

Électricité : les mécanismes de capacité en Europe

Christine Le Bihan-Graf, Catherine L'Hostis, Angelos Souriadakis

En Europe, depuis le printemps 2015, plusieurs États, dont la France, ont mis en place des mécanismes de capacité pour éviter le risque de défaillances pendant les périodes de pointe de consommation d'énergie. Ces mécanismes, qui visent à rémunérer les unités de production pour la puissance qu'elles apportent au système, sont encore trop récents pour permettre de tirer des enseignements sur les dispositifs les plus efficaces. Toutefois, il semble impératif d'approfondir la réflexion sur ces mécanismes en vue d'encourager leur harmonisation au niveau européen. Tel est l'objet de l'enquête lancée récemment par la Commission de Bruxelles.

En Europe, un certain nombre de pays ont conclu que les marchés de l'énergie avaient montré leurs limites pour garantir la sécurité d'approvisionnement et pour éviter le risque de défaillances pendant les périodes de pointe de consommation. Dans ce cadre, plusieurs États, et notamment la France, ont mis en place des mécanismes de capacité afin de mieux rémunérer les investissements dans des moyens de production de pointe.

Ces différents mécanismes sont encore récents et le retour d'expérience ne permet pas encore de tirer d'enseignements sur les dispositifs les plus efficaces. Toutefois, il semble aujourd'hui impératif d'approfondir la réflexion sur ces mécanismes en vue notamment d'encourager leur harmonisation au niveau européen.

1. L'émergence des mécanismes de capacité en Europe : un complément aux marchés de l'énergie

L'activité de production d'électricité implique la distinction entre la notion de capacité et celle d'énergie. La capacité d'une centrale, exprimée en MW, correspond à son dimensionnement,

tandis que le volume d'énergie produit, exprimé en MWh, dépend de son taux de charge sur une période donnée.

Les marchés de gros se sont jusqu'à présents développés autour de la notion d'énergie : les producteurs commercialisent l'électricité produite par leurs centrales, en euros par MWh. Ces échanges correspondent à ce qui est désigné habituellement sous le terme de marchés de l'énergie.

Les mécanismes de capacité désignent quant à eux la valorisation de la puissance des actifs de production. L'unité de valeur est alors l'euro par MW. Cette puissance est rémunérée sous condition de disponibilité¹.

Dans un marché concurrentiel, le fonctionnement des marchés repose sur le principe de valorisation au coût marginal de court terme de l'énergie produite. Par conséquent, ces marchés fonctionnent sur des périodes de livraison

1. Cette distinction entre marchés de l'énergie et mécanisme de capacité doit toutefois être nuancée car des formes d'obligation de capacité sont déjà en place sur les marchés de l'énergie. C'est, par exemple, le cas pour la rémunération des centrales fournissant certains services nécessaires à l'équilibre du système pour le gestionnaire du réseau de transport (GRT).

très courtes (le plus souvent heure par heure), avec un prix uniforme pour toutes les unités d'énergie échangées sur chaque période de livraison. Ce mécanisme permet aux producteurs de percevoir des revenus supérieurs à leur propre coût variable de production pendant certaines heures, comme l'illustrent les deux situations de la Figure 1. Les revenus perçus au-delà du coût variable de production contribuent à la couverture des coûts fixes et des coûts de financement, assurant à moyen terme la viabilité financière de l'actif.

C'est ainsi que les marchés de l'énergie peuvent, en principe, fournir aux investisseurs des signaux-prix tels que la capacité nécessaire pour faire face aux besoins en énergie soit installée et donc que la sécurité d'approvisionnement soit assurée.

En pratique, l'expérience montre que les marchés de l'énergie n'envoient pas l'ensemble des signaux d'investissement pourtant nécessaires. Ceci vient alors compromettre la sécurité d'approvisionnement, et notamment :

- **La couverture de la pointe.** Le profil de consommation d'électricité varie fortement selon le moment de la journée, de la semaine et de l'année. Ainsi, la France connaît une pointe de consommation les soirs de semaine en hiver. En 2014, alors que la demande moyenne sur l'année a été de 53 GW, la consommation a atteint 82,5 GW le 9 décembre, soit plus de 1,5 fois plus que la moyenne annuelle. Le différentiel entre la demande de pointe et la demande moyenne doit ainsi être comblé par des centrales qui ne fonctionneront que pendant un nombre réduit d'heures de pointe. L'investissement dans ces centrales requiert des signaux de prix forts sur ces heures de rareté de l'électricité, comme l'illustre la situation B de la Figure 1.
- **La couverture de l'intermittence.** Certaines technologies de production électrique, notamment l'éolien et le photovoltaïque, reposent sur des sources d'énergie dites fatales, dont la disponibilité n'est pas contrôlable. Pour faire face à l'intermittence de cette production, il est nécessaire de disposer de centrales de production dites de *back-up*, mobilisables à court terme et pour

des durées réduites. Des signaux prix forts sont également nécessaires pour assurer l'investissement dans ces capacités.

- **La sécurité du système.** De façon permanente, la sécurité du système électrique repose sur la mobilisation ponctuelle et à court terme de capacités dites flexibles, telles que les centrales au gaz ou les centrales hydroélectriques par pompage. L'investissement dans de telles capacités repose également sur les signaux de prix décrits ci-avant.

