

Union Européenne : dix ans perdus pour le développement d'un mix électrique soutenable

Dominique Finon

Le Winter Package récemment publié par la Commission européenne visant à porter la décarbonisation des systèmes électriques ne reconnaît pas le besoin d'arrangements de long terme garantissant les revenus des investisseurs en technologies bas carbone et en équipements de pointe qui sont tous intensif en capital. Se profile à l'évidence le culte du marché qui est traditionnel dans les instances bruxelloises. Une attitude qui rend beaucoup plus difficiles et coûteux la réalisation de l'objectif de décarbonisation et le maintien de la sécurité d'approvisionnements pourtant mis à mal par le déploiement à grande échelle des ENR intermittentes.

La Commission européenne vient de lancer un ensemble complet d'initiatives et de proposition règlementaire communément appelé le « winter package » et intitulé « Énergie propre pour tous les Européens - Débloquent le potentiel de croissance de l'Europe » (Europa, 2016a). Ce dernier confirme l'engagement de l'UE à réduire les émissions de CO₂ de 40 % d'ici à 2030 tout en stimulant la croissance économique et l'emploi. Le secteur électrique occupe une position centrale dans cette politique en tant que responsable principal des émissions de carbone et vaste champ d'actions pour le déploiement des renouvelables et des technologies bas carbone avec une proposition de directive sur de nouvelles règles de marché qui facilitent l'adaptation des systèmes électriques à l'intégration à grande échelle des renouvelables à apport variable. Pour ce faire, des mesures sont proposées pour associer les consommateurs finaux au marché et pour stimuler le développement de la flexibilité par le biais des technologies flexibles, des interconnexions, du stockage et de la réactivité de la

demande (effacement, prix flexibles). Des mesures sont proposées également pour accroître les investissements dans les réseaux de distribution et de transport d'électricité, en particulier les interconnexions transfrontalières.

L'accent est d'abord mis sur l'approfondissement des différents marchés au niveau des marchés de gros, mais aussi des marchés de détail pour faire face au développement de la variabilité d'une part croissante de la production dont le développement est tiré par les dispositifs ENR. Le texte se focalise sur l'approfondissement des marchés pour faciliter l'appel aux ressources de flexibilité, et sur l'association des consommateurs aux marchés, via la gestion de la demande et leur réactivité aux prix et aux services offerts. Mais cette orientation ne fait qu'occulter l'autre besoin absolu pour assurer la décarbonisation du système électrique qui n'est en aucune façon reconnu : le besoin de « dé-risquer » les investissements à effectuer dans les technologies ENR et bas carbone, mais aussi dans leurs technologies complémentaires qui sont nécessaires pour assurer la flexibilité

du système et la sécurité de fourniture en extrême pointe et dans toutes les situations dans les secteurs appelés à intégrer une forte part d'ENR variables.

Les contraintes d'investissements dans les équipements intensifs en capital

Un prix du carbone même robuste et élevé – ce qu'il ne sera pas avant longtemps par un système de permis – ne peut pas conduire au déclenchement des investissements ENR et bas carbone. Les marchés de l'électricité doivent être complétés par une coordination publique des investissements et par les développements d'arrangements de long terme permettant le transfert d'une partie des coûts et des risques entre les investisseurs d'un côté, les consommateurs et l'État de l'autre. Le besoin général de contrats de partage des risques avec des entités publiques ou règlementées et les arrangements de long terme garantissant les revenus de long terme – tels que les tarifs de rachat ou assimilés – devraient être reconnus comme tels dans la directive sur le market design sans que les autorités de la concurrence nationale ou européenne aient à les contrôler de façon suspicieuse et approfondie à chaque fois.

