

Le marché européen et les politiques Climat-Énergie, deux objectifs irréconciliables¹

Dominique Finon, Fabienne Salaün

Les États européens sont confrontés aux difficultés de mener des politiques Climat-Énergie ambitieuses dans un contexte de marchés libéralisés. La décarbonation repose en effet sur des options très capitalistiques alors que le marché amplifie les risques. Cet article met d'abord en lumière la tension croissante entre les politiques de transition énergétique et le régime concurrentiel au niveau national. On analyse ensuite les effets latéraux des politiques de transition énergétique sur les marchés voisins. Puis l'on s'interroge sur la possibilité de réduire ces tensions. Constatant l'impossibilité d'une réconciliation entre le marché européen et les politiques nationales de transition, il vaut mieux accepter ces différences et réformer en profondeur le régime des marchés électriques.

L'Union européenne (UE) n'est que partiellement présente dans le domaine de l'énergie à cause des faibles compétences directes que lui confèrent les traités. Chaque État-membre est souverain pour choisir son bouquet énergétique et mener sa politique de transition énergétique : il peut jusqu'ici choisir les instruments de politique qu'il souhaite sans contrainte forte ; il peut préférer entrer ou sortir du nucléaire, monter en puissance lentement ou rapidement dans la production solaire et éolienne. En cas de changement brusque de direction, il n'est pas tenu d'en avertir ses voisins, alors qu'en régime de marché les politiques des uns ou des autres ont des effets indirects sur les prix des marchés qui, eux, sont intégrés. Les

politiques de taxation des différentes formes d'énergie sont aussi à la discrétion de chacun. L'UE est toutefois présente de façon indirecte via les compétences en matière de protection de l'environnement et du climat, via les politiques de promotion de la concurrence en vue de l'intégration des marchés, et via les politiques de protection de la concurrence avec le contrôle anti-trust et celui des aides d'État. Cette configuration se retrouve dans l'affichage du triptyque « compétitivité-développement soutenable-sécurité énergétique », objectifs supposés se renforcer mutuellement dans la poursuite harmonieuse entre pays. C'est là où le bât blesse : cette cohérence est trompeuse, le marché étant en conflit frontal avec la réalisation des politiques de transition énergétique qui nécessitent la réalisation d'équipements de coût fixe élevé.

La politique Climat-Énergie définie en 2009, dite du « 3 x 20 » (avec des engagements contraignants sur la réduction des émissions de CO₂ de 20 % entre 1990 et 2020, et sur

1. Cet article s'appuie sur le rapport de synthèse rédigé par Fabienne Salaün suite à la table ronde : « Quelle place pour les mécanismes de marché en Europe dans la transition énergétique ? », Actes de la première journée du Cycle de dialogue organisé par CIREN (ENPC-CNRS) et PACTE (U. Grenoble-CNRS) avec le soutien de l'INSHS et l'INSIS du CNRS sur la transition énergétique, 21 juin 2013. Voir <http://www.centre-cired.fr/spip.php?article1619>.

l'accroissement de la part d'énergies renouvelables à 20 % et un dernier, volontaire, d'amélioration de l'efficacité énergétique de 20 %²) et censée encadrer les politiques nationales, s'est accompagnée d'un approfondissement de la libéralisation des secteurs électricité et gaz qui amplifie les tensions. De plus, alors que les politiques Climat-Énergie nécessiteraient un signal-prix du carbone stable qui puisse être correctement anticipé, le système de quotas de permis échangeables qui a été choisi est très exposé aux défauts de conception inhérents à ce genre d'instruments, sans parler du risque-prix que, même sans ces défauts, il crée pour les investisseurs. La réalisation d'une politique de réduction des émissions nécessite de promouvoir hors marché les ENR et les équipements bas carbone, tous capitalistiques, par des dispositifs de long terme de subvention à la production, ce qui, au bout du compte, met à mal le rôle des prix du marché de gros dans le déclenchement des investissements des acteurs en concurrence.

Avec l'intégration croissante des marchés électriques, un second problème émane de l'absence d'harmonisation des politiques de transition mises en œuvre par chaque État-membre, sans considération des effets sur les autres pays. Chaque politique de transition et chaque ensemble d'instruments utilisés sont spécifiques à chacun, relevant des dotations en ressources énergétiques de l'État-membre, du contexte politique et culturel dans lequel elles s'enracinent et de l'héritage des équipements capitalistiques qui avaient pu être développés en régime de monopole de service public. Ce clivage entre les politiques nationales de transition énergétique induit des effets importants de distorsion des prix entre chaque marché électrique national (CGSP, 2014).

Les choix purement nationaux mettent en question la cohérence de l'édifice qui se voudrait européen en matière de politiques Climat-Énergie d'un côté, et la pertinence d'objectifs plus ou moins contraignants concernant les ENR et l'efficacité énergétique pour infléchir les choix nationaux dans un sens plus volontariste

de l'autre. Faut-il pour autant harmoniser et aligner à tout prix les politiques pour limiter les effets inattendus sur les autres pays ? Il n'y a pas consensus des États-membres sur les réponses à donner à ces contradictions, notamment pour la politique Climat-Énergie future et l'harmonisation des politiques, parce que ceci ne pourrait se faire que sous une gouvernance européenne revisitée, avec abandon de toute souveraineté de ses États-membres.

Par la suite, on mettra à jour d'abord cette tension croissante entre les politiques de décarbonation et le régime concurrentiel au niveau national. On analysera ensuite les effets latéraux des politiques de transition énergétique sur les marchés voisins du fait de l'intégration des marchés électriques nationaux, qui amplifie les défaillances de marché en matière d'investissements. Puis on s'interrogera sur la possibilité de réduire ces tensions, soit par un raffermissement d'un prix du carbone crédible qui pourrait permettre de supprimer les dispositifs d'appui aux ENR et technologies bas carbone matures, soit par une reprise de contrôle par la Commission des moyens utilisés par les États pour rendre ces moyens plus compatibles avec le marché. Concluant qu'il n'y a pas de réconciliation possible entre le marché européen et les politiques nationales de transition, on s'interroge *in fine* sur l'importance du regret à ne pas parvenir à l'alignement des politiques énergétiques sous une gouvernance européenne renforcée.

1. La mise en question de la fonction de coordination de long terme du marché

A) L'amplification des défaillances de marché par les politiques hors marché

La coordination des choix d'investissement des agents décentralisés par le marché s'avère difficile en temps normal du fait du défaut d'articulation du court terme et du long terme par le marché dans ce secteur aux technologies très capitalistiques et où la gestion de risque devient le critère prédominant de l'investisseur. On est loin de la minimisation du coût global

2. Hors paquet Climat-Énergie, la directive « Efficacité énergétique » a été votée en 2012. Elle a un objectif indicatif de 17 % en 2020.

actualisé pour décider des investissements dans les différentes technologies, comme procédait le monopole de service public auparavant. Les marchés électriques à pas horaire créent pour les équipements à installer un risque « prix » et un risque « volume » que doit porter l'investisseur, contrairement au monopole régulé qui n'avait pas à supporter ces risques dont les coûts étaient reportés dans les tarifs régulés. Pour des investissements lourds en capital, à long cycle de vie et à long délai de réalisation, la formation de telles anticipations est empreinte d'une telle incertitude que les acteurs privés seront incités à valoriser le coût du capital par une prime de risque élevée et à procéder à des choix moins risqués d'équipement à faibles coûts fixes, à forts coûts variable et à temps de retour plus courts, comme les cycles combinés à gaz (Fig. 1 pour une comparaison des structures de coût).

Le critère de gestion de risque a donc dû prendre le pas sur celui de la minimisation des

coûts de long terme, dans la mesure où il est difficile d'anticiper la manière dont s'opèrera le recouvrement des coûts fixes. Les investisseurs ont eu ainsi tendance à choisir ces centrales à gaz en cycle combiné de préférence aux technologies plus capitalistiques car la part de coût fixe dans le coût de revient de leur MWh est bien moindre et les capitaux à mobiliser par MW bien moins importants.