Les raisons de cette insuffisance des signaux prix peuvent résulter directement des difficultés de traduction de la théorie présentée ci-dessus dans les règles techniques de fonctionnement des marchés de l'énergie, ou de leur interaction avec un environnement réglementaire et politique changeant. Ces raisons font l'objet d'une littérature abondante². Elles ne sont pas approfondies dans cet article qui se concentre sur une des réponses apportées à cette insuffisance : la mise en place de marchés de capacité, c'est-à-dire de mécanismes visant à rémunérer les unités de production pour la puissance qu'elles apportent au système et non plus uniquement pour les unités d'énergie produites à chaque heure de l'année.

2. La réponse de la France aux risques de défaillance du marché de l'énergie en période de pointe

En France, le gouvernement a conclu que le marché de l'énergie ne suffisait pas à garantir la sécurité d'approvisionnement en ne rémunérant pas assez les moyens de pointe, justifiant aujourd'hui la mise en place d'un marché de capacités différent du marché de l'énergie.

Le risque de défaillance, souligné par le rapport Poignant-Sido³, doit s'apprécier au regard de la spécificité du marché de l'électricité qui impose qu'à tout moment l'offre soit équilibrée avec la demande. Il implique de se prémunir

2. Voir par exemple "Capacity payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design", Paul Joskow (2008, Utilities Policy).

3. Rapport du groupe de travail piloté par Serge Poignant et Bruno Sido sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010.

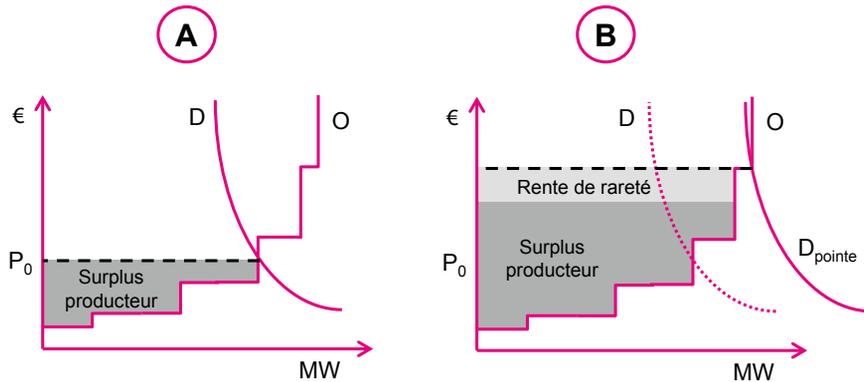


Figure 1. Fonctionnement des marchés de l'énergie
(source : Frontier Economics)

Dans la situation A, le prix uniforme P_0 est déterminé par le coût marginal de la dernière centrale de production mobilisée pour faire face à la demande D. Les centrales produisant à un coût inférieur à ce prix engendrent une marge sur leur coût variable qui constitue le surplus du producteur en termes économiques et contribue à l'amortissement des coûts fixes.

La situation B illustre le fait que les exploitants peuvent percevoir une rente additionnelle en cas de rareté de la capacité de production. Lorsque la capacité disponible est inférieure à la demande, le prix de marché ne reflète plus le coût de production à court terme, mais le prix auquel certains consommateurs consentent à réduire leur consommation ou encore le coût de production à long terme (incluant les coûts fixes). Une telle situation a ainsi été observée en France lors de la canicule de l'été 2003, avec des prix atteignant jusqu'à 1 000 € du MWh*. Dans ce cas, les producteurs, y compris les exploitants des centrales dont le coût marginal est le plus élevé, perçoivent une marge sur leur coût variable. Cette « prime de rareté » constitue une autre contribution à l'amortissement des coûts fixes et des coûts d'investissements.

* Commission de régulation de l'énergie, *Rapport d'activité*, juin 2004.

contre trois aléas : l'aléa température (forte thermo-sensibilité de la demande), l'aléa de la disponibilité (possible avarie sur une centrale de production) et l'aléa climatique (pas de vent, ni de soleil).

La mise en place d'un tel marché suppose donc de déterminer le niveau de risque de défaillance qu'il est économiquement acceptable de couvrir.

En France, l'instauration d'un marché de capacités a été prévue par l'article 6 de la loi du 7 décembre 2010 *portant nouvelle organisation du marché de l'électricité*, dite loi NOME⁴. Toutefois, la mise en œuvre effective de ce

marché de capacité a nécessité l'adoption d'un corpus réglementaire dense constitué du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 *relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité* et de l'arrêté du 22 janvier 2015 *relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité*.

Le dispositif est entré dans sa première phase opérationnelle le 1^{er} avril 2015, avec le lancement des certifications de capacités. La première année de livraison, c'est-à-dire l'année au titre de laquelle seront calculées les obligations de capacités assignées aux fournisseurs, ne débutera que le 1^{er} janvier 2017.

Le marché de capacités se met en place selon trois grandes étapes coordonnées par le gestionnaire du réseau public de transport

4. Les dispositions relatives au marché de capacité sont désormais codifiées aux articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie. La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013, dite loi Brottes, a étendu l'obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement aux consommateurs finals et aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes qui, pour tout ou partie de leur consommation, ne s'approvisionnent pas auprès d'un fournisseur, mais directement auprès du marché de gros.

d'électricité (le GRT). Il s'agit d'un marché décentralisé qui fait le choix de responsabiliser les acteurs puisque les obligations de détenir des capacités reposent sur les fournisseurs.