Il est maintenant reconnu que, sur les marchés libéralisés, aucune contrepartie crédible n'existe pour établir des contrats de partage de risques avec un investisseur dans des unités de production à CAPEX élevé. Dit autrement, aucune entrée avec construction d'un nouvel équipement capitalistique, aucun investissement d'un producteur en place dans ce type de technologie ne peut se faire car personne du côté des acheteurs de gros (fournisseurs, très gros consommateurs) ne veut prendre le risque de signer un contrat de long terme à prix garanti. En effet les marchés libéralisés présentent un problème structurel qui résulte de la déconnexion des prix qui sont alignés sur les coûts marginaux de court terme, les coûts totaux pour les nouveaux équipements et le risque de ne pas récupérer les coûts fixes. Il n'y a pas de marché financier pour les produits de couverture à long terme et les fournisseurs/détaillants sont faiblement incités à passer contrat avec les producteurs d'électricité pour partager

les risques à long terme. Les fournisseurs hésitent à signer des contrats à long terme lorsque leurs clients peuvent simplement passer à un autre fournisseur dans le cas d'inversion de la tendance des prix du marché au bénéfice d'un concurrent ou d'un entrant qui lui peut profiter de la nouvelle situation (Roques, Newbery, Nuttall, 2008 ; Newbery, 2011). Au bout du compte l'observation des investissements en production depuis 2000 en Europe et aux États-Unis montre qu'en dehors des très importantes capacités d'ENR développées hors marché, la presque totalité des investissements se sont effectuées dans des cycles combinés à gaz à faible CAPEX (Finon, 2011).

On tombe sur le même problème de désalignement des intérêts des producteurs et des fournisseurs si une obligation de contracter était imposée à ces derniers qui n'ont aucun marché réservé dans les marchés totalement libéralisés comme en Europe. Leur imposer des obligations contractuelles à long terme pour réaliser des objectifs politiques (par exemple, une obligation de capacité ferme couvrant la puissance de pointe de leur portefeuille-clients, ou une obligation d'achat d'une part de leurs ventes en énergie décarbonée dans le cadre de contrats à long terme à prix garantis) peut entraîner un risque-volume disproportionné. Ils seraient incités soit à dénoncer le contrat en cas de changement de conjoncture (des prix de marché plus bas que les prix garantis contractuellement), soit à limiter la durée de leur engagement, rendant peu efficace le système d'obligation en termes de développement des capacités *ad hoc* car aucun investisseur ne viendrait se présenter devant le risque d'opportunisme de sa contrepartie éventuelle. En outre, cela donne un avantage concurrentiel aux nouveaux venus, car ils ne sont pas liés par des contrats hérités à coût élevé lorsqu'ils entrent sur le marché.

Pour ces raisons, c'est avec des entités régulées (les gestionnaires de réseaux de transport, ou de distribution) ou avec des agences publiques que des arrangements garantissant des revenus doivent être établis pour atteindre l'objectif de fournir des signaux de prix à long terme aux investisseurs. Ceci n'empêche pas de concevoir un système d'enchères ouvert

régulièrement pour attribuer les contrats de long terme avec des investisseurs plutôt que de laisser les contrats s'établir par une négociation de gré à gré avec les pouvoirs publics, ou encore par une réglementation se référant aux coûts potentiels de l'investisseur. On organiserait donc une concurrence « pour les marchés » à côté d'une concurrence de très court terme « sur le marché » qui assure le *dispatching* économique.

Croyance dans le marché et hostilité aux contrats de long terme

Dès la mise en place de réformes électriques à la fin des années quatre-vingt-dix, il existe à Bruxelles une hostilité culturelle vis-à-vis des contrats de long terme qui se retrouve enracinée dans le juridique (traités, jurisprudence). Ces derniers sont d'abord vus comme une barrière à l'entrée de nouveaux acteurs et au développement de la concurrence, la concurrence étant un but en soi. L'attention initiale portée aux contrats de long terme existants pouvait être justifiée par le fait qu'il fallait solder les situations existantes marquées par des contrats de long terme mis en place avant les réformes entre les entreprises historiques et les distributeurs, ou entre elles et les producteurs indépendants, marquée surtout par une relation verticale quasi complète entre le maillon de la distribution-vente et celui de la production que le *unbundling* imposé par les directives de 1998 et 2004 n'avait pas réussi à dénouer dans beaucoup de pays. Sous la pression des actions de la DG Concurrence, les accords contractuels existants au moment de la réforme ont dû être révisés tandis que la position dominante des entreprises historiques a été largement affaiblie par le revente obligée d'une partie de leurs actifs de production (De Hauteclocque, 2012 ; Marty, 2015).

