

### Les coûts de système de la production d'EnR intermittentes développée à grande échelle

Dominique Finon\*

@ 60332

*L'article publié dans La Revue de l'Énergie n° 605 de janvier-février 2012 par Mauricio Cepeda et Dominique Finon et intitulé «Les externalités du développement imposé de la production éolienne dans un marché électrique» analysait deux des différents coûts de système entraînés par la production d'EnR intermittente (EnRi) développée à grande échelle, à savoir le coût des réserves supplémentaires et le coût de désoptimisation du système existant. Depuis, les analyses ont couvert d'autres coûts de système comme les coûts croissants de services système dont le besoin est satisfait par les nouvelles sources de flexibilité. À côté, des estimations globales se sont développées sur la base de modèles complexes d'optimisation à granularité horaire. Ces développements amènent à proposer un changement de métrique dans l'évaluation de la compétitivité des EnRi en passant du coût moyen à la valeur économique des productions d'EnRi.*

Le développement à grande échelle des EnR intermittentes à grande échelle par des dispositifs de subventions de long terme entraîne des externalités technologiques à travers les besoins accrus de services supplémentaires d'ajustement et d'équilibrage du système, de capacité de réserve et de nouvelles infrastructures de réseau. S'ajoute un effet d'ordre de mérite sur les capacités conventionnelles en place ou à venir du fait du moindre appel de ces capacités par le marché horaire et de la baisse associée de prix horaires qu'entraîne leur déplacement. À côté du coût moyen actualisé de production du mégawattheure par une EnRi (connu sous le célèbre acronyme LCOE ou *levelized cost of energy*), on prend en compte désormais les coûts d'équilibrage (court terme) et les coûts de réseau (long terme) pour juger de la compétitivité des EnRi par rapport aux technologies conventionnelles pilotables. On ajoute à l'occasion un coût d'opportunité du mégawattheure produit par chaque nouvel équipement

EnRi, qui correspond aux coûts supplémentaires induits par l'interaction de cet équipement avec les équipements conventionnels en place à cause des effets d'ordre de mérite sur leurs revenus et leur perte de valeur. À plus long terme, les coûts complets par mégawattheure des nouveaux équipements conventionnels pilotables qu'il faut construire en remplacement des équipements fermés, pour continuer de satisfaire les demandes horaires et assurer le *back-up* des EnRi, sont supérieurs à ce qu'ils auraient été s'il n'y avait pas le développement subventionné de ces technologies [Ueckert et Hirth, 2013]. Ce coût d'opportunité a reçu des dénominations flottantes : coût d'adéquation ici, coût de profil là, *capacity factor effect* ailleurs, car il ne correspond à aucun coût tangible.

On notera que l'ajustement du LCOE par la prise en compte de ces coûts de système n'intègre pas le coût supplémentaire pour assurer la sécurité de fourniture, ce qu'on appelle l'adéquation de capacité. En effet, l'addition

\* CNRS-CIRED (cf. biographies p. 86-87).

continue de capacités d'EnRi sans la régulation du marché amplifie le problème d'adéquation de capacité de deux façons. D'une part, elle accroît les besoins de marge de réserve supplémentaire pour assurer la sécurité de fourniture dans l'éventualité de très basse production éolienne ou photovoltaïque (PV) pendant la pointe de demande. D'autre part, elle accroît les difficultés d'investir en équipements de pointe en amplifiant la volatilité des prix en pointe et en augmentant le problème du *missing money* (revenus manquants) via l'effet d'ordre de mérite. Elle induit donc des coûts supplémentaires d'adéquation de capacité du système qui ne sont pas pris en compte réellement dans les coûts de système.

L'article de janvier-février 2012 de *La Revue de l'Énergie* traite de deux de ces effets. Il traite d'abord de la déformation des caractéristiques de l'équilibre de long terme du système non-EnR qui résulte du développement de la capacité éolienne tiré par les subventions, par rapport à un équilibre de marché sans éolien. Il met en évidence les effets de pertes de revenus pour les équipements non conventionnels. On montre selon quels déterminants le mix technologique du parc non éolien se déforme et comment la faible puissance garantie de la technologie conduit à une moindre sécurité de fourniture du système pour la même demande à satisfaire. Un aspect de l'exercice est le traitement des variabilités respectives et peu corrélées de la production éolienne et de la demande horaire dans un système avec une forte part de production éolienne.

Ensuite, l'article traite de la façon dont un mécanisme de capacité peut permettre de rétablir le standard de sécurité de fourniture, pour en déduire les coûts supplémentaires de long terme pour le système. Le mécanisme de capacité qui est formalisé est le mécanisme centralisé d'enchères de contrats de capacité tel qu'il est développé dans certains États américains. L'introduction de ce mécanisme permet de réduire le nombre d'heures de défaillance en facilitant l'investissement dans les turbines à gaz. On fait participer les producteurs éoliens au mécanisme de capacité via l'attribution de

crédits de capacité, mais cette attribution est fonction décroissante de la part des productions EnR (15 % au départ, 7 % avec 30 % de part de production). Ceci permet une certaine internalisation du coût supplémentaire par le fait que les producteurs éoliens ne reçoivent qu'une faible rémunération pour leur puissance par le mécanisme de capacité par rapport à un équipement pilotable à la puissance garantie à 100 % pendant les heures critiques.

### Nouveaux développements sur les coûts de système

Depuis 2012, plusieurs voies d'enrichissement de la problématique des coûts de systèmes ont été suivies. D'abord, il y a eu un affinement des réflexions sur les coûts de système grâce à des travaux de modélisation du système électrique avec une granularité horaire. On le voit en particulier avec les exercices de l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE [NEA-OECD, 2012; NEA-OECD, 2019]. Le point principal est la démonstration de la croissance rapide des coûts de système et du surcoût de la désoptimisation du système, même avec le développement des différentes sources de flexibilité (stockage, effacement, interconnexions croissantes). Ceci se traduit par un coût croissant de désoptimisation du mix électrique au fur et à mesure des installations non optimales de capacités éoliennes ou de solaire PV, une fois passés les seuils de part optimale d'éolien ou de solaire PV. Selon le second exercice de l'AEN-OCDE (2019) et en raisonnant à long terme sur un système qui serait recréé de rien sur *greenfield* en 2050, le surcoût d'ensemble (coûts de système et coûts de désoptimisation) pour un système où le nucléaire est autorisé est de l'ordre de 25 à 35 % pour un système avec 50 % de parts de production d'EnRv par rapport à un mix où le développement des EnRv n'aurait pas été tiré par les dispositifs hors marché. Il monte ensuite à 70 % environ pour des parts de 75 % d'EnRv.

Ensuite, il y a eu l'élargissement de l'approche des coûts de système aux besoins rapidement croissants de services système (offerts par les

## Les coûts de système de la production d'EnR intermittentes développée à grande échelle

nouvelles sources de flexibilité), afin d'assurer la stabilité du système en fréquence et en tension. Dans la réalité, l'internalisation de ce type de coûts de système par les producteurs d'EnRi est en partie réalisée par le fait d'avoir rendu ces producteurs «responsables d'équilibres». Le gestionnaire de réseau de transport (GRT) leur fait payer leur coût de déséquilibres lorsque leurs annonces de production d'un jour sur l'autre s'avèrent en déficit ou en surplus. En même temps, pour certains d'entre eux ayant les caractéristiques voulues, on les fait participer à l'offre de services système. Pour analyser cet aspect des coûts de système des productions EnR, Manuel Villavicencio (Chaire European Electricity Markets, Paris Dauphine) s'est appuyé sur un modèle détaillé comparable à celui utilisé pour l'AEN-OCDE [Villavicencio, 2018]. Le modèle DIFLEXO cherche à co-optimiser le développement des diverses sources de flexibilité — stockages de divers types, effacements de demande, turbines à rampe rapide — qui sont en concurrence pour satisfaire les besoins de flexibilité après parachutage d'une capacité donnée d'EnRi dans le système. Pour ce faire, le modèle représente les différents marchés, marchés horaires de l'énergie, marché des services système et marché annuel de crédits de capacité après définition du montant d'une puissance garantie à atteindre.

Les stockages peuvent procéder à des arbitrages sur le marché de l'énergie. Ensuite, ils peuvent faire des offres sur les marchés de services système, qui trouvent un équilibre pour satisfaire les besoins nécessités par la stabilité du réseau. Des équations traitent des contraintes opérationnelles des unités de production (niveaux de production minimale et maximale d'un mégawatt; vitesses de *ramping* à la hausse et à la baisse; services de réglage de fréquence disponibles, etc.). De même, pour chaque type de technologie de stockage (niveaux de stock minimum et maximum; disponibilités pour participer à la fourniture de service de réserves pendant leur charge ou leur décharge, etc.). Tous ces détails pour expliquer qu'une telle modélisation permet de dégager une valeur économique de chaque unité de source de flexibilité supplémentaire à partir

des prix marginaux sur les différents marchés. De façon duale, l'équilibre sur chacun de ces marchés révèle le prix de chaque service système et du crédit de capacité aligné sur le coût de la ressource marginale sur chacun des marchés, c'est-à-dire le coût marginal des différents effets de système.

### *From cost to value*

Ces développements amènent à penser qu'il faut évaluer autrement la compétitivité des options de production d'électricité dans un système électrique en se référant à la valeur des productions de l'énergie et des services des différents équipements en interaction et non pas par l'approche réductrice de la comparaison des coûts de production d'un mégawatt-heure. Paul Joskow soulignait avec force que «*the comparison of LCOE (Levelized Costs of Energy) considers that electrical energy is a homogenous product governed by the law of one price, which is wrong*» [Joskow, 2011].

Du fait de son caractère multiproduit, le bien électricité n'est pas seulement assimilable à l'énergie qui est valorisée sur un marché de pas horaire. Mais il intègre la garantie de fourniture en toute situation, qui donne une valeur à la puissance horaire garantie par un équipement en période de demande de pointe et pendant tout épisode exceptionnel de faible production EnR. Il comprend aussi sa qualité de produit à savoir sa stabilité en puissance et en fréquence, ce qui donne une valeur aux services de flexibilité offerts par les équipements de production et de stockage pour suivre les rampes de décroissance ou de croissance de la production des EnRi, pour permettre les redispachings autour des points de congestion du réseau, et pour offrir des services système de tenue de tension.

Changer de paradigme permet d'avoir une autre approche du besoin de coordination du développement des nouvelles sources de flexibilité avec le développement volontariste des capacités éoliennes et solaire PV. Ces sources de flexibilité trouvent de la valeur

en permettant de rehausser celle des productions intermittentes et de diminuer leur perte de compétitivité au fur et à mesure de leurs installations. Chacune de ces sources trouve différents types de valeur selon leur profil technologique : valeur d'arbitrage infrajournalière, hebdomadaire, saisonnière pour les différents types de stockage (batteries, air comprimé, STEP, *repowering* des retenues de lacs, etc.) et pour les effacements, valeurs d'équilibrage (services système) ou valeur de réseaux (économie d'investissement en réseau).

Mais leur développement ne peut pas se faire par le marché comme on le croit. On pense trop souvent que les perspectives de revenus d'un stockage sur les différents marchés, à savoir les deux marchés de l'énergie (*day ahead, intraday*), le marché du temps réel (mécanisme d'ajustement), les marchés de services système et le marché de capacité, seront suffisamment prévisibles pour déclencher l'investissement. Or, la volatilité sur ces marchés va s'amplifier avec le développement des EnRi, tandis qu'il y a une incertitude radicale sur l'évolution des prix de chacun tant les interactions sont nombreuses et complexes. On doit s'attendre à l'impossibilité de prévoir les revenus de tels projets à fort CAPEX sur leur période de récupération des coûts d'investissement. On aura besoin de contrats de garantie de revenus de long terme pour investir dans les sources de flexibilité, comme peuvent l'être les contrats de complément de rémunération pour les EnRi qui portent sur l'énergie (MWh). Mais ici, il faudrait que le contrat garantisse le total des revenus tirés de tous les services rendus par les stockages. Pour l'heure, la nouvelle directive «marchés électriques» prévoit l'inclusion des projets de stockage dans l'ensemble des technologies couvertes par les mécanismes de capacité. C'est sans doute un progrès, mais ce ne sera pas suffisant pour déclencher les investissements en stockage afin d'atteindre le bon niveau de capacité en harmonie avec la part de production EnRi dans le système. C'est ce genre de raisonnement en termes de valeur des productions dans le système qui mériterait d'être plus systématiquement développé.

### RÉFÉRENCES

- Joskow [2011], "Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generation Technologies", *American Economic Review Papers*, 100 (33), p. 238-241.
- NEA-OECD [2012], *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems*, Paris, OECD.
- NEA-OECD [2019], *The Full Costs of Electricity Provision*, Paris, OECD.
- Ueckert et Hirth [2013], "Systems LCOE: What are the costs of variable renewables?" *Energy*, Vol. 63, p. 61-75.
- Villavicencio [2018], «La valeur économique du stockage de l'électricité», *La Revue de l'Énergie*, n° 638.