Pour assurer le déploiement des ENR intermittentes et des technologies bas carbone de grande taille, la solution réside dans divers dispositifs garantissant un revenu stable à long terme (tarifs d'achat ou équivalent, contrats de long terme), ce qui conduit à deux régimes d'investissement : l'un fondé sur les anticipations des prix du

marché de gros et les sommes annuelles des revenus nets horaires ainsi que sur le critère de gestion de risque ; l'autre hors marché fondé sur ces arrangements de long terme assurant une gestion de risque par un prix garanti par

**La solution réside
dans divers dispositifs
garantissant un revenu
stable à long terme**

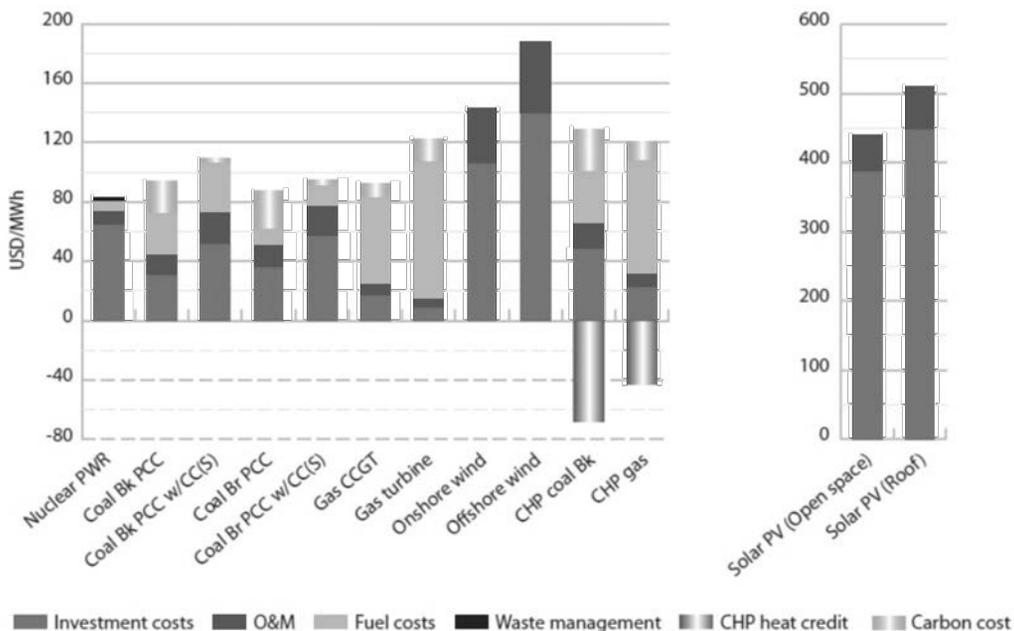


Figure 1. Comparaison de la répartition des coûts des différentes technologies de production électrique (pour un taux de rendement de 10% et un prix du CO₂ de 20 \$/tCO₂).

Source : Étude de l'OCDE-AEN & AIE, Coûts prévisionnels de production de l'électricité, édition 2010.

MWh et ajoutant, pour les technologies non matures commercialement, une subvention à la production.

Les unités ENR ainsi entrées dans le système en dehors des signaux de prix du marché prennent une part croissante dans les mix électriques, d'autant plus que leur développement n'est pas contrôlé d'une façon ou d'une autre par le régulateur en jouant sur les prix (en ajustant le niveau des tarifs d'achat) ou les quantités (en définissant à l'avance un plafond annuel par technologie). Ce déploiement hors marché des ENR électriques accroît un peu plus la défaillance de marché à investir dans les technologies non ENR. Les productions ENR sont en effet injectées hors marché dans le système, ce qui diminue la demande adressée au reste du parc électrique. Ceci a deux « effets d'ordre de mérite » : d'une part, cela réduit le nombre d'heures pendant lesquelles les équipements non ENR sont appelés par le marché horaire ; d'autre part, cela tend à faire baisser les prix horaires par rapport à une situation sans développement des ENR (Fig. 2). Dit autrement, ces productions à forte variabilité tendent à pousser les productions des autres équipements en dehors du marché et à faire baisser les prix horaires quand ces capacités produisent.

Au bout du compte, les anticipations de revenus des producteurs qui investissent dans des équipements non ENR en sont radicalement

affectées. Les deux effets d'ordre de mérite induisent une difficulté croissante à couvrir les coûts fixes de tous les équipements à combustibles fossiles. Quand ce phénomène se conjugue avec une baisse radicale du prix du charbon importé depuis 2010, les énergéticiens ne sont même pas en mesure de couvrir les coûts fixes d'exploitation et les coûts de combustibles des centrales à gaz récentes. Ainsi, les dix plus grands électriciens européens ont annoncé la fermeture de 38 GW ; de plus, 113 GW supplémentaires sur le 300 GW des centrales thermiques en fonctionnement dans l'UE-27 seraient menacés de fermeture d'ici les trois prochaines années si aucune régulation protectrice n'est mise en place (IHS-CERA, 2013).

Les effets d'ordre de mérite découragent *a fortiori* les investissements en nouveaux équipements qui ne seraient pas subventionnés. Les prix horaires futurs et les revenus deviennent plus complexes à analyser et à anticiper à moyen et long termes, puisqu'ils se forment en fonction d'équilibres offre/demande horaires qui seront déterminés par le rythme de développement des capacités ENR et les évolutions économiques (crise, récession ou reprise) à ces horizons. De plus, il existe une incertitude sur la production annuelle des équipements éoliens – le Fraunhofer ISE a ainsi montré que la variabilité annuelle de l'éolien pouvait être de + ou - 15 % par rapport à une année normale de vent, ce qui peut conduire à un écart de

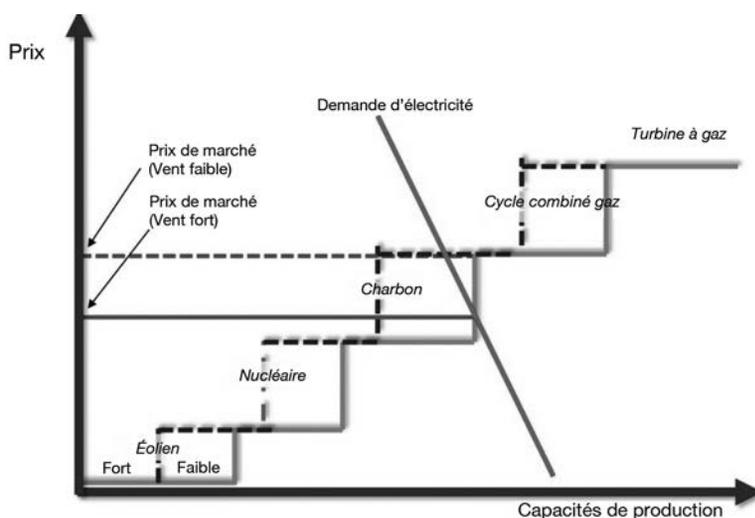


Figure 2. Les « effets d'ordre de mérite » des ENR entrées hors marché.

30 % d'une année sur l'autre (Fraunhofer ISE, 2013) –, ce qui se répercute sur les productions des autres moyens de production. De ce fait, les producteurs manifestent une réticence croissante à investir dans les moyens conventionnels, et notamment dans les équipements conventionnels flexibles dont le système a pourtant besoin pour adosser les productions des unités ENR à forte variabilité et pour participer à la pointe.

A ce phénomène d'intensification du capital du parc d'équipements (avec, à la clé, une gestion de risque d'investissement beaucoup plus complexe), se superposent les coûts d'inadaptation du parc de production et des réseaux de transport-distribution pour faire face à l'intermittence et à la localisation décentralisée des unités ENR. Par nature intermittentes, ces sources d'énergie nécessitent de disposer de nouvelles capacités de *back-up* flexibles³ pour faire face à toute montée ou descente des productions, ainsi que des capacités de réserve supplémentaires en pointe afin que la sécurité d'approvisionnement puisse être assurée en l'absence de vent ou de soleil pendant les périodes critiques. Ce sont donc plus de capacités à offre inchangée de sécurité du système⁴ qui seront nécessaires. Or, on l'a vu, les producteurs sont dissuadés d'investir dans de telles unités. La désadaptation des parcs existants se manifeste également sur le court terme par des épisodes en nombre croissant de prix négatifs du fait de l'insuffisance d'équipements flexibles pour faire face à la variabilité de l'éolien.

En d'autres termes, compte tenu de la formation des prix en régime concurrentiel sur la base des coûts variables des unités de

production marginale, plus les technologies bas carbone vont pénétrer les mix électriques grâce au dispositif de subventions à la production, plus la distorsion du signal de prix va s'aggraver et plus ce dernier sera inefficace dans l'envoi des signaux pertinents pour investir dans l'éventail des technologies non ENR. De plus, pour les unités ENR elles-mêmes, considérant qu'elles sont capitalistiques, les investissements seront

très risqués si l'on supprime tout dispositif d'appui pour les technologies ayant atteint la maturité commerciale en termes de prix de revient⁵.