En amont, le gestionnaire du réseau de transport procède à la définition des caractéristiques de l'offre et de la demande qui se rencontreront sur le marché de capacités avant de déterminer, en aval, les règlements financiers correspondant aux écarts constatés, d'une part, entre les obligations imposées aux fournisseurs et les garanties de capacités détenues et, d'autre part, entre les capacités certifiées et les capacités effectivement disponibles des exploitants de capacités.

A) En amont, le GRT détermine les obligations de capacités à la charge des fournisseurs et certifie les garanties de capacités des producteurs et opérateurs d'effacement

La première grande étape du mécanisme de capacités consiste à déterminer les caractéristiques de l'offre et de la demande qui se rencontreront sur le marché de capacité. Le Code de l'énergie confie ce rôle au GRT.

- Sur le marché de capacités, la demande est matérialisée par les obligations de capacités à la charge des fournisseurs fixées par le GRT.

L'article L. 335-1 du Code de l'énergie impose aux fournisseurs d'électricité, qualifiés d'acteurs obligés⁵, de contribuer à la sécurité d'approvisionnement électricité en fonction des caractéristiques de consommation de pointe de leurs clients.

Chaque fournisseur se voit assigner par le GRT, pour chaque année de livraison, une obligation de détention de garanties de capacités. Cette obligation est calculée en fonction de la puissance de référence de ses clients, fondée sur leur consommation pendant les périodes de pointe, et d'un coefficient de sécurité tenant compte du risque de défaillance⁶.

5. Les acteurs obligés sont également les gestionnaires de réseau pour leurs pertes et les consommateurs finals, pour les consommations hors contrat de fourniture.

6. Article L. 335-2 du Code de l'énergie, articles 1 et 3 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012.

La période de pointe prise en compte pour le calcul de la puissance de référence des clients, dénommée période PP1, correspond à la période de l'année où la consommation nationale est la plus élevée.

Les fournisseurs, qui sont les acteurs obligés, ont la faculté de transférer leurs obligations de capacités à d'autres opérateurs⁷. Ainsi, le Code de l'énergie permet à ce jour aux entreprises locales de distribution (ELD) de transférer à d'autres ELD leurs obligations de détention de capacités. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ajoute la possibilité, pour le fournisseur d'électricité, de transférer à un consommateur final ou à un gestionnaire de réseau public ses obligations relatives aux garanties de capacité au titre de la consommation de ce consommateur final ou des pertes de ce gestionnaire de réseau⁸.

- L'offre est matérialisée par les garanties de capacités de production et d'effacement certifiées par le GRT.

Le GRT est chargé de délivrer aux exploitants de capacités – les producteurs et les opérateurs d'effacement – des garanties de capacités attestant de la disponibilité de leurs installations lors des périodes de pointe. Ces garanties portent sur les capacités dont le GRT certifie la disponibilité et le caractère effectif⁹. Il est en effet impératif pour le GRT de débusquer les capacités fantômes et de s'assurer de la réalité de leur disponibilité.

Afin d'obtenir la certification de leurs capacités, les producteurs ou les opérateurs d'effacement doivent conclure un contrat avec le GRT¹⁰.

La méthode de certification est prévue par les règles du mécanisme de capacités approuvées par l'arrêté du 22 janvier 2015. Elle repose, en particulier, sur la disponibilité de l'installation de production pendant la période de pointe PP2, qui correspond aux périodes de tension du système électriques

7. Article L. 335-5 du Code de l'énergie.

8. Article 149 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

9. Article L. 335-3 du Code de l'énergie.

10. Article L. 335-3 du Code de l'énergie et article 9 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012.

liées non seulement aux pointes de consommation (toutes les périodes de pointe PP1 sont donc incluses dans la période PP2), mais également aux périodes de tension non-liées à la consommation (période de pointe PP2 hors PP1) qui peuvent résulter, par exemple, de défaillances de certains moyens de production.

B) Les garanties de capacités délivrées aux producteurs et opérateurs d'effacement peuvent être cédées aux fournisseurs afin qu'ils respectent leurs obligations de capacités

Les garanties de capacités sont échangeables et cessibles. Elles peuvent donc faire l'objet de transactions sur le marché de capacités¹¹.

Ces échanges, qui vont déterminer la valeur de la capacité, permettent aux acteurs obligés d'assurer l'adéquation entre les obligations de capacités qui leurs sont assignées et les garanties de capacités qu'ils détiennent. Ces acteurs disposent d'une faculté d'ajustement des garanties de capacités détenues, dans la mesure où les échanges sur le marché de capacités peuvent avoir lieu à compter du 1^{er} janvier de la quatrième année précédant l'année de livraison, et jusqu'au 15 décembre de la deuxième année suivant l'année de livraison¹².

L'ensemble des transferts de garanties de capacités sont répertoriés dans le registre des capacités certifiées, géré par le GRT¹³.

Le Code de l'énergie confie au régulateur un rôle de surveillance du marché de capacités au nom de l'impératif de transparence. En particulier, les principales caractéristiques relatives à la cession de capacités, notamment le prix, sont transmises à la CRE qui doit publier au moins une fois par an les données statistiques concernant l'ensemble des transactions et des offres publiques de transaction de garanties de capacité et de produits dérivés en rendant compte des volumes et des prix¹⁴.