Pourtant par la suite, cette méfiance s'est maintenue, chaque contrat de long terme étant scruté très attentivement par la DG Concurrence, sous l'argument qu'il serait susceptible d'empêcher les entrées et le maintien de la concurrence. Sa supervision s'est étendue aux arrangements de long terme que les États ont

cherché à établir de façon *ad hoc* entre les investisseurs et des entités régulées ou publiques, soit pour permettre les investissements dans les technologies à coûts fixes élevés dont les ENR, le nouveau nucléaire comme les *Contracts for Differences* (CfDs) au Royaume-Uni, et les investissements en équipements de pointe et en ressources flexibles (gestion de la demande, stockage, etc.) comme les dispositifs de rémunération des capacités en puissance, soit pour permettre aux très gros consommateurs de bénéficier de prix alignés sur les coûts historiques de production des actifs nucléaires en grande partie amortis, comme le contrat Exeltium en France.

La surveillance exercée sur ces nouveaux types de contrats de long terme s'est déplacée vers la jurisprudence concernant les aides d'États et des lignes directrices (guidelines) qui encadrent celles-ci dans le domaine de l'énergie et de l'environnement (DG Concurrence, 2014). Un contrat de long terme est considéré comme une aide d'État lorsqu'il satisfait à une de ces quatre conditions : premièrement, il doit fournir un avantage économique à des acteurs particuliers; deuxièmement, il doit favoriser une certaine entreprise et être sélectif en ce sens ; troisièmement, il doit être financé en partie ou en totalité par l'État, ou par les consommateurs, via un organisme à participation de l'État qui collecte les revenus d'une redevance spéciale destinée à financer le coût de la politique basée sur les arrangements ; quatrièmement, il ne doit pas fausser la concurrence et affecter le commerce transfrontalier.

Aussi en vertu de la législation actuelle, les contrats à long terme avec des instances régulées ou publiques sont soumis à des décisions d'approbation au cas par cas avec des délais d'approbation variables. L'enchère proposée au Royaume-Uni pour l'attribution de CfDs a été considérée comme une aide d'État en raison des quatre conditions susmentionnées et a dû être modifiée. Autre exemple, le projet de contrat Exeltium entre les très gros consommateurs industriels et EDF à prix garanti aligné sur le prix de revient du nucléaire historique a nécessité cinq ans de négociations pour obtenir l'approbation de la Commission. L'incertitude juridique et le risque de longs processus

décisionnels sur chaque cas tendent à nuire à l'investissement. Une clarification de la législation existante par l'affirmation dans le projet de directive *Market Design* que les contrats ou les arrangements de long terme sont nécessaires pour la poursuite des objectifs de politique énergétique et climatique serait en fait nécessaire pour réduire les obstacles à l'établissement de contrats à long terme, surtout s'ils sont attribués de façon concurrentielle par enchères. Les propositions de directive sur les renouvelables et sur le *Market Design* devraient faire explicitement référence à l'avantage de contrats à long terme déterminés par la concurrence pour promouvoir la décarbonisation et assurer la sécurité d'approvisionnement. La seconde devrait aussi utilement définir un cadre général pour la conception de ces accords contractuels.

Les contradictions entre directives en projet et objectifs de soutenabilité

Le projet de directive sur les renouvelables reconnaît, il est vrai, la nécessité des dispositifs de soutien aux ENR de long terme qui assure un revenu complémentaire dans la durée aux investisseurs, mais à condition que soient suivies les recommandations des Lignes directrices sur les aides d'État définies en 2014 (voir article 4 du projet de directive). (European commission, 2016b).