La résultante de cette situation est une déconnexion accrue entre les prix de gros et les coûts moyens de production. La baisse des prix du marché horaire de gros depuis 2011 ne signifie pas des baisses de coût de long terme des mix électriques : il signifie qu'une partie des coûts de long terme (celle correspondant aux surcoûts de long terme des unités ENR) n'est pas reflétée dans les prix du marché de gros. Les prix de vente aux gros et petits consommateurs sont augmentés en incluant une taxe destinée à financer le surcoût annuel de la politique de soutien aux ENR électriques, le calcul de ce surcoût correspondant à la somme des différences entre les prix du marché horaire et le tarif d'achat régulé. En contribuant à déprécier le prix du marché, le développement des ENR fait augmenter mécaniquement le montant des subventions aux ENR payées par les consommateurs. Cela induit également une question importante de redistribution car les gouvernements peuvent choisir d'épargner les gros consommateurs, comme en Allemagne par exemple⁶.

3. On peut rappeler pour mémoire que ce peut être des cycles combinés au gaz, des turbines à gaz ou à combustion.

4. Dans une étude publiée en août 2012 (*Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt*), l'Agence de l'énergie allemande, la DENA, évalue que pour une demande stable d'environ 600 TWh, 226 GW de capacité devront être disponibles dans le système (contre 156,1 GW en 2010, soit +70 %) dont 83,4 GW de capacités thermiques conventionnelles (contre 96,3 GW en 2010).

5. Ceci amène à souligner au passage qu'on ne pourra pas supprimer aussi simplement les dispositifs d'appui parce qu'ils ont, parmi leurs fonctions, celle de garantir un revenu, même non subventionné par rapport à leur prix de revient.

6. On peut ainsi rappeler que la question des exemptions des électro-intensifs est un point d'achoppement entre Berlin et Bruxelles, puisqu'en Allemagne les plus gros consommateurs n'acquittent quasiment pas d'EEG – ce sont environ 100 TWh au total qui sont ainsi évincés

Il existe une incertitude sur la production annuelle des équipements éoliens

B) Le défaut de signal-prix du carbone

Dans le domaine électrique, le prix du carbone est censé appuyer les signaux-prix du marché électrique pour déclencher les décisions d'investissement vers les techniques bas carbone et les techniques ENR, en pénalisant les coûts des techniques émettrices (voir Fig. 1). Rappelons que l'on partait au départ de l'idée qu'un prix du carbone élevé et prévisible devait provoquer de façon naturelle les substitutions entre technologies carbonées et non carbonées par le marché. On partait aussi de l'idée que les subventions initiales visant à accompagner le développement des ENR pouvaient être supprimées dès lors que le prix du carbone serait suffisant, car un prix élevé devait en principe leur permettre de rentrer progressivement dans le marché en s'affranchissant du soutien initial.

Toutefois, la conception du système des quotas d'émissions et du marché de l'ETS (*Emission Trading Scheme*) conduit à une défaillance du signal long terme dès lors que les hypothèses de croissance économique et de demande de permis ayant servi à définir les quotas sont remises en question par une crise économique et les résultats non anticipés des politiques de support aux ENR électriques et à l'efficacité énergétique qui, tous deux, contribuent à réduire la demande de permis. Il s'en est suivi un effondrement durable du signal-prix du carbone qui n'a plus aucune crédibilité. Le paradoxe est de voir le signal-prix envoyé par l'outil économique – qui a été sagement choisi par l'UE parce qu'il est basé sur le marché –, incapable de corriger les effets de la baisse du prix international du charbon sur le retour de l'usage des technologies les plus émettrices, tandis que le gaz, deux fois

de l'assiette. Mécaniquement, le coût est reporté sur une assiette plus étroite et donc augmente au fur et à mesure qu'entrent dans les exemptions de nouvelles consommations. En 2014, l'EEG acquittée par les ménages et les petits professionnels atteignait ainsi en Allemagne environ 63€/MWh, soit plus d'une fois et demi le prix de marché de l'électricité.

moins émetteur, reflue dans la production électrique en raison de sa perte de compétitivité. La crise économique a engendré un tel surplus de permis que les besoins supplémentaires des producteurs charbon et lignite ont été satisfaits sans tension sur le marché de l'ETS. Pour restaurer la compétitivité du gaz, au regard des prix relatifs actuels des combustibles, le prix du CO₂ devrait atteindre 40 à 50 €/t.

Concernant l'effet du développement à marche forcée des ENR dans les systèmes électriques sur le prix du carbone, ce développement a contribué à la déprime de la demande de permis carbone des producteurs électriques. En effet, le calcul des quotas attribués au secteur électrique, plus gros secteur émetteur (environ 60 % dans l'ETS) et ensuite aux entreprises électriques n'est pas ajustable selon la vitesse de développement des productions ENR dans les systèmes électriques nationaux. Comme la part des ENR dans les mix électriques a progressé à un rythme beaucoup

Il s'en est suivi un effondrement durable du signal-prix du carbone qui n'a plus aucune crédibilité

plus soutenu que celui recherché dans plusieurs pays, du fait de la conjugaison de la dépression de la demande électrique et du développement rapide des ENR (de 2008 à 2012, la capacité ENR dans l'UE est passée de 27 à 99 GW environ tandis que la capacité électrique installée n'a augmenté que de 145 GW⁷), la demande de permis par les acteurs des secteurs électriques européens en a été réduite d'autant. De ce fait, l'effet du système des quotas sur le prix de l'électricité a été bien inférieur à ce qu'il aurait été si les quantités d'émissions avaient été celles prévues lors de la définition de la trajectoire des quotas totaux d'émissions, ou si les quotas attribués avaient été ajustés avec les développements observés de la demande et des ENR.

On se trouve donc face à un défaut de régulation qui se répercute sur la défaillance

7. Pour l'UE-27, entre 2008 et 2012, la capacité d'éolien maritime est passée de 1,5 à 5,1 GW, de 63,5 à 101,2 GW pour l'éolien terrestre et de 10,3 à 68 GW pour la capacité de photovoltaïque, alors que l'ensemble de la capacité électrique passait de 810 GW à 955 GW.

des prix du marché électrique (supposés intégrer les prix du carbone) à envoyer les bons signaux aux investisseurs pour développer des moyens de production bas carbone ou ENR dans le marché.

C) Les corrections à apporter à l'architecture des marchés

En résumant donc, avec le développement hors marché des ENR, le contexte actuel est caractérisé par :

- une dé-optimisation des parcs existants dont l'adaptation initiale est totalement remise en cause par le développement hors marché des ENR,
- des conditions de rémunération des moyens conventionnels qui ne permettent plus de couvrir les coûts d'investissement, ni de recouvrer les coûts fixes d'exploitation par les seuls prix de marché, ni d'inciter aux investissements futurs de renouvellement et dans les moyens de pointe, clés pour la sécurité d'approvisionnement dans toutes les situations,
- à régime inchangé de l'ETS, une impossibilité à supprimer tout dispositif de soutien aux ENR qui atteignent le niveau de compétitivité en termes de prix de revient (coûts de système inclus), si l'on veut que leur développement continue.

Afin de corriger l'incitation à fermer des équipements et la dissuasion à investir en production, beaucoup d'États-membres mettent en place des mécanismes de capacité pour rémunérer la puissance disponible en plus de l'énergie produite. Menacés de fermeture, ces équipements ont pourtant une valeur économique de long terme en contribuant à la sécurité d'approvisionnement en période de pointe et au besoin de service de flexibilité nécessaire à la gestion de l'intermittence. De même, le fonctionnement du marché ne permet pas aux producteurs de décider d'investir dans des équipements non aidés, alors que ce serait utile pour assurer l'adéquation de capacité et la flexibilité.