C) À l'issue de l'année de livraison, le GRT détermine le règlement financier applicable aux acteurs obligés et aux exploitants de capacités

- Les fournisseurs qui ne détiennent pas les garanties de capacités suffisantes doivent procéder à un règlement financier correspondant à leur rééquilibrage en capacité.

À la fin de chaque année de livraison, un contrôle du niveau de garantie de capacité des fournisseurs est effectué par le GRT¹⁵ qui détermine les écarts entre les garanties de capacités déclarées par les fournisseurs et celles effectivement détenues.

Le rééquilibrage est réalisé, pour chaque acteur obligé, *via* le fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs, géré par le GRT. Selon que leur écart est positif ou négatif, les fournisseurs versent à ce fonds, ou reçoivent les montants correspondants à leur déséquilibre¹⁶.

- Symétriquement, lorsqu'une capacité certifiée n'est pas disponible, l'exploitant peut avoir à supporter une pénalité.

Afin de ne pas pénaliser les petites installations de production ou d'effacement, le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 a prévu la possible mutualisation des écarts des exploitants de capacité au niveau de « *responsables de périmètre de certification* », afin de diminuer leur risque d'être exposés à un règlement financier du fait de leurs écarts.

Le responsable de périmètre de certification est la personne morale responsable, financièrement, des écarts des exploitants de capacités relevant de son périmètre. En pratique, ce responsable sera souvent l'exploitant, sauf pour les petits producteurs qui pourront se regrouper.

Pour chaque année de livraison, le GRT calcule après la période de pointe PP2, le niveau de capacité effectif. Il en déduit, pour chaque périmètre de certification, l'écart entre le niveau de capacité effectif des capacités certifiées rattachées à son périmètre et le niveau de capacité certifié cumulé. L'écart

11. Article L. 335-3 du Code de l'énergie.

12. Ce calendrier ne sera réellement appliqué qu'à compter de la troisième période de livraison. Pour l'année de livraison 2017, les échanges n'ont débuté que le 1^{er} avril 2015.

13. Article 16 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012.

14. Article 17 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012.

15. Art. L. 321-17 du Code de l'énergie.

16. Article 7 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012.

positif ou négatif donne lieu à un règlement financier, *via* le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification géré par le GRT.

Qu'il s'agisse des écarts des acteurs obligés ou de ceux des exploitants de capacités, le règlement financier est calculé en fonction d'un prix de référence des capacités, dont les modalités de détermination sont fixées par la CRE¹⁷. Ce prix de référence est fixé afin d'inciter les acteurs à avoir recours au marché de capacités plutôt qu'au règlement financier des écarts.

3. La diversité des design des mécanismes de capacité en Europe

Plusieurs pays européens ont évalué la capacité du marché de l'énergie à assurer la sécurité d'approvisionnement et conclu à la nécessité de mettre en place des mécanismes de rémunération de capacité.

Ces mécanismes reposent sur le même fondement que le mécanisme de capacité français : la définition du niveau de risque de défaillance qu'il est économiquement acceptable de couvrir. Le mécanisme de capacités est ensuite conçu afin de dimensionner les capacités de production installées par rapport à ce niveau de risque.

Néanmoins, les démarches menées en réponse à des enjeux spécifiques aux systèmes électriques de chaque pays et aux politiques énergétiques nationales ont abouti à des choix différents pour le design du mécanisme de capacité d'un pays à l'autre. La Figure 2 indique les principaux types de design retenus dans les pays européens.

Cinq principaux types de mécanismes peuvent être distingués, dont voici les caractéristiques structurantes¹⁸ :

- **La réserve stratégique** repose sur la contractualisation de capacités dédiées aux situations de stress sur le système.

17. Délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant décision sur la règle de calcul du prix de référence marché prévu par les règles du mécanisme de capacités.

18. Nous reprenons ici la typologie dressée par l'ACER dans son rapport *Report on capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity*, juillet 2013.

L'administrateur du mécanisme détermine la quantité de capacité de réserve souhaitée. Celle-ci fait l'objet d'un appel d'offres à l'issue duquel le prix de la capacité est déterminé. La capacité est ensuite activée en fonction des besoins du système tout au long de l'année ; elle ne participe pas aux marchés de l'énergie. La Belgique et l'Allemagne s'appuient sur une réserve stratégique pour répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement.

- **L'obligation de capacité** impose aux consommateurs (ou à leurs fournisseurs) de couvrir leurs propres besoins en capacité définis par rapport à leur consommation dans les situations de défaillance (par exemple, la consommation pendant les heures de pointe d'une année froide). Les acteurs obligés obtiennent des certificats de capacité à hauteur de leur obligation directement auprès des exploitants des centrales de production, ou sur le marché secondaire s'il existe. Les règles du mécanisme définissent les conditions de certification en fonction de la contribution des actifs à la demande en situation de défaillance. Le mécanisme de capacité français est une obligation de capacité.
- **Les enchères de capacité** reposent sur la rémunération directe de capacités par un organisme central en échange d'engagements sur leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. L'administrateur du mécanisme détermine le niveau de capacité global souhaité sur une période donnée. Celui-ci fait l'objet d'un appel d'offres à l'issue duquel le prix de la capacité est déterminé. La capacité participe ensuite aux marchés de l'énergie au même titre que tout actif de production situé sur le territoire. Le Royaume-Uni a retenu ce modèle des enchères de capacité.
- **Les paiements de capacité** reposent également sur la rémunération directe des capacités disponibles par un organisme central. Le montant de cette rémunération est fixé par l'administrateur du mécanisme (sans recours à une procédure d'appel d'offres ou autre mécanisme de marché). Les acteurs décident d'investir et/ou de maintenir leurs actifs en fonctionnement selon le montant de la rémunération de la capacité proposée.