Rappelons que les Lignes Directrices sur les aides d'État de 2014 (DG Concurrence, 2014) imposent plus ou moins l'adoption du dispositif de primes complémentaires (feed-in-premium ou FiP), selon lequel les unités ENR vendent leurs MWh sur le marché, sachant qu'un revenu complémentaire par MWh leur est versé par une entité publique, ainsi que l'attribution de contrats portant sur les FiP par des enchères. Mais ces lignes directrices laissent les gouvernements choisir entre un FiP flottant et flexible qui garantit un revenu fixe par MWh (prix de l'énergie plus la prime) et un FiP fixe dont le total « prime plus prix du marché » suivrait les fluctuations du prix du marché. Dans le premier cas les offres sur ce revenu demandé est la base de sélection des offres dans le mécanisme d'enchères; dans le second cas, c'est la prime fixe demandée qui l'est.

Mais deux points étonnent. D'abord que les systèmes mis en avant, même le FiP flottant, créent *de facto* un risque de marché beaucoup plus élevé que les tarifs d'achat du fait de leur exposition aux risques de prix sur les marchés d'ajustement, d'autre part par les incertitudes associées au calcul de la prime par le régulateur. Que dire dans le cas du dispositif avec prime fixe ? D. Newbery, pourtant partisan des instruments basés sur le marché, a souligné avec force l'inefficacité du dispositif des FiP par rapport aux tarifs d'achat, ce que confirme leur adoption récente au Royaume-Uni en remplacement des obligations de certificats verts pour les petites unités, car, pour lui, ces sont des primes de risques importantes ajoutées au taux des emprunts qui comptent, et par là le coût d'investissement beaucoup plus élevé qui en découle du fait de la part importante du coût d'investissement dans le prix de revient du MWh venant des unités ENR (Newbery, 2016)

Ensuite les investissements dans les autres technologies bas carbone, mais aussi dans les technologies complémentaires des RES (notamment les équipements fossiles flexibles venant en *back up* des productions variables des unités ENR) dont les investissements sont aussi très vulnérables au risque-prix et au risque-volume, ne sont pas concernés dans le projet de directive *Market Design*, alors que leur promotion par des dispositifs de partage de risque encadrant les investissements est tout aussi cruciale que pour les ENR à apport variable.

Des mécanismes de capacité mal aimés

Certes, pour les équipements de pointe et les programmes d'effacement de la demande en pointe, le projet de directive reconnaît l'intérêt et la possibilité de mettre en place des mécanismes de rémunération de capacité destinés à aider aux investissements de pointe ou des ressources de flexibilité (gestion de la demande). Il a fallu de longues bagarres pour faire admettre le rôle « résiduel » des mécanismes de capacité, admis du bout des lèvres par la Commission du fait de la culture dominante à Bruxelles. On considère que la suppression des plafonds de prix sur les marchés de gros serait suffisante pour permettre le

déclenchement des investissements sur la base de prix de rareté qui permettent des revenus très élevés pendant un très petit nombre annuel d'heures de production, qui de plus est aléatoire¹.

Ceci dit, on constatera que la DG Concurrence et plus généralement la Commission n'est pas à une contradiction près dans l'application des recommandations des *Guidelines* sur les aides d'État concernant les mécanismes de capacité. En effet dans son avis sur le mécanisme français d'obligation de capacité, elle propose qu'il soit modifié en créant un régime particulier pour les nouveaux équipements, qui, eux, pourront bénéficier de contrats de long terme de 7 ans, tout ceci pour mettre sur un pied d'égalité les entrants et les grosses entreprises en place. C'est de fait la façon la plus efficace pour qu'il y ait plus d'investissements pour permettre de respecter la norme de sécurité de fourniture définie au niveau central et imposé à chaque fournisseur. Mais il avait fallu un autre objectif (la promotion de la concurrence) pour avoir une bonne mesure facilitant les décisions d'investissement en ressources diverses pour assurer l'adéquation de capacité de façon efficace socialement (au sens économique du terme). Et c'est autant valable pour les entreprises en place majoritairement intégrées verticalement que pour les entrants. *Unexpected effects*, dirait-on chez les économistes anglo-saxons.