Parmi les nouveaux mécanismes de capacité envisageables (réserves stratégiques, paiement de capacité, obligation décentralisée de capacité, enchères centralisées de contrats

de capacités, etc.), les plus efficaces visent à rémunérer les opérateurs par anticipation (à quatre ans, par exemple) pour les capacités en puissance garantie qui sont disponibles durant les périodes critiques, afin de leur donner une visibilité pour investir dans des unités de pointe⁸. Ces rémunérations en €/MW-mois (ou MW-an) fixés pour l'année à quatre ans sont censées combler le déficit de revenus nécessaires à la couverture des coûts complets, ce que ne permet pas le fonctionnement actuel du régime de marché. La mise en place de ces dispositifs devrait à la fois alléger les difficultés des équipements existants à couvrir leurs coûts d'exploitation et permettre la ré-articulation des court et long termes.

Mais il y a là une vraie inconnue sur la capacité de ces mécanismes de capacité à permettre de retrouver cette efficacité de long terme par la combinaison des revenus des marchés horaires de l'énergie et des mécanismes de la capacité, car ces derniers n'assurent pas de revenu stable dans la durée, mais seulement un revenu à quatre ans (Finon et Roques, 2013). Les Britanniques ont fait un autre choix dans leur *Electricity Market Reform* : celui d'un mécanisme de capacité qui assure des revenus garantis sur dix ans pour les équipements neufs qui auront été retenus dans les enchères prévues pour l'obtention de tels contrats, en dehors des équipements ENR et bas carbone qui bénéficient d'autres arrangements de long terme (DECC, 2012).

Ce choix donne une idée de l'évolution nécessaire du régime de marché fondé sur des prix alignés sur les coûts marginaux horaires vers un régime fondé sur une nouvelle architecture de marché qui combine le marché de court terme, un mécanisme de rémunération des capacités garanties et des enchères pour

8. Brièvement, les deux mécanismes les plus souvent considérés sont les enchères pour un revenu par MW à horizon de 3-4 ans payé par le gestionnaire de réseau (le revenu peut être lié à un contrat physique ou, dans une autre version, à un contrat de type financier avec prix d'exercice d'une option) ou une obligation décentralisée de capacité mise sur les fournisseurs qui doivent couvrir la puissance totale demandée en pointe de leur portefeuille clients, augmentée d'une marge de réserve, par des contrats de capacité garantie. Le premier est en train d'être mis en œuvre en Grande-Bretagne et le second en France.

l'allocation d'arrangements contractuels de long terme avec les équipements bas carbone (ENR, charbon avec capture et séquestration du carbone, nouveau nucléaire). Ces arrangements répartissent de nouveau les risques entre les producteurs et les consommateurs, permettant ainsi l'engagement de l'investisseur. Cette nouvelle architecture de marchés organise de fait une forme de concurrence de long terme « pour les marchés » des différents types d'électricité (équipements bas carbone, à base de renouvelables ou de combustibles fossiles). Mais, comme on le verra plus loin, ces arrangements ne rentrant pas dans la norme de marché et des principes de la concurrence, la Commission cherche à contrer, ou tout au moins à contrôler de près, de telles évolutions, au risque de supprimer ces moyens d'action pour les États-membres.

2. Les contradictions entre intégration des marchés et politiques propres des États-membres

Les États-membres mènent leur propre politique de transition, ce qui est légitime au regard du Traité, mais ils le font dans un contexte de marchés de mieux en mieux intégrés. Ce qui entraîne des effets latéraux sur les marchés voisins. Leur propre approche des corrections des défaillances de marché pour investir en vue de la décarbonation et de la sécurité de fourniture amplifie ces interactions.

A) Intégration des marchés et politiques de transition : des effets contradictoires

La question des conséquences latérales des différences de choix nationaux sur les marchés électriques des pays voisins s'est posée ces dernières années, même si elle n'a amené aucunement à revoir ou à assouplir ces choix. Mais la situation a surtout gagné en complexité quand les corrections apportées par les États-membres, individuellement pour corriger les défaillances de marché, interfèrent sur les marchés voisins.

• L'effet des différences d'efficacité des politiques ENR sur les marchés voisins

Un élément nouveau à prendre en compte est la dépendance des paramètres de décision des firmes par rapport aux effets de l'intégration croissante des marchés, alors que la diversité des trajectoires des mix électriques nationaux, guidées par les politiques de transition spécifiques à chacun, distord le fonctionnement des marchés dans lesquels ils sont intégrés. C'est là un point crucial de la situation actuelle : l'intégration technique des marchés existe, reposant sur les interconnexions développées par le système électrique européen à partir des années 1950 dans un objectif de secours mutuel. Leur développement pour renforcer l'intégration économique des marchés et, par là, les solidarités physiques accroît en même temps l'incidence des uns sur les autres.

L'intégration économique, en cours d'amélioration sensible avec l'harmonisation actuelle des codes de réseau et la réalisation du modèle cible, dépend de la fluidité avec laquelle les interconnexions vont permettre d'organiser à une échelle multi-systèmes les flux d'énergie de façon à optimiser économiquement les

Les États-membres mènent leur propre politique de transition

échanges horaires d'énergie et des services système. Sans développement de ces infrastructures, l'intégration du marché serait à la peine alors qu'elle est de plus en plus utile au fur et à mesure

du développement des ENR intermittentes. Mais ces développements ajoutent une incertitude complémentaire sur la valeur de chaque investissement en production, mais également en réseau.

Les différences de développement des ENR intermittentes entre États-membres compliquent les termes de l'équilibre physique des systèmes et de l'équilibre économique de long terme des marchés. Depuis les systèmes où elles sont les plus développées, elles conduisent à des flux massifs sur les interconnexions vers les autres systèmes. Ce qui entraîne une baisse des prix de marché horaire dans les marchés limitrophes. Ce faisant, ces autres pays prennent parfois des mesures *ad hoc* pour limiter les

perturbations techniques (flux de bouclage non anticipés pouvant mettre en cause la sécurité du système⁹, besoin de baisse rapide de production de moyens conventionnels) et des mesures économiques pour amoindrir les effets sur les prix de gros. Les modes de protection que mettent en œuvre les GRT (gestionnaire de réseau électrique) dans les États-membres sont débattus au niveau de l'UE et examinés avec beaucoup d'attention par la Commission pour vérifier leur légalité vis-à-vis des règles d'échanges.

On est donc face à la contradiction suivante. D'un côté, l'amélioration de l'intégration tant physique qu'économique des systèmes se fait sous l'incitation de devoir réagir de façon économiquement efficiente aux apports aléatoires d'éolien et de PV, en améliorant les coordinations par le marché au niveau multi-systèmes. De l'autre côté, les systèmes nationaux réagissent avec des régulations techniques et économiques particulières pour alléger les effets des interactions. Et, au bout du compte, l'interdépendance croissante des marchés conduit à ce que le fonctionnement du marché d'un système national soit affecté par l'adoption d'une régulation particulière dans un ou les États-membres adjacents, alors que ces décisions nationales sont en partie prises en réaction contre les perturbations introduites par la politique particulière du premier.

• La complexification des interactions sous l'effet des mesures correctives

On considèrera les effets de trois types d'adaptation : le renforcement des interconnexions, l'adoption non harmonisée de mécanismes de capacité et la mise en œuvre d'une planification forte pour piloter l'ensemble des investissements en production.

– Les investissements en interconnexions sont rendus plus risqués avec la meilleure intégration physique des systèmes et celle

9. C'est ainsi que Pologne et République Tchèque vont protéger leur système après avoir exprimé leurs inquiétudes pour la sécurité de leur système après que des flux de bouclage inattendus et d'ampleur soient survenus, induits par de volumes d'énergie intermittente en provenance d'Allemagne qui n'avaient pas été anticipés. La Belgique également veut se protéger.

économique des marchés qu'ils vont permettre. Les lois physiques du système électrique étant ce qu'elles sont, une nouvelle interconnexion peut générer des externalités pas seulement positives sur le réseau national. Il y a bien sûr des externalités positives en allégeant les contraintes d'exploitation de réseau (congestions). Mais il peut également y avoir des externalités négatives, telles que la réduction de la valeur d'une première ligne construite sans considération des projets ultérieurs ou celle d'un nouvel équipement de production dont la décision de construction était basée sur une autre vision des prix horaires et des durées d'appel par le marché.