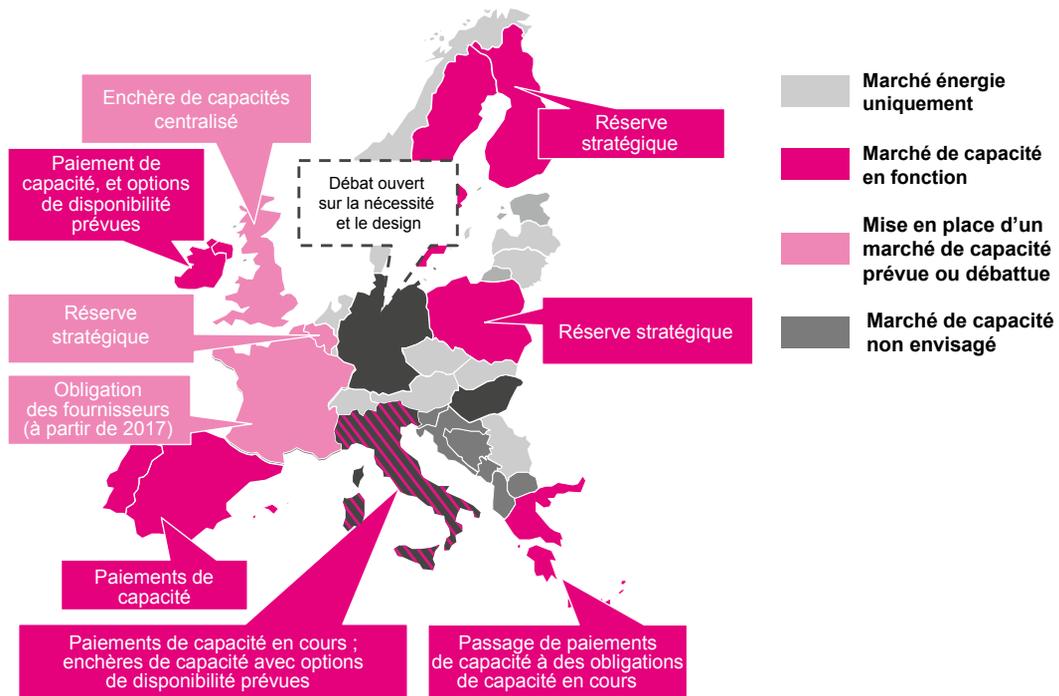


Figure 2. Mécanismes de rémunération de la capacité en Europe
(source : *Frontier Economics* à partir de l'ACER)

- **Enfin, le modèle des options de disponibilité** repose sur le plafonnement des revenus perçus sur les marchés de l'énergie en échange d'une rémunération de la capacité installée. L'administrateur central fixe le volume d'options de disponibilité qu'il souhaite souscrire ainsi qu'un prix plafond (en € du MWh) s'appliquant aux centrales qui sont choisies par procédure d'appel d'offre, selon la rémunération fixe demandée par les exploitants en contrepartie du plafonnement de leurs revenus sur les marchés de l'énergie. Ces centrales lui reverseront tout revenu issu des marchés de l'énergie au-delà du prix plafond. Il est possible d'adjoindre à ce système un mécanisme de marché décentralisé pour l'échange des options et d'associer les options de disponibilité à des obligations physiques quant à la disponibilité de la capacité.

La mise en place d'un mécanisme de capacités selon l'un ou l'autre de ces designs requiert un travail en profondeur sur les principes et les règles de fonctionnement, afin de garantir leur contribution effective à l'amélioration de la

sécurité d'approvisionnement, leur efficacité notamment au regard du coût de l'énergie et leur impact sur le fonctionnement des marchés.

À ce sujet, la Commission européenne s'est déclarée préoccupée face au risque de distorsion du marché intérieur de l'énergie en raison de la mise en place de mécanismes de capacité dans divers pays européens ces dernières années¹⁹. Ce risque pose la question des modalités de participation des capacités interconnectées aux mécanismes de capacité nationaux.

4. Les enjeux de la participation des capacités interconnectées aux mécanismes de capacité

Si la capacité interconnectée ne peut pas participer aux mécanismes de capacité des autres pays européens²⁰, le risque est que le coût de

19. http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-4892_fr.htm

20. Les enjeux discutés dans la suite de cet article s'appliquent avant tout aux obligations de capacité, aux

la sécurité d'approvisionnement augmente en Europe.

L'objectif fondamental du marché interne de l'énergie (MIE) en ce qui concerne la production d'électricité est double :

- que les besoins en électricité soient satisfaits en utilisant les ressources disponibles les moins coûteuses à tout moment, où que ces ressources soient localisées ;
- que les technologies et des localisations les moins coûteuses soient choisies pour les investissements engagés afin de faire face aux besoins futurs.