Ceci dit, les mécanismes de capacité qu'ont implantés ou vont implanter les différents États-membres le seront sous des conditions restrictives qui compliqueront le design et le fonctionnement de ces instruments, notamment le contrôle de la conformité avec les lignes directrices sur les aides d'État (DG Concurrence, 2014), l'intégration mutuelle des capacités extérieures dans les dispositifs respectifs (ce

qui impose des règles particulièrement complexes) et la soumission obligée à un processus ultérieur d'harmonisation qui ne manquera pas de créer une insécurité juridique [voir les différents articles du chapitre 4 de la directive en projet (European Commission, 2016a)]. Plus encore, nulle part n'est mentionné que les mécanismes intègrent une règle selon laquelle les nouveaux équipements puissent bénéficier de contrats de long terme de rémunération de leurs capacités, contrairement à ce que la DG Concurrence impose à la France et aussi à ce que les Britanniques ont décidé de faire depuis 2013 dans le mécanisme de capacité de leur *Electricity Market Reform* de 2013, qui a été aussi accepté par la DG Concurrence.

Reconnaître la place des arrangements de long terme liant investisseurs et entités régulées

De manière générale, les processus d'approbation des contrats à long terme pourraient être rationalisés et raccourcis si les conditions préalables nécessaires à l'introduction de ces mécanismes et ces arrangements étaient fusionnées dans un article de la directive *Market Design* plutôt que réparties de façon floue et parfois contradictoire entre plusieurs directives et les lignes directrices (*Guidelines*). Il serait avantageux de mettre en place un ensemble de règles-cadre pour la conception de ces accords contractuels, y compris sur la longueur, les types d'instruments, la participation des ressources transfrontalières dans les différents dispositifs (ENR, capacité, etc.) et leur mode d'attribution par enchères (comme ceux recommandés dans les lignes directrices de 2014 pour les seuls projets ENR). Si c'est le cas, ces nouveaux éléments peuvent conduire à un processus de mise en œuvre plus efficace des mécanismes garantissant la poursuite efficace de l'objectif de décarbonisation et la sécurité d'approvisionnement, en accroissant la certitude des investisseurs sans tourner le dos à l'achèvement du marché intérieur dans le secteur électrique.

La nécessité du changement du régime de marché basé sur les marchés *energy only* dans

1. On notera au passage que la présentation de la directive dans le document Europa (2016b) ne fait référence qu'à la suppression des plafonds de prix, mais en mentionne en aucune façon la possibilité de recourir à des mécanismes de capacité pour assurer la sécurité de fourniture dans la durée. On y lit p.2 : "*Wholesale price caps will be removed, making prices reflect the real value of electricity in time and location (scarcity pricing) in order to drive investments towards the flexible assets most needed for the system, including demand-response and storage*".

ce secteur vers un régime de marché hybride (combinant planification et attribution de contrats de long terme d'un côté et de l'autre des marchés de court terme perfectionnés pour assurer le dispatching économique et l'offre efficiente de services de flexibilité dans des systèmes à fort part d'ENR à apport variable), devraient être rapidement reconnus comme tels par la Commission européenne et par les gouvernements et les régulateurs des pays qui ont libéralisé leur secteur de l'électricité. Il serait important que, dans la continuation du processus législatif concernant l'adoption des directives du *Winter Package*, le Parlement européen comme les gouvernements interviennent en ce sens. Sinon, la régulation par le marché continuera d'être magnifiée dans les deux directives alors que l'enjeu est de réaliser des équipements à très fort CAPEX tant pour les ENR et autres technologies bas carbone que pour les ressources flexibles et les équipements de pointe dont les développements sont rendus d'autant plus nécessaires que la pénétration des ENR à apport variable par les arrangements de long terme hors marché connaît un succès élevé. L'objectif contraignant de réduction de 43 % des émissions en 2030 au niveau de l'ensemble des secteurs électriques de l'UE nécessite bien de tels changements pour y arriver tout en baissant les coûts du capital des projets en « dé-risquant » les investissements.