- Afin de corriger les effets inattendus de leur choix ou de ceux de leurs voisins sur la sécurité de fourniture par manque de marge de réserve, les États-membres sont amenés à mettre en place des mécanismes de rémunération des capacités¹⁰. Mais ils le font de façon disparate, alors que chaque type de mécanisme influence différemment les marchés de l'énergie auxquels chacun se superpose, alors que ces marchés sont étroitement intégrés au niveau de leur région. Certains cohabiteront d'ailleurs avec des marchés sans mécanisme de capacité. Cette adoption non harmonisée de politiques d'adéquation de capacité est donc susceptible de créer des effets entre les marchés et entre les systèmes.
- Certains États-membres, comme le Royaume-Uni, ont pris acte du fait que le marché de court terme n'a plus aucun effet d'orientation des décisions d'investissement, notamment pour investir en techniques bas carbone et ENR. Le gouvernement britannique a décidé de mettre en œuvre un pilotage de l'évolution du mix technologique par la planification des quantités pour les grandes installations (avec attribution par enchères de contrats de long terme aux nouveaux

10. Les États-membres peuvent choisir, rappelons-le, entre réserves stratégiques, paiement de capacité, obligation décentralisée de capacité, enchères centralisées de contrats de capacités ou encore, pour ce dernier « design », enchères pour des contrats d'option de disponibilité (*reliability options*).

équipements bas carbone, mécanisme de capacité avec contrat de long terme pour des unités fossiles non autrement subventionnées) et par les prix pour les petites unités (avec des tarifs d'achat). En revanche, l'incertitude persiste pour savoir quels seront les effets que ce développement hors marché de ces nouvelles capacités aura sur le marché électrique des systèmes voisins avec lesquels le marché anglais est intégré via les « interconnecteurs ».

On fait donc comme si l'intégration ne renforçait aucunement la transmission des effets de distorsion de chaque politique nationale sur les marchés des autres. Ce fait est sans aucun doute difficile à admettre car, en parallèle, l'amélioration de l'intégration des marchés horaires au plan européen ne manque pas d'améliorer l'efficacité de court terme des systèmes, pour faire face aux besoins croissants d'adaptation à la variabilité des productions ENR. On gagne ainsi en efficacité parce que les marchés horaires sont, par ailleurs, de plus en plus perturbés par l'arrivée hors marché de ces productions ENR.

B) Les effets de la variété des politiques de transition énergétique

Les politiques de transition énergétique que les États-membres mettent en œuvre pour poursuivre des objectifs de décarbonation ambitieux et respecter leurs engagements contraignants de 2009 manifestent en fait une réappropriation de leur politique énergétique. Les États-membres conduisent de façon spécifique leurs transitions énergétiques. Ils apportent comme ils l'entendent des corrections au marché pour poursuivre leurs objectifs propres et permettre aux entreprises énergétiques d'investir dans des conditions visant à sécuriser le recouvrement des coûts fixes des nouveaux moyens de production de celles-ci. Le cadre européen leur laisse juridiquement beaucoup de marges de manœuvre sur le choix de leur mix énergétique, un peu moins sur les instruments de politique (qui doivent être en conformité avec les règles de contrôle des aides d'État) et beaucoup moins en matière d'organisation et de régulation des marchés.

Leurs choix dans ce dernier domaine sont en principe encadrés par les directives « marché » et les principes de concurrence édictés par le Traité. Dans l'approche de la Commission européenne, qui se lit dans la formulation des trois directives de 2009, la consolidation de la concurrence pour l'intégration des marchés est considérée comme un facteur de réalisation des trois autres piliers de la politique Climat-Énergie (décarbonation, compétitivité et sécurité d'approvisionnement). L'idée que les trois objectifs pourraient être plus efficacement atteints par d'autres types d'outils de marché que ceux préconisés pour l'instant par la Commission n'est pas vraiment reconnue, même si certains États-membres ont décidé d'avancer dans cette voie.

C'est au fond ce que révèle la politique britannique dans le choix très pragmatique de l'*Electricity Market Reform* (DECC, 2012). Cette réforme surmonte cette tension entre objectifs en tranchant en faveur des objectifs de long terme de décarbonation et de sécurité de fourniture. C'est une politique qui s'éloigne de la vision du marché véhiculée par la Commission et entre même en conflit frontal avec les doctrines bruxelloises comme le montre la procédure de contrôle lancée par la Commission sur le contrat de long terme à revenus garantis que Londres veut mettre en place autour de la réalisation du projet nucléaire d'Hinkley Point C. L'*Energiewende* allemande n'est pas très éloignée non plus de cette approche (mais sans le reconnaître explicitement) qui vise le développement massif des ENR dans le secteur électrique entre autres, avec un objectif de 80 % en 2050. Ce développement ne peut que se réaliser hors marché sur la base d'arrangements de long terme (premium fixes ou tarifs d'achat de long terme, contrats à prix garantis attribués par enchères). La multiplication de ces arrangements réduit progressivement le rôle du marché électrique à la portion congrue d'organisation du dispatching économique horaire des équipements des producteurs en concurrence, ce que la nouvelle coalition gouvernementale allemande reconnaît implicitement puisqu'elle a ouvert le débat sur la nécessité d'un mécanisme de capacité pour corriger leur architecture de marché et assurer

que les moyens thermiques nécessaires soient là, une fois dépassée la situation de surcapacité. Et nous pourrions multiplier les exemples : Espagne, Italie, Pays-Bas... Ceci pour souligner que les États-membres sont en train de mettre en place, sans le reconnaître véritablement, une régulation dominée par la planification et les arrangements de long terme plutôt que par le marché et les transactions de court terme.

Du fait des obstacles à investir dans les techniques bas carbone capitalistiques, les États-membres renouent donc avec leur rôle de stratèges pour définir leurs politiques de transition énergétique en jouant de la subsidiarité, pour aussi contourner ou adapter les règles de marché comme le recours au contrat de long terme et à différents types de subventions interprétables comme aides d'État et, à ce titre, soumises au contrôle de la Commission.

La tension entre objectifs de long terme et marché induit une logique de fragmentation et de divergence des politiques plus que d'alignement, quelle que soit la rhétorique fréquente d'une Europe de l'énergie idéalisée en vain. Après la phase d'activité juridique intense de la Commission européenne des années 1990-2000, qui a été facilitée par le retrait « libéral » de l'État, les États-membres s'écartent de cette tendance à l'europanisation et l'uniformisation des choix énergétiques, dont le « 3 x 20 » a été le point d'orgue en 2009. Dès que la Commission en 2013 a voulu prolonger cette tendance en cherchant à renouveler le volontarisme de l'UE et à imposer des objectifs contraignants pour 2030, elle s'est heurtée à l'article 181 du Traité laissant aux États la maîtrise de leur mix selon le principe de subsidiarité.

Fin 2013, la grande majorité des États-membres s'est opposée à l'adoption des nouveaux objectifs contraignants de la politique Climat-Énergie, sauf en matière de réduction des émissions (CE, 2014b). Tout d'abord, l'objectif climatique reste ambitieux : moins 20 % de 2020 à 2030 (pour atteindre alors -40% par rapport à 1992), c'est-à-dire autant que les trente années précédentes. L'objectif ENR envisagé de 35 % a soulevé le plus d'objections, sachant les conséquences d'un tel objectif sur le reste des mix et les coûts d'adaptation du système électrique, ainsi que sur le coût de la politique de

décarbonation de chacun des États-membres. Finalement, en dehors du CO₂, il n'y a pas d'autre objectif contraignant imposé aux États. L'objectif pour les ENR n'est contraignant que pour l'ensemble de l'UE et, pour l'heure, a été réduit à 27 %. Cela laisse donc la possibilité pour chacun de poursuivre sa propre voie de mix énergétique afin d'atteindre l'objectif de réduction des émissions de 30 % en 2030. Mais, en même temps, les pays très engagés dans la voie ENR peuvent continuer à développer leur politique très intensive sans tenir compte des coûts et des conséquences sur leurs voisins.

On soulignera donc qu'il ne peut exister vraiment de politique énergétique commune *stricto sensu* reposant sur un alignement des politiques nationales du fait des trop fortes divergences de conception entre États-membres. Ceux-ci restent aussi très attachés à leur souveraineté dans la maîtrise de leur mix énergétique, notamment en raison de l'enjeu de sécurité énergétique. Des pays ont choisi de condamner certaines filières technologiques ou veulent favoriser radicalement des filières alternatives. On pense à la croyance excessive de certains pays, dont l'Allemagne, dans la possibilité de recours aux ENR à hauteur de 80 % dans les systèmes électriques sans tenir compte des « coûts de système » croissants, des contraintes lourdes du développement indispensable des lignes de transport et des unités de *back-up* et des effets sur les autres systèmes. On pense bien sûr à l'option nucléaire rejetée par huit États-membres, mais pour laquelle dix-sept autres États-membres se sont regroupés pour éviter qu'une Commission trop influencée par les choix allemands puisse faire valoir le rejet du nucléaire au niveau des décisions de l'UE. C'est également le cas pour l'exploitation des gaz de schiste qui pourrait avoir un effet sur la production électrique par les CCGT.