En remplissant ces deux objectifs, le marché interne de l'énergie contribue à garantir que les coûts encourus pour satisfaire la demande seront les plus bas possibles pour les consommateurs.

Si les mécanismes de capacité nationaux rémunèrent la capacité installée sur le territoire national mais pas la capacité installée dans d'autres pays, le deuxième des objectifs décrits ci-dessus ne pourra être atteint. Les actifs de production auront tendance à être construits dans les pays dotés d'un mécanisme de capacité, même si les coûts peuvent y être plus élevés que dans des pays sans mécanisme de capacité.

Par conséquent, les coûts totaux pour les consommateurs seront susceptibles d'augmenter et des transferts auront lieu entre les consommateurs et producteurs des pays dotés d'un mécanisme de capacité et les autres.

Cependant, il n'est pas évident de permettre la participation des capacités situées dans d'autres pays, c'est-à-dire des capacités reliées au système national par une interconnexion.

En effet, les dispositions nécessaires doivent aller au-delà de la participation dite implicite. Celle-ci consiste à prendre en compte la contribution de l'électricité transportée par interconnexion à la satisfaction des besoins nationaux et à l'atteinte du niveau de sécurité

enchères de capacité, aux paiements de capacité et aux options de disponibilité. Dans la mesure où la capacité contractualisée dans les réserves stratégiques ne participe pas aux marchés de l'énergie et est appelée par le GRT en fonction des besoins du système, il est envisageable qu'une coordination entre les GRT permette de gérer les situations de défaillance simultanée à la manière des accords de coopération sur l'équilibre des marchés de l'énergie.

d'approvisionnement que le mécanisme de capacité vise à assurer. Ainsi, RTE applique une décote de 7 % à la valeur de la pointe française dans son calcul des obligations de capacité, reflétant la contribution historique des capacités de production interconnectée à la consommation française pendant les périodes de pointes.

Une telle approche est clairement bénéfique dans le sens où elle reconnaît à juste titre le fait que les capacités interconnectées constituent une source de sécurité d'approvisionnement. Cependant, les capacités interconnectées ne sont pas rémunérées pour cette contribution. Cette approche n'envoie donc pas de signal d'investissement aux capacités interconnectées et n'influe donc pas sur les choix de localisation des actifs de production.

La mise en place de conditions de participation dites explicites aux mécanismes de capacité est donc nécessaire pour faire face aux risques présentés ci-dessus. Une telle démarche suppose de prendre certaines décisions sur le design du marché, au-delà des règles édictées pour assurer son fonctionnement à l'échelle nationale. Ces décisions portent notamment sur :

- l'hypothèse de contribution de la capacité interconnectée à la réduction du risque de défaillance ;
- la nature des entités qui participent – les interconnexions ou les actifs de production interconnectés ;
- le plafonnement éventuel du nombre de mécanismes de capacité auxquels un actif donné peut participer ;
- les obligations imposées aux participants ;
- la coordination ou pas de l'achat et de la vente des obligations ;
- l'utilisation des revenus correspondants²¹.

A) Comment définir la contribution de la capacité interconnectée à la réduction du risque de défaillance ?

L'hypothèse faite quant à la contribution de la capacité interconnectée à la réduction du risque de défaillance constitue la première décision importante.

21. Un grand nombre d'autres décisions sont nécessaires pour aboutir à un design complet et opérationnel, mais par souci de concision cet article se concentre sur les questions posées ci-dessus.

La capacité de production située sur le territoire national peut être considérée comme raisonnablement sûre. Pourtant, dans la plupart des mécanismes de capacité, un coefficient lui est appliqué afin de refléter le risque que l'actif ne soit pas disponible en situation de défaillance.

La contribution de la capacité interconnectée à la sécurité d'approvisionnement implique également sa disponibilité physique, mais elle est au surplus déterminée par les conditions de marché sur le territoire d'origine de l'actif. Si la quantité d'électricité disponible est largement suffisante pour satisfaire les besoins dans ce marché d'origine, alors un fonctionnement efficace du marché de l'énergie à lui seul permet que l'électricité soit orientée vers le marché en situation de défaillance. Toutefois, si les deux pays font face simultanément à une situation de défaillance, un tel acheminement ne sera pas garanti²². La probabilité de situations de défaillance simultanées doit donc être prise en compte dans les modalités de participation des capacités interconnectées. A cet égard, il est impossible de supposer qu'une capacité interconnectée est équivalente à une capacité située sur le territoire national.

Le degré de sécurité attribué à la capacité interconnectée va déterminer les quantités que les acteurs interconnectés pourront commercialiser sur le mécanisme de capacité. Par exemple, dans l'hypothèse d'une interconnexion d'une capacité installée de 1 000 MW entre le pays A et le pays B, d'une disponibilité physique de 90 % et d'une probabilité de 50 % qu'existe une situation de stress simultanée dans les pays A et B, il serait raisonnable d'autoriser la participation de la capacité interconnectée à hauteur de 450 MW.

B) Qui peut commercialiser la capacité certifiée ?

La deuxième question porte sur la nature des entités qui participent : quel est l'acteur en mesure de commercialiser la capacité certifiée ?