En conclusion, si le projet de directive portant réforme du *market design* est apparemment conçu pour faciliter la décarbonisation par le déploiement des énergies bas carbone dans les secteurs électriques, et permettre l'adaptation des systèmes à la présence de larges parts de renouvelables à apports variables, en fait elle ratera en grande partie sa cible car elle n'offre aucune perspective d'amélioration de la tâche des investisseurs dans les technologies intensives en capital, et de leurs financeurs. On va perdre dix ans si cette directive est adoptée dans sa version actuelle. Il faudra prendre son mal en patience et attendre le prochain paquet, voire le suivant, pour que soit reconnue l'évidence du changement de régime de marché dans les secteurs électriques, le temps que la culture de marché si forte à Bruxelles ait pu évoluer. ■

Références

- De Hauteclocque A., 2012. Long-Term Contracts and Competition Policy in European Energy Markets. in Glachant, J.M., Finon, D., Hauteclocque, A. (Eds.). *Competition, Contracts and Electricity Markets: A New Perspective*. Edward Elgar Publisher: Cheltenham (UK). Chapter 3, p. 55-74.
- DG Concurrence (European Commission), 2014. *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020*, Communication from the Commission. Com 2014/C 200/01.
- Europa, 2016a. *Proposals on clean energy for all Europeans* (presentation), Novembre 2016 https://ec.europa.eu/priorities/priorities/energy-union-and-climate/proposals-clean-energy-all-europeans_en
- Europa, 2016b. *New electricity market design: a fair deal for consumers* (presentation). Novembre 2016. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/technical_memo_marketsconsumers.pdf
- European Commission, 2016a. *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the internal market in electricity*. COM(2016) 861 final, SWD(2016) 413 final. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2016:861:FIN>
- European Commission, 2016b. *Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources*. COM(2016) 767 final, SWD (2016) 419 final. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2016:767:FIN>
- Finon D., 2013. «The transition of the electricity system towards decarbonization: the need for change in the market regime ». *Climate Policy*, 13 (S01), p. 131-146. <http://dx.doi.org/10.1080/14693062.2012.741832> (accessed on 23.06. 2016).
- Finon D., 2011. "Investment and Competition in Decentralised Electricity Markets: How to overcome market failure by market imperfections?" in Glachant, J.M., Finon, D., Hauteclocque, A. (Eds.). *Competition, Contracts and Electricity Markets: A New Perspective*. Edward Elgar Publisher: Cheltenham (UK). Chapter 3, p. 55-74.
- Finon D., Roques, F., 2013, « European electricity market reforms: The visible hand of public coordination . *Economics of Energy & Environment Policy*. 2 (2), p. 107-122.
- Marty, F., 2016. *L'Europe de l'Énergie : de la concurrence à la solidarité ?* Hal archives ouvertes. Working paper halshs-01273770.
- Newbery, D., 2016. « Missing money and missing markets: reliability, capacity auctions and interconnectors ». *Energy Policy*. Vol .94, p. 401-410. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028>.
- Newbery, D., 2011. Reforming Competitive Electricity Markets to Meet Environmental Targets, *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1 (1), pp. 69-82.
- Roques, F., Newbery, D., Nuttall, W.J., 2008. Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a mean-variance portfolio theory approach. *Energy Economics*. Vol. 30 (4), pp. 1831-1849.