Il s'ensuit une variété de politiques de transition en termes d'objectifs de mix énergétique et d'instruments qui explique les divergences de représentation du rôle attribué par les gouvernements au marché de l'électricité et aux instruments *market based*. On doit alors s'interroger sur la nécessité d'harmoniser les démarches institutionnelles et réglementaires et le cheminement des mix de chacun vers la décarbonation.

La Commission doit-elle s'immiscer coûte que coûte dans les choix des États-membres pour conduire leur difficile politique de décarbonation et gérer eux-mêmes les conséquences de leurs mesures sur les marchés ? Doit-on vérifier scrupuleusement leur cohérence avec les règles de marché et les principes des politiques de la concurrence alors que le rôle du marché a été dévitalisé ? Doit-on rechercher une harmonisation des mécanismes de capacité alors que les États-membres sont attachés à garder la main sur l'objectif de sécurité à long terme de leur système ? Intervenir dans les politiques des États-membres sous prétexte que le marché horaire intégré en est affecté ne serait un argument recevable que si le marché électrique n'était pas si spécifique : souvenons-nous qu'il a suffi d'un certain montant d'entrées hors marché en capacités d'ENR pour fausser définitivement la fonction de coordination de long terme du marché...

3. Quelle réconciliation des transitions et du marché européen ?

Si l'on considère que les tensions entre politiques de transition énergétique et marché sont réductibles en posant un acte de foi fort dans le marché, alors on doit chercher à rendre compatibles les instruments utilisés par les États-membres avec l'esprit du Traité et les directives « marchés électriques » définies par Bruxelles et viser à l'harmonisation de ces instruments. On doit redonner du lustre au système de l'ETS et choisir des instruments de marché compatibles avec les règles. C'est par ce biais que la Commission cherche à reprendre la main sur les moyens des politiques de transition des États-membres. Mais ce serait au prix de nouvelles complications à investir par l'imposition d'instruments de marché qui créent beaucoup plus de risques pour les investisseurs.

À l'inverse, si, à la réflexion, il apparaît que les moyens proposés sont inefficaces en termes de réalisations et de coût du capital, ne faudrait-il pas privilégier la mise en œuvre des équipements d'*upfront cost* (coût initial) très élevé en vue de la décarbonation, au respect strict des principes de marché et de protection

de la concurrence. En d'autres termes, faut-il privilégier la décarbonation et la sécurité de fourniture (et aussi la compétitivité en réduisant le coût global par la limitation du coût du capital par les arrangements de long terme évoqués plus haut) au respect strict des règles de marché et des principes de la concurrence ? Si oui, on chercherait alors seulement à harmoniser les tempos de décarbonation à partir des situations présentes, afin de réduire les interactions indésirables entre systèmes voisins dans lesquels les marchés sont intégrés.

Considérons ces approches, en commençant par l'idéal de marché qui serait la mise en place d'un marché du carbone bien conçu et permettant la formation d'un prix pouvant être anticipé et suffisamment élevé pour inciter aux investissements bas carbone.

A) La réponse idéale par le marché : révéler un prix du carbone pouvant être anticipé

La réponse idéale serait de supprimer tous les dispositifs de soutien aux ENR et aux techniques bas carbone en cherchant à faire en sorte que l'ETS envoie un signal-prix crédible et prévisible. Un prix du CO₂ crédible, atteignant progressivement des niveaux de 36 €/t de CO₂ en 2020, 84 €/t en 2030 par exemple¹¹, permettrait de rentabiliser les investissements en techniques bas carbone et ENR dans le secteur électrique. Un prix du carbone élevé s'ajouterait aux coûts variables des techniques fossiles qui seront toujours des techniques marginales appelées en dernier par le marché horaire une grande partie de l'année. Les techniques ENR et bas carbone qui, elles, ont toutes (ou presque) un coût variable bas ou nul, verront leur surplus net horaire augmenté par le prix du carbone.

Les insuffisances de la réforme actuelle de l'EU-ETS montrent combien il est difficile de faire accepter des mesures allant en partie à l'encontre des principes de marché et qui ne soient pas seulement des emplâtres car il s'agit de donner une crédibilité au prix du carbone.

11. C'est le niveau que les Britanniques ont défini pour taxer les combustibles alimentant les centrales fossiles dans leur *Electricity Market Reform* par une taxe flexible qui s'ajoute au prix de l'EU-ETS pour avoir un prix plancher du CO₂.

Au point critique que l'ETS a atteint, l'UE a tout de même adopté quelques mesures rectificatives : le système de réserves (*backloading*), la limitation de l'accès aux crédits internationaux et la possibilité de mettre un prix de réservation minimal lors des enchères. Mais ces trois mesures ne peuvent établir une véritable crédibilité de long terme pour le prix du carbone : le système de réserves ne fait que mettre de côté des permis qui seront réintroduits dans une phase ultérieure, une fois la croissance recouvrée ; la limitation du recours aux crédits internationaux pose des problèmes juridiques vis-à-vis des autres pays ; et la possibilité de mettre un prix de réservation lors des enchères est de nature discrétionnaire et donc lourde d'incertitude.

Il faudrait deux mesures complémentaires pour rendre crédible ce prix. La première serait l'introduction d'un prix-plancher croissant qui pourrait créer une telle crédibilité. Avec ce prix-plancher, on évite les effets non anticipés d'une prolongation de la crise économique et les interférences des politiques de promotion des ENR et d'efficacité énergétique. Mais la Commission refuse une telle option au nom de l'efficacité de fonctionnement du marché des permis, ce qui maintiendra la nécessité de mener des politiques de soutien aux ENR et à l'efficacité énergétique. Une seconde option serait la création d'une agence indépendante qui aurait le pouvoir de définir le niveau des quotas attribuables en fonction des évolutions de la situation macroéconomique et des effets inattendus des politiques ENR et de réduction de la demande poursuivie par les politiques d'efficacité énergétique, selon des règles transparentes.

Ceci dit, même avec un prix du carbone crédible, l'incitation supplémentaire de ce prix pour déclencher des décisions d'investissement en équipement ENR ou bas carbone restera contrainte par la réalité des risques d'investissement sur les marchés électriques. D'une part, on peut difficilement anticiper les évolutions du prix des combustibles fossiles, comme on l'a constaté ces trois dernières années. D'autre part, les décisions resteront prisonnières des effets sur les prix de marché des politiques de promotion des ENR électriques, des effets difficiles à anticiper.

B) La volonté de reprise en main des moyens de politique énergétique par Bruxelles

Les limites de transfert de souveraineté en matière de politique énergétique laissent aux États-membres les moyens de définir leurs propres objectifs de politiques énergétiques. Cela leur laisse aussi une liberté assez importante pour définir leurs moyens. Mais si le Traité européen ne remet pas en cause la souveraineté nationale dans le domaine énergétique et dans le choix du mix énergétique (art 184 du TFUE), en revanche l'objectif d'intégration des marchés et de mise en place d'une concurrence sur un *level playing field* permet à la Commission d'encadrer sérieusement l'exercice de cette souveraineté si l'envie lui vient d'affirmer son pouvoir de contrôle. Les directives sur le marché intérieur et la jurisprudence en matière de concurrence adossée au Traité encadrent déjà l'action des États en matière d'organisation industrielle, en répondant aux règles de séparation entre les activités régulées (réseaux) et dérégulées (production et fourniture), en matière de limitation des arrangements verticaux, dont les contrats de long terme avec des contreparties privées ou publics. Le droit européen contraint aussi les politiques de long terme des États par son volet « aides d'État » : elles sont encadrées par les articles 107 et 108 du Traité dont l'application donne lieu à la définition de lignes directrices (*guidelines*) délimitant les possibilités de subventionner les technologies, lignes directrices récemment redéfinies (CE, 2014a).