Pour atteindre l'objectif du mécanisme de capacité, deux actifs sont nécessaires : l'actif de

production d'électricité et l'interconnexion. Ni l'un ni l'autre pris séparément ne suffit. Il est néanmoins nécessaire de choisir l'acteur autorisé à commercialiser la capacité pour que celle-ci ne puisse pas être vendue deux fois.

À plusieurs égards, la participation des actifs de production semble le choix le plus cohérent avec le mode de fonctionnement des marchés de l'énergie, auxquels les actifs de réseau de transport tels que les interconnexions ne participent pas directement. La question est alors de savoir quels actifs sont autorisés. Rien n'impose *a priori* de limiter la participation aux actifs situés dans les pays limitrophes. La capacité installée dans des pays plus éloignés, dès lors qu'elle exporte vers un pays limitrophe, contribue à rendre disponible la capacité de ce pays limitrophe et donc à reconnaître sa participation potentielle à la sécurité d'approvisionnement sur le territoire national. En même temps, plus la capacité est installée dans un pays éloigné, plus sa contribution à la sécurité d'approvisionnement est indirecte et incertaine.

La participation des actifs de production requiert donc un calcul régional de l'impact relatif de la capacité installée dans un pays sur la sécurité d'approvisionnement dans les autres pays. Un tel calcul est faisable, mais pourrait demander des délais relativement longs.

Dans un futur plus immédiat, une approche alternative consiste à autoriser la participation directe des interconnexions. À première vue, ceci peut sembler inapproprié dans la mesure où cela amènerait les interconnexions à recevoir des revenus de capacité. Cependant, cela serait également le cas si les actifs de production participaient. En effet, sur le plan économique, la valeur sera *in fine* allouée à la ressource rare et, dans la plupart des pays, c'est la capacité interconnectée qui est en situation de rareté. Dans l'exemple numérique utilisé ci-dessus, la capacité de production disponible pour potentiellement participer au mécanisme de capacité serait supérieure à 450 MW. Il serait donc nécessaire de rationner la participation. La façon la plus logique pour ce faire serait que le gestionnaire de l'interconnexion vende les droits de participation aux enchères. Ainsi, même dans le cas où les actifs de production interconnectés participent directement au mécanisme de capacité,

22. C'est d'ailleurs le gestionnaire du réseau de transport plutôt que le mécanisme de marché qui détermine l'acheminement des flux d'électricité dans ce type de circonstances.

la valeur associée à cette participation sera d'abord allouée au gestionnaire de l'interconnexion, via ces enchères, envoyant un signal prix en lien avec le fait qu'une augmentation de la capacité interconnectée viendrait augmenter le niveau de la sécurité d'approvisionnement.

Si les interconnexions participent elles-mêmes au mécanisme de capacité, alors la valeur correspondante leur reviendra directement, plutôt que par le truchement des enchères envisagées ci-dessus. De plus, la participation des interconnexions évite la question du choix des actifs pouvant participer : il est clair que la participation est pertinente pour les interconnexions directement reliées au réseau national.

C) Plafonner le nombre de mécanismes de capacité auxquels un actif peut participer ?

Une question liée à la précédente porte sur le plafonnement du nombre de mécanismes de capacité auxquels un actif peut participer.

Considérons l'interconnexion entre le pays A et le pays B. Du point de vue du pays A, cette interconnexion contribue à la sécurité d'approvisionnement (en l'absence de situations de défaillance simultanées dans les deux pays). L'interconnexion contribue également à la sécurité d'approvisionnement du point de vue du pays B. Par conséquent, il serait raisonnable que cette interconnexion puisse participer aux mécanismes de capacité des systèmes qu'elle relie, sous réserve de l'application de coefficients de contribution à la sécurité d'approvisionnement appropriés. Le bon fonctionnement des marchés de l'énergie garantirait ensuite que les flux d'électricité soient acheminés vers le pays en situation de défaillance, le cas échéant.

La même logique s'applique à la participation des actifs de production. Considérons une centrale située dans le pays A. Elle contribue clairement à la sécurité d'approvisionnement dans ce pays, et devrait donc ainsi pouvoir participer dans un mécanisme de capacité local. Peut-elle également contribuer à la sécurité d'approvisionnement dans le pays B, ou ces deux contributions sont-elles exclusives l'une de l'autre ? Si les pays A et B n'étaient jamais susceptibles de faire face à des situations de défaillance simultanées, alors la centrale pourrait contribuer à la sécurité d'approvisionnement des deux pays.

Et s'ils étaient systématiquement en situation de défaillance de façon simultanée, alors elle ne le pourrait pas du tout. Par conséquent, il pourrait être raisonnable d'autoriser les centrales à participer à plusieurs mécanismes de capacité sous réserve de l'application de coefficients de contribution appropriés.

La complexité de la question apparaît néanmoins lorsque l'on tente d'étendre l'exemple ci-dessus à plus de deux pays. En principe, il pourrait être raisonnable d'autoriser n'importe quelle centrale située en Europe à participer à n'importe quel mécanisme de capacité européen, sous réserve de l'application des coefficients appropriés, de même qu'il le serait d'autoriser toute centrale à commercialiser l'électricité qu'elle produit dans tout marché de l'énergie européen sous réserve d'avoir obtenu les droits de transports nécessaires.

D) Quelles obligations pour les participants au mécanisme de capacité ?

Les obligations portant sur les participants au mécanisme de capacité constituent une autre question d'importance.

Les mécanismes de capacité à travers l'Europe diffèrent par la nature des obligations mises à la charge des participants. Dans certains pays, les actifs de productions doivent être disponibles et activés (par exemple, en Grande-Bretagne). Le mécanisme français demande seulement que les centrales soient disponibles. Cette deuxième approche peut paraître plus cohérente avec l'hypothèse selon laquelle le bon fonctionnement des marchés de l'énergie garantit que l'électricité afflue vers le marché qui lui attribue la plus grande valeur. Toutefois, elle peut aussi être plus difficilement expliquée aux décideurs politiques qui légifèrent sur la mise en place des mécanismes de capacité et qui pourrait être réticents au fait que les consommateurs paieraient des capacités, mais sans garantie d'énergie en retour.

Dans un mécanisme de capacité basé sur la disponibilité des actifs, comme c'est le cas en France, les problématiques liées à la participation des capacités interconnectées peuvent être moindres :

- si ce sont les interconnexions qui participent, alors il leur sera demandé d'être disponibles ;

- si ce sont les actifs de production qui participent, alors *a minima* il leur sera demandé d'être disponibles. Il pourra aussi leur être demandé de s'assurer de la disponibilité de l'interconnexion : selon toute probabilité ce risque serait ensuite transféré vers le gestionnaire de l'interconnexion.

La question est plus complexe si le mécanisme de capacité repose sur la livraison d'électricité²³.

Les modalités de vente et d'achat des obligations est une autre caractéristique clé du design des marchés de capacité.

Le modèle retenu en France est celui d'un marché décentralisé, tandis qu'une procédure d'enchères centralisées a été mise en place en Grande-Bretagne. En principe, il serait concevable de mettre en place une procédure coordonnée de vente et d'achat de capacité à l'échelle d'une région européenne, à la manière des couplages de marchés de l'énergie mis en place ces dernières années. Les participants soumettraient leurs offres de capacité tandis que les autorités nationales indiqueraient leur demande. La procédure coordonnée, prenant en compte les coefficients de contribution à la sécurité d'approvisionnement d'un pays à l'autre, permettrait de déterminer le prix de la capacité sur chacun des mécanismes nationaux de la région de façon simultanée, garantissant ainsi que les besoins en capacité seront satisfaits dans chaque pays de la région en ayant recours aux ressources les moins coûteuses. Un tel modèle est mis en avant par Eurelectric²⁴.

Néanmoins, l'histoire des marchés de l'énergie montre que la mise en place de telles dispositions coordonnées implique l'existence de marchés cohérents dans chacun des pays de la

région, et notamment la mise en place de marchés *day-ahead*. Il n'est pas évident que l'on puisse s'affranchir de cette condition dans le cas des mécanismes de capacité.

En l'absence d'une telle procédure coordonnée, il reviendrait aux participants d'intervenir sur les marchés mis en place dans chacun des mécanismes de capacité nationaux. Prenons par exemple le cas où les interconnexions participeraient aux mécanismes de capacité nationaux. L'interconnexion France-Angleterre participerait aux enchères de capacité britanniques tenues quatre ans avant l'année de livraison. Elle ferait également l'objet d'une certification au titre du mécanisme de capacité français selon le calendrier décidé par RTE pour ce type d'actif²⁵ et potentiellement d'une commercialisation auprès d'un acteur obligé jusqu'à deux ans après l'année de livraison. Dans le cas où une participation directe des actifs de production serait retenue, alors les exploitants de centrales situées en France pourraient être en position de commercialiser des certificats sur le marché décentralisé français dès trois ans avant l'année de livraison et jusqu'à deux ans après, et également de chercher à acquérir des droits de transport auprès de l'interconnexion franco-anglaise afin de pouvoir participer à l'enchère britannique quatre ans avant l'année de livraison²⁶.

E) Comment répartir les revenus provenant de la participation transfrontalière ?

Enfin, une attention particulière devra être portée à la répartition des revenus issus de la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité. Ces revenus seront perçus par les gestionnaires des interconnexions dans un premier temps, quel que soit le modèle de participation transfrontalière retenu. Ceci reflète le signal du marché selon lequel un accroissement

23. Le rapport rédigé par Frontier Economics pour le ministère de l'Énergie et du Changement climatique britannique (DECC) appréhende ce cas précis : Frontier Economics, *Participation of interconnected capacity in the GB capacity market, A report prepared for the UK Department of Energy and Climate Change*, septembre 2014. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/358141/Frontier_economics_Report_Participation_of_Interconnected_Capacity_in_the_GB_Capacity_Market_Fro___pdf

24. Eurelectric, *A reference model for European capacity markets*, mars 2015 http://www.eurelectric.org/media/169068/a_reference_model_for_european_capacity_markets-2015-030-0145-01-e.pdf

25. D'après les règles de fonctionnement du mécanisme de capacité français la démarche de certification doit intervenir au plus tard trois ans ou un an avant le début de l'année de livraison (selon le type d'actif).

26. On note que, dans ce modèle, la vente des droits de transport par l'interconnexion devrait être réalisée de sorte qu'il soit encore temps pour les exploitants de participer dans les différents marchés de capacité. Ainsi, il ne conