbitraires sur le marché. Les mécanismes possibles pour y arriver sont, à titre d'exemple, des prix planchers/plafonds ou la création d'une institution responsable de telles décisions.

4. Résumé et perspectives

Il y a un intérêt économique important à attendre d'une approche plus européenne non seulement du modèle de marché de l'électricité mais aussi, plus généralement, de la politique énergétique. Deux problématiques *politiques* apparaissent ici fondamentales : premièrement, le rôle et la définition des objectifs politiques appropriés au niveau de l'UE et des États membres, deuxièmement la répartition des compétences entre l'UE et les États membres.

Par conséquent, le problème d'amélioration du fonctionnement des marchés européens de l'électricité ne doit pas être perçu comme une problématique économique dans un modèle optimisé de marché. Au contraire, les problématiques *politiques* se trouvent au cœur du défi que représente le traitement des nombreuses déficiences de fonctionnement du secteur européen de l'électricité. Ces problématiques doivent être résolues avant de traiter la question d'un modèle de marché approprié.

Les éléments principaux gérés au niveau européen (marchés de gros concurrentiels, EU ETS) sont la pierre angulaire de l'approche réglementaire européenne et sont plutôt bien conçus en eux-mêmes, même si certains problèmes mineurs subsistent. Cependant, à cause des distorsions du marché induites majoritairement par les mesures politiques des États membres (marché de gros) et du manque de visibilité après 2020 (EU ETS), leur bon fonctionnement est de plus en plus remis en cause. Les principaux défis au niveau européen sont donc la clarification et la définition des objectifs pour la période 2020-2030, le renforcement des piliers existants du marché intérieur de l'électricité et de l'EU ETS, et des avancées importantes en termes de coordination de la réglementation nationale, de façon plus efficace et effective.

L'alternative à une intégration continue et délibérée (fondée sur une application intelligente du principe de subsidiarité) sèmerait la confusion dans la mesure où elle

donnerait lieu à de plus en plus d'interventions nationales pour contrer les effets transfrontaliers des interventions des autres États membres. Un tel procédé infligerait très probablement à l'économie européenne un coût plus élevé de l'approvisionnement en électricité. Ce « système D » risque de durer plusieurs années, mais il est clair que cette approche est très instable, et que les décideurs politiques trouveront impossible de s'y tenir indéfiniment.

Une redéfinition du modèle du marché européen de l'électricité ne peut être efficace que si les efforts sont partagés entre l'UE et les États membres. Il serait également bon de repenser la subsidiarité entre l'union européenne et ses membres pour le secteur de l'électricité. L'article 194 du traité de Lisbonne, imprécis, ne prévoit pas de réponse satisfaisante à cette question. Ce n'est pas l'objet de ce document que de formuler des suggestions explicites en faveur d'un équilibre de subsidiarité nouveau entre l'UE et les États membres. Cependant, l'analyse présentée indique clairement que laisser les États membres définir (de façon exogène ?) leur mix énergétique sans ligne directrice précise de la part de l'UE et sans potentiel de mise en application de l'UE n'est pas cohérent avec le bon fonctionnement d'un marché intérieur intégré.

Dans ce contexte, plus les marchés de l'électricité seront intégrés entre les membres respectifs, plus l'harmonisation des politiques énergétiques et des modèles de marché correspondants sera essentielle. Même si une telle intégration des politiques énergétiques peut, pour des raisons politiques, ne pas être réalisée au sein de l'UE-28 dans un premier temps, des progrès en ce sens seraient bienvenus dans les îlots régionaux du marché intérieur européen qui sont déjà bien intégrés. Un point de départ crucial serait donc une intégration des politiques énergétiques *et* des modèles de marché entre les pays du « Forum Pentalatéral », c'est-à-dire la France, la Belgique, les Pays-Bas, le Luxembourg et l'Allemagne.

En résumé, les acteurs des marchés de l'électricité font face à d'importants défis, dont la plupart (mais pas tous) ont pour origine des politiques et des choix de modèles incohérents et inefficaces. Il est donc plus que jamais nécessaire que les décideurs politiques européens et nationaux agissent en faveur d'une amélioration du cadre réglementaire du secteur de l'électricité.

Situation actuelle des marchés européens de l'électricité et prévisions à moyen terme

Dieter Helm

1. Les objectifs de la politique énergétique

Pour analyser la politique énergétique européenne actuelle, il faut commencer par en étudier les objectifs. À quoi sont-ils censés répondre ? Une telle approche peut sembler simple et évidente mais, au cœur des problèmes que connaissent aujourd'hui les marchés énergétiques, il règne souvent une grande confusion et, parfois, des oppositions fondamentales sur la nature même des objectifs poursuivis.

Il est d'usage de dénombrer trois objectifs : la sécurité d'approvisionnement, la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre et une modération des prix de l'énergie. Cependant, la cohérence de ce « trilemme » – et surtout la manière de poursuivre ces trois buts simultanément – est loin d'être évidente. Aucun de ces objectifs n'est bien défini. Qu'entend-on par sécurité ? Certains veulent comprendre « autosuffisance » mais, après réflexion, on s'aperçoit que si l'Europe s'était fixé un tel projet au cours du siècle dernier, elle n'aurait pas connu le même développement économique. Par quoi aurait-on remplacé les importations de pétrole et de gaz ? De la même façon, qu'entend-on par faible niveau d'émissions de carbone ? Est-ce un objectif instrumental relatif au changement climatique ou un objectif précis de production de carbone pour l'Europe ? Est-il fixé de manière unilatérale ou conditionné par les objectifs que se donnent d'autres pays ? Sur quelle période doit-il porter ? Enfin, des prix modérés de l'énergie peuvent signifier des factures réduites pour les consommateurs, une protection contre la précarité énergétique ou des dispositions en faveur de la compétitivité industrielle. Il s'agit là de choses bien différentes.

On comprend aisément pourquoi les politiques ne souhaitent pas définir d'objectifs clairs. Cela implique de prendre des décisions difficiles. La sécurité a un prix, de

même que la lutte contre le changement climatique. Mais le plus délicat est l'arbitrage entre les objectifs. La sécurité prévaut-elle sur la lutte contre le changement climatique ? La réduction des émissions de CO₂ est-elle plus importante que la baisse des prix de l'énergie ? Beaucoup rétorquent qu'il n'est nul besoin d'arbitrage puisque seul un secteur de l'énergie sobre en carbone peut garantir à la fois la sécurité d'approvisionnement et des prix modestes. Mais c'est une absurdité. Les arbitrages doivent être définis. Et pour le moment, au sein de l'Union européenne, force est de constater qu'ils ne le sont généralement pas.

L'évitement de ces arbitrages clés se trouve conforté par l'invocation d'une multitude de sous-objectifs. Ceux-ci renvoient à divers buts mal définis, tels que les « emplois verts », la « croissance verte » et la « compétitivité industrielle ». En outre, certains objectifs se chevauchent, notamment la cohésion et l'intégration régionales qui sont liées aux infrastructures énergétiques. De même, il y a clairement des considérations militaires qui plaident en faveur de la sécurité et des stocks stratégiques.

Des objectifs multiples et mal définis engendrent toujours une complexité qui, à son tour, entrave le fonctionnement des marchés. Chaque objectif nécessite au moins un instrument politique mais l'interaction de ces instruments est rarement prise en considération. Chaque fois qu'un problème survient, la tentation est forte d'ajouter de nouvelles mesures. Le résultat, c'est qu'il existe en Europe une accumulation de dispositifs d'une complexité et d'une redondance qui défie toute description. Non seulement la question de savoir à quelle politique énergétique européenne ils sont censés répondre est mal définie, mais les réponses intégrées à la politique actuelle sont multiples et complexes, avec des conséquences graves et non anticipées. Au final, comme nous le verrons, le secteur énergétique européen n'atteint *aucun* des objectifs du trilemme.

2. L'héritage historique

Tout réseau électrique est le produit de son passé et la plupart des investissements résultent de décisions prises dans des contextes très différents. La structure actuelle du marché de l'électricité européen a ainsi été façonnée par l'évolution des réseaux électriques nationaux et par les impacts de plusieurs directives européennes, notamment celles sur le Marché intérieur de l'énergie (MIE) et sur le paquet climat-énergie.

Historiquement, l'approvisionnement en électricité était une question locale, avec une forte implication des autorités municipales. Au milieu du XX^e siècle, la plupart des pays européens sont passés à des systèmes régionaux ou nationaux. La France et le Royaume-Uni ont opté pour des monopoles publics intégrés au niveau national. L'Allemagne, les Pays-Bas et la Suède se sont appuyés sur des coopérations locales et régionales.

Le commerce européen de l'électricité s'est développé au fil des accords bilatéraux. En pratique, il s'est concentré sur les liens entre le nucléaire français et les pays voisins et sur le partage des ressources hydrauliques. La dimension européenne de l'électricité s'est surtout fait remarquer par son absence. Cela reste largement le cas aujourd'hui.

En conséquence, l'Europe continue de se caractériser par son grand nombre de marchés nationaux distincts. Les priorités de chaque pays trouvent un reflet dans la structure et l'organisation de son marché de l'électricité. Après plus de vingt années de tentatives de création d'un marché européen unique de l'énergie, l'approche nationale demeure dominante. Il n'existe pas aujourd'hui de marché européen.

3. Tentatives d'intégration européenne et Marché intérieur de l'énergie (MIE)

Alors que le charbon et l'acier ont joué un rôle clé dans le processus d'intégration communautaire, l'électricité n'a jamais été considérée comme une compétence au cœur de la construction européenne. Elle relève encore très largement du niveau national.

Le Marché intérieur de l'énergie (MIE) correspondait à une extension du processus d'« achèvement du marché intérieur » initié dans les années 1980. Encouragée par la libéralisation et la restructuration au Royaume-Uni, la Commission a voulu étendre les principes d'un marché intérieur plus vaste à l'électricité et au gaz après 1990. Les premières tentatives se sont heurtées à la question de l'accès réglementé ou négocié des tiers au réseau et à une résistance acharnée des énergéticiens français et allemands, notamment RWE, Ruhrgas et EDF (E.ON n'a été créée qu'en 2000), avec le soutien de leurs gouvernements respectifs.

Dans le cas de la France, il n'était pas surprenant qu'avec son engagement nucléaire important et les coûts irrécupérables¹, la perspective aberrante des contrats à long terme et l'exposition des actifs nucléaires à une concurrence sur des marchés spot aient été source d'inquiétude. L'expérience britannique a démontré la vulnérabilité de l'investissement nucléaire à long terme. En effet, comme en témoigne la volte-face britannique, les contrats à long terme s'avèrent fondamentaux pour les investissements nucléaires sauf s'ils sont souscrits par les gouvernements.

Dans le cas de l'Allemagne, les politiques des principaux Länder industriels et la dépendance historique aux importations d'énergie, notamment en provenance de Russie, ont fait de l'énergie un sujet d'intérêt national bien plus important qu'en Grande-Bretagne par exemple, qui bénéficiait de réserves en mer du Nord.

(1) Les coûts irrécupérables (*sunk costs*) désignent la dépense déjà engagée, qui ne peut être récupérée, même en cas de cessation de l'activité.

Malgré ces contraintes nationales, la Commission a planché sur le MIE et, à la fin des années 1990, a approuvé des directives fondamentales sur la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz. Les caractéristiques principales en étaient l'accès réglementé des tiers au réseau, la séparation effective des réseaux par rapport aux activités de production et de fourniture et enfin la libéralisation de l'approvisionnement.

Les pays membres de l'UE ont graduellement appliqué *la lettre* de ces directives, tous n'en ont pas suivi *l'esprit*. Les progrès ont été si lents que l'année 2014 est désormais la date retenue pour la mise en œuvre, un quart de siècle après que la Commission a commencé à tracer la voie. Comme nous le verrons ci-dessous, le développement d'autres politiques et les réponses des entreprises ont considérablement nui au MIE, à tel point qu'il ne constitue plus qu'un pâle reflet de l'action originellement envisagée par la Commission. Dans la mesure où la concurrence reste un objectif, ce sont les déterminants plus généraux de la politique européenne de la concurrence (intervention contre les abus de position dominante, pratiques discriminatoires et aides d'État) qui tendent à l'emporter. Les récentes actions à l'encontre de Gazprom l'illustrent clairement.

4. L'arrivée du paquet climat-énergie

Le paquet climat-énergie est venu ajouter toute une série de mesures aux règles du MIE. Elles comprennent : le marché européen de quotas de CO₂, la directive sur les énergies renouvelables, la directive sur l'efficacité énergétique (finalement adoptée) et les objectifs en termes d'émissions de CO₂. Ce faisant, le paquet climat-énergie a transformé la structure et le modèle du marché. Aucune réflexion ou presque n'a été menée sur les relations entre le MIE et le paquet climat-énergie. Celui-ci a eu des conséquences inattendues qui ont significativement affaibli le MIE.

Le paquet climat-énergie consiste en une série de mesures qui traduisent l'ambition de l'UE de prendre le leadership sur la scène mondiale dans la lutte contre le changement climatique. Si le MIE était le produit de la vague de libéralisation des années 1990, le paquet climat-énergie fut celui des années de prospérité avant la crise du crédit et la dépression économique qui a démarré entre 2007 et 2008. Comme les Européens s'étaient continuellement enrichis et que les responsables politiques voulaient croire que les cycles conjoncturels appartenaient au passé, les coûts du paquet climat-énergie étaient considérés comme très supportables.

Une autre hypothèse importante à l'origine du paquet climat-énergie était que la hausse des prix des combustibles fossiles initiée en 2000 allait se poursuivre, que les prix du pétrole et du gaz allaient continuer d'augmenter. De nombreux dirigeants politiques prenaient pour argent comptant les hypothèses sur le pic pétrolier. À cela s'ajoutaient les inquiétudes sur la dépendance européenne à l'égard des importations

de gaz provenant de Russie, inquiétudes renforcées par les deux crises ukrainiennes de 2006 et 2009.

L'hypothèse d'une hausse des prix des combustibles fossiles (importante dans la compréhension du paquet climat-énergie) était que ces prix élevés rendraient en temps voulu les énergies renouvelables concurrentielles et qu'ainsi les subventions seraient temporaires. En effet, l'investissement précoce dans les énergies renouvelables, selon l'argumentaire en vigueur, allait donner à l'UE un avantage compétitif sur les autres économies, notamment les États-Unis, qui demeuraient fortement dépendantes des énergies fossiles.

Ces deux hypothèses principales – croissance économique d'une part, hausse des prix des énergies fossiles d'autre part) – se sont révélées erronées presque immédiatement après le lancement du paquet climat-énergie.

Une troisième hypothèse a joué un rôle important, qui insistait sur la place que continuerait d'occuper l'énergie nucléaire dans l'UE. L'unilatérale *Energiewende* allemande ne faisait pas partie du paquet climat-énergie. Au contraire, l'opinion couramment admise était que la durée de vie des centrales nucléaires serait allongée et que de nouvelles unités seraient construites dans toute Europe, et pas seulement en Grande-Bretagne, en Finlande, en France ou dans l'ex-Europe de l'Est.

5. L'impact de la crise économique mondiale et de la crise de la zone euro

Il était presque inconcevable, au milieu de la première décennie de ce siècle, que le spectre du chômage de masse, des chutes brutales du PIB et la possible implosion de l'euro deviennent la toile de fond du MIE et du paquet climat-énergie. La crise économique a eu des répercussions importantes sur le secteur de l'énergie. Elle a contracté fortement la demande, diminué les émissions de gaz à effet de serre en raison d'une baisse de la production industrielle et réduit la capacité des consommateurs à payer pour les mesures du paquet climat-énergie. Elle a en outre limité les crédits disponibles et affaibli les bilans des compagnies d'électricité. Un effet plus général de la crise a été de centrer le débat politique sur l'emploi et la compétitivité, donc de le détourner du changement climatique.

6. L'impact du gaz de schiste et la nouvelle abondance de combustibles fossiles

La révolution du gaz de schiste aux États-Unis n'a pas été anticipée par les concepteurs du paquet climat-énergie (même si le MIE a été conçu à une période où les prix du pétrole et du gaz étaient bas). De nombreux responsables politiques européens ont commencé par nier toute répercussion, affirmant que le gaz de schiste était un phénomène temporaire limité aux États-Unis.

En réalité, le gaz de schiste a eu des impacts massifs, et il n'est que le premier d'une série de combustibles fossiles non conventionnels. Ces impacts vont de la nouvelle donne géopolitique, avec la promesse d'une indépendance énergétique de l'Amérique du Nord, à la chute mondiale des prix du charbon.

C'est cette baisse de prix qui a eu le plus de répercussions immédiates en Europe, car les producteurs de charbon américains ont cherché de nouveaux marchés suite à l'éviction du charbon par le gaz dans la production américaine d'électricité. On a brûlé en abondance du charbon bon marché dans les centrales européennes. L'Allemagne et les Pays-Bas ont même pris l'initiative de construire de *nouvelles* centrales au charbon. Le résultat a été une moindre utilisation du gaz en Europe et une augmentation des émissions de carbone.

Un effet indirect de l'irruption du gaz de schiste tient au fossé qui s'est creusé entre les prix de l'énergie aux États-Unis et en Europe. Alors que peu d'industries très énergivores ont quitté l'Europe (la prétendue « fuite du carbone »), les nouveaux investissements dans ces industries sont désormais réalisés aux États-Unis plutôt qu'en Europe. Les États-Unis attirent à nouveau des industries très énergivores et l'Europe ne reçoit qu'une très faible part de ces investissements. Les effets sur la croissance économique européenne pourraient être importants.

L'impact sur le charbon et sur les investissements est renforcé par celui sur les prix du pétrole et du gaz. Il est de bon ton de prétendre que les prix du gaz américain seront sans incidence sur les prix du gaz dans le monde car le GNL est plus cher que le gaz acheminé par gazoduc. Les effets seront certes modestes au début, mais la mise en place des exportations américaines de GNL aura des impacts qui restent mal évalués. Cela dépend en partie de la hausse que les exportations américaines de gaz de schiste entraîneront sur les prix du gaz à l'intérieur des États-Unis. Mais ces exportations contribuent aussi à soulager les contraintes en volume. Le Japon a déjà tiré profit d'un manque de demande aux États-Unis et de la chute des importations américaines. D'autres effets découleront des conséquences sur l'investissement en GNL au Qatar et en Australie.

L'impact à plus long terme des huiles et gaz de schiste sera géopolitique. La dépendance des États-Unis vis-à-vis du Moyen Orient va s'amenuiser. Leur disposition à fournir une protection militaire à la région du Golfe s'en trouvera progressivement diminuée. L'Europe sera de plus en plus exposée. La question de la sécurité est fondamentale pour l'Europe et les pays ayant une situation géographique centrale comme la Turquie joueront à l'avenir un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement de l'Europe en pétrole.

7. L'impact des énergies renouvelables sur les émissions

Les énergies renouvelables sont les grandes gagnantes (avec le charbon) du paquet climat-énergie. La directive sur les énergies renouvelables prévoit des subventions de grande ampleur. Avec des délais relativement courts (2020) et des objectifs exprimés en parts d'énergie plutôt que d'électricité, il s'agit d'une contrainte forte pour les systèmes électriques européens.

Trois principales technologies renouvelables ont gagné en diffusion : l'éolien, le photovoltaïque et la biomasse. Reconnaissons qu'aucune de ces technologies ne peut avoir de réel impact sur le changement climatique. Les deux premières sont intermittentes et de faible densité, et il n'y a pas assez de terrains ni de mers peu profondes pour fournir une production globale capable de répondre à la demande énergétique mondiale. En outre, comme la part de l'électricité dans la demande énergétique finale augmente et va gagner du terrain dans le domaine des transports, le fossé entre la demande totale et la contribution de ces technologies va sûrement se creuser. Les technologies éoliennes et la production solaire actuelles restent marginales dans un contexte d'émissions mondiales en constante augmentation depuis 1990.

En ce qui concerne la biomasse, sa neutralité en carbone est abondamment débattue. Dans le cas de la combustion du bois, étant donné que les arbres sont des « actifs » de la capture et du stockage du carbone (CSC) – ils stockent du carbone –, elle entraîne au mieux un décalage temporel. Lorsque le bois est un déchet, il existe souvent des alternatives comme l'utilisation par l'industrie papetière. Le déplacement des sources d'approvisionnement vers cette industrie entraînent de nouvelles émissions de carbone. Certaines sources locales de bois pourraient être meilleures du point de vue du carbone mais aucune n'est vraiment neutre en carbone. En ce qui concerne les cultures énergétiques, il est beaucoup plus difficile de prétendre qu'elles sont réellement renouvelables. Chose incroyable, il n'existe aucune analyse des impacts des énergies renouvelables sur les émissions mondiales, prenant en compte l'intermittence, les cycles complets du carbone et les substitutions entre production et consommation du carbone dues aux prix élevés.

8. L'impact des énergies renouvelables sur les marchés de l'électricité

L'accent étant placé sur les objectifs en matière d'énergies renouvelables, de nombreux États membres ont non seulement subventionné ces énergies mais leur ont aussi accordé un accès prioritaire aux réseaux électriques. Si on ajoute à cela les coûts spécifiques de l'éolien et du solaire – le coût marginal est de zéro –, quand ces technologies produisent, elles se substituent à toutes les autres.

Les conséquences sont doubles : les prix de gros de l'électricité chutent quand la production au coût marginal proche de zéro entre dans le système ; et en prenant la place des autres technologies, les énergies renouvelables imposent leur intermittence à l'ensemble du système.

Cette conjonction de baisse des prix de gros et d'intermittence imposée est à l'origine de graves problèmes pour les sources d'électricité conventionnelles. Ces facteurs ont rendu l'investissement dans les centrales conventionnelles beaucoup moins attractif, et ont déjà lourdement affecté les principales compagnies d'électricité.

Une nouvelle centrale au gaz ne peut plus compter sur le fait de produire en base (de manière constante) et ainsi amortir rapidement les coûts fixes et irrécupérables des investissements. En outre, cela nécessite des contrats d'approvisionnement en gaz interruptibles, donc des coûts de combustibles plus élevés.

Les impacts sur le gaz ont été renforcés par la chute du prix du charbon qui a entraîné la substitution du gaz par le charbon. Comme expliqué ci-dessous, le prix du carbone n'a pas été capable de combler ce fossé.

Le résultat en Europe de cet ensemble de mesures (et de la décision allemande sur le nucléaire) a été le passage du gaz au charbon et du nucléaire au charbon. Les centrales au gaz ont été fermées, les investissements dans le gaz ont été interrompus et les émissions ont donc augmenté.

La conséquence générale a été de compromettre la viabilité de presque tous les investissements, à l'exception des technologies soutenues par des tarifs de rachat fixés par les gouvernements et des contrats pour différence. Les investissements dans les énergies renouvelables (et en Grande-Bretagne dans le nucléaire) nécessitent des contrats à long terme : le marché intérieur de l'énergie encourage explicitement les changements à court terme et déstabilise ainsi les contrats à long terme. Seule l'*obligation* pour les clients de payer permettrait aux contrats à long terme de fonctionner. Cependant le MIE s'oppose résolument à une telle obligation, par le biais de ses mesures de libéralisation.