• Le contrôle des aides d'État

La Commission est très soucieuse de vérifier la compatibilité des instruments de promotion des ENR de petite taille et des techniques bas carbone de grande taille (CSC, nouveau nucléaire, éolien *offshore*)¹². Si ces dispositifs d'appui assurent une subvention à la production, et pas seulement une prise en charge

12. Voir la communication d'octobre 2013 "Delivering the internal market and making the most of public intervention" et les nouvelles lignes directrices (*guidelines*) sur les aides d'État pour la protection de l'environnement et l'énergie publiées en avril 2014 par la Commission (CE, 2013a).

du risque par les acheteurs, le dispositif doit faire partie des aides d'État autorisées selon les lignes directrices.

On peut deviner déjà, à la lumière de l'argument du lancement de l'enquête sur les « contrats pour différence » encadrant le premier projet nucléaire britannique d'Hinkley Point C, que la Commission sera plutôt encline à freiner de telles initiatives, même si c'est au prix de fortes tensions entre elle et les États-membres concernés. Dans sa lettre de décembre 2013 annonçant cette investigation¹³, cette dernière considère que la technologie nucléaire n'est pas assez immature pour justifier les aides d'État. Elle conteste également qu'elle puisse contribuer à une décarbonation effective. Elle considère aussi qu'Hinkley Point C ne va pas aider le Royaume-Uni à atteindre son objectif de sécurité d'approvisionnement et conclut que les subventions à la production qui seront accordées à l'opérateur par le « contrat pour différence » pourraient gravement fausser la concurrence en le favorisant au détriment des autres acteurs. En adoptant une telle position de départ, la Commission a certainement outrepassé ses pouvoirs puisqu'elle entre implicitement dans une critique du choix de politique énergétique d'un État-membre (le Royaume-Uni), pourtant souverain dans le domaine du choix de son propre bouquet énergétique. On peut d'autant plus s'étonner de cette position qu'elle est *in fine* contradictoire avec l'objectif de décarbonation de l'Union européenne. Il faudra toutefois attendre l'issue définitive de la procédure en cours pour apprécier dans quelle mesure la Commission s'autorise à contrer le volontarisme des États-membres en matière de décarbonation.

• Les nouvelles lignes directrices

Le renforcement du contrôle des aides d'État à la lumière des nouvelles lignes directrices (dont on rappelle que le nucléaire a été exclu) n'apporte rien en termes d'efficacité économique dans la poursuite des objectifs de décarbonation puisqu'en l'occurrence une concurrence sur les marchés définie dans les *textbooks* apporte plus d'inconvénients et de

coûts (gestion de risque) que d'incitation à l'efficacité dans le secteur électrique. Le cadre de cet article ne permet pas de rentrer dans le détail des nouvelles lignes : on en précisera toutefois quelques points (en mettant de côté les contraintes imposées aux nouveaux mécanismes de capacité qui constitueraient des aides d'État dans la classification bruxelloise).

En matière de promotion des renouvelables, l'application des *guidelines* doit conduire à l'abandon rapide des tarifs d'achat et leur remplacement par des mécanismes « fondés sur le marché ». Ceci implique notamment le passage à un dispositif de premium de rachat et la définition de ce premium chaque année par le *clearing price* de la procédure d'enchères. Les producteurs ENR devraient désormais vendre leur électricité sur le marché en s'exposant donc aux prix horaires, et notamment s'inciter à optimiser l'entretien de leur équipement et à décider s'ils investissent dans un contexte de prix annuels moyens bas (dont le niveau serait censé refléter l'état de surcapacité ou non du marché). La procédure de mise en concurrence pour l'octroi des aides et la définition du premium de rachat seraient faites pour inciter à la révélation des vrais coûts des investisseurs en ENR. Ce que les promoteurs de ces concepts n'ont sans doute pas vu, c'est que le prix de marché n'indique plus grand chose dès lors qu'un seuil élevé de production à base de renouvelables est atteint. C'est aussi que le risque-prix et le risque-projet seront plus élevés avec ce dispositif, ce qui renchérra le coût du capital, avec deux effets opposés : soit les projets verront le jour, mais seront plus onéreux ; soit ils ne verront pas le jour alors que cela aurait pu être le cas avec des tarifs d'achat bien calés sur les coûts de revient. Tout économiste qui se respecte doit sans doute être suspicieux sur l'efficacité d'une subvention en situation d'asymétrie d'information. Mais le choix de la DG Concurrence en définissant ses nouveaux *guidelines* aurait pu être non pas de basculer sur un autre type de mécanisme dont on risque de découvrir *ex post* les contreparties réelles d'une vertu supposée (celle du marché), mais de corriger pragmatiquement l'existant dont on connaît dorénavant les limites¹⁴.

13. <http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/10611003/Nuclear-setback-as-EC-attacks-Hinkley-Point-subsidy-deal.html>

14. Cf. le rapport de la Commission de régulation de l'énergie sur le coût des ENR de 2014.

Dans le cas des projets industriels de CSC (captage et séquestration du carbone), les règles de contrôle sont très complexes. La notion de coût supplémentaire net, qui doit servir de mesure à l'ampleur de l'aide apportée, est difficile à définir avec précision, ce qui réduit la prévisibilité de ce que sera la décision de la DG Concurrence sur chaque gros projet. Le contrôle augmente considérablement le délai du processus de préparation du projet. Les exigences de transparence sur les détails des coûts des projets signifient que des données pertinentes seront accessibles à tous les pays, y compris hors Europe, sans que la réciprocité ne soit à ce stade assurée. Enfin, le niveau d'intensité de l'aide par les prêts et avances remboursables est assez limité puisqu'il ne concerne que le champ des projets de démonstration.

Au bout du compte, pour les entreprises exposées aux risques de marché, la vision de long terme qui détermine les décisions d'investir sera un peu plus affectée par l'application des principes de politique de la concurrence (notamment les *guidelines* en matière d'aides d'État et les restrictions sur les contrats de long terme). Ceci s'ajoutera aux incertitudes déjà rencontrées qui émanent de changements de règles imprévus au niveau européen ou national, de la superposition croissante de textes législatifs et réglementaires qui ne sont pas forcément cohérents entre eux et des effets non anticipés des politiques de transition entre les pays.

C) Contourner les contradictions entre politiques de transition et marché européen

L'objectif de décarbonation de l'UE est une ambition de long terme, et c'est bien cet horizon qui doit prévaloir sur les horizons de court terme de la coordination entre agents qu'assurent les marchés horaires. Pour s'assurer qu'il soit atteint, il faut reconnaître ces tensions entre régime de marché d'un côté, décarbonation et sécurité d'approvisionnement de l'autre, afin d'accepter de réformer le régime de marché qui apparaît être la seule voie pour sortir de ces contradictions en laissant leur autonomie aux États-membres. De toute évidence, l'efficacité de la poursuite de cet objectif ne pourra faire

l'économie de cette réforme dans les systèmes électriques européens. Elle sera beaucoup plus efficace qu'une réforme radicale de l'ETS qui rendrait crédible et prévisible le signal-prix du carbone, pour l'heure peu envisageable. La décarbonation des systèmes électriques ne peut pas reposer sur un régime de marché fondé sur une décentralisation des choix sous des signaux de prix venant de marchés horaires. Il faut aller vers un cadre de régulation stable, qui planifie le développement du système et donne de la visibilité à long terme aux investisseurs.

Doit-on organiser cette planification au niveau européen et prévoir une harmonisation des paquets d'instruments et du rythme d'évolution des mix, notamment pour éviter les interférences de nouveaux instruments nationaux dans le cadre de marchés électriques intégrés ?

Le pragmatisme commande d'abord d'observer que les interférences des choix nationaux spécifiques en matière d'ENR sur les prix des marchés de gros intégrés ne peuvent plus se corriger, sauf à la marge au niveau de quelques régulations techniques sur les interconnexions. D'observer aussi que le marché lui-même a perdu l'essentiel de sa fonction de coordination de long terme, comme le montre la panne d'investissement en capacités non ENR et les risques de fermeture de centrales thermiques récentes, qui ne peuvent se rémunérer suffisamment sur le marché de l'énergie. L'harmonisation pour éviter les interférences n'est donc pas la priorité. De même l'instauration d'une gouvernance européenne forte prévalant sur celle des États en matière de choix de mix n'est pas justifiable. Les systèmes sont au départ trop différents, les cultures économiques trop variées, les choix politiques trop divergents, notamment en matière de nucléaire, d'ENR et de gaz de schiste, pour que ceci se passe de façon coordonnée sous la direction de Bruxelles. Le meilleur niveau pour organiser la planification est celui de l'État-membre et non pas celui de l'UE, quitte à établir des coordinations souples entre États-membres voisins ayant des complémentarités (De Jong et Egenhofer, 2014).

Il est d'ailleurs difficile d'anticiper si, mieux coordonnées, les politiques de transition seraient au total plus efficaces économiquement. À l'inverse, la meilleure visibilité qu'octroieront aux acteurs étatiques et aux énergéticiens les systèmes d'enchères et d'arrangements de long terme autorisera sans doute plus de coordination entre les États-membres. Ce type de coordination entre États-membres sera plus à même de soutenir la réussite du projet européen qu'entre des systèmes restant basés sur des coordination par les seuls marchés horaires et des instruments de support *market oriented*. La définition des objectifs de la politique Climat-Énergie à horizon 2030, contenue dans la publication des propositions de la Commission le 22 janvier 2014 (CE, 2014b), a bien montré le refus de la très grande majorité des États de se voir imposer simultanément plusieurs objectifs contraignants. Chacun va donc continuer comme il l'entend sa politique énergétique et comme il en était déjà précédemment. Certains ont pu parler de renationalisation des politiques énergétiques, quand d'autres manifestent plus clairement leur regret de voir se déliter la politique énergétique européenne (Ferron, 2014 ; CGSP, 2014). Mais si, dans les années 1990 et 2000, les États ont été moins présents dans leur secteur énergétique du fait des privatisations et de la libéralisation des marchés, ce n'est pas pour autant qu'ils avaient explicitement délégué l'exercice à l'UE. Même si l'ambition initiale de la politique du « 3 x 20 » définie en 2009 pouvait y faire songer, notamment parce que les États-membres avaient accepté de se voir imposer, outre l'objectif de -20 % d'émissions de CO₂, un objectif contraignant en matière d'ENR.

Est-ce pour autant regrettable ? À ce stade de l'expérience européenne, doit-on constater que le niveau national reste le seul pertinent pour définir et mettre en œuvre une politique énergétique à même de répondre aux aspirations de chacun ? Chacun, dans la priorité qu'il donne à la décarbonation, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de son économie, a ses propres réponses, en partie données par l'Histoire, mais également par les ressources indigènes qu'il peut exploiter et les ressources technologiques et industrielles qu'il s'est forgé.

4. Conclusion

Dans le triptyque des objectifs européens que tous les États-membres partagent, mais avec des traductions différentes, l'objectif de décarbonation reposait tout de même sur l'espoir que sa réalisation progressive contribuerait à la sécurité d'approvisionnement en s'affranchissant des combustibles fossiles en majorité importés. Mais le développement à grande échelle des ENR à apport variable a recréé un problème de sécurité de fourniture. L'objectif de décarbonation apparaissait aussi converger avec l'objectif de compétitivité de l'économie européenne, en pouvant tirer l'innovation et en faisant de l'Europe un des leaders des technologies du futur. Cet objectif est fondé : il faudrait le confirmer. Mais il est surtout passé derrière un autre objectif supposé contribuer à la compétitivité : celui de la promotion de la concurrence à tout prix pour le bien des entreprises et des consommateurs domestiques. Pourtant, afin de mener à bien la décarbonation des systèmes électriques, la promotion des ENR hors marché a distordu complètement le fonctionnement des marchés et alourdi la facture du client final alors que le prix de gros s'effondre. C'est un phénomène qui choque les citoyens européens : ceux-ci se rendent compte que la promesse initiale d'une énergie bon marché grâce à la concurrence sera de moins en moins tenable.

Est-ce que le citoyen sera alors choqué si l'Europe accepte que le régime de marché en vigueur, tant pour le carbone que pour le secteur électrique, n'est pas efficace pour le long terme ? Est-ce qu'il sera choqué si, pour soutenir des investissements de décarbonation et de sécurité long terme, il faut passer d'un régime de marché fondé sur les coûts marginaux de court terme à un régime de concurrence de long terme « pour les marchés », ceux des productions électriques bas carbone, ENR et fossiles ? Est-ce qu'il sera choqué si les États doivent passer des arrangements de long terme partageant mieux le risque entre lui et les acteurs industriels en contrepartie d'une visibilité garantie sur le coût de sa facture d'énergie ?

Si la réponse est non, alors il faudrait que les gouvernements s'entendent pour imposer à Bruxelles la mise en place d'une nouvelle législation européenne. Réconcilions un temps le bon sens du citoyen et la doxa de la théorie économique : si la main invisible du marché peine à faire émerger un équilibre de long terme compatible avec les objectifs de décarbonation et de sécurité, alors la « théorie » enseigne que l'intervention publique est nécessaire.

Il faudrait donc passer à une concurrence pour les marchés, par l'attribution aux enchères des contrats de long terme à prix garantis pour tous les moyens produisant de l'électricité. Il faudrait dans la même logique réintroduire une forme de planification forte, programmant le développement des nouveaux équipements par technologie et l'articulant avec celui de réseaux de grand transport et de répartition pour assurer que le système électrique soit optimisé. Le rôle du marché n'en sera pas pour autant effacé, mais consacré essentiellement au *dispatching* économique des moyens de production des concurrents et à l'offre optimale de services de flexibilité.

La situation actuelle reste pourtant bloquée : l'idée qu'il faille un minimum d'intervention publique a saisi la majorité des États-membres et non la Commission, ni officiellement l'UE. Faut de voir la première accepter l'idée que le secteur électrique est caractérisé par d'importantes externalités que le marché ne permet pas d'internaliser et que la régulation par le seul marché n'est pas socialement efficace sur le long terme, les États-membres tentent d'apporter des réponses nationales pour remplir leurs objectifs de politique publique, notamment ceux pour lesquels ils vont s'engager prochainement en commun à Bruxelles, comme l'objectif de réduction des émissions de 30 % à horizon 2030.

Mais les mesures que doivent prendre les États-membres pour remplir leurs objectifs propres sont de plus en plus scrutées par Bruxelles au titre des aides d'État. Bruxelles considère que le prix de l'ETS (dont il est attendu que la réponse actuelle permettra de renforcer la crédibilité) sera suffisant pour orienter les choix des industriels et des

ménages, à côté des mesures d'appui qui devront respecter strictement les *guidelines* (lignes directrices). Mais rien n'assure que les objectifs de la nouvelle politique Climat-Énergie pour 2030 puissent être atteints par les États-membres si le signal-prix de l'ETS reste non crédible et si le contrôle trop strict apporté aux instruments utilisés par les États-membres est dissuasif.

La tension entre le régime de marché et les politiques de transition énergétique est donc loin d'être dénouée. ■

Bibliographie

- De Jong J., Egenhofer C., 2014, *Exploring a regional approach to EU energy policies*. CEPS special report, No. 84, April.
- DECC, 2012, *Electricity market reform: policy overview*, DECC Document, May.
- CE, 2014a, Communication de la Commission « Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 », Com 2014/C 200/01 (avril).
- CE, 2014b, Communication « Cadre pour l'énergie et le climat à l'horizon 2030 », Com 2014/015 final (janvier).
- CE, 2013a, Communication « Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie », Com/2012/0663 final (novembre).
- CE, 2013b, Communication « Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique », Com (2013) 7243 final (novembre).
- CE, 2013, *Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions*, Commission staff working document, SWD (2013) 438 final.
- CGSP, 2014, *La crise du système électrique européen. Diagnostic et solutions*, Rapports et documents, janvier.
- Ferron A., 2014, « La stratégie 2030 achoppe sur le modèle de marché », *Confrontations Europe la Revue*, n° 105, avril-juin, pp. 16-19.
- Finon D., Roques F., 2013, "European Electricity Market Reforms: The 'Visible Hand' of Public Coordination", *Energy and Environmental Economics and Policy*, Vol. 2, No. 3, Autumn.
- Fraunhofer ISE, 2012, *Integration of intermittent renewable power supply using grid-connected vehicles - a 2030 case study for California and Germany* (auteurs : D. Dallinger, G. Schubert, M. Wietschel) Working Paper Sustainability and Innovation - No. S 4/2012.
- IHS CERA, 2013, *Multi client study: Keeping Europe's Lights on: Design and Impact of Capacity mechanisms*, August.
- Kleis M., 2014, *State Aid: The concept and possible implications for EMR*, Presentation to E3G-RAP workshop "EU State Aid and UK EMR", January.
- Roques F., 2013, *European Electricity Markets in Crisis: Diagnostic and Way Forward* (rapport au CGSP, novembre). Version française publiée dans CGSP (2014), pp. 83-129.