La dimension renouvelable du paquet climat-énergie nuit donc au MIE. C'est un conflit fondamental entre les objectifs et la conception politique.

Il y a deux façons de sortir de cette situation : ou bien le paquet climat-énergie doit être ouvert au marché (et reposer sur des mécanismes de marché, sans directives sur des technologies spécifiques) ou bien le MIE doit faciliter les contrats à long terme et ainsi restreindre les changements de fournisseurs, donc limiter la libéralisation. Dans le premier cas, la solution est de remplacer la directive des énergies renouvelables par un prix du carbone effectif. Dans le deuxième cas, les marchés de capacité organisés par une agence jouant le rôle d'acheteur unique des centrales d'achat seront nécessaires. La dimension européenne du MIE ne peut être préservée dans ce contexte que si le modèle du marché de capacité intègre toute l'Europe et

n'est pas basé uniquement sur une approche pays par pays. Jusqu'ici, la Commission ne semble vouloir ni abandonner ses objectifs en termes d'énergies renouvelables ni imposer une conception commune des marchés de capacité.

9. Les quotas de carbone, les énergies renouvelables et les marchés de l'électricité

Le paquet climat-énergie comprenait non seulement la directive sur les énergies renouvelables conçue pour promouvoir certaines technologies choisies, mais également l'EU ETS comme mécanisme de marché.

L'EU ETS s'appuie sur une limitation des quantités émises (plafond d'émissions). C'est la raison pour laquelle l'UE s'est fortement impliquée pour obtenir une seconde période d'engagement dans le cadre du protocole de Kyoto – approuvée lors de la conférence de Durban. Le plafond définit l'enveloppe de quotas qui peuvent être alloués.

Le paquet climat-énergie a fixé un objectif de 20 % de réduction des émissions de carbone pour 2020. Étant donné la crise économique et le déclin structurel des industries énergivores dans l'UE, le prix du carbone de l'EU ETS devrait être inversement proportionnel à la probabilité d'atteindre l'objectif. Si l'objectif est atteint, le prix devrait être de zéro (à moins qu'une nouvelle période d'engagement ne soit décidée et que ne soit autorisée la financiarisation des réductions d'émissions entre ces périodes ou qu'une intervention *ex post* ne réduise le nombre de permis).

Les directives sur les énergies renouvelables ont nui à l'EU ETS. Puisque ces énergies réduisent les émissions en Europe (pas forcément si on considère tous les effets), et puisque la limitation sur le marché est liée aux émissions totales, l'augmentation des énergies renouvelables réduit les prix de l'EU ETS, ce qui encourage le développement du charbon. En théorie, les énergies renouvelables sont réduites à néant par l'EU ETS.

Le prix de l'EU ETS est volatil et bas (trop bas pour faire la différence dans le *merit order* entre les centrales existantes ou pour influencer les investissements). En particulier, l'EU ETS n'a eu aucun effet sur « la ruée vers le charbon » évoquée plus haut, entraînant la fermeture de centrales à gaz modernes à faible émission carbone, remplacées par de vieilles centrales au charbon.

10. L'éventualité d'une pénurie de capacités de production d'électricité

Pour certains pays européens, il y a désormais un besoin cyclique de remplacer les centrales électriques. Depuis la fin des années 1970, en particulier après la forte récession du début des années 1980, les pays ont eu tendance à s'éloigner des

industries trop énergivores. La chute du mur de Berlin à la fin des années 1980 a renforcé cette tendance. La relation entre la demande en énergie et la demande en électricité s'en est trouvée changée. Une grande part de la capacité construite sur l'hypothèse d'une corrélation positive importante entre la demande en électricité et la croissance économique s'est révélée être en surplus par rapport aux besoins. Ainsi, à l'exception du nucléaire français, les besoins réels en investissements ont été bien plus faibles, avec des marges de capacité confortables dans presque toute l'Europe.

La crise économique de 2007 a fait encore baisser la demande, remettant à plus tard le besoin de nouvelles capacités.

À partir de 2015/2016, la directive européenne sur les grandes installations de combustion (LCPD, *Large Combustion Plant Directive*) entraînera la fermeture d'un nombre important de centrales au charbon dans plusieurs pays. Elle a déjà eu un impact sur les horaires auxquels ces centrales peuvent produire (à moins qu'elles ne soient équipées de dispositifs anti-pollution).

Les centrales nucléaires de première génération commencent à être déclassées dans un certain nombre de pays, avec l'Allemagne qui accélère volontairement le processus. L'Allemagne et la Grande-Bretagne sont dans la même dynamique de fermeture de la plupart des centrales nucléaires existantes d'ici le début de la prochaine décennie et elles ont toutes les deux déjà initié ce processus.

11. Marchés de capacité

Alors que certains besoins d'investissements deviennent urgents et que de nombreuses entreprises du secteur de l'énergie sont dans une mauvaise situation financière, après la vague des fusions-acquisitions pendant ces dix dernières années et suite à la crise économique, il apparaît désormais évident qu'il existe peu de mécanismes aptes à assurer les investissements nécessaires dans le cadre du MIE et que le paquet climat-énergie nuit aux dispositifs d'incitation des centrales conventionnelles.

Alors que les tarifs de rachat ont conduit à la mise en place de contrats à long terme pour les énergies renouvelables, il n'existe pas de mécanisme similaire pour les centrales conventionnelles. En effet, comme décrit ci-dessus, le MIE sape en définitive tout dispositif d'incitation pour conclure des contrats pour les coûts fixes et irrécupérables des nouveaux investissements. Il n'existe pas de marchés suffisamment profonds, liquides, transparents à long terme pour couvrir les risques.

Cela se traduit par des efforts importants de la part de nombreux pays européens pour ajouter des contrats de capacité à long terme sur les marchés existants.

En théorie, les contrats de capacité ne sont pas incompatibles avec des marchés concurrentiels. Mais ils nécessitent une intervention importante : la marge de capacité requise doit être fixée, les contrats doivent être attribués et les consommateurs doivent être forcés à payer.

Quelle que soit la part institutionnelle précise dans ces interventions, le fondement de ce mécanisme repose sur un acheteur unique. Il est ironique que le modèle de l'acheteur unique ait été proposé et rejeté dans les débats au sujet des directives du MIE.

Étant donné qu'il faut un gestionnaire de réseau (GR) distinct des producteurs conformément aux règles de découplage, il est inévitable que le GR soit impliqué dans ce processus. Les enchères concurrentielles pour répondre aux besoins de la marge de capacité peuvent être prises en charge par un organe différent, mais les résultats de ces ventes aux enchères doivent être mis en application. Exiger des clients qu'ils paient signifie qu'ils ne peuvent pas se décharger de cette obligation. Que cela soit réalisé par le biais d'un impôt, par les obligations des fournisseurs ou par un système de charges pesant sur l'utilisateur est une modalité importante, mais qui reste secondaire.

Le mécanisme des enchères reste complexe et les détails sont importants pour les conséquences sur le MIE et pour décider si le processus doit être national ou européen. La première question est de déterminer le domaine concerné par les enchères. Qui peut faire une offre ? Est-ce limité à certaines technologies ? Les technologies subventionnées par les FIT peuvent-elles également faire des offres ? Qu'en est-il du côté de la demande ? Le stockage ? L'enchère s'étend-elle au-delà des frontières, à l'ensemble de l'Union européenne ou est-elle simplement nationale ?

Puis vient la forme du contrat de capacité. Faut-il prendre en compte une capacité ferme ou intermittente ? Les fermes éoliennes doivent-elles signer des contrats avec les centrales de pointe pour couvrir leur intermittence et fournir une capacité fiable pour répondre à la demande ?

Concernant la mise en application, les obligations doivent-elles être fournies à l'avance ? Quelles devraient être les pénalités : par exemple si le surplus de capacité n'est pas utilisé ? Sur quels critères devraient être fondées les pénalités : les coûts de production de l'énergie à ce moment-là ?

La question de la durée du contrat est également posée. À quelle fréquence les contrats doivent-ils être mis aux enchères ? Sur quelle période la capacité devrait-elle être engagée ?

Toute institution ayant l'obligation de fournir une certaine capacité devrait pouvoir signer un contrat de capacité, ou cela nécessitera un investissement physique concret.

12. Le retour des acheteurs centraux et des politiques nationales énergétiques

Le paquet climat-énergie a donc nui au MIE. Les gouvernements nationaux ont progressivement assumé les fonctions d'un acheteur central. Ils décident quelles énergies renouvelables recevront quelles subventions. L'éolien, la biomasse et le nucléaire dépendent des interventions politiques des gouvernements, et non du marché. La question pratique est de savoir si cette évolution doit être prolongée ou s'il faut revenir en arrière.

Revenir à une logique d'investissements déterminés par le marché ne semble pas vraisemblable. De fait, pour beaucoup des investissements actuels, les gouvernements sont engagés pour les deux prochaines décennies.

Comme les dispositifs d'incitation pour les technologies conventionnelles sont freinés par l'intermittence des énergies renouvelables, les gouvernements devront concevoir des mécanismes pour assurer la sécurité d'approvisionnement. C'est ici que les mécanismes de capacité interviennent.

Le choix politique auquel l'UE doit désormais faire face est de savoir si elle doit recourir à des marchés compétitifs pour fournir les niveaux de capacité déterminés par les États, ou si elle doit utiliser une approche contractuelle comparable à celle actuellement utilisée pour les énergies renouvelables.

En principe, l'acheteur central pourrait être européen ou se situer à un niveau national dans chaque État. En pratique et malgré ses avantages, une approche européenne (notamment pour les objectifs en termes d'énergies renouvelables) est discutable, et on ne sait pas si les gouvernements nationaux sont susceptibles de déléguer la sécurité de leur approvisionnement à la Commission européenne. Il est peu probable que cette éventualité se concrétise rapidement, qu'elle soit désirable ou non.

Dès lors, la question porte sur la coordination des politiques nationales et sur la recherche d'avantages bilatéraux résultant des échanges entre les États membres.

13. Comment agir ?

Confrontée à la concurrence des gaz de schiste et à l'augmentation des émissions mondiales de carbone, ayant choisi par ailleurs des technologies sobres en carbone, qui sont parmi les plus chères et les moins agissantes sur le changement climatique, l'Europe se retrouve avec des coûts de l'énergie élevés qui sont une conséquence inévitable à la fois du paquet climat-énergie et de l'évolution du marché mondial.

Il existe trois possibilités pour avancer, selon l'importance donnée aux différents objectifs :

- continuer la décarbonisation selon un calendrier rapide ;
- développer des mécanismes de capacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement ;
- concentrer ses efforts pour abaisser les coûts de l'énergie, en absolu mais aussi en relatif.

Si l'UE souhaite continuer sur la voie d'un développement rapide des énergies renouvelables actuelles, alors il sera nécessaire de mettre en place des subventions permanentes pour ces technologies et de développer des marges de capacité plus importantes pour répondre à l'intermittence. L'UE devra accepter le fait qu'elle n'accueillera pas d'industries fortement consommatrices d'énergies et que les consommateurs devront faire face à des factures d'énergie élevées.

Atteindre 40 %, puis 80 %, voire 100 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique nécessite une augmentation importante des investissements. Il ne semble pas que le secteur privé puisse le financer sans un soutien additionnel. En effet, il est probable qu'il y ait besoin d'investissements directs et de garanties de la part des gouvernements. Les gouvernements nationaux seraient moteurs. Les règles européennes limitant les aides d'État devront être ignorées.

En théorie, le développement des énergies renouvelables pourrait être guidé par les mécanismes de marché. En pratique, étant donné les différences entre les dimensions tarifaires, politiques et de planification au niveau national, les gouvernements continueront de choisir les « gagnants ». Toute approche basée sur le marché mettrait fin à l'éolien offshore dans de nombreuses régions et les politiques devraient reconnaître leurs erreurs.

Le problème du développement (actuel) des énergies renouvelables est qu'il est probablement inabordable. Toute politique énergétique doit réunir deux critères : les clients doivent pouvoir payer ; et s'ils le peuvent, ils doivent voter pour des hommes politiques qui vont les forcer à payer. La ruée vers les énergies renouvelables ne remplit vraisemblablement aucun de ces deux critères.

La seconde option consiste à se concentrer sur la sécurité d'approvisionnement. Contrairement à l'argument de nombreux défenseurs du modèle anglais et du MIE, la sécurité d'approvisionnement ne proviendra pas automatiquement du marché. La sécurité d'approvisionnement est un bien public.

Si la sécurité d'approvisionnement est l'objectif premier, quelqu'un doit fixer la marge de capacité et celle-ci doit être payée. C'est à ce moment que les mécanismes de capacité interviennent. Les besoins peuvent être mis aux enchères et les acteurs qui proposeront des offres en réponse seront vraisemblablement ceux qui pourront fournir des réserves de capacité en continu (par opposition à la plupart, mais pas toutes, des énergies renouvelables intermittentes actuelles).

Si le pouvoir d'achat et la compétitivité sont les principaux objectifs, alors la question politique est de savoir comment répondre aux besoins de la demande à un prix abordable et compétitif. L'objectif est d'y parvenir avec un budget fixé et donné.

La préservation du pouvoir d'achat et de la compétitivité nécessite automatiquement des coûts plus bas. Cela signifie d'acheter les combustibles les moins chers, et de se concentrer sur de nouveaux investissements à moindre coût. L'Europe doit faire des choix, elle pourrait se tourner vers le charbon comme la Chine ou l'Inde. Elle pourrait développer les gaz de schiste comme aux États-Unis. Elle pourrait décider de ne pas investir si lourdement dans les énergies renouvelables actuelles, même si elle peut investir dans la R & D pour développer de futures énergies renouvelables.

Aucune de ces options ne semble satisfaisante. La véritable solution se trouve dans la définition de compromis entre les trois objectifs du trilemme. Ceci devrait être le point de départ de la réforme de la politique énergétique européenne.

Les marchés européens de l'électricité en crise : diagnostic et solutions¹

Fabien Roques²

Introduction : contexte et enjeux

La libéralisation des marchés de l'électricité européens a débuté avec la directive de 1996 (directive 96/92/CE). De manière générale, les avancées ont été lentes et la plupart des marchés restent relativement concentrés et isolés par rapport au projet d'origine visant à créer un marché paneuropéen concurrentiel et interconnecté. Si la tendance a été à une progression lente mais continue vers l'intégration européenne dans les années 1990 et 2000, ces dernières années ont été marquées par un patchwork de politiques nationales qui se sont accumulées, créant des distorsions croissantes. Par exemple, les politiques de soutien à certaines technologies spécifiques telles que les énergies renouvelables demeurent des prérogatives nationales qui ont revêtu des formes très variées dans l'ensemble de l'Europe.

À de nombreux égards, les objectifs de développement des énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020 de l'Europe n'ont pas été mis en cohérence avec l'objectif de l'Europe de créer des marchés de l'électricité compétitifs et intégrés. Les contradictions inhérentes entre les objectifs climatiques et environnementaux de l'Europe ainsi que ses autres objectifs de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement n'ont pas été clairement identifiés. Les difficultés liées à la mise en œuvre des objectifs 3x20 deviennent aujourd'hui visibles, alors que de nombreux États membres revoient leur politiques de soutien en

(1) L'auteur souhaite remercier le Commissariat général à la stratégie et à la prospective pour son aide lors de la réalisation de cette étude. Il remercie également Marc Oliver Bettzüge (EWI) et Dieter Helm (Oxford University) pour leurs échanges instructifs à cette occasion. Enfin, il remercie les personnes suivantes pour leurs commentaires utiles sur ce texte : Manuel Baritaud (Agence internationale de l'énergie), Jean-Paul Bouttes, Renaud Crassous, Laurent Joudon (EDF), Dominique Finon (CNRS CIRED), Jan Horst Kepler (université Paris-Dauphine) et Thomas Veyrenc (RTE).

(2) Coordonnées : e-mail : froques@compasslexecon.com, fabien.roques@cantab.net ; tél : +33 (0)1 53 05 36 29. Les opinions exprimées dans le présent document n'engagent que l'auteur.

faveur des énergies renouvelables afin de limiter les coûts pour les consommateurs et de préserver la compétitivité du secteur industriel. Les débats actuels sur la réforme du système défaillant d'échanges de quotas d'émission européen cristallisent également certaines de ces tensions entre les différents objectifs de la politique énergétique et environnementale européenne.

Les difficultés actuelles éprouvées par les marchés de l'électricité européens découlent donc de compromis non aboutis et d'incohérences intrinsèques au sein de l'ensemble des politiques nationales et européennes. Par conséquent, les investissements sont freinés par un climat d'incertitude au niveau des politiques et de la réglementation et l'Europe risque à la fois de ne pas atteindre ses objectifs en matière d'environnement et de s'enfermer dans des prix de l'électricité élevés pendant de nombreuses années. Les débats en cours concernant les objectifs de la politique à l'horizon 2030 de l'Europe devraient être l'occasion de tirer les leçons des politiques pour 2020 et de définir une approche plus cohérente permettant d'aller de l'avant.

Une réforme radicale du fonctionnement des marchés de l'électricité est nécessaire pour les rendre cohérents avec les politiques européennes climatiques et environnementales. La libéralisation des marchés de l'électricité ne doit pas être considérée comme une fin en soi mais plutôt comme un moyen. La définition et la mise en œuvre d'organisations du marché soutenant le développement de technologies sobres en carbone, tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement, et à un coût soutenable, nécessiteront des modifications considérables du modèle actuel de marché de l'électricité conçu il y a vingt ans dans un contexte différent.

Ce document vise à présenter les enjeux et à analyser les problèmes caractérisant la mise en œuvre de marchés de l'électricité libéralisés en Europe, ainsi qu'à explorer des voies de réforme possibles. Il se compose de trois parties principales.

La première partie décrit le *statu quo* actuel ainsi que les enjeux liés à la décarbonisation sur le long terme de l'économie européenne :

- la première section plante le décor en décrivant les problèmes du secteur électrique européen ainsi que les enjeux liés à la décarbonisation sur le long terme de l'économie européenne ;
- la deuxième section quantifie les investissements nécessaires pour le secteur électrique en Europe dans les deux prochaines décennies et montre comment les incertitudes liées au cadre réglementaire et à l'architecture de marché actuelle entravent les investissements et risquent d'empêcher l'Europe d'atteindre ses objectifs environnementaux et climatiques.

La deuxième partie du rapport est axée sur les problèmes « extrinsèques » affectant les marchés de l'électricité :

- la troisième section examine le contexte plus général de la libéralisation du marché de l'électricité, appelant à repenser le cadre des politiques européennes en

matière d'énergie de de changement climatique, notamment en tenant compte des évolutions sur les marchés internationaux de l'énergie, ainsi que des effets de la hausse des prix de l'énergie sur la compétitivité ;

- la quatrième section présente les effets de distorsion des politiques d'aides aux technologies sobres en carbone ainsi que les enjeux liés au système d'échange de quotas d'émission.

La troisième et dernière partie du document se concentre sur les « questions intrinsèques » liées aux marchés de l'électricité :

- la cinquième section détaille l'expérience faite jusqu'à aujourd'hui de la libéralisation des marchés de l'électricité, en soulignant les résultats positifs ainsi que les lacunes du processus de libéralisation et d'intégration ;
- la sixième section se concentre sur les éléments manquants dans la séquence actuelle des marchés de l'électricité, c'est-à-dire la nécessité de meilleurs signaux pour une flexibilité sur le court terme, ainsi que l'équilibre offre-demande sur le long terme ;
- la septième section propose une conclusion et évoque des voies possibles de réforme pour une organisation du marché de l'électricité et un cadre réglementaire durables.

1. Distinguer les enjeux de court terme des enjeux de long terme

Le secteur électrique doit faire face à d'importants enjeux, à la fois sur le court terme et sur le long terme. La crise actuelle rend plus urgent le besoin de réformes structurelles des marchés de l'électricité, dans un contexte de long terme caractérisé par une transformation profonde des technologies et des modèles économiques dominants dans ce secteur.

1.1. Les enjeux sur le court terme : une crise profonde pour les centrales thermiques

Le secteur de l'électricité traverse une crise violente due à la combinaison de plusieurs facteurs qui crée un environnement opérationnel difficile pour les centrales thermiques.

La situation de surcapacité actuelle en Europe provient en grande partie des effets de la crise économique qui a réduit la demande en électricité : tandis que la demande en électricité a augmenté de 50 TWh par an environ au sein de l'UE-27 entre 2000 et 2007 (soit près de 1,8 % par an), en 2012, la demande restait encore inférieure de 130 TWh (environ 4 %) par rapport au pic de 2008. À l'avenir, le secteur risque de se trouver confronté à une « décennie perdue », la faible croissance économique prévue

et les politiques de soutien à l'efficacité énergétique, telles que la directive européenne relative à l'efficacité énergétique de 2012, pouvant ébranler encore davantage la croissance de la demande en électricité.

Le développement des énergies renouvelables, soutenu par un ensemble de politiques publiques, s'est poursuivi sans relâche au cours de ces dernières années en dépit des difficultés économiques et aggrave les effets de la crise économique sur la demande en électricité « résiduelle » pour les centrales thermiques. Les énergies renouvelables disposant souvent d'un accès prioritaire au réseau, leur production d'électricité réduit en effet la charge nette ou « résiduelle » incombant aux centrales thermiques. Tandis que la demande en électricité a chuté de 112 TWh (4 %) entre 2008 et 2012 en Europe, la production d'énergies renouvelables a augmenté de 176 TWh, entraînant une chute bien plus importante de la demande résiduelle de 288 TWh sur la même période. Le tableau n° 1 illustre ce changement structurel de la tendance d'évolution de la croissance de la demande résiduelle d'électricité pour les centrales thermiques : la faible reprise de la demande en énergie (environ 0,8 % de croissance par an sur la période 2013-2020) sera largement dépassée par la croissance des énergies renouvelables qui représente près de 4,6 % par an, menant à une baisse de 1 % par an en moyenne de la demande résiduelle d'électricité sur la période 2013-2020. En d'autres termes, les politiques d'aide aux énergies renouvelables ont pour effet de diminuer de façon structurelle la production à partir de sources thermiques, ce qui, combiné à l'effet de la crise sur la demande en électricité, a considérablement réduit les facteurs de charge des centrales thermiques en Europe. Entre 2008 et 2013, le taux d'utilisation moyen des centrales thermiques est passé de 50 % à 37 %, plus de la moitié de cette baisse étant due au développement d'énergies renouvelables soutenues par différentes politiques.

Tableau n° 1
Taux de croissance annuel pour l'UE-27 du PIB, de la demande en électricité,
de la production d'énergies renouvelables et de la demande résiduelle en électricité
(demande en électricité moins la production d'énergies renouvelables)

Taux de croissance annuel moyen	2000-2007	2008-2012	2013-2020
PIB	2,3 %	- 0,3 %	1,8 %
Demande en électricité	1,8 %	- 1,0 %	0,8 %
Production d'énergies renouvelables	2,9 %	7,3 %	4,6 %
Demande résiduelle en électricité	1,5 %	- 3,3 %	- 1,0 %

Source : IHS CERA

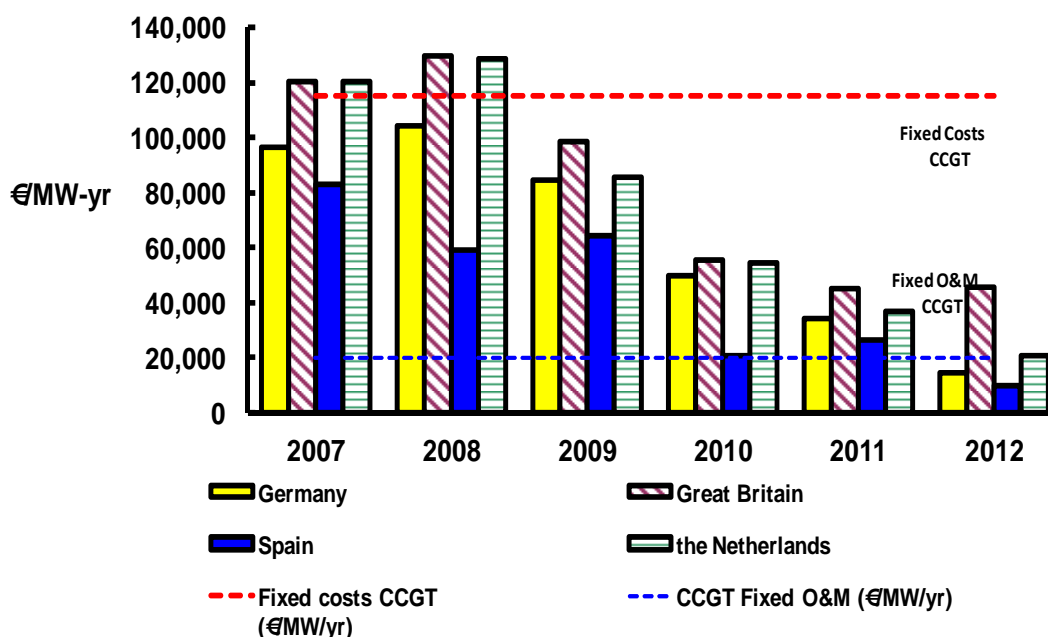
Le troisième élément de cette crise caractérisant le secteur électrique est l'évolution des prix des combustibles fossiles, du CO₂ et de l'électricité. La situation de surcapacité caractérisant la plupart des pays européens a conduit à un effondrement des prix de l'électricité aux alentours de 40 €/MWh, soit un niveau bien plus bas que les coûts complets de long terme, même des technologies les moins onéreuses. Pendant une période transitoire de surcapacité sur les marchés de l'électricité, il est normal que les prix reflètent temporairement les coûts marginaux de production sur le court terme et ne permettent pas de rentabiliser les investissements. Mais le risque est que la situation actuelle de bas prix se poursuive, compte tenu du fait que le développement d'énergies renouvelables caractérisées par de faibles coûts variables pourrait entraîner une pression à la baisse sur les prix.

Au sein du parc européen actuel, ce sont les centrales à gaz qui sont davantage touchées par la crise car des prix du charbon relativement bas, associés aux faibles prix actuels du CO₂, induisent une meilleure rentabilité pour les centrales à charbon que pour les centrales à gaz. Le schéma n° 1 indique l'estimation des revenus d'une centrale à cycle combiné gaz (CCG) sur différents marchés européens au cours des cinq dernières années. Le chiffre d'affaires a chuté de manière considérable et demeure bien en dessous des coûts fixes intégrant l'investissement et parfois même en dessous des coûts fixes d'exploitation et d'entretien (O&M), ce qui indique que de nombreuses centrales vont probablement devoir fermer ou être mises sous cocon. Les anciennes centrales à charbon retrouvent ainsi un nouveau souffle, tandis que des centrales à gaz plus efficaces et comparativement plus récentes tournent au ralenti dans de nombreux pays européens. Un grand nombre d'opérateurs ont annoncé la mise sous cocon ou le déclassement de certaines de leurs centrales à gaz. Depuis l'été 2012, les dix plus grands énergéticiens ont annoncé la fermeture de près de 38 GW de capacités de production d'ici 2015.

Les prochaines années seront donc décisives car une grande partie du parc thermique européen est fortement sous tension. L'IHS CERA a estimé lors d'une étude récente que parmi les 330 GW de centrales thermiques en fonctionnement dans les pays de l'UE-27, près de 113 GW risquaient de fermer au cours des trois prochaines années (soit environ 38 %) en l'absence de réformes des marchés de l'électricité¹. De plus, parmi les 56 GW de centrales à gaz risquant de fermer, les trois quarts (42 GW) auront moins de 20 ans au moment de leur fermeture, ce qui pose la question d'une compensation des coûts échus.

(1) Cf. étude de l'IHS CERA (2013), *Keeping Europe's Lights on: Design and Impact of Capacity Mechanisms* (Garder les lumières de l'Europe allumées : conception et impact des mécanismes de capacité), août.

Schéma n° 1
Chiffre d'affaires par année des CCG par rapport aux coûts d'exploitation fixes et aux coûts fixes totaux (2007-2012)¹



Source : étude de l'IHS CERA (2013), Keeping Europe's Lights on: Design and Impact of Capacity mechanisms (*Garder les lumières de l'Europe allumées : conception et impact des mécanismes de capacité*), août, basée sur les prix horaires d'EPEX Spot (Fr et DE/AT), APX UK, APX NL²

Paradoxalement, alors qu'il existe actuellement d'importantes capacités et des marges de réserve fiables dans la plupart des pays, le réajustement abrupt du marché par le biais de fermetures massives de centrales risque de mener rapidement à une situation préoccupante du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Au Royaume-Uni et en Belgique notamment, où de nombreuses centrales vont être amenées à fermer en raison de normes d'émissions plus restrictives, les gouvernements et les instances de réglementation ont déjà tiré la sonnette d'alarme. De manière plus générale, le problème central est que le marché et le cadre réglementaire actuels ne mèneront probablement pas à un rééquilibrage des marchés de l'électricité rationnel et efficace sur le plan économique, et qu'un grand nombre de fermetures de centrales pourraient sur le moyen à long terme menacer la sécurité d'approvisionnement et augmenter les coûts pour les consommateurs européens.

(1) Remarques : ensemble du chiffre d'affaires réalisé pour une CCG fonctionnant à 55 % lorsque le prix horaire est supérieur aux coûts variables. Coûts variables basés sur les prix du gaz (NBP pour le Royaume-Uni, TTF pour les Pays-Bas et BCT pour l'Allemagne).

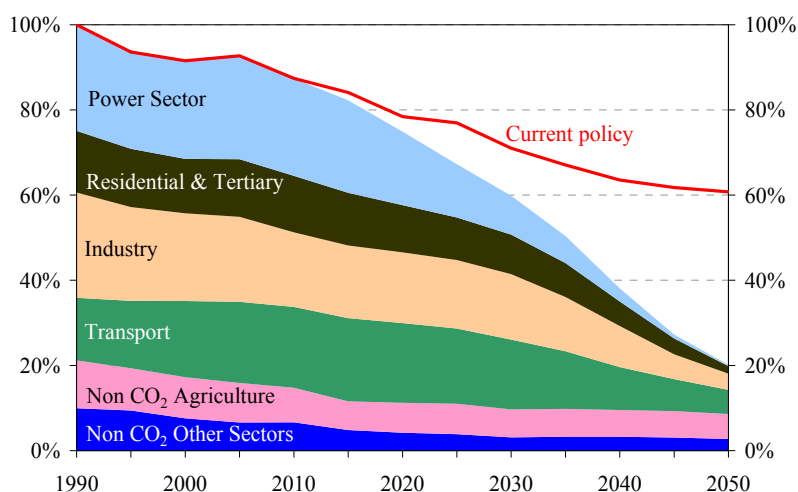
(2) Les centrales thermiques à travers toute l'Europe peinent à être rentables du fait de cette période de crise profonde : la faible demande électrique combinée à la croissance de la production d'origine renouvelable a réduit leur durée de fonctionnement. Les bas prix de l'électricité et les faibles marges pèsent sur les revenus de ces centrales et poussent les producteurs à envisager leur fermeture, ce qui menace la sécurité d'approvisionnement. Cette étude de l'IHS étudie les mécanismes de capacité en Europe et évalue leur impact sur les prix de l'électricité et les revenus des centrales.

1.2. L'enjeu de la décarbonisation sur le long terme : une transformation sans précédent

Sur le moyen et le long terme, l'industrie électrique en Europe est confrontée à la perspective d'une transformation profonde. En 2011, la Commission européenne a présenté sa feuille de route pour 2050, qui envisage une diminution des émissions de CO₂ de l'économie européenne comprise entre 80 % et 95 % (*voir schéma n° 2*). La décarbonisation du secteur électrique est un élément central de cet objectif d'une part parce que le secteur électrique représentait en 2012 près de 37 % des émissions totales de CO₂ en Europe, mais aussi parce qu'il est considéré comme l'un des secteurs pour lesquels la transformation pourrait s'effectuer le plus rapidement et à moindre coût. En effet, la feuille de route pour 2050 recommande que les émissions provenant du secteur électrique soient réduites considérablement dès 2030 (*schéma n° 2*).

La décarbonisation du secteur électrique au cours des vingt prochaines années pourrait représenter une transformation sans précédent pour l'industrie électrique en termes d'ambition et de rythme. D'importantes incertitudes demeurent toutefois concernant la crédibilité de l'engagement de l'Europe en faveur de la décarbonisation de son secteur électrique. Certains pays européens s'opposent à cette transformation arguant qu'elle représenterait une charge financière trop lourde dans un contexte économique difficile, tandis que d'autres remettent en question le rythme de cette transformation ainsi que le caractère soutenable des coûts afférents à la fois pour les consommateurs européens et pour la compétitivité de l'économie européenne. La Pologne a par exemple opposé son veto à la « Feuille de route pour 2050 » le 15 juin 2012, au motif que l'objectif de décarbonisation ne faisait pas référence au contexte international.

Schéma n° 2
Feuille de route carbone à horizon 2050 de la Commission européenne : évolution des émissions de CO₂ dans les différents secteurs, 1990-2050



Source : Commission européenne (2011), Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050, mars

De plus, il existe des incertitudes sur le coût de la décarbonisation, étant donné que la plupart des énergies propres sont encore en phase d'apprentissage. Le postulat implicite de l'objectif de la politique européenne est que les énergies propres vont finir par devenir compétitives. Cette hypothèse justifie des investissements précoces dans ces technologies afin de progresser sur la courbe d'apprentissage et de récolter les bénéfices une fois que les technologies seront arrivées à maturité. Toutefois, ces rythmes d'apprentissage ainsi que les coûts de production finaux ne sont pas connus, ce qui crée des risques non négligeables à la fois pour les consommateurs et pour les acteurs du marché. Mais surtout, des ruptures technologiques risquent d'avoir lieu au cours du processus et pourraient modifier considérablement l'avenir. Ainsi, une innovation technologique dans les batteries électriques ou dans les procédés de production et de stockage de l'hydrogène pourrait avoir des effets considérables sur l'avenir des systèmes électriques.

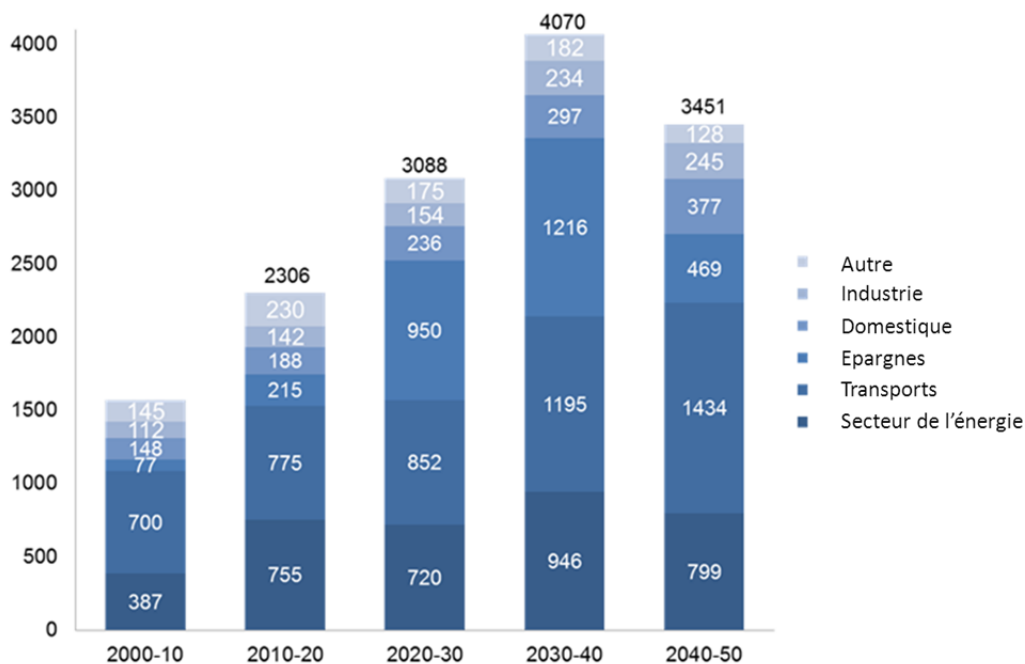
Les profondes incertitudes politiques et technologiques créent un contexte très incertain pour la transition vers un secteur électrique sobre en carbone. Les acteurs du marché et les instances de régulation vont devoir s'adapter à un environnement en pleine mutation et définir un cadre solide de politiques et de réglementations qui seront à même de s'adapter aux différents scénarios d'évolution possibles en matière de coûts de l'énergie, de rythme des avancées des technologies sobres en carbone, ainsi qu'à un accord international sur le changement climatique.

2. L'incertitude et les incohérences du cadre réglementaire et du marché bloquent les investissements

Le secteur de l'électricité fait face à de profondes incertitudes sur le court et sur le long terme alors que d'importants investissements sont nécessaires à ces deux horizons de temps pour décarboner le système électrique et renouveler des infrastructures vieillissantes. Ainsi, le problème majeur est que les perspectives d'investissement dans le secteur électrique européen sont freinées par des incertitudes sur le cadre réglementaire et l'architecture de marché.

Dans une étude récente intitulée *Power Choices Reloaded* (Les choix en matière d'électricité), Eurelectric a estimé à 1 750 milliards d'euros (en euros constants 2005) l'investissement total dans la production d'électricité sur la période 2010-2050, tandis que les investissements dans des réseaux électriques au cours de la même période atteindraient près de 1 500 milliards d'euros, ce qui correspond à 40 à 60 milliards d'euros d'investissement par an dans la production électrique européenne d'ici 2050. L'étude prévoit une hausse des coûts totaux de l'énergie qui devraient passer de 10,5 % du PIB européen en 2010 à 13 % environ en 2025. Le schéma n° 3 indique qu'en outre des investissements conséquents seront également nécessaires pour l'efficacité énergétique et dans le secteur du transport afin de décarboner l'économie européenne.

Schéma n° 3
Investissements nécessaires pour décarboner l'économie européenne
d'ici 2050 (par période de 10 ans, en milliards d'euros 2005)



Source : étude Power Choices Reloaded d'Eurelectric (2012)

2.1. La baisse de la rentabilité et les contraintes financières pesant sur les investisseurs traditionnels

Dans une économie toujours plus mondialisée, la concurrence acharnée pour attirer les capitaux implique que le secteur électrique européen rentre en concurrence avec d'autres opportunités d'investissement parmi différents secteurs à l'échelle internationale, afin d'attirer des financements. La rentabilité du secteur a cependant fortement diminué au cours de ces dernières années. Le schéma n° 4 illustre l'évolution de la rentabilité des capitaux investis et du coût du capital pour les dix plus grands énergéticiens européens au cours des cinq dernières années. Les deux courbes se rapprochent dangereusement, ce qui indique que la capacité du secteur à créer de la valeur est menacée. Le contexte difficile pour les centrales thermiques joue un rôle essentiel ici et plusieurs énergéticiens ont fait des déclarations publiques sur l'impact négatif des incertitudes liées au cadre réglementaire et aux réformes de marché en cours. En conséquence, les investisseurs traditionnels dans le secteur de l'électricité (les énergéticiens européens) sont à la recherche de meilleures opportunités d'investissement à l'étranger et la part de leur CAPEX investie en dehors de l'Europe augmente.

Par ailleurs, la mauvaise situation financière des énergéticiens européens est inquiétante alors qu'ils se situent au début d'un important cycle d'investissement. Le

schéma n° 5 montre que l'endettement net total des dix premiers énergéticiens européens a quasiment doublé au cours des cinq dernières années et s'élève désormais à près de 280 milliards d'euros. Ce résultat est dû en grande partie à la consolidation du secteur au début des années 2000. Cela implique que les énergéticiens ne pourront financer sur fonds propres qu'une petite partie des 40 à 60 milliards d'euros par an devant être investis dans la production d'électricité au cours des prochaines décennies.

Schéma n° 4 – Rentabilité des capitaux investis (*return on capital employed, ROCE*) et coût moyen pondéré du capital (*weighted average cost of capital, WACC*) pour les 10 premiers énergéticiens européens (2007-2012)

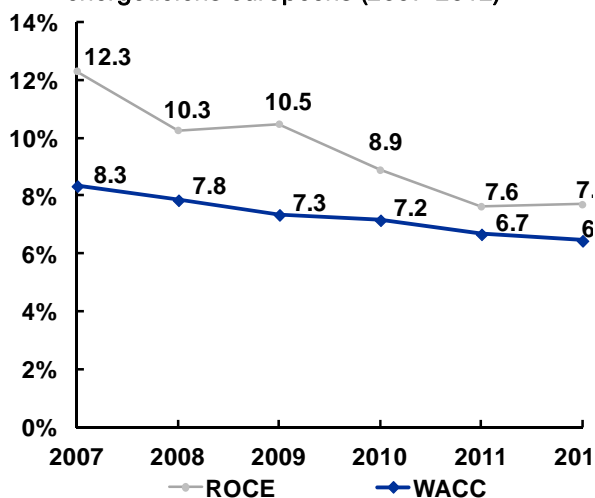
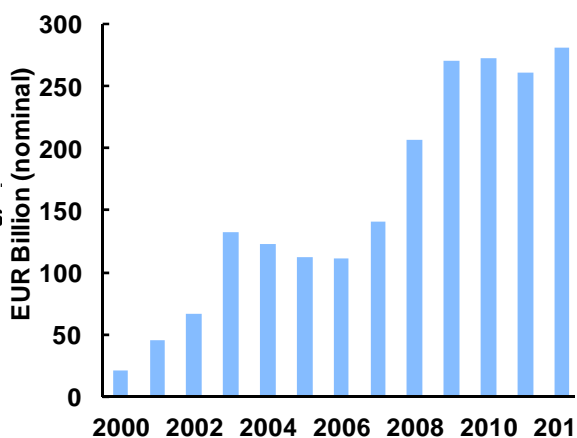


Schéma n° 5 – Évolution de l'endettement net des 10 premiers énergéticiens européens (en milliards d'euros)



Source : rapport final de l'IHS CERA 2012 intitulé *European Policy Dialogue (Dialogue sur les politiques européennes)*

2.2. Comment attirer des financements ? : repenser le cadre réglementaire afin de réduire les risques

Il apparaît clairement que le cadre réglementaire actuel et le marché ne sont pas en mesure d'attirer les capitaux importants nécessaires pour financer la transition vers une économie sobre en carbone. Un cadre réglementaire et une architecture de marché inadaptés risquent d'empêcher les investissements nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement ou à la réalisation des objectifs ambitieux de l'UE en matière de décarbonisation.

Il est donc impératif de repenser le cadre réglementaire et l'architecture de marché afin de réduire les risques pour les investisseurs historiques, mais également pour attirer d'autres types d'investisseurs. Du fait de la situation de faiblesse des investisseurs historiques, il faudra mobiliser de nouvelles sources de capitaux. S'il est

(1) Capitalisant sur les connaissances solides et l'expérience de l'IHS et de ses membres contributeurs : académiques, décideurs politiques et autres parties prenantes, l'« European Policy Dialogue » de l'IHS CERA constitue un projet de recherche continu dont l'objectif est d'informer et de concevoir une politique énergétique intelligente.

clair que les technologies de production décentralisée représenteront une part importante des investissements à l'avenir, et pourront être financées en partie par les particuliers, des investissements à grande échelle seront également nécessaires afin de financer la modernisation des infrastructures de transport et de distribution, ainsi que la production conventionnelle.

Les acteurs financiers ont toujours été intéressés par les investissements dans le secteur de l'énergie en Europe et pourraient à l'avenir devenir des acteurs clés pour faciliter le financement d'infrastructures à grande échelle et les investissements dans la production aux côtés des énergéticiens. Les fonds s'inscrivant dans une perspective de long terme comme les fonds de pension ou les fonds souverains sont particulièrement bien adaptés pour ce type d'investissements.

Afin d'attirer d'importants financements dans le secteur électrique, il faudra rassurer les acteurs financiers sur les risques liés aux technologies et aux politiques qui sont associés aux investissements du secteur électrique européen. Les fonds qui sont prêts à accepter de plus faibles retours sur investissement (comme ceux des énergéticiens en Europe) demanderont également des profils de risque sûrs, ce qui signifie que les principales sources de risque liées à la réglementation, aux technologies et au marché devront être atténuées ou transférées à d'autres parties. Pour combler le « déficit de financement » il faudra donc repenser le cadre réglementaire et l'architecture des marchés électriques européens afin de réduire les risques pour les investisseurs.

3. Concilier la libéralisation du marché de l'électricité avec les priorités politiques environnementales et des marchés mondiaux de l'énergie en pleine évolution

Si l'organisation du marché de l'électricité européen a fait l'objet de beaucoup d'attention au cours des vingt dernières années, la combinaison de plusieurs évolutions récentes accélère la nécessité d'une réforme en profondeur. Des modifications dans les priorités en matière de politiques énergétiques et environnementales européennes, dans le profil des coûts des technologies, ainsi que les évolutions récentes sur les marchés mondiaux de l'énergie et dans les négociations internationales sur le changement climatique, créent un contexte très différent pour l'organisation du marché de l'électricité par rapport à l'époque à laquelle les marchés actuels ont été définis, il y a une vingtaine d'années.

3.1. La modification des priorités en matière de politiques énergétiques européennes : combiner la libéralisation avec la décarbonisation et la sécurité d'approvisionnement

Le programme énergétique européen comprend des objectifs différents et parfois conflictuels : la compétitivité, la sécurité d'approvisionnement et l'environnement. Les

priorités de la Commission européenne (CE) en matière de politiques ont considérablement évolué au fil du temps en Europe.

À la fin des années 1990 et au début des années 2000, les efforts des différentes politiques se sont concentrés sur la création d'un cadre réglementaire et de règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, dont les deux étapes clés sont la directive de décembre 1996 (Directive 96/92/CE) et la directive de juin 2003 (Directive 2003/54/CE). La Commission européenne a lancé une enquête sur la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité en 2005 et le rapport final publié en 2007 a jugé que les avancées dans la mise en place de marchés du gaz et de l'électricité ouverts et compétitifs en Europe étaient décevantes. Ce constat a mené à un nouvel ensemble de mesures législatives désignées sous le nom de « troisième paquet Énergie » proposé par la CE en 2007 et finalement adopté en juillet 2009. Ce paquet visait notamment à dissocier les réseaux de transmission de la production, a mis en place des autorités de régulation nationales dans chaque État membre et a créé l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER).

Au milieu des années 2000, la politique énergétique européenne s'est infléchie pour faire une place plus importante à l'environnement, les dirigeants de l'UE ayant défini en mars 2007 un ensemble d'objectifs pour une économie sobre en carbone, qui ont par la suite été mis en œuvre sous la forme d'un ensemble de directives en 2009, souvent désignées sous le nom de « Paquet climat-énergie ». Celui-ci définit trois objectifs essentiels pour 2020, les objectifs « 3x20 » :

- une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE par rapport aux niveaux de 1990 ;
- une augmentation de la part de la consommation d'énergie de l'UE produite à partir de ressources renouvelables pour atteindre 20 % ;
- une hausse de 20 % de l'efficacité énergétique de l'UE. Plus récemment, les dirigeants de l'UE se sont engagés à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80 % à 95 % d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 1990. Une feuille de route pour 2050, publiée en 2011, explore différentes voies possibles pour la décarbonisation de l'économie européenne dans plusieurs secteurs.

Cependant, au cours de ces dernières années, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité sont revenues en tête des priorités de la politique énergétique européenne. La crise du gaz russo-ukrainienne de janvier 2009, qui a entraîné des ruptures d'approvisionnement dans plusieurs États membres, a rappelé aux Européens leur dépendance aux importations de gaz et a généré de nouveaux débats portant à la fois sur une approche commune en matière d'approvisionnement en énergie provenant des pays extérieurs et sur un ensemble de critères renforcés visant à assurer la sécurité d'approvisionnement en énergie sur le marché intérieur. Le 16 juillet 2009, la Commission européenne a adopté une nouvelle réglementation visant à renforcer la sécurité des approvisionnements en gaz dans le cadre du marché

du gaz intérieur¹. En septembre 2011, une communication sur la sécurité des approvisionnements en énergie et la coopération internationale a été adoptée ; elle définit une stratégie globale qui régit les relations extérieures de l'UE en matière d'énergie².

Au cours de ces dernières années, la crise économique a imposé un examen plus approfondi des conséquences financières de certaines politiques climatiques et écologiques, et des préoccupations sont apparues sur le fait que le déploiement incontrôlé de technologies à faible émission carbone puisse entraver la compétitivité économique européenne et menacer la sécurité d'approvisionnement. Le livre vert intitulé « Un cadre pour les politiques en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 » (COM(2013)0169, 27/03/2013) représente un point d'inflexion de la politique énergétique européenne, définissant clairement la compétitivité et l'accessibilité à l'énergie comme les enjeux centraux pour les années à venir. La consultation sur le cadre réglementaire à l'horizon 2030 a lancé un débat sur la politique énergétique de l'Europe après 2020 et a posé un certain nombre de questions concernant « le type, la nature et le niveau des objectifs en matière de climat et d'énergie pour 2030 », la « cohérence entre les différents instruments politiques ; la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement énergétique », ainsi que la « répartition des efforts entre les États membres ».

3.2. L'évolution du contexte des marchés internationaux de l'énergie : l'impératif de la compétitivité et de la maîtrise des coûts de l'énergie

Depuis la mise en œuvre du paquet climat-énergie en 2008, presque aucune avancée n'a été réalisée sur la scène internationale en faveur d'un accord mondial visant à lutter contre le changement climatique. Les négociations menées par la CCNUCC³ depuis 2008 ont mis en évidence la difficulté de définir un accord contraignant à l'échelle internationale. Cette situation a eu des répercussions sur la volonté de l'Europe de décarboner son économie, de nombreux doutes se sont élevés par rapport à un tel engagement unilatéral et aux coûts qu'il imposerait à l'économie européenne si les autres pays ne prenaient pas d'engagements similaires.

D'autres modifications importantes du cadre politique international relatif à l'énergie sont également à noter. La découverte et la production d'importantes quantités d'hydrocarbures de schiste aux États-Unis ont considérablement modifié les dynamiques du marché mondial de l'énergie. Alors que la production de gaz naturel aux États-Unis a diminué jusqu'en 2008 et que l'on pensait que les États-Unis allaient devenir un grand importateur de gaz naturel, on estime aujourd'hui que le pays devrait

(1) Règlement (UE) n° 994/2010 relatif aux mesures visant à assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz, abrogeant la Directive du Conseil européen 2004/67/CE.

(2) Communication « La politique énergétique de l'UE : s'investir avec des partenaires au-delà de nos frontières » [COM/2011/539].

(3) Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

être autosuffisant d'ici 2020¹. Au cours des trois dernières années, la production de gaz non conventionnel y a été plus rapide que dans n'importe quel autre pays.

La révolution du gaz de schiste aux États-Unis a eu des répercussions sur l'économie européenne du fait des connexions entre les marchés de l'énergie au niveau mondial. La pression exercée sur les contrats d'approvisionnement en gaz indexés sur le cours du pétrole a mené à de nouvelles négociations avec les fournisseurs européens, ce qui a engendré des prix du gaz naturel acheté *via* des contrats à long terme plus proches des prix du marché. Le surplus de production de charbon aux États-Unis qui n'a plus été utilisée par les producteurs d'énergie du pays a été exporté, contribuant ainsi à la chute des prix du charbon-vapeur à l'échelle internationale au cours de ces dernières années, ce qui explique la renaissance de la production électrique au charbon en Europe.

Par ailleurs, la révolution du gaz de schiste vient se mêler à la question plus large des coûts et de la compétitivité. En divisant par deux les prix du gaz au cours de ces dernières années aux États-Unis, le gaz de schiste a contribué à créer un avantage conséquent en termes de coûts pour l'implantation de certaines industries fortement intensives en énergie ou reposant sur le gaz naturel comme matière première pour la production. L'effet indirect sur les prix de l'électricité aux États-Unis par rapport à l'Europe mérite également d'être souligné, les prix étant devenus bien plus élevés en Europe. Les prix du gaz et de l'électricité en Europe sont bien plus élevés que ceux des pays en développement, mais également que ceux d'autres pays de l'OCDE, à l'exception du Japon.

Le livre vert de la Commission européenne indique que le cadre à l'horizon 2030 « doit refléter plusieurs changements importants survenus depuis l'adoption du cadre initial en 2008/2009 : les conséquences de la crise économique en cours, les difficultés budgétaires des États membres et des entreprises (...), l'évolution des marchés énergétiques de l'UE et mondiaux, notamment en relation avec les sources renouvelables, le gaz et le pétrole non conventionnels et le nucléaire, les préoccupations des ménages concernant le niveau des prix de l'énergie et celles des entreprises en matière de compétitivité, ainsi que les niveaux variables d'engagement et d'ambition des partenaires internationaux dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). »

Les conséquences de la modification des priorités en matière de politique énergétique et environnementale sur l'organisation du marché de l'électricité et la poursuite de l'intégration du marché européen doivent encore être identifiées et débattues. Cette évolution du contexte politique aura certainement des répercussions profondes car la création d'un marché intérieur libéralisé et compétitif ne constitue plus une fin en soi et doit désormais être mise au service des deux autres objectifs politiques, c'est-à-dire assurer la sécurité d'approvisionnement et l'accès à l'énergie à des prix abordables pour les citoyens européens et contribuer à l'objectif de décarbonisation

(1) Cf. Perspectives énergétiques mondiales de l'AIE, édition 2012.

sur le long terme. En d'autres termes, si le principal objectif des anciennes directives relatives au marché intérieur de l'énergie était de créer un marché commun et de favoriser la concurrence, l'organisation du marché et la structure réglementaire devront être reconsidérées comme un moyen de parvenir à une fin, ce qui mènera certainement à des organisations différentes.

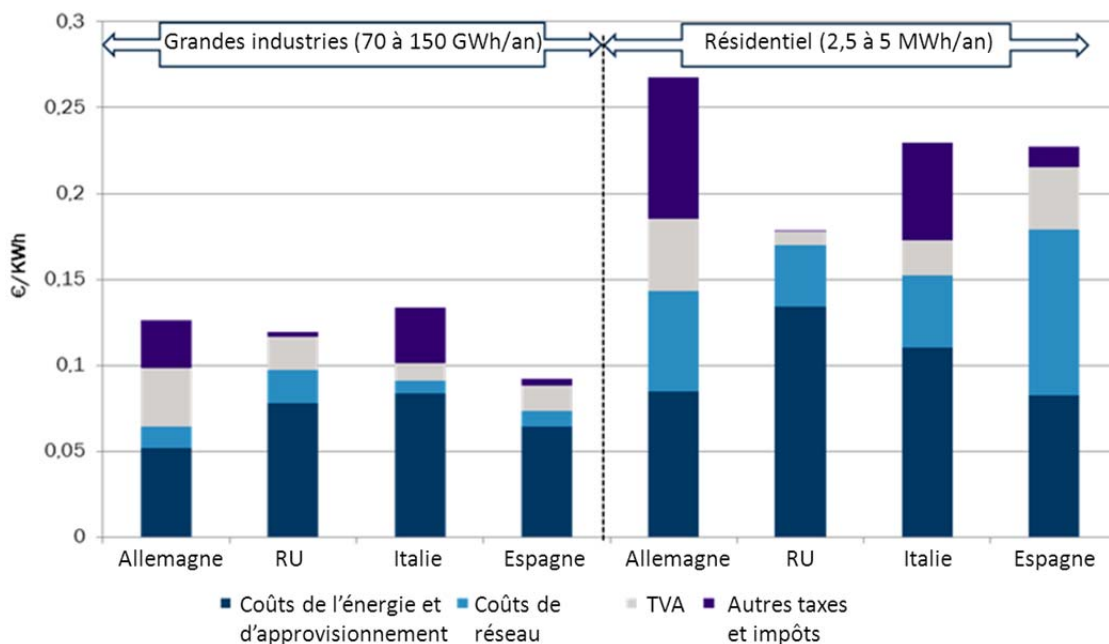
3.3. Contrôler les coûts des technologies propres : régler le rythme de la transition énergétique

La crise économique qui a touché l'Europe ces dernières années a conduit de nombreux gouvernements à remettre en question la capacité à assurer la transition énergétique vers un système d'électricité sobre en carbone à moindre coût. La hausse des prix de l'électricité et la crise économique ont conduit à un accroissement de la précarité énergétique en Europe au cours de ces dernières années. Une enquête récente issue du projet EPEE a estimé que 50 à 125 millions de personnes en Europe souffraient de précarité énergétique¹. La hausse des prix de l'électricité pour les industriels constitue également une source d'inquiétude et a des effets néfastes sur la compétitivité de l'économie européenne.

La question de la répartition des coûts de la décarbonisation de l'économie entre les différentes catégories d'utilisateurs finaux de l'énergie s'est installée au cœur du débat sur les politiques. Peu de recherches ont été réalisées sur cette question et les pays européens ont choisi différentes approches. En Allemagne par exemple, la législation relative aux énergies renouvelables (EEG) dispense largement les grands consommateurs industriels du paiement de la contribution relative au soutien des énergies renouvelables, de sorte que ce sont les petites entreprises et les consommateurs domestiques qui supportent la plus grande partie des coûts de la transition énergétique. En revanche, en France, les coûts des politiques de soutien aux énergies renouvelables ont été répartis sur une base de clients plus large par le biais de la CSPE (contribution au service public de l'électricité). La définition de secteurs présentant un risque de fuites de carbone au sein du système d'échange de quotas d'émission et de leur compensation présente un enjeu similaire. Le schéma n° 6 permet de comparer les tarifs pour différentes catégories d'utilisateurs finaux et d'illustrer la répartition des prix de l'électricité dans les différents pays.

(1) La précarité énergétique est définie ici de la façon suivante : « un ménage est dans une situation de précarité énergétique lorsqu'il doit dépenser plus de 10 % de ses revenus pour l'ensemble de l'énergie dans son habitat, y compris les appareils électriques, pour pouvoir chauffer son logement à un niveau suffisant pour garantir sa santé et son confort » ; cf. www.fuel-poverty.org/files/WP7_D26-4_en.pdf. À lire également : *Fuel Poverty 1991-2012, Commemorating 21 years of action, policy and research (Précarité énergétique 1991-2012, commémoration de 21 années d'action, de politiques et de recherches)*, de Ryan Walker, Harriet Thomson et Christine Liddell, <http://fuel-poverty.eu/wp-content/uploads/2013/03/Fuel-poverty-anniversary-booklet.pdf>.

Schéma n° 6
Répartition des tarifs en 2012
pour les consommateurs finaux particuliers et industriels¹



Source : Eurostat

Un deuxième enjeu important concerne le rythme de la décarbonisation de l'économie européenne. Plusieurs pays européens dont l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie ont récemment réduit les généreux dispositifs d'aides aux énergies renouvelables qui ont mené à un développement spectaculaire (parfois non maîtrisé) de ces énergies, notamment de l'énergie solaire photovoltaïque (PV). En Allemagne et en Italie, respectivement 7 GW et 5 GW par an en moyenne de photovoltaïque ont été installés au cours des trois dernières années. Ce boom de l'énergie photovoltaïque a été provoqué par de généreux tarifs d'achat garantissant des retours intéressants pour les investisseurs, mais génère sur toute la durée des contrats qui est de 15 à 20 ans, des coûts supportés par les consommateurs d'électricité. L'effet cumulatif de ces contrats pluriannuels pour soutenir les énergies renouvelables ne semble pas viable si l'on se fonde sur les tendances actuelles. D'après les estimations de l'IHS CERA, les coûts du soutien aux énergies renouvelables en Europe ont augmenté pour atteindre 30 milliards d'euros en 2012 et devraient s'élever à 49 milliards d'euros en 2020 sur la base des tendances du marché. Sur cette même base, les coûts des aides aux énergies renouvelables devraient doubler par rapport aux chiffres de 2012 au sein de l'UE-27 et atteindre plus de 60 milliards d'euros en 2035.

Mais surtout, ces dépenses considérables pour le déploiement de technologies renouvelables au cours de leur phase d'apprentissage contrastent avec le manque de fonds disponibles pour la recherche et le développement (R & D) dans le domaine de l'énergie. En termes réels, les dépenses publiques allouées à l'énergie en Europe

(1) Remarque : répartition pour la France, appliquée aux consommateurs industriels < 70 GWh.

demeurent bien en deçà des montants investis dans les années 1980, ce qui contraste avec les politiques industrielles d'autres pays tels que les États-Unis ou le Japon, qui allouent une part plus importante de leurs dépenses publiques à la R & D. Du fait des incertitudes liées aux coûts et aux avancées futures des différentes technologies propres, des politiques optimales devraient mettre l'accent sur la R & D et réduire les dépenses relatives au déploiement. En 2007, la Commission européenne a lancé un plan stratégique pour les technologies énergétiques (Plan SET) visant à mieux coordonner les différents efforts nationaux en matière de R & D, mais l'Europe est encore loin de posséder une approche harmonisée en matière de R & D et de politique industrielle¹.

3.4. Adapter le marché au changement de la structure de coûts : d'un monde d'OPEX vers un monde de CAPEX

La théorie de la libéralisation du marché de l'électricité a été élaborée au début des années 1980 dans un contexte caractérisé par des technologies de production d'électricité thermiques (essentiellement charbon et gaz). Le développement technologique et l'innovation constituaient l'un des éléments essentiels de la dynamique de libéralisation. Les technologies de l'information ont permis l'échange en temps réel des données nécessaires à la coordination de la chaîne de production, du transport et de la distribution, ainsi qu'à la commercialisation de l'électricité. Tandis que pendant des dizaines d'années la production d'électricité a été caractérisée par des rendements d'échelle croissants, le développement de turbines à gaz à cycle combiné, extensibles et modulaires a joué un rôle essentiel pour attirer de nouveaux candidats à l'activité de production.

Les marchés concurrentiels de l'énergie reposent sur les principes fondamentaux de la théorie de la tarification des demandes en pointe. Les acteurs du marché font leurs offres à leurs coûts marginaux de court terme (*short run marginal costs*, SRMC), et leurs coûts fixes sont récupérés d'une part par le biais des rentes infra-marginales c'est-à-dire lorsque les technologies à coûts marginaux de court terme plus élevés équilibrent le marché et déterminent le prix de l'électricité, et d'autre part par les rentes de rareté lorsque le marché est tendu et que les prix dépassent les coûts marginaux de court terme de la dernière technologie appelée.

Ce modèle de marché a bien fonctionné pour introduire une concurrence entre différentes technologies thermiques possédant des coûts variables élevés, mais devra certainement être adapté afin de refléter les évolutions récentes de la structure de coûts des différentes technologies de production d'électricité. Plus de 60 % des nouvelles capacités (110 GW sur 174 GW) installées au cours des quatre dernières années (entre 2009 et 2012) sont des technologies à coûts marginaux inexistantes ou très faibles, telles que les énergies renouvelables ou les centrales nucléaires. Pour toutes les technologies sobres en carbone (énergies renouvelables,

(1) Communication de la Commission européenne du 10 janvier 2007 intitulée « Vers un plan stratégique européen pour les technologies énergétiques » [COM(2006) 847 final].

nucléaire et capture et stockage du CO₂), les coûts d'investissement représentent une part importante des coûts complets de production. Le schéma n° 7 présente des estimations de coûts de production pour différentes technologies en Allemagne et met en avant le poids des coûts d'investissement dans les coûts complets de production pour les technologies sobres en carbone, tandis que les coûts de production pour les centrales à gaz et à charbon restent dominés par le coût du combustible et les coûts de fonctionnement.

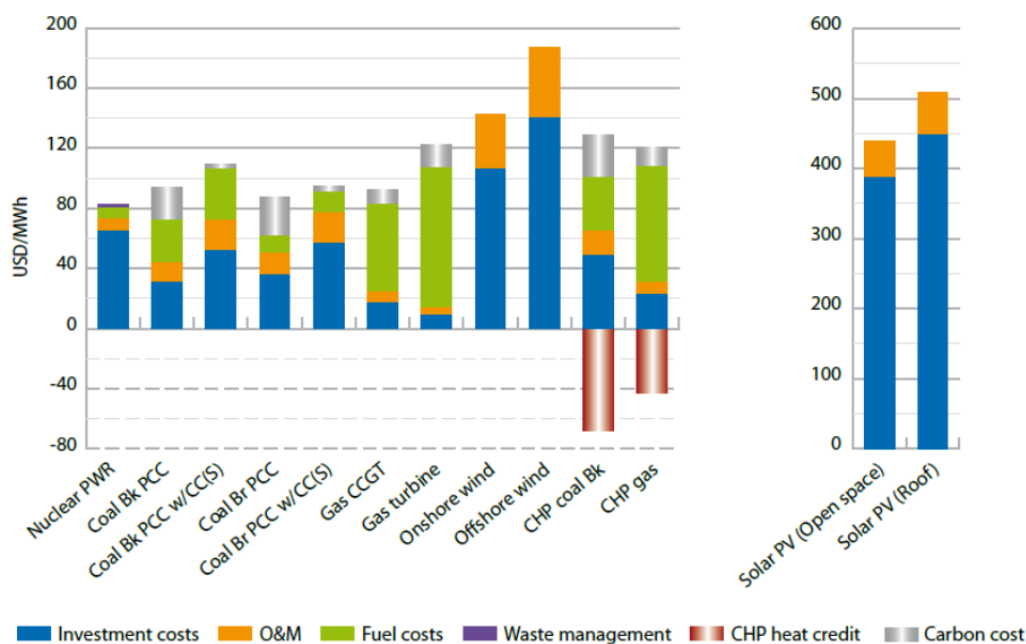
En d'autres termes, le secteur de l'électricité européen est en train de passer d'un « monde d'OPEX » à un « monde de CAPEX ». Cette transition comporte des implications importantes pour l'évolution de l'architecture des marchés de l'électricité concurrentiels. Si, en théorie, la fixation du prix au coût marginal est compatible avec une partie du « mix de production » caractérisée par des coûts marginaux de court terme très faibles, voire nuls, en l'absence d'une demande qui pourrait répondre de façon plus élastique aux variations de l'offre, les prix risquent de devenir très volatils du fait de l'augmentation de la part des énergies renouvelables et de la marginalité de plus en plus fréquente des technologies dotées de coûts marginaux de court terme nuls. Ainsi, le risque est que les prix deviennent égaux à ou proches de zéro (et puissent même devenir négatifs) pendant de longues périodes et que les coûts fixes des centrales thermiques doivent alors être récupérés en quelques heures, générant ainsi des prix extrêmement élevés.

L'augmentation progressive de la proportion d'énergies renouvelables devrait donc s'accompagner de réformes du modèle cible pour les marchés de l'électricité en Europe, reflétant la modification des structures de coûts du secteur. Cela implique qu'une transition vers un fonctionnement de marché qui complète la fixation du prix au coût marginal par d'autres mécanismes permettant le recouvrement des coûts fixes va s'avérer nécessaire.

D'autres modèles de concurrence sont possibles pour les secteurs présentant une structure de coûts dominée par les coûts fixes. Il faut pour cela exercer une pression concurrentielle aux endroits décisifs et en particulier sur la décision d'investissement. Dans d'autres secteurs à forte intensité en capital, cette pression est exercée par exemple par la mise aux enchères de contrats à long terme.¹ À cet égard, l'expérience des pays d'Amérique latine apporte des modèles alternatifs de dispositifs de concurrence : des enchères sont effectuées périodiquement pour des contrats à long terme à la fois pour les centrales thermiques et pour les centrales de production d'énergie renouvelable, et pourraient constituer une étude de cas utile pour l'Europe.

(1) Cf. Finon D. et Roques F. (2008), « Financing arrangements and industrial organisation for new nuclear build in electricity markets » (Dispositifs de financement et organisation du secteur pour de nouvelles installations nucléaires sur les marchés de l'électricité), *Competition and Regulation in Network Industries (Concurrence et réglementation pour les industries de réseau)*, Intersentia, vol. 9(3), septembre, p. 247-282.

Schéma n° 7
Répartition des coûts de production
pour différentes technologies en Allemagne, 10 % CMPC



Source : étude de l'OCDE (AIE/AEN), Coûts prévisionnels de production de l'électricité, édition 2010

4. Les politiques de soutien hors marché des ENR entravent le fonctionnement des marchés de l'électricité

Les marchés européens de l'électricité sont aujourd'hui caractérisés par un grand nombre de législations et de réglementations environnementales créant pour certaines d'importantes distorsions sur ces marchés. Parmi ces réglementations environnementales figurent les politiques de soutien à la production d'énergies renouvelables, le système communautaire d'échange de quotas d'émission, ainsi que les normes d'émissions et les différentes contraintes spécifiques relatives au fonctionnement des centrales (par exemple, pour la consommation d'eau de refroidissement, l'évacuation d'eau pour les centrales hydrauliques ou encore réglementations spécifiques pour les centrales nucléaires).

4.1. Un patchwork d'approches nationales pour soutenir les ENR qui manque de coordination

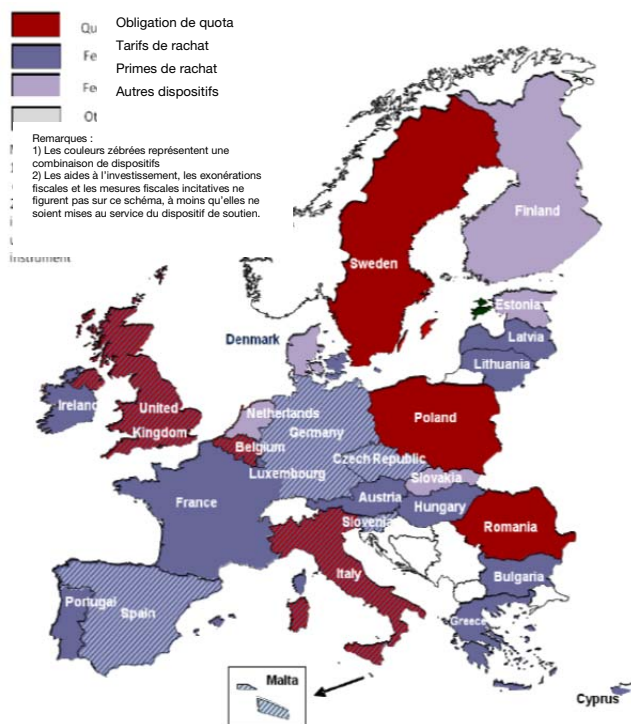
L'approche actuelle régissant le soutien aux énergies renouvelables en Europe recouvre une grande diversité d'approches. Le schéma n° 8 illustre le *statu quo* au sein de plusieurs pays. On distingue trois grands mécanismes de soutien, qui ont donné naissance à quelques modèles hybrides :

- *les tarifs de rachat* garantissent un prix fixe pour une quantité d'énergie alimentant le réseau. Ce prix est généralement supérieur au prix de marché de l'électricité et

cet écart est facturé aux utilisateurs finaux par le biais d'un mécanisme de transfert qui varie selon les pays ;

- *le modèle des primes, ou contrat pour différence (contract for difference, CFD)* constitue une variante des tarifs de rachat. Selon le système de prime, les producteurs d'ENR perçoivent une rémunération constituée du prix de marché de l'électricité auquel s'ajoute une prime fixe pour avoir produit de l'énergie renouvelable. Ce système de primes peut comprendre un prix plancher et un prix plafond garantissant des tarifs minimum et maximum indépendants du prix de marché de l'électricité, réduisant ainsi le risque global. Dans le cas de l'approche CFD, les producteurs d'ENR perçoivent un montant égal à la différence entre le prix de marché de l'électricité et un niveau garanti qui sert de référence ;
- *le modèle de certificat vert* repose sur des obligations de production à partir d'énergies renouvelables imposées aux producteurs qui peuvent choisir de produire (en interne ou en externe) de l'« électricité verte » ou d'acheter l'équivalent en certificats verts. Les certificats verts sont générés chaque fois qu'une source d'énergie renouvelable accréditée produit de l'énergie. Si les producteurs ne remplissent pas leurs obligations en matière d'énergie renouvelable, ils doivent s'acquitter d'une pénalité : le prix de rachat.

Schéma n° 8
Type de soutien aux énergies renouvelables par pays



Source : Ragwitz et al. (2011)¹

(1) Haas R., Panzer C., Resch G., Ragwitz M., Reece G. et Held A. (2011), « A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries », (« Revue historique des stratégies de promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables dans les pays de l'UE »), *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 5(2), p. 1003-1034.

Les recherches académiques et les témoignages de professionnels illustrent largement les avantages et inconvénients de ces différents systèmes¹. En fonction du degré de maturité de la technologie, certaines approches sont plus adaptées que d'autres. Le risque est que le manque de coordination entre les différentes approches ne mène à un déploiement non optimal, avec d'importantes capacités dans certaines régions qui ne sont pas forcément les mieux dotées en termes de ressources éoliennes ou solaires, augmentant ainsi le coût du système pour les consommateurs européens².

Mais surtout, ces systèmes de soutien aux ENR interagissent de différentes manières avec les dynamiques du marché de l'électricité national. En ce sens, l'absence d'approche coordonnée entre les différents pays peut conduire à des distorsions sur les marchés de l'électricité européens. Cela est d'autant plus vrai pour les régions ayant mis en œuvre un couplage de marché par les prix, pour lesquelles un effet de contagion de l'effet des ENR sur les dynamiques de prix de marché de l'électricité est susceptible de se produire.

4.2. Des politiques de soutien aux ENR qui isolent les opérateurs des dynamiques de marché et créent des distorsions

L'un des problèmes croissants relatif aux politiques de soutien aux ENR est qu'elles reposent en grande partie sur des dispositifs dits « hors marché » pour rémunérer les producteurs d'énergies renouvelables, qui ne reçoivent pas les incitations opérationnelles et/ou d'investissement générées par les prix de l'électricité. Par exemple, les tarifs de rachat qui garantissent un prix fixe de l'électricité par MWh produit sans tenir compte du prix de marché n'incitent pas les opérateurs d'ENR à produire et à vendre de l'électricité aux moments où elle est le plus utile au système (par exemple, programmer des opérations de maintenance à des moments où elles pénalisent le moins le système). Ce sont par conséquent les producteurs thermiques qui supportent les coûts de l'ajustement du système.

Par ailleurs, les producteurs d'énergie éolienne et solaire rémunérés par des tarifs de rachat sont incités à produire même lorsque le système est en situation de surcapacité. Ce phénomène conduit dans certains cas à des distorsions importantes des dynamiques du prix de l'électricité, et mène parfois à la formation de prix négatifs. Des prix négatifs ont ainsi été observés récemment en Allemagne, en France et sur le Nord Pool au Danemark. Faire une offre de prix négatif est rationnel lorsque les coûts

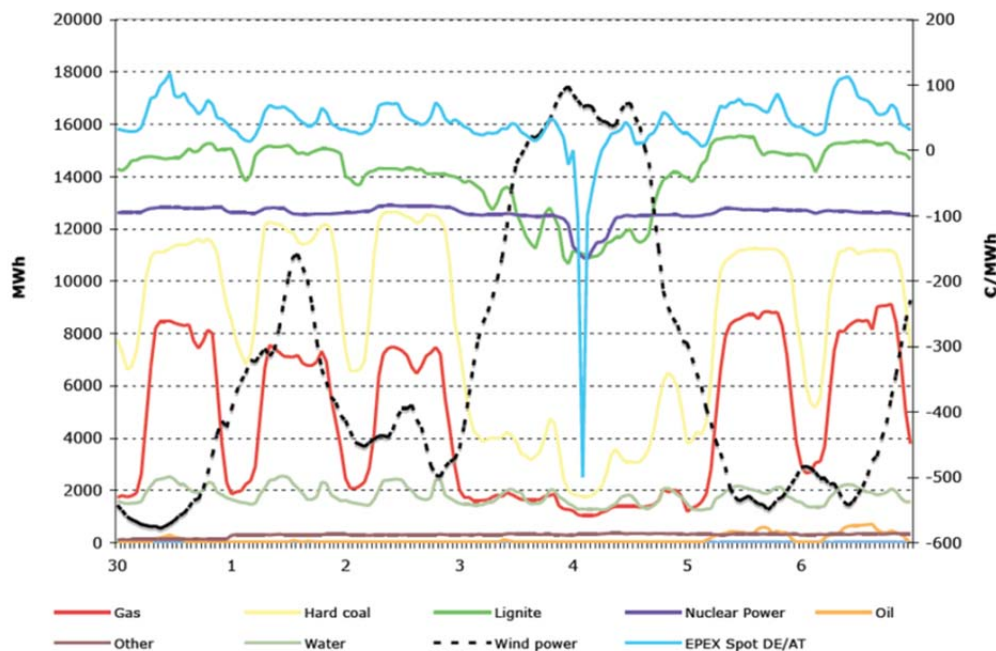
(1) Voir par exemple Hiroux C. et Saguan M. (2010), « Large-scale wind power in EU electricity markets: Time for revisiting supports and market designs? » (L'énergie éolienne à grande échelle sur les marchés de l'électricité de l'UE : est-il temps de revoir les dispositifs d'aide et de marché ?), *Energy Policy*, vol. 38(7), juillet, p. 3135-3145 ; Ragwitz M. et Steinhilber S. (2013), *Effectiveness and efficiency of support schemes for electricity from renewable energy sources* (Efficacité et efficacité des modèles d'aides à la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables), accepté pour la publication chez WIREs Energy Environment.

(2) Voir par exemple Roques F., Hiroux C. et Saguan M. (2010), « Optimal wind power deployment in Europe. A portfolio approach » (Un déploiement optimal de l'énergie éolienne en Europe : une approche de portefeuille), *Energy Policy*, Elsevier, vol. 38(7), p. 3245-3256, juillet.

fixes et les coûts d'opportunité sont tels qu'un producteur d'énergie gagnera davantage (ou perdra moins) en continuant à produire plutôt qu'en arrêtant la production de sa centrale pour quelques heures. Parmi les contraintes de fonctionnement des centrales figurent des éléments tels que la charge stable minimum, le temps d'arrêt minimum et les coûts de redémarrage.

En Allemagne par exemple, lorsque la production d'énergies renouvelables est importante et que la demande en électricité est faible, la production d'énergies renouvelables suffit à répondre à cette demande. Les coûts d'opportunité relatifs au fait de ne pas produire ou d'arrêter la production pendant une courte période pour certaines des centrales thermiques les moins flexibles (centrales au lignite et centrales nucléaires) les conduisent à proposer des prix négatifs afin de rester en activité. Le schéma n° 9 illustre la réaction de différentes technologies de production aux prix négatifs (- 500 €/MWh) le 4 octobre 2009 à 3 h du matin, en Allemagne. La production éolienne était importante et s'élevait à 17,2 GW et les centrales à gaz et au charbon ont été presque entièrement arrêtées, la capacité des centrales à gaz en activité étant passée de 7 GW à 1 GW, et celle des centrales à charbon de 12 GW à 2 GW. Toutefois, les centrales thermiques les moins flexibles (centrales nucléaires et centrales au lignite) sont restées en activité pour la plupart : le nucléaire est passé de 14 GW à 13 GW et le lignite de 13 GW à 11 GW.

Schéma n° 9
Réaction de différentes technologies de production en Allemagne
aux prix de l'électricité négatifs le 4 octobre 2009



Source : Vassilopoulos P. (2010) basé sur les données EEX Transparency et EPEX Spot

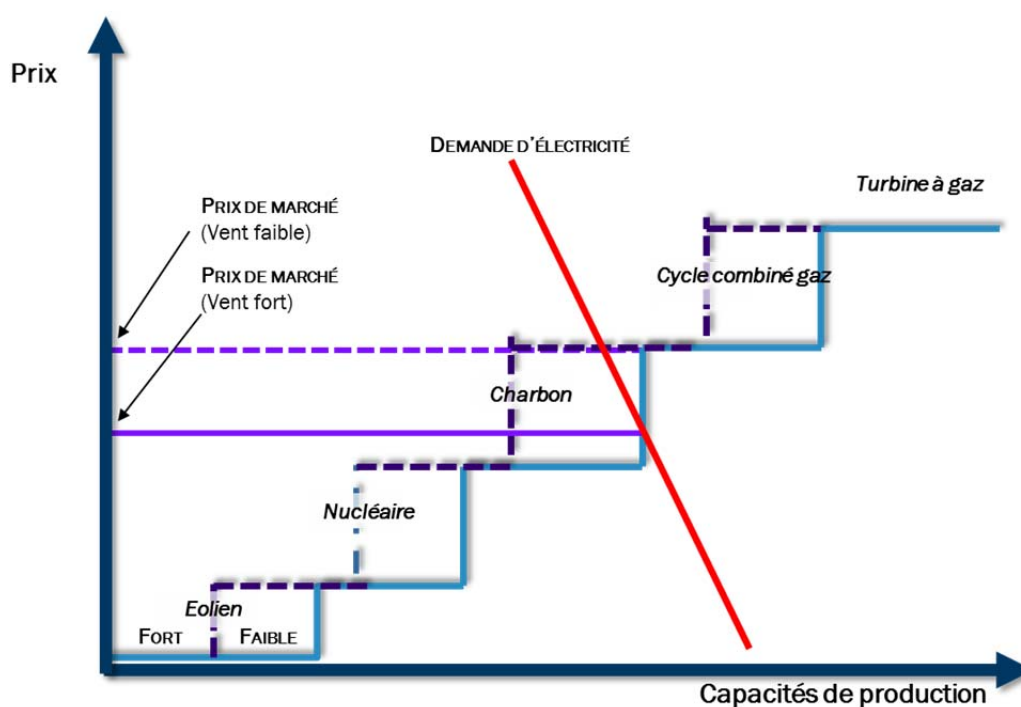
Si des prix négatifs peuvent être interprétés comme un signal économique sain reflétant des contraintes opérationnelles, les tarifs de rachat pour les énergies

renouvelables amplifient le problème en rendant les ENR non réceptives aux signaux-prix. Les producteurs d'ENR sont en effet incités à proposer des prix négatifs pour continuer à produire tant que les prix de marché nets des tarifs de rachat restent positifs. Cette situation peut mener à un manque d'efficacité du système et à une augmentation des coûts pour les consommateurs puisque le coût d'opportunité d'un arrêt de la production est artificiellement très élevé pour les énergies renouvelables du fait des tarifs de rachat.

4.3. Les ENR déplacent les centrales thermiques dans l'ordre de préséance économique et créent un problème structurel

L'autre effet du déploiement des énergies renouvelables dans le réseau électrique européen est qu'elles déplacent certaines centrales dans l'ordre de préséance économique, ce qui a un effet considérable sur les dynamiques de prix de l'électricité ainsi que sur les revenus des centrales thermiques. C'est ce que désigne l'expression « effet de l'ordre de préséance économique », selon laquelle des énergies renouvelables à faibles coûts marginaux remplacent les centrales thermiques plus onéreuses (*schéma n° 10*). En modifiant le mix de production, les responsables politiques altèrent la répartition des revenus entre les installations existantes, réduisant à la fois le nombre d'heures de fonctionnement des centrales thermiques et les prix de gros de l'électricité attendus. Cela entraîne différentes problématiques de transferts de revenus et de compensation de coûts échus au cours de la phase de transition car le système doit ajuster le mix de production pour parvenir à un nouvel équilibre, ainsi qu'au cours de la nouvelle phase d'équilibre.

Schéma n° 10 – L'effet « ordre de mérite » des ENR



Source : Fabien Roques

La phase de transition correspond à la période pendant laquelle les opérateurs de la centrale ajustent leurs décisions opérationnelles et d'investissement et réévaluent leurs portefeuilles de centrales en retirant certains actifs. L'un des enjeux importants de cette transition est le rythme de cette transformation du mix de production et les évolutions qui en découlent en termes de répartition des revenus. Si la transformation est tellement rapide ou imprévisible qu'elle modifie radicalement les revenus de certaines unités qui sont encore en phase d'amortissement et de remboursement de dette, cela peut générer d'importants coûts échoués et déstabiliser le système. Les effets sur la répartition des coûts/revenus varient également selon que les revenus générés par les nouvelles centrales ENR sont captés par les opérateurs historiques exploitant les centrales thermiques qui assistent à une réduction de leur chiffre d'affaires, ou par d'autres acteurs.

À long terme, la baisse et la volatilité croissante des prix de gros de l'électricité générée par les ENR représentent un problème plus structurel. Cette situation pourrait conduire à une dynamique de marché instable selon laquelle les énergies renouvelables deviendraient la technologie marginale pendant d'importantes périodes, au cours desquelles les prix oscilleraient entre plusieurs extrêmes dans un délai très court et de manière imprévisible. Du fait de l'augmentation de la part d'énergies renouvelables à faibles coûts variables, le rôle de la fixation du prix spot au coût marginal comme l'élément central des marchés de l'électricité devra être revu. Cela peut être effectué progressivement car les marchés de court terme (équilibre et réserves) et les marchés de capacité de long terme offrent progressivement des sources de revenus complémentaires qui reflètent l'importance grandissante de ces produits pour le système.

4.4. Le marché européen du carbone : un marché « résiduel » qui donne un signal-prix faible et incertain

Dans le cadre du paquet énergie-climat de 2009, le système communautaire d'échange de quotas d'émission a été érigé par la Commission européenne comme l'élément central d'une politique européenne en faveur d'un mix énergétique décarboné¹. Mais depuis le début de la Phase 2 en janvier 2008, les prix sont à la baisse, ce qui a généré un débat sur l'efficacité du dispositif et sur la nécessité d'une réforme. Il devient de plus en plus manifeste que les prix peu élevés et volatils de l'ETS ne sont pas efficaces pour générer une réduction des émissions de carbone dans le secteur de l'électricité.

Les quotas d'émissions se sont échangés à moins de 10 €/tCO₂ ces dernières années. À titre de comparaison, le prix de substitution implicite de la production d'électricité à partir de charbon par celle à partir de gaz est compris entre 40 et 50 €/tCO₂.

(1) Le système communautaire d'échange de quotas d'émission européen (SCEQE) concerne actuellement près de la moitié de l'ensemble des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) de l'Union européenne.

aujourd'hui, ce qui signifie que le prix du carbone actuel est bien trop bas pour avoir des répercussions concrètes sur les décisions opérationnelles prises par les opérateurs des centrales. Sur le plus long terme, les prix actuels sur l'ETS sont également jugés bien en deçà des prix du CO₂ nécessaires pour rendre les investissements dans les technologies propres compétitifs. Si l'on considère un coût complet de production de 140 €/MWh pour l'éolien offshore et un coût complet de production de 210 €/MWh pour l'énergie solaire photovoltaïque, les prix du CO₂ qui permettraient d'aligner leurs coûts de production de long terme avec ceux d'une centrale à cycle combiné gaz (environ 70 €/MWh) seraient respectivement de 240 €/tCO₂ et de 430 €/tCO₂.

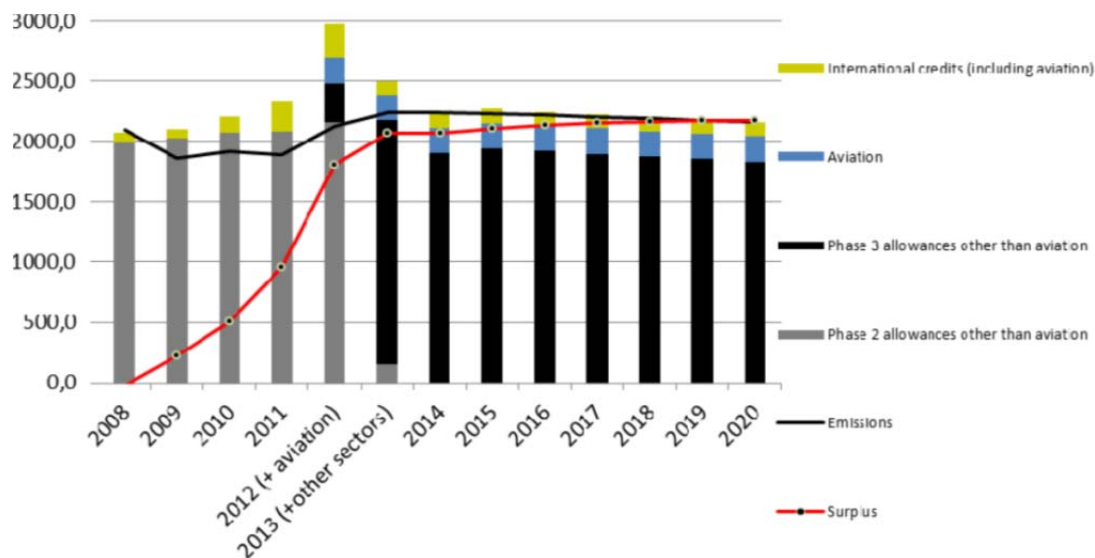
La chute des prix du carbone au cours de ces dernières années peut s'expliquer par l'augmentation excessive des quotas pour les phases 2 et 3. L'allocation de quotas a été définie en 2007 pour la Phase 3 jusqu'en 2020 et depuis lors, un ensemble de chocs affectant l'offre et la demande de quotas a conduit à la situation actuelle d'offre excédentaire. La crise économique qui a débuté en 2008 et la faible reprise économique qui a suivi ont affaibli l'activité industrielle et ont entraîné une réduction des émissions par rapport aux émissions prévues et définies comme le plafond de la Phase 3. Du côté de l'offre, la multiplication de projets internationaux de compensation et l'utilisation des crédits qui en ont résulté en amont des contrôles qualité qui se sont mis en place en 2013 ont également diminué la demande en quotas et ont contribué à accroître l'excédent d'offre.

Comme l'illustre le schéma n° 11, l'ETS est à présent en situation d'offre excédentaire au stade de la Phase 3 et les prix bas actuels reflètent les perspectives d'un retour à l'équilibre à long terme lors de la Phase 4, qui couvre la période 2021-2030, ainsi que la probabilité d'intervention politique visant à soutenir les prix lors de la Phase 3. La Commission européenne a en effet lancé un débat en 2012 sur une stratégie en deux étapes de réforme de l'ETS. La première étape, qui a débuté fin 2013, consiste en une intervention ponctuelle visant à appauvrir le marché en quotas et à stimuler les prix sur le court terme *via* le report de la mise aux enchères de près de 900 millions de quotas de CO₂ au cours de la phase 3, tandis qu'un nouvel examen des différentes possibilités en vue d'une réforme plus structurelle de l'ETS devrait mener à moyen terme à une révision du fonctionnement de l'ETS pour la phase 4 ainsi que pour les phases ultérieures. Si à court terme des interventions *ad hoc* sur le marché peuvent constituer un mal nécessaire pour éviter un effondrement des prix qui ébranlerait la crédibilité de l'ETS, elles créent néanmoins un dangereux précédent. En effet, si les décideurs interviennent de façon *ad hoc* afin de resserrer le marché de l'ETS lorsque les prix sont jugés trop bas, ne seront-ils pas susceptibles d'intervenir à l'avenir si les prix sont jugés trop hauts ? Ce type d'intervention risque de remettre davantage en cause la crédibilité de l'ETS ainsi que les engagements politiques qui sous-tendent ce marché.

La réforme plus structurelle qui a commencé à être débattue par la CE constitue donc une étape décisive pour la crédibilité future de l'ETS. Un des éléments essentiels de cette problématique est le chevauchement de l'ETS avec les politiques nationales de

soutien aux technologies sobres en carbone et à l'efficacité énergétique, qui ont un effet notable sur la demande de quotas ETS. Concrètement, le problème est que l'ETS est devenu un « marché résiduel » pour la réduction des émissions de CO₂ dans le secteur de l'électricité. Les politiques de soutien aux énergies renouvelables ou au nucléaire ont constitué le principal moteur d'investissements dans le secteur de l'électricité en Europe au cours des dix dernières années.

Schéma n° 11 : L'équilibre de la demande de la fourniture de quotas ETS (2008-2020)¹



Source : Commission européenne, L'état du marché du carbone européen

5. Réussites et difficultés de l'intégration des marchés de l'électricité européens

Vingt ans après le début de la libéralisation, tout d'abord au Royaume-Uni puis dans les pays nordiques et enfin dans le reste de l'Europe, le bilan est mitigé par rapport aux résultats de la libéralisation des marchés de l'électricité européens.

Les trois Directives adoptées en décembre 1996, en juin 2003 et en juillet 2009 représentent les étapes clés de la coordination et de l'intégration des États membres en matière d'électricité, ainsi qu'une progression régulière vers une intégration des marchés de l'électricité européens. En dépit des critiques, il est important de souligner les nombreux résultats positifs obtenus à ce jour. Les lumières sont restées allumées et un grand nombre de barrières entravant les échanges d'électricité entre les différents marchés européens ont progressivement été levées. L'échange d'électricité aux frontières a largement contribué à maintenir la sécurité d'approvisionnement mais également à réduire les coûts totaux du système pour les consommateurs européens.

(1) Commission européenne (2012). *État des lieux du marché du carbone européen en 2012* (*The State of the European Carbon Market in 2012*), Bruxelles, 14 novembre, COM(2012) 652 final.

Toutefois, des inquiétudes subsistent par rapport au fait que dans de nombreux pays, les avancées vers des marchés de l'électricité compétitifs et intégrés ont été ralenties par une opposition politique et que la majorité des marchés demeure relativement concentrée. La plupart des résultats de l'enquête de secteur de la Commission européenne au sujet de la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité publiée en janvier 2007 sont encore d'actualité¹.

5.1. Des progrès significatifs : initiatives régionales et couplage de marchés

Le troisième paquet législatif européen Énergie adopté en juillet 2009 a marqué un changement significatif de stratégie dans le sens où il revêt un rôle plus proactif dans la définition de règles harmonisées régissant le marché intérieur de l'électricité. Ce paquet, qui visait notamment à dissocier les réseaux de transport de la production, a établi une Autorité de régulation nationale au sein de chaque État membre et a mis en place l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER), ainsi que le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité (*European Network of Transmission System Operators in Electricity*, ENTSO-E).

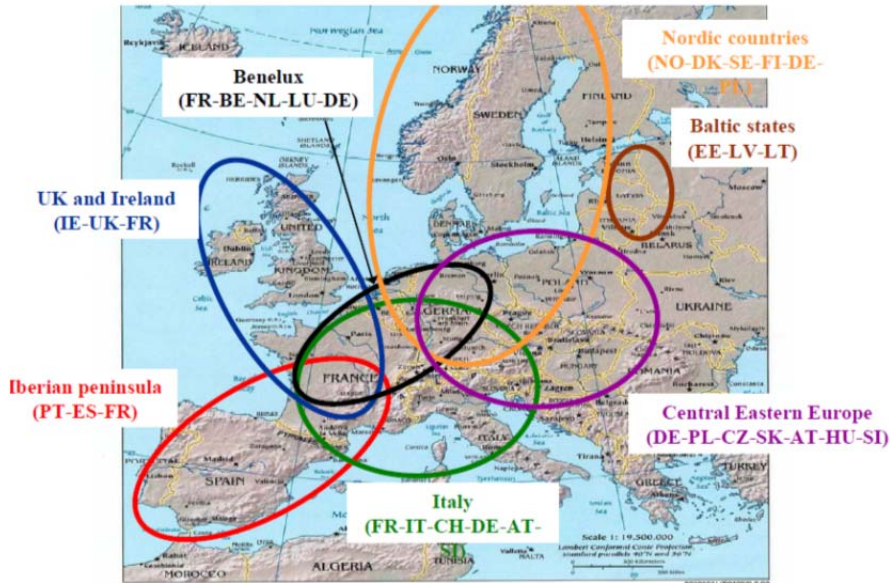
L'ENTSO-E a pour mission de définir des codes de réseau légalement contraignants, sur la base des orientations-cadres établies par l'ACER, en se concentrant sur plusieurs problématiques essentielles pour l'intégration du marché, notamment les règles d'accès des tiers, l'allocation des capacités et les règles de gestion des congestions, l'équilibrage du système et les règles relatives à l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport, qui incluent des signaux de localisation et des mécanismes de compensation entre les gestionnaires des réseaux de transport (GRT). Dans la pratique, le travail sur les orientations-cadres et les codes de réseau fait partie de la mise en œuvre du modèle cible visant à coordonner la mise en œuvre d'un marché de l'électricité européen intégré.

Parallèlement, une intégration du marché par une approche ascendante (« bottom-up ») s'effectue grâce à la création des Initiatives régionales (IR) ainsi que des projets tels que le couplage des marchés spot en jour -1. Le schéma n° 12 présente les sept principales initiatives régionales.

(1) L'enquête du secteur a identifié les problèmes suivants :

- une concentration du marché trop importante sur la plupart des marchés nationaux ;
- un manque de liquidités, empêchant de nouvelles entrées réussies sur le marché ;
- trop peu d'intégration entre les marchés des différents États membres ;
- une absence de données disponibles transparentes sur le marché menant à une méfiance par rapport aux mécanismes de fixation des prix ;
- un niveau actuel inadapté de dissociation entre les intérêts du réseau et ceux de l'offre, qui a des répercussions négatives sur le fonctionnement du marché et les mesures incitatives à l'investissement ;
- des clients liés aux fournisseurs par des contrats en aval à long terme ;
- des marchés d'ajustement actuels et des zones d'ajustement réduites qui favorisent les opérateurs historiques.

Schéma n° 12
Les 7 initiatives régionales centrales



Source : Everis and Mercados (2010)¹

Ces différents axes de travail ont mené à de nombreux résultats positifs en matière d'intégration des marchés régionaux. La mise en œuvre d'un couplage des marchés à l'échelle régionale notamment a permis des gains d'efficacité dans l'utilisation des interconnexions et a mené à une convergence des prix plus importante entre les marchés couplés². En 2006, les marchés spot journaliers (i.e. pour livraison du jour pour le lendemain) français, néerlandais et belges ont été couplés à l'aide d'un mécanisme de couplage par les prix. Le 9 novembre 2010, le *Central Western European Market Coupling* (couplage des marchés d'Europe centrale et occidentale) a été mis en place avec l'arrivée de l'Allemagne et du Luxembourg dans le couplage.

La mise en œuvre du modèle cible de marché, notamment de certaines orientations-cadre et codes de réseau, fait cependant face à différents obstacles. L'objectif annoncé par la Commission européenne de disposer d'un marché de l'électricité européen intégré caractérisé par des couplages de prix entre tous les principaux marchés d'ici 2015 sera certainement reporté, du fait que des disparités entre les différentes organisations nationales des marchés de l'électricité rendent difficiles la

(1) Everis et Mercados (2012), *From Regional Markets to a Single European Market (Des marchés régionaux vers un marché européen unique)*.

(2) Le couplage des marchés pour des marchés de gros de l'électricité repose sur des enchères implicites selon lesquelles les acteurs du marché ne reçoivent pas eux-mêmes d'affectation de capacités transfrontalières mais une offre pour l'énergie lors de leur échange. Les échanges utilisent ensuite les Capacités de transport disponibles (*Available Transmission Capacity, ATC*) afin de réduire au minimum les écarts de prix entre plusieurs régions. De cette façon, le couplage des marchés permet d'optimiser la capacité d'interconnexion ainsi que le bien-être social. Le processus augmente la convergence des prix entre différentes zones du marché et élimine les flux à contre-courant. Les écarts de prix envoient un signal-prix pour des investissements dans les capacités de transport transfrontalières.

coordination et la définition de règles communes. Mais malgré ces problèmes, le développement de codes de réseau représente une étape importante ainsi qu'un grand pas en avant en matière d'intégration des marchés européens.

5.2. Un développement des infrastructures d'interconnexion trop lent

L'objectif de création d'un marché paneuropéen intégré de l'électricité a progressé relativement lentement jusqu'à aujourd'hui car des infrastructures essentielles à son fonctionnement ont dû faire face à des retards répétés. Ces retards contrastent fortement avec la volonté de la Commission européenne d'accélérer le rythme de construction d'interconnexions considérées comme un vecteur essentiel d'une transition à moindre coût vers un réseau électrique sobre en carbone. Le Programme d'investissement d'octobre 2012 de l'ENSTO-E envisage en effet une multiplication par deux, voire par trois, de l'investissement dans les infrastructures et prévoit 104 milliards d'euros d'investissement dans les infrastructures du réseau électrique sur la période 2012-2022.

Un marché plus interconnecté présenterait clairement des avantages importants puisqu'il permettrait d'alléger certaines des contraintes locales d'ajustement du réseau et d'optimiser l'utilisation des différentes sources de production et de demande dans une zone géographique plus large. Une plus grande capacité d'interconnexion permettrait également d'utiliser les réserves hydrauliques dans les pays scandinaves et dans les Alpes pour le stockage et l'ajustement de l'électricité à une échelle plus large que le simple environnement régional immédiat. De la même façon, un réseau éolien offshore dans la mer du Nord permettrait d'exploiter les importantes ressources éoliennes de la région tout en intégrant davantage le réseau des pays scandinaves avec le CWE et les systèmes électriques du Royaume-Uni. Enfin, certaines zones situées à la périphérie de l'Europe demeurent faiblement connectées au réseau européen. Les pays baltes ou les pays des Balkans sont par exemple relativement isolés et pourraient largement bénéficier de davantage d'interconnexions avec le reste du réseau européen.

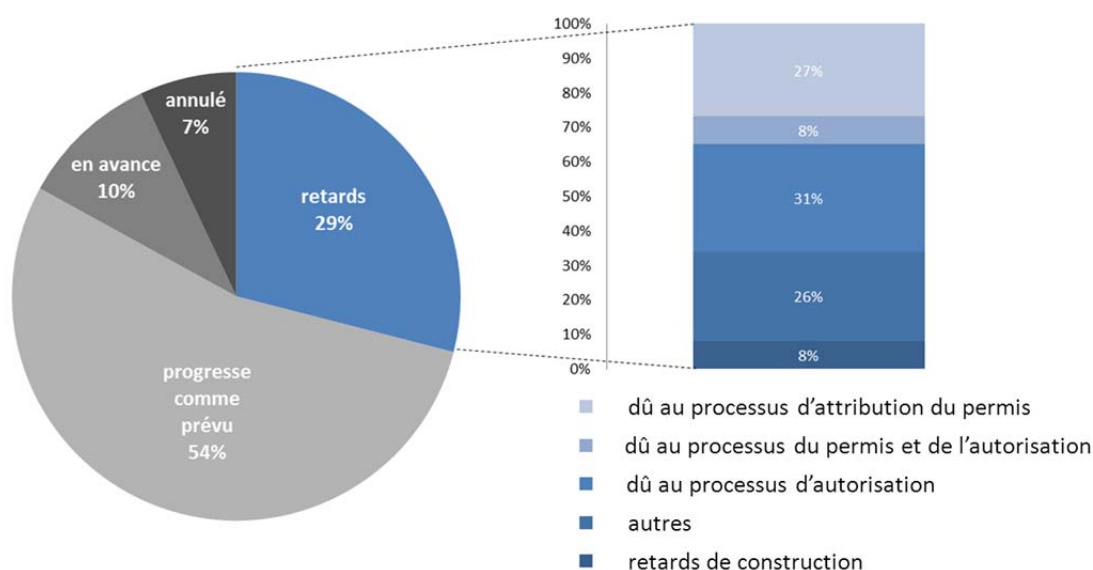
La Commission européenne a lancé plusieurs initiatives visant à accélérer le déploiement d'infrastructures essentielles. Des programmes pour les Réseaux transeuropéens de l'énergie pour l'électricité (*Trans-European Energy Networks for Electricity*, TEN-E) et des politiques telles que le Plan d'interconnexion prioritaire (PIP) visent à favoriser leur construction¹. Le Schéma décennal de développement du réseau de 2012 (*Ten Year Network Development Plan*, TYNDP) du Réseau européen des gestionnaires des systèmes de transport pour l'électricité (ENTSO-E), publié en juillet 2012, appelle à 58 GW de nouvelles capacités d'interconnexion en Europe d'ici

(1) TEN-E : http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/ten_e/ten_e_en.htm ; PIP : http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/l27081_en.htm.

2022, ce qui multiplierait par trois le rythme de construction de lignes transfrontalières en comparaison avec la dernière décennie¹.

Toutefois, dans la pratique, le rythme de développement des lignes de transport internes et transfrontalières prend bien plus de temps que prévu. Par exemple, les projets d'extension de l'interconnexion entre la France et l'Espagne à travers les Pyrénées ou le « Steiermarkleitung » en Autriche ont subi jusqu'à 25 ans de retard. La progression de la plupart des projets a été ralentie par différents facteurs : l'opposition locale, mais aussi les barrières politiques et réglementaires qui ont également joué un rôle dans certains cas. Au cours de ces dernières années, près d'un tiers des « Projets d'envergure paneuropéenne » (*Projects of Pan-European Significance*) de l'ENTSO-E ont subi des retards et cinq d'entre eux ont été entièrement annulés (*schéma n° 13*). La cause de ces retards est souvent liée au processus d'autorisation et de permis, la coordination transfrontalière des différentes parties étant souvent complexe. L'opposition locale constitue généralement un obstacle majeur pour ce type de projets d'infrastructures.

Schéma n° 13
Évolution des délais de réalisation des interconnexions et causes de retards ou d'annulations (TYNDP de l'ENTSO-E de 2010 contre 2012)



Source : Schéma décennal de développement du réseau de l'ENTSO-E 2012 et 2010

5.3. Une occasion manquée : les bénéfices potentiels pour les consommateurs d'une intégration renforcée

Les bénéfices en termes de convergence des prix de l'électricité sur la base d'une plaque de cuivre théorique en Europe, c'est-à-dire en imaginant qu'il n'existerait plus

(1) Comparaison effectuée au sein de la même zone géographique, soit l'Europe à l'exception des Balkans et des pays baltes. Source : IHS CERA.

de contraintes liées au transport, pourraient, en moyenne, être très significatifs. Ces bénéfices seraient en moyenne plus élevés pour les pays et les régions situés à la périphérie, qui sont relativement isolés, comme le Royaume-Uni ou l'Italie. Par ailleurs, dans les régions qui sont déjà bien interconnectées comme l'Europe centrale et occidentale, le couplage des marchés a déjà entraîné une importante convergence des prix. Les légers écarts de prix qui subsistent ne suffisent pas à rendre la majorité des interconnexions économiques sur la base d'un seul arbitrage par les prix.

La société de conseil Booz & Company a estimé que les bénéfices de l'intégration dus au couplage des marchés, une fois le couplage des marchés entièrement mis en place au sein de l'UE, seront de l'ordre de 2,5 à 4 milliards d'euros par an, soit 5 à 8 euros par an par habitant. 58 % à 66% de ces bénéfices environ ont déjà été obtenus grâce au degré de couplage de marchés déjà en place, notamment sur les vastes marchés du nord-ouest de l'Europe et en Scandinavie. Les 34 %-42 % restants seront obtenus avec la mise en œuvre du modèle cible pour l'électricité¹.

Par ailleurs, les bénéfices d'une plus grande capacité d'interconnexion peuvent s'avérer considérables dans certaines circonstances exceptionnelles. Par exemple, les prix de l'électricité dans les pays scandinaves peuvent fortement augmenter lors d'une année de sécheresse, lorsque les niveaux des réservoirs hydroélectriques sont bas ; de la même façon, sur le continent et en France par exemple, les prix de l'électricité réagissent aux variations de la demande en pointe en cas de vague de froid, du fait de la part importante de chauffage électrique, tandis qu'en Allemagne les prix varient en fonction de la production d'énergies renouvelables. Par conséquent, de nouvelles interconnexions peuvent être envisagées comme des mécanismes d'assurance contre d'éventuelles perturbations ou des événements provoquant une hausse soudaine des prix. Ces préoccupations apparaissent dans le dernier Schéma décennal de l'ENTSO-E, identifiant les bénéfices de l'intégration sur la sécurité d'approvisionnement comme les moteurs clés de la construction de nouvelles lignes d'interconnexion en Europe.

Le couplage des marchés et la convergence des prix de l'énergie ne font actuellement qu'offrir les bénéfices d'un arbitrage sur le court terme en matière d'échanges d'énergie. Booz & Company a estimé les bénéfices potentiels d'ici 2030 d'un marché parfaitement intégré favoriseraient les échanges d'énergie, d'énergies renouvelables, de services d'ajustement et de sécurité d'approvisionnement à court et à long terme sans tenir compte des frontières politiques. Le cabinet a calculé que les bénéfices pourraient atteindre 12,5 à 40 milliards d'euros par an en 2030, soit environ 25 à 80 euros d'économies par an par habitant. En outre, les bénéfices issus de la coordination des investissements dans les énergies renouvelables à travers l'implantation des unités de production là où elles sont le plus efficaces pourraient

(1) Booz & Company (2013), *Benefits of an Integrated European Energy Market (Bénéfices d'un marché de l'énergie européen intégré)*, préparé à la demande de la Direction générale de la Commission européenne en charge de l'Énergie, 20 juillet.

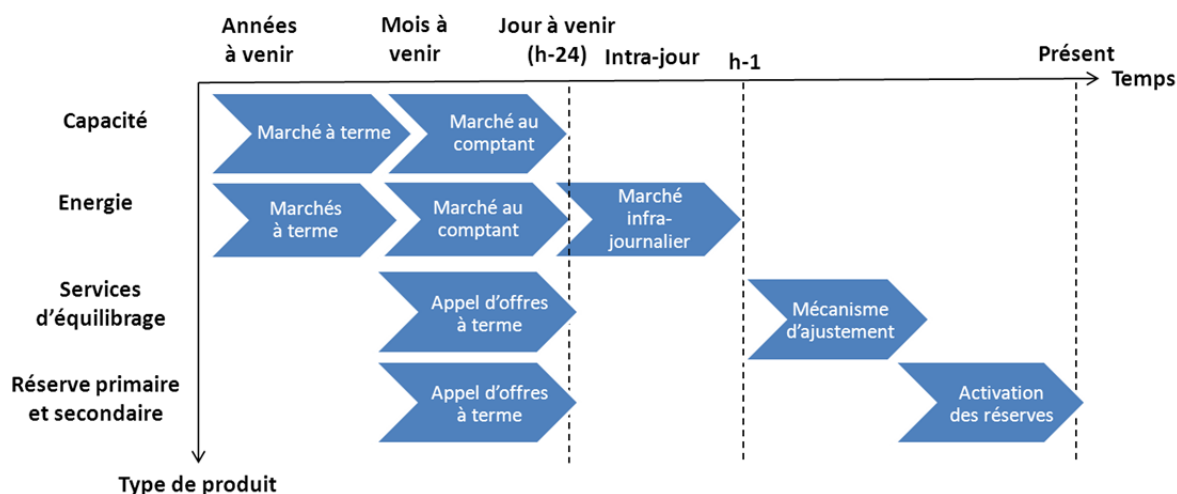
représenter entre 15,5 et 30 milliards d’euros par an en 2030, soit 31 à 60 euros d’économies environ par an et par habitant.

6. Un modèle cible obsolète : des marchés électriques incomplets et des signaux-prix inadéquats sur le court et long terme

La conception initiale des marchés de l’électricité s’est concentrée sur la mise en œuvre du modèle classique de marchés de l’électricité journaliers compétitifs, associé à un ajustement infra-journalier contrôlé par le gestionnaire du réseau¹. Les pays ont emprunté des voies différentes, certains pays ayant choisi une organisation centralisée autour d’un pool obligatoire (Espagne, Italie, pays scandinaves, Irlande, et Royaume-Uni à l’origine), tandis que les autres pays européens ont choisi des marchés décentralisés reposant sur des échanges bilatéraux libres.

Si historiquement l’accent a été mis sur les marchés journaliers de l’électricité, les signaux-prix des marchés journaliers ne suffisent pas à eux seuls à créer les bonnes incitations opérationnelles et d’investissement pour les acteurs du marché. L’électricité est un bien particulier en ce sens qu’il a une valeur différente à différents moments, et que les signaux-prix doivent refléter des contraintes aussi bien sur le très court terme pour l’ajustement du système en temps réel (l’énergie ne pouvant pas être stockée de manière rentable à grande échelle) que sur le plus long terme pour offrir de bonnes incitations à l’investissement dans les technologies de production offrant généralement un horizon de 20 à 60 ans. Le schéma n° 14 illustre la séquence temporelle pour la capacité, l’énergie, les services d’ajustement et les réserves primaires et secondaires, de plusieurs années à l’avance jusqu’en temps réel.

Schéma n° 14 : Séquence temporelle des marchés de l’électricité



Source : Fabien Roques

(1) Voir par exemple Joskow P.L. et Schmalensee R. (1983), *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation (Marché de l'énergie : analyse des services publics de l'électricité)*, Cambridge, MIT Press.

Il apparaît aujourd'hui de façon évidente que la séquence des marchés de l'électricité avec différents horizons de temps est incomplète. En effet, les signaux-prix font défaut à la fois sur le très court terme (un jour ou une heure avant la production) pour valoriser la flexibilité opérationnelle, et sur le très long terme pour générer des investissements lorsque le système est tendu.

De la même façon, les contraintes liées au transport de l'électricité impliquent que l'électricité produite ou vendue à différents points d'un réseau contraint possède une valeur différente. Hors les marchés européens ont des zones de prix héritées du passé qui ne correspondent pas toujours avec les contraintes réseau, et ne peuvent ainsi donner des incitations efficaces au développement coordonné du réseau et de la production.

En termes économiques, l'électricité ne constitue pas un bien uniforme dans la mesure où elle comporte une dimension temporelle (l'électricité produite ou consommée à différents moments n'a pas la même valeur), ainsi qu'une dimension géographique (l'électricité produite ou consommée à différents endroits possède une valeur différente en fonction des contraintes du réseau). En théorie, une séquence de marchés interdépendants allant de marchés à terme plusieurs années à l'avance à des marchés en temps réel devrait attribuer un prix ou une valeur aux différentes caractéristiques de la production ou de la consommation d'électricité en fonction du lieu et du moment.

Si un tel ensemble complexe de marchés interconnectés peut s'avérer trop compliqué et irréalisable dans la pratique, le système actuel repose de manière trop importante sur les signaux de prix émanant des marchés journaliers aussi bien à l'échelle nationale que régionale. Il « manque des marchés » pour attribuer une valeur aux différents types de produits de l'électricité, allant du court terme aux incitations à l'investissement sur le long terme, ainsi qu'une valeur géographique de l'électricité. Les trois sous-parties suivantes s'intéressent à ces signaux-prix faisant cruellement défaut à différentes échelles de temps.

6.1. L'absence de signaux de prix visant à récompenser la flexibilité de fonctionnement sur le court terme

Le développement récent des énergies renouvelables intermittentes renforce la nécessité de valoriser la flexibilité ainsi que la fiabilité de la production sur de courtes périodes, à la fois pour les centrales électriques flexibles et du côté de la demande *via* les effacements. La flexibilité sur le court terme est généralement valorisée au travers des marchés infra-journaliers, d'équilibrage et les services système (réserves opérationnelles). Le développement de la production intermittente a révélé les faiblesses de l'architecture de marché actuelle dans laquelle les signaux-prix sur le court terme ne transmettent pas la valeur réelle de la rareté associée à la flexibilité de fonctionnement dans de nombreux pays.

Les échanges infra-journaliers restent limités dans de nombreux États membres. L'organisation des marchés infra-journaliers varie considérablement en fonction des pays, qui présentent des différences aussi bien en termes d'organisation (échanges continus contre échanges reposant sur un système d'enchères) qu'au niveau de la liquidité du marché. Les réformes en cours au niveau européen au travers des codes réseaux visent à répandre les meilleures pratiques pour l'organisation des marchés infra-journaliers, d'équilibrage et les marchés de réserve opérationnelle.

Après la « fermeture du guichet », généralement une heure avant le temps réel, le gestionnaire du réseau centralise les échanges effectués sur le réseau, utilise un mécanisme d'ajustement et achète des produits à très court terme tels que les réserves primaire, secondaire et tertiaire. Le gestionnaire de réseau a ainsi un rôle central dans la mise en œuvre de marchés de court terme permettant de valoriser la valeur de rareté de l'électricité en temps réel. Un des problèmes lié au fonctionnement actuel de l'ajustement et de l'achat des réserves dans de nombreux pays est que ce type de produits d'ajustements à court terme, qui possèdent une valeur essentielle et croissante pour la stabilité du système, n'est pas toujours acheté par les gestionnaires du système sur une base concurrentielle. Si les approches varient considérablement en Europe, dans certains pays, l'achat de ces produits demeure déterminé par des contrats à long terme et le manque de contestabilité et/ou la faible liquidité de ce type de produits permet difficilement de refléter la valeur de ces services d'ajustement à court terme pour le système électrique¹.

Plusieurs pays recherchent des moyens d'améliorer leurs mécanismes d'ajustement. Le Royaume-Uni envisage par exemple de revenir à un prix unique de règlement des déséquilibres reposant sur la fixation du prix au coût marginal plutôt que sur le prix moyen des différentes offres, afin de mieux refléter l'évolution de la valeur de l'ajustement en fonction de la situation de sécurité ou de rareté dans laquelle se trouve le système électrique. Des travaux sont également en cours à l'échelle européenne avec des orientations-cadres sur l'ajustement visant à harmoniser les différentes approches et à encourager les échanges transfrontaliers d'énergie d'ajustement.

6.2. Des signaux de prix inadaptés pour inciter à investir sur le long terme

À l'autre extrémité de la séquence temporelle des marchés de l'électricité, les inquiétudes s'accroissent quant au fait que l'organisation actuelle des marchés de l'électricité ne génère pas de bonnes incitations de long terme à l'investissement. La plupart des marchés de l'énergie en Europe rémunèrent uniquement l'énergie produite du fait qu'il n'existe aucun mécanisme spécifique permettant d'attribuer une valeur à la capacité de produire lorsque le système électrique devient tendu (à l'exception de l'Espagne, du Portugal, de l'Italie, de la Grèce et de l'Irlande qui possèdent une forme

(1) Voir Mott MacDonald et Sweco (2013), *Impact Assessment on European Electricity Balancing Market - Final Report*, mars, Contract EC DG ENER/B2/524/2011.

de rémunération des capacités). Ceci est basé sur le principe selon lequel les prix de l'électricité augmenteront si les acteurs du marché anticipent une pénurie de capacité imminente, menant à de nouveaux investissements.

Ce système repose sur la théorie de la « Tarification des demandes en pointe » selon laquelle une tarification au coût marginal peut permettre un recouvrement des coûts fixes d'investissement sur la base des rentes de rareté obtenues par tous les producteurs d'énergie lorsque le système électrique est tendu. L'organisation des marchés actuelle repose sur le postulat que les prix de l'énergie augmenteront pour atteindre une « valeur de défaillance » (*value of lost load*, VOLL) en période de rareté, ce qui conduira naturellement les acteurs du marché à profiter des périodes marquées par des prix élevés pour rentabiliser leurs coûts fixes d'investissement.

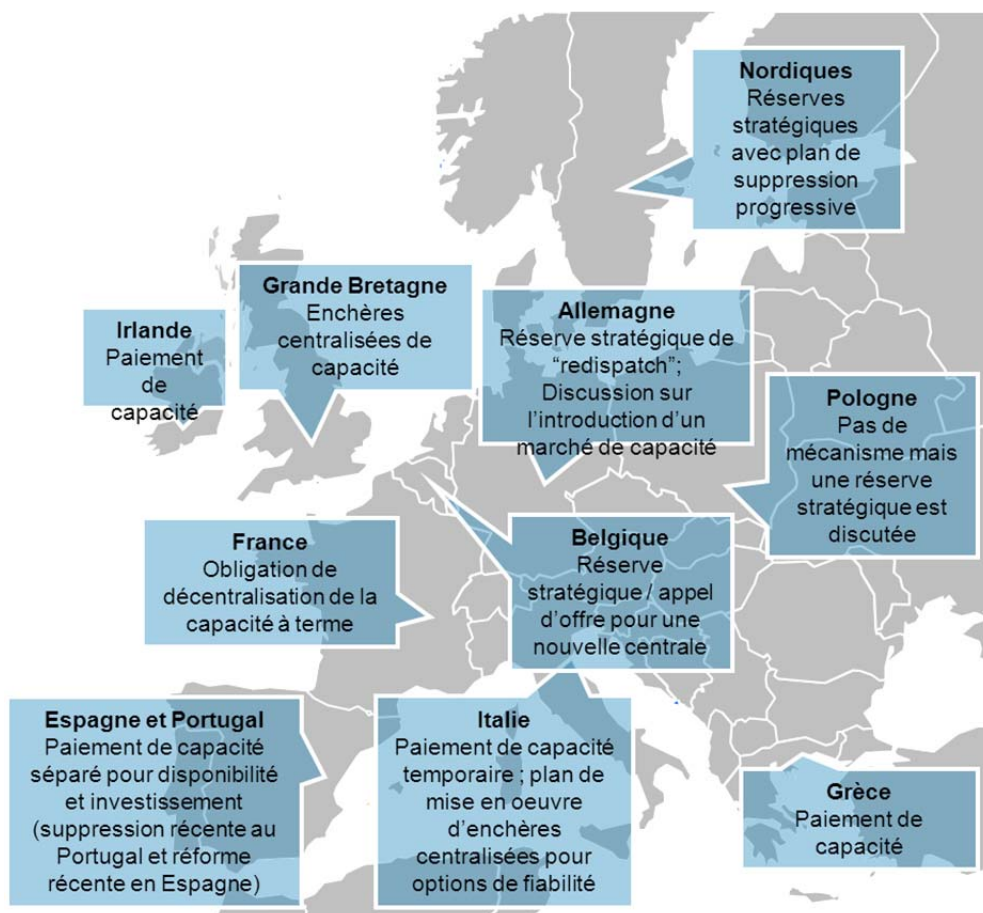
Toutefois, on constate de plus en plus que, pour diverses raisons (allant de l'existence d'un plafonnement des prix sur les marchés au caractère inacceptable d'un point de vue politique de prix excessivement élevés), les prix de l'électricité ne peuvent pas, dans la pratique, atteindre la VOLL, menant ainsi à une insuffisance chronique des revenus pour les opérateurs des centrales : il s'agit du problème du « missing money » (manque de rémunération à la pointe). Cette rigidité des prix de l'électricité est provoquée par différentes procédures administratives de gestion du système électrique ainsi que par des distorsions du marché telles que le plafonnement des prix et est bien documentée dans la littérature académique¹.

Le problème central est toutefois l'absence de participation active au marché de la demande, car les compteurs actuels des consommateurs particuliers ne permettent pas une interaction en temps réel. Jusqu'au déploiement des compteurs intelligents, les acteurs résidentiels du marché n'ont aucun moyen de faire connaître la valeur qu'ils donnent à leur électricité à un moment donné. Cela remet en question la logique consistant à faire confiance aux seules forces du marché pour déterminer le niveau adapté de capacité installée permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement. Plusieurs autres imperfections de marché ont également été mentionnées dans les différentes analyses théoriques, allant de la vision court-termiste des acteurs du marché à l'aversion au risque en passant par la difficulté de se protéger ou de transférer les risques sur le long terme, afin de défendre la mise en place de dispositifs séparés visant à garantir la sécurité d'approvisionnement².

(1) Voir Finon D. et Pignon V. (2008), « Electricity and long-term capacity adequacy, The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market » (Électricité et adéquation des capacités sur le long terme : la recherche d'un mécanisme de régulation sur le long terme compatible avec les marchés de l'électricité), *Utilities Policy (Politiques en matière de services d'utilité publique)*.

(2) Voir De Vries L. J. (2007). « Generation adequacy: Helping the market do its job » (Adéquation de la production : aider le marché à faire son travail). *Utilities Policy*, 15(1), p. 20-35 ; Roques F. (2008), « Market design for generation adequacy: Healing causes rather than symptoms » (Organisation des marchés pour une adéquation de la production : traiter les causes plutôt que les symptômes), *Utilities Policy*, vol. 16(3), p. 171-183.

Schéma n° 15 : carte d'Europe des mécanismes de capacité



Source : informations personnelles, à partir des données de l'IHS CERA

Mais l'élément le plus important est peut-être que plusieurs réformes récentes des marchés visant à mettre en œuvre des « mécanismes de capacité » indiquent que la sécurité d'approvisionnement est considérée par la plupart des gouvernements comme essentielle à l'économie, au point qu'elle doit être garantie par un mécanisme spécifique. Le débat actuel sur la mise en place de mécanismes de capacité repose sur le problème fondamental selon lequel les marchés rémunérant uniquement l'énergie produite n'apportent pas les incitations nécessaires à l'investissement sur le long terme et ne permettent pas de garantir une capacité de réserve suffisante pour assurer l'équilibre du système en toutes circonstances. Plus précisément, la plupart des gouvernements possèdent un objectif explicite ou implicite concernant le nombre d'heures de défaillance du système électrique qu'ils estiment que les consommateurs seraient en mesure d'accepter sans difficulté (par exemple 3 heures par an en moyenne en France, 20 heures en Belgique, etc.) et les marchés de l'énergie actuels ne disposent pas de mécanisme garantissant la réalisation des investissements nécessaires à l'atteinte de cet objectif politique de fiabilité.

Le débat en cours sur les mécanismes de capacité en Europe tourne autour des modalités de mise en œuvre de ces dispositifs supplémentaires visant à garantir la

sécurité d'approvisionnement (*cf. schéma n° 15*). Si les approches varient considérablement d'un pays à l'autre, l'une des différences centrales est liée à la nature concurrentielle ou régulée de ce mécanisme, c'est-à-dire le choix d'une approche régulée ou d'un mécanisme fondé sur le marché pour déterminer le prix de la capacité. Les inquiétudes se multiplient concernant le fait que ces mécanismes, qui sont mis en œuvre essentiellement à l'échelle nationale et de façon non coordonnée, risquent d'entraver la poursuite de l'intégration des marchés de l'électricité européens. En effet, cette diversité d'approches souligne le besoin, à défaut d'harmonisation, d'initiatives coordonnées à l'échelle régionale.

6.3. Les signaux-prix n'incitent pas aux bonnes localisations

L'électricité est un bien particulier dans le sens où sa production et sa consommation doivent être équilibrées en temps réel en tout point du réseau. Il est donc essentiel que les prix de l'électricité envoient des signaux de localisation afin d'optimiser le fonctionnement des réseaux, la production et la charge aux différents points du réseau, mais également afin d'inciter à l'implantation de nouveaux actifs de production, à la construction de nouvelles lignes de transport ou à la mise en place de programmes de gestion de la demande, le plus efficacement possible, c'est-à-dire en maximisant le bien-être social.

La gestion de la congestion des réseaux est essentielle pour gérer les contraintes liées au transport pouvant dans certains cas limiter les flux d'électricité du producteur au « soutireur » et causer des problèmes liés à la sécurité de fonctionnement (tels que la surcharge de certains éléments du réseau). Il existe deux grandes théories¹ :

- l'approche par prix différenciés par zone définit des espaces géographiques limités (zones) au sein desquels les échanges entre les producteurs et les « soutireurs » sont illimités. Toutefois, pour répondre aux contraintes de sécurité de fonctionnement du réseau, les échanges entre ces zones sont limités par une capacité de transport prédéfinie et par un processus d'allocation de ces capacités. En pratique, l'ensemble de la zone est caractérisé par un prix unique et le coût de la congestion est en partie repoussé à la frontière avec la zone de prix voisine ;
- l'approche par des prix différenciés aux différents nœuds du réseau considère l'ensemble des échanges entre les générateurs et les « soutireurs » comme étant égaux en termes d'utilisation des infrastructures. Le prix de l'offre et la quantité de chaque générateur et de chaque soutireur sont calculés en fonction de leur influence sur le réseau physique, entraînant ainsi des tarifs différents à chaque nœud du réseau.

Dans la pratique, l'organisation actuelle des marchés de l'électricité en Europe repose en grande partie sur une approche de zonage répartissant le marché en différentes

(1) Voir le rapport annuel sur les résultats du suivi des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel en 2011 (*Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011*) de l'ACER/CEER, 29 novembre 2012.

zones de prix. Si du fait de l'héritage historique, les zones actuelles correspondent en général aux frontières géographiques, il n'existe en théorie aucune raison de considérer que ces zones sont optimales et qu'elles envoient des signaux de localisation adaptés à la fois pour le fonctionnement et pour les investissements. Des zones tarifaires plus réduites ont déjà été mises en place dans certaines régions caractérisées par des contraintes de transport importantes telles que les pays scandinaves (avec une scission du marché) ou l'Italie (qui possède différentes zones tarifaires).

Le développement des énergies renouvelables intermittentes au cours des dernières années a soulevé des questions quant au caractère optimal des zones tarifaires actuelles. Ainsi, les flux de bouclage entre le nord de l'Allemagne, caractérisé par une importante production éolienne, et le sud de l'Allemagne, marqué par une pénurie en électricité depuis la décision de fermer certaines centrales nucléaires, ont créé des tensions entre l'Allemagne et ses pays voisins. Ces tensions ont atteint leur paroxysme lorsque que des menaces de mettre en place des déphaseurs aux frontières ont été formulées (et parfois même exécutées) dans le but de mieux contrôler les flux entre l'Allemagne et ses voisins, et afin que les coûts d'ajustement liés au caractère intermittent de l'énergie éolienne soient supportés par l'Allemagne au travers d'un redispatch plutôt que par l'exportation de l'excédent vers les réseaux voisins.

Les incitations à l'investissement pour l'implantation de centrales ou pour encourager la gestion de la demande (*demand-side management*, DSM) dans des lieux spécifiques dépendent entre autres du type de tarification pour l'accès au réseau et des frais de raccordement. Deux approches s'opposent concernant ces frais de raccordement : on distingue les « *shallow costs* » des « *deep costs* ». Les *shallow costs* correspondent aux coûts de l'équipement nécessaire pour relier une centrale de production au point du réseau le plus proche, tandis que les *deep costs* comprennent les coûts relatifs à l'équipement nécessaire pour relier la centrale de production au point du réseau le plus proche augmentés des frais de renforcement du réseau nécessaires pour maintenir la sécurité du système. Les différents États membres ont adopté des approches très variées par rapport à ces modalités de raccordement et certains pays autorisent les unités de production d'énergies renouvelables à bénéficier de frais de raccordement plus attractifs que ceux appliqués aux producteurs conventionnels.

Ces différences à la fois au niveau de la gestion de la congestion et au niveau des frais de raccordement soulignent l'absence d'approche coordonnée visant à générer des signaux de localisation adaptés aux acteurs du marché de l'électricité en Europe. Cette situation pourrait entraîner une hausse des coûts d'équilibrage globaux du système électrique européen. Ce problème risque de se développer puisqu'un nombre croissant d'unités de production renouvelable est connecté au réseau européen et que ces unités sont souvent éloignées des zones caractérisées par des

soutirages importants. Il est donc urgent de définir une approche coordonnée au niveau européen¹.

Conclusion

Orientations en vue d'une réforme et éléments essentiels pour l'organisation d'un marché de l'électricité durable

Malgré des avancées régulières vers l'intégration, les marchés de l'électricité européens se trouvent actuellement à un tournant majeur. Le problème principal ne se situe pas tant au niveau du processus de libéralisation imparfait ou incomplet ni même au niveau de l'intégration des marchés de l'électricité mais plutôt à celui de la nécessité de concilier ce processus d'intégration et d'ouverture à la concurrence avec les nouvelles priorités politiques en faveur de la décarbonisation et de la compétitivité.

Le modèle cible en Europe en matière d'intégration du marché de l'électricité est en effet devenu obsolète avant même d'avoir été mis en œuvre car il n'a pas été adapté pour prendre en compte les implications des changements de contexte au cours des dix dernières années. Confrontés aux défaillances de leur marché électrique, plusieurs pays se sont lancés dans des réformes nationales au cours de ces dernières années, créant ainsi des distorsions supplémentaires, par exemple par la mise en œuvre de mécanismes spécifiques visant à garantir la sécurité d'approvisionnement (tels que les mécanismes de capacité) ou à soutenir le marché du carbone (tels que le prix plancher du carbone au Royaume Uni).

Comme l'a illustré dans ces pages, les marchés de l'électricité européens souffrent de deux types de difficultés qui sont liées entre elles :

- les problématiques « extrinsèques » sont liées au manque de cohérence de l'ensemble des politiques énergétiques et environnementales en Europe. Parmi ces problématiques figurent les distorsions induites par les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, les difficultés liées au système d'échange de quotas d'émission européens et la nécessité d'un déploiement plus rapide et plus coordonné d'infrastructures essentielles telles que les capacités d'interconnexion ;
- par ailleurs, un ensemble de problématiques « intrinsèques » liées à l'organisation des marchés de l'électricité empêchent ces marchés d'envoyer des signaux-prix adaptés aux opérateurs et aux investisseurs. L'électricité est un bien pluridimensionnel car sa valeur est fonction du moment et de l'endroit où elle est distribuée. La plupart des difficultés actuelles des marchés de l'électricité proviennent du fait que l'accent a été mis historiquement sur les marchés journaliers comme leviers de l'intégration des marchés européens, alors qu'ils ne constituent qu'un élément parmi d'autres au sein de la séquence temporelle des marchés de l'électricité. Des signaux-prix font défaut sur le court terme afin de

(1) L'ACER a lancé récemment une consultation relative à la redéfinition des zones de prix actuelles, cf. www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2013_E_04.aspx.

valoriser la flexibilité de fonctionnement des centrales et l'effacement, dont la valeur est essentielle pour l'ajustement du réseau électrique en temps réel. Des signaux-prix font également défaut pour soutenir les investissements sur le long terme et garantir l'adéquation des ressources du système.

Par conséquent, le contexte d'incertitude réglementaire et les distorsions de marché qui en résultent entravent les investissements et ne permettront pas d'atteindre les objectifs définis en matière de décarbonisation et de compétitivité de l'économie européenne. C'est d'autant plus dommageable qu'une meilleure organisation et une meilleure intégration du marché de l'électricité généreraient d'importants bénéfices pour les citoyens européens. Mais surtout, en ne réformant pas le modèle cible des marchés européens et les politiques environnementales et climatiques, l'Europe risque de s'enfermer dans une voie inefficace qui entraînera une hausse des prix de l'électricité et risquera d'ébranler à terme les soutiens dans l'opinion publique en faveur de la décarbonisation.

Les solutions aux problèmes des marchés de l'électricité européens peuvent être classées en deux catégories principales reflétant ce diagnostic.

La première priorité est de réexaminer les objectifs de libéralisation et d'intégration du marché de l'électricité pour les mettre en cohérence avec le changement des priorités de politique énergétique de cette dernière décennie. Les contradictions entre la libéralisation des marchés de l'électricité d'une part et les politiques environnementales en faveur de la décarbonisation ainsi que les impératifs de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement d'autre part doivent être analysés. Le manque de cohérence entre les différents ensembles de politiques constitue la cause première du climat d'incertitude réglementaire et politique qui entrave l'investissement. L'examen de certaines des contradictions prenant racine dans ces politiques soulève les questions suivantes :

- pourquoi le développement d'infrastructures transfrontalières essentielles a-t-il été si lent et quels sont les projets réalisables pour la construction du réseau de transport européen ?
- toutes les nouvelles lignes de transmission prévues sont-elles pertinentes d'un point de vue économique et quels sont les arbitrages entre l'extension du réseau et le développement de nouvelles capacités de production et de l'effacement ?
- comment définir un rythme soutenable pour le déploiement de technologies sobres en carbone étant donné leur impact sur les prix de l'électricité et sur la compétitivité européenne ? Plus généralement, quelle est la voie la plus économique pour parvenir à une décarbonisation de l'économie européenne ?
- pourquoi le soutien européen apporté à l'innovation et à la R & D en matière de technologies propres est-il si faible par rapport aux montants investis dans le déploiement des technologies existantes ?

- de quelle manière les politiques relatives aux énergies renouvelables et aux technologies sobres en carbone peuvent-elles être réformées de façon à inclure les énergies renouvelables dans les marchés de l'électricité et à les soumettre aux mêmes types d'incitations que les autres moyens de production ?
- quel peut être le niveau acceptable du prix du CO₂ en Europe en l'absence d'engagement international pour lutter contre le changement climatique et cela est-il compatible avec la volonté de faire du système d'échange de quotas d'émissions le vecteur premier de décarbonisation ?
- pourquoi l'effacement est-il si peu développé et de quelle façon peut-il être mis en œuvre comme composante essentielle du bon fonctionnement d'un marché de l'électricité ?

Parallèlement, les questions plus spécifiques concernant la nature incomplète « intrinsèque » du modèle cible de marché de l'électricité devront être résolues. Le modèle cible de marché électrique européen défini par le 3^e paquet législatif énergie européen est obsolète avant même d'avoir été mis en œuvre, et il semble aujourd'hui nécessaire de remettre à plat le cadre réglementaire et l'architecture des marchés électriques. Il est essentiel de compléter la séquence temporelle des marchés de l'électricité par les éléments manquants à la fois sur le court et sur le long terme. Du fait du développement des énergies renouvelables intermittentes, l'ajustement du réseau sur le court terme reposera fortement sur la mise en place de marchés infra-journaliers, d'ajustement et de réserves flexibles et intégrés. Par ailleurs, la mise en œuvre de mécanismes de capacité de façon coordonnée semble nécessaire pour garantir l'équilibre offre-demande et la sécurité d'approvisionnement sur le long terme. L'architecture des marchés de l'électricité va également devoir évoluer afin d'envoyer de meilleurs signaux de localisation de façon à ce que la production ou les effacements soient situés sur les nœuds du réseau où ils sont le plus utiles.

Au-delà de ces réformes à court terme du modèle cible de marché européen, un débat doit être lancé sur une réforme plus profonde à long terme des marchés de l'électricité. En effet, l'évolution du mix de production vers des technologies fortement intensives en capital, associée à la nature intermittente de certaines technologies renouvelables, implique que les marchés de l'électricité reposant sur le principe de la fixation du prix au coût marginal de court terme ne seront certainement pas adaptés à long terme.

Des recherches devront être menées afin d'étudier des modèles d'organisation de marché alternatifs pour le long terme (après 2025) et pour préparer la transition. Ces modèles alternatifs attribueront probablement un rôle plus important aux contrats de long terme afin de faciliter les investissements et le financement des technologies sobres en carbone. Les contrats de long terme peuvent avoir un effet positif sur la concurrence et la concentrer sur les décisions d'investissement, ce qui constitue le facteur de coût le plus important pour les technologies fortement intensives en capital. Un système d'enchères pour les contrats de capacité long terme pourrait venir compléter un marché spot flexible dont le rôle serait limité à l'optimisation du dispatch

à court terme. En d'autres termes, un rôle accru des enchères pour les contrats de capacité de long terme permettrait d'assurer une concurrence « pour le marché » et des règles du jeu équitables entre les unités de production sobres en carbone et les centrales thermiques, tandis que des marchés spot et infra-journaliers liquides et intégrés au niveau européen assureraient la concurrence « sur le marché »¹.

Résumé analytique

Le secteur européen de l'électricité traverse une crise profonde qui s'explique par la combinaison de plusieurs facteurs résultant en un environnement opérationnel difficile pour les centrales thermiques. Au cœur du problème se trouve le fait que le cadre réglementaire et la structure du marché créent un climat de profonde incertitude qui vient entraver les investissements et risque d'empêcher l'atteinte des objectifs à long terme de décarbonisation et de compétitivité de l'économie européenne. Ce document analyse les différents enjeux auxquels doivent faire face les marchés européens de l'électricité à la fois sur le court et sur le long terme, tout en indiquant certaines orientations possibles en vue d'une réforme.

Préambule : contexte et nécessité de repenser la structure du marché et le cadre réglementaire

Sur le court terme, le secteur de l'électricité fait face à la nécessité de rééquilibrer les marchés de l'électricité qui font face à une crise historique. La substitution de la production à partir de centrales thermiques par la production d'énergies renouvelables (ENR) – qui est soutenue par des politiques publiques spécifiques –, associée aux répercussions de la crise économique sur la demande en électricité, a conduit à une réduction considérable des facteurs de charge des centrales thermiques. Par ailleurs, les prix de l'électricité ont chuté à des niveaux qui ne reflètent plus les coûts complets de production mais plutôt une situation de surproduction temporaire ainsi que la pression à la baisse exercée sur les prix liée au développement des énergies renouvelables. Le problème principal provient du fait que les dispositions actuelles relatives au fonctionnement du marché et à la réglementation n'aboutiront vraisemblablement pas à un rééquilibrage de la situation de façon efficace sur le plan économique ; elles risquent en effet de conduire à des fermetures massives de centrales électriques thermiques, alors même que certaines de ces centrales seront nécessaires quand la demande repartira à la hausse, ce qui serait pourrait menacer la sécurité d'approvisionnement.

(1) Pour en savoir plus sur ces questions, voir Finon D. et Roques F. (2013), « European Electricity Market reforms: The "visible hand" of public coordination » (Réformes du marché de l'électricité européen : la « main visible » de la coordination publique). *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 2(2), disponible sur : www.ceem-dauphine.org/assets/wp/pdf/Finon_Roques_Visible_Hand1.pdf.

Sur le long terme, décarboner le secteur européen de l'énergie d'ici 2050 nécessitera d'importants investissements, ce qui semble incompatible avec la situation financière des investisseurs historiques dans le secteur (les énergéticiens) et le climat de défiance envers le cadre réglementaire et les arrangements de marché actuels. D'ici 2050, l'Europe va devoir investir entre 40 et 60 milliards d'euros par an dans la production d'électricité. La rentabilité du secteur a cependant fortement chuté au cours de ces dernières années. Par ailleurs, les énergéticiens européens connaissent une situation financière difficile, l'endettement net total des dix plus grands énergéticiens ayant quasiment doublé au cours des cinq dernières années pour atteindre près de 280 milliards d'euros.

Il est donc nécessaire de repenser la structure du marché et le cadre réglementaire afin de réduire les risques pour les investisseurs historiques, mais également afin d'attirer de nouvelles sources d'investissement telles que des fonds possédant un horizon de placement à long terme (fonds souverains ou fonds de pension). Les marchés européens de l'électricité rencontrent en effet deux types de difficultés qui sont étroitement liées entre elles. Les facteurs « *extrinsèques* » proviennent du manque de cohérence des politiques énergétiques et environnementales européennes qui entrave le fonctionnement des marchés de l'électricité européens. À cela s'ajoutent plusieurs facteurs dits « *intrinsèques* », qui sont liés à la conception actuelle des marchés de l'électricité et qui empêchent d'envoyer aux investisseurs et opérateurs les bons signaux-prix.

Un marché de l'électricité mieux conçu et plus intégré offrirait des avantages considérables aux citoyens européens. Selon Booz & Company, les bénéfices de l'intégration par le couplage de marché, une fois celui-ci entièrement mis en œuvre dans l'ensemble de l'UE, seraient de l'ordre de 2,5 à 4 milliards d'euros par an, soit un gain annuel de 5 à 8 euros par habitant. Mais surtout, si elle n'agit pas rapidement, l'Europe risque de s'enfermer dans une voie inefficace de décarbonisation qui entraînerait une hausse des prix de l'énergie et pourrait à terme saper le soutien dans l'opinion publique pour le projet de décarbonisation de l'économie européenne.

Question prioritaire : les incohérences de la politique énergétique et environnementale européenne et ses interférences avec les marchés de l'électricité

Les principales « difficultés extrinsèques » sont liées à la nécessité de concilier la libéralisation et le processus d'intégration du marché de l'électricité avec les nouvelles priorités politiques relatives à la décarbonisation et à la compétitivité. Les évolutions récentes sur les marchés mondiaux de l'énergie ont créé un contexte très différent de celui de 2008, lorsque le 3^e paquet législatif européen énergie et le paquet climat-énergie ont été adoptés. La découverte et la production d'importantes quantités d'hydrocarbures de schiste aux États-Unis ont modifié les dynamiques des marchés mondiaux de l'énergie. En parallèle, la stagnation des négociations de la

CCNUCC¹ a mis en évidence la difficulté de parvenir à un accord contraignant à l'échelle internationale sur le changement climatique, faisant naître des doutes sur l'efficacité de la stratégie européenne. Ces éléments, auxquels s'ajoute la crise économique, ont amené de nombreux gouvernements à remettre en question le fait que la transition énergétique vers un système électrique sobre en carbone puisse se faire à un coût abordable.

En pratique se superposent aux marchés de l'électricité européens plusieurs législations et réglementations environnementales susceptibles de créer des distorsions sur ces marchés (exemple : les politiques de soutien à la production d'énergies renouvelables, ou le Système communautaire d'échange de quotas d'émission (*European Emissions Trading Scheme*, ETS)). Le risque est que le manque de coordination entre les différentes approches nationales mène à un déploiement sous-optimal des ENR, avec un fort développement dans des régions qui ne sont pas forcément les mieux dotées en ressources éoliennes et solaires, ce qui augmenterait les coûts du système électrique pour les consommateurs européens.

L'une des difficultés croissantes concernant **les politiques de soutien aux ENR réside dans le fait qu'elles reposent en grande partie sur des dispositifs de rémunération hors marché des producteurs d'énergies renouvelables** : ces derniers ne sont donc pas sensibles aux incitations opérationnelles et d'investissement créées par les prix de l'électricité. Par conséquent, les coûts de l'ajustement du système pèsent sur les producteurs d'électricité conventionnelle. Ainsi, les producteurs d'énergie solaire ou éolienne rémunérés par des tarifs d'achat garantis sont incités à produire même lorsque le système est en situation de surproduction, ce qui peut parfois mener à d'importantes distorsions sur la formation des prix de l'électricité, tels que des prix négatifs.

L'effet dépressif des ENR sur les prix de l'électricité constitue un problème structurel, puisque les prix de l'électricité seront en moyenne plus bas qu'auparavant et deviendront plus volatils à mesure que la part d'énergies renouvelables dans le mix électrique augmentera. Cela pourrait mener à un cercle vicieux car les énergies renouvelables entraînent une baisse des prix, engendrant ainsi la nécessité de poursuivre les politiques de soutien aux énergies renouvelables afin d'assurer leur compétitivité et d'atteindre les objectifs fixés. La part des technologies ENR à faibles coûts variables augmentant, le principe de la fixation du prix au coût marginal de court terme régissant les marchés de l'électricité devra à terme être revu et les marchés spot complétés par d'autres marchés sur le long terme (marché de capacité) et le court terme (réforme de marchés infra-journaliers et d'ajustement).

La Commission européenne a fait du système d'échange de quotas d'émission l'élément central de la politique européenne en faveur d'un mix énergétique décarboné, mais ce système est devenu un « marché résiduel » pour la réduction des émissions de CO₂ dans le secteur de l'énergie, les politiques de soutien aux

(1) Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

énergies renouvelables ou au nucléaire ayant constitué les premiers moteurs d'investissement dans le secteur de l'électricité au cours des dix dernières années en Europe. Les prix du système d'échange de quotas d'émission ont été inférieurs à 10 €/tCO₂ au cours des dernières années, soit bien en dessous du prix de substitution implicite de la production d'électricité à partir de charbon par celle à partir de gaz (40 €/tCO₂ environ), et d'un ordre de grandeur bien inférieur aux prix du CO₂ nécessaires pour rendre compétitifs les investissements dans des technologies propres. À l'avenir, un système d'échange de quotas d'émissions robuste associé à un prix du carbone significatif constituera un élément décisif de soutien des prix de l'électricité et permettra de combler l'écart avec les coûts des technologies renouvelables.

Questions liés au modèle cible des marchés électriques : des marchés de l'électricité incomplets et des signaux-prix inadéquats sur le court et le long terme

Les questions plus techniques sont liées aux « problèmes intrinsèques » et à la nature incomplète des marchés actuels de l'électricité en Europe. Vingt ans après le début de la libéralisation, les résultats de la libéralisation et de l'intégration des marchés européens de l'électricité sont hétérogènes. Des progrès importants ont été réalisés concernant l'intégration de marchés nationaux initialement séparés grâce à la suppression de nombreuses barrières aux frontières, ce qui a profité aux consommateurs européens. Le troisième paquet Énergie adopté en 2009 représente une étape clé et a permis de définir un programme pour la mise en œuvre d'un modèle cible pour les marchés du gaz et de l'électricité en Europe d'ici 2014. Si l'avancement dans la définition de certaines orientations-cadres et de certains codes de réseau est ralenti par différents obstacles, des initiatives régionales ont débouché sur des résultats importants en matière d'intégration des marchés régionaux. En particulier, la mise en œuvre d'un couplage de marchés au niveau régional a généré des gains d'efficacité sur l'utilisation des interconnexions, et a mené à une plus grande convergence des prix entre les marchés couplés.

Toutefois, les marchés de l'électricité actuels demeurent incomplets et les acteurs de marché ne reçoivent pas les incitations opérationnelles et d'investissement adaptées du fait d'un manque de signaux-prix adéquats. En effet, il devient évident que les signaux-prix qui permettraient d'attirer les investissements nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement font défaut à la fois sur le très court terme et sur le long terme.

Historiquement, le modèle cible européen pour l'électricité est basé sur l'intégration des marchés de l'électricité spots journaliers (pour livraison du jour pour le lendemain). Toutefois, le développement d'énergies renouvelables intermittentes renforce la nécessité de valoriser la flexibilité opérationnelle ainsi que la fiabilité de la production sur de courts laps de temps, à la fois pour les centrales électriques flexibles et pour l'effacement. La valeur de la flexibilité sur le court terme est captée

habituellement par les marchés infra-journaliers, d'équilibrage et les services auxiliaires (réserves opérationnelles) et certains craignent que ce type de signaux de court terme n'intègre pas suffisamment la valeur de la rareté de cette flexibilité dans de nombreux pays.

Une autre difficulté majeure relative à l'organisation actuelle du marché de l'électricité concerne le **manque de mesures incitatives pour les investissements et de mécanismes de garantie permettant d'assurer l'équilibre offre-demande à terme**. Le débat actuel sur la mise en place de « mécanismes de capacité » dans différents pays est lié au problème fondamental selon lequel les marchés de l'électricité, qui rémunèrent uniquement l'énergie produite, n'offrent pas d'incitations adéquates sur le long terme et ne peuvent pas garantir une capacité de réserve suffisante pour assurer l'équilibre offre-demande à long terme.

Enfin, **les pays européens ont adopté des approches très différentes pour donner des incitations à la localisation des moyens de production, d'effacement ou aux renforcements réseaux**. Les règles diffèrent à la fois en matière de gestion de la congestion et de frais de raccordement, ce qui témoigne de l'absence d'une approche coordonnée qui permettrait d'envoyer des signaux de localisation appropriés aux acteurs du marché de l'électricité en Europe. L'échec d'une telle coordination pourrait accroître les coûts d'ajustement globaux du système électrique et créer des tensions entre différentes parties prenantes comme ce fut le cas récemment entre l'Allemagne et certains de ses voisins. Ce problème risque de s'aggraver du fait qu'un nombre croissant d'unités de production à partir d'énergies renouvelables sont connectées au réseau européen et que ces unités sont souvent éloignées des zones présentant une demande importante.

Conclusion et marche à suivre : la nécessité d'un nouveau modèle de marché

Les solutions aux problèmes du marché de l'électricité européen peuvent être classées en deux grandes catégories illustrant ce diagnostic.

La première priorité est de mettre en cohérence la libéralisation et l'intégration des marchés de l'électricité avec les objectifs de politique énergétique (compétitivité) et environnementale (décarbonisation). Les contradictions intrinsèques entre, d'une part, la libéralisation des marchés de l'électricité européens et, d'autre part, les politiques de protection de l'environnement en faveur de la décarbonisation ainsi que les impératifs de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement doivent être analysés et traités. Le manque de cohérence entre les différents ensembles de politiques constitue la cause première de nombreuses incertitudes réglementaires et politiques, qui entravent les investissements.

Parallèlement, les questions plus techniques relatives à la conception « intrinsèquement » incomplète du modèle cible du marché de l'électricité devront trouver une solution. Le modèle cible de marché électrique européen défini par le

3 paquet législatif énergie européen est obsolète avant même d'avoir été mis en œuvre, et il semble aujourd'hui nécessaire de remettre à plat le cadre réglementaire et l'architecture des marchés électriques. Il est essentiel de compléter la séquence des marchés de l'électricité à l'aide des éléments manquants à la fois sur le court et sur le long terme. Du fait du développement des énergies renouvelables intermittentes, l'ajustement du système sur le court terme reposera essentiellement sur la mise en place de marchés infra-journaliers, d'ajustement et de réserves liquides et intégrés. Par ailleurs, la mise en œuvre de mécanismes de capacité de façon coordonnée au niveau sinon européen, du moins régional, apparaît nécessaire pour garantir l'équilibre offre-demande et la sécurité d'approvisionnement sur le long terme. L'architecture des marchés de l'électricité devra également évoluer afin d'envoyer de meilleurs signaux de localisation pour que la production ou l'effacement se situent dans des nœuds du réseau où ils sont le plus utiles.

Au-delà de ces réformes urgentes du modèle cible de marché électrique européen, **un débat doit être mené sur un modèle pérenne de long terme.** En effet, l'évolution du mix énergétique vers des technologies très capitalistiques, associée à la nature intermittente de certaines énergies renouvelables, implique que les marchés de l'énergie reposant exclusivement sur le principe de fixation du prix au coût marginal de court terme ne seront pas adaptés sur le long terme lorsque les énergies renouvelables deviendront majoritaires au sein du mix énergétique. Concrètement, le secteur de l'électricité européen est en train de passer d'un « monde d'OPEX » (dépenses d'exploitation) à un « monde de CAPEX » (dépenses d'investissement) et le marché ainsi que le cadre réglementaire vont devoir évoluer en conséquence. Des travaux de recherche doivent être menés afin d'étudier des modèles alternatifs de concurrence sur le long terme, par exemple en tirant parti de l'expérience d'autres secteurs possédant une structure de coûts dominée par des coûts fixes.

Il est ainsi possible d'envisager à terme un rôle plus important des contrats à long terme afin de transférer une partie risques sur les consommateurs, ce qui peut être réalisé en renforçant la concurrence grâce à l'utilisation d'un système d'enchères de contrats de long terme comme c'est le cas dans certains pays d'Amérique latine. En d'autres termes, un rôle accru des enchères pour les contrats de capacité de long terme permettrait d'assurer **une concurrence « pour le marché »** et des règles du jeu équitables entre les unités de production sobres en carbone et les centrales thermiques, tandis que des marchés spot et infra-journaliers liquides et intégrés au niveau européen assureraient **la concurrence « sur le marché »**.

ANNEXE

Participants aux ateliers

En septembre et octobre 2013, plusieurs réunions, ateliers et discussions informelles ont eu lieu pour recueillir les avis de certains acteurs européens du secteur de l'énergie : deux ateliers à Paris, une réunion à Bruxelles avec les trois directions générales de l'énergie, du climat et de la concurrence de la Commission européenne, enfin des discussions informelles avec E.ON, UFE ou Eurelectric. Nous tenons à remercier tous les participants à ces échanges. Nous adressons des remerciements particuliers à Gilles Bellec et à Claude Mandil pour leur collaboration active tout au long de ce travail, jusque dans la phase de relecture du rapport.

Premier atelier – Paris, 16 septembre 2013

Gilles Bellec, Conseil général de l'économie (CGE), référent Énergie

Jean-Paul Bouttes, EDF, vice-président directeur Stratégie et Prospective du groupe

Renaud Crassous, EDF, Économiste

Rachel Fletcher, OFGEM, Markets PA

Gwenaëlle Huet, GDF SUEZ Énergie France, directrice des Affaires européennes

Thierry Kalfon, GDF-SUEZ Énergie France, directeur de la Stratégie, de l'Économie et des Tarifs

Jan Horst Keppler, université Paris-Dauphine, professeur

Claude Mandil, expert indépendant, ancien directeur général de l'AIE et vice-président du groupe consultatif sur la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050

Konstantin Staschus, ENTSO-E, secrétaire général

Thomas Veyrenc, RTE, directeur du service Marchés

Réunion avec E.ON – 1^{er} octobre 2013

Vera Brenzel, directrice du bureau de Bruxelles, responsable des Affaires politiques et des Communication du groupe Brussels

Deuxième atelier – Paris, 3 octobre 2013

Manuel Baritaud, AIE, analyste de l'électricité senior, Branche des marchés du gaz, du charbon et de l'énergie

Richard Baron, OCDE, conseiller principal, Table ronde sur le Développement durable

Sébastien Chiffaut, CRE, responsable de la Surveillance des marchés de gros

Paul Dawson, RWE Supply and Trading GmbH, responsable Organisation du marché et Affaires réglementaires

Emmanuel Massa, CRE, responsable du service Tarification et Concurrence

Jean-Yves Ollier, Commission de régulation de l'énergie (CRE), directeur général

Charles Verhaeghe, CRE, responsable du service des Échanges d'énergie trans-frontaliers

Réunion avec l'UFE (Union française de l'électricité) – 15 octobre 2013

Jean-Jacques Nieuviaert, conseiller économique et marché

Jean-François Raux, conseiller du président et membre du comité

Audrey Zermati, déléguée générale adjointe

Réunion avec la Commission européenne – 18 octobre 2013

Jozsa Balazs, Directorate-General for Energy, Policy officer, Unit A1 (Direction générale de l'énergie, chargé de mission, Unité A1)

Inge Bernaerts, Directorate-General for Energy, DG Head of Unit Internal Market II: wholemarkets, electricity and gas (Direction générale de l'énergie, responsable de l'unité Marché intérieur II : ensemble des marchés, électricité et gaz)

Antonin Ferri, Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne, conseiller politique de l'énergie

Tom Howes, Directorate-General for Energy, Deputy Head of Unit Energy Policy and Market Monitoring (Direction générale de l'énergie, responsable adjoint de l'unité Politique énergétique et surveillance du marché)

Patrick Lindberg, Directorate-General for Competition, Unit B1, Case manager (Direction générale de la concurrence, Unité B1, gestionnaire de cas)

Tadhg O'Brian, Directorate-General for Energy, Unit B2, Internal Market II (Direction générale de l'énergie, Unité B2, Marché intérieur II)

Christof Schoser, Directorate-General for Competition, Deputy Head of Unit B2 (Direction générale de la concurrence, responsable adjoint de l'Unité B2)

Stefaan Vergote, Directorate-General for Climate, Head of Unit A4 (Direction générale du climat, responsable de l'unité A4)

Joseph Wilkinson, Directorate-General for Energy, Unit A1 (Direction générale de l'énergie, unité A1)

Mechthild Wörsdörfer, Directorate-General for Energy, Head of Unit A1 (Direction générale de l'Énergie, responsable de l'unité A1)

Réunion avec Eurelectric – 25 octobre 2013

Juan Alba Rios, président du Comité Marché

Anne-Malorie Géron, responsable de l'unité Marché


Hans Ten Berge, secrétaire général

Les rapports du Commissariat général à la stratégie et à la prospective sont publiés sous la responsabilité éditoriale du Commissaire général. Les opinions qui y sont exprimées engagent leurs auteurs.

**RAPPORT
DISPONIBLE SUR**

www.strategie.gouv.fr (rubrique publications)

Retrouvez les dernières actualités du Commissariat général à la stratégie et à la prospective sur :

-  www.strategie.gouv.fr
-  [CommissariatStrategieProspective](https://www.facebook.com/CommissariatStrategieProspective)
-  [@Strategie_Gouv](https://twitter.com/Strategie_Gouv)

Commissariat général à la stratégie et à la prospective

Le rapport "La crise du système électrique européen. Diagnostic et solutions" - janvier 2014 est une publication du Commissariat général à la stratégie et à la prospective

Directeur de la publication :

Jean Pisani-Ferry, commissaire général

Directeur de la rédaction :

Hervé Monange, conseiller spécial

Secrétaires de rédaction : Olivier de Broca,
Sylvie Chasseloup

Dépôt légal : janvier 2014

Contact presse : Jean-Michel Roullé,
responsable de la communication
01 42 75 61 37 / 06 46 55 38 38
jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr

Créé par décret du 22 avril 2013, le Commissariat général à la stratégie et à la prospective se substitue au Centre d'analyse stratégique. Lieu d'échanges et de concertation, le Commissariat général apporte son concours au Gouvernement pour la détermination des grandes orientations de l'avenir de la nation et des objectifs à moyen et long termes de son développement économique, social, culturel et environnemental. Il contribue, par ailleurs, à la préparation des réformes décidées par les pouvoirs publics.



www.strategie.gouv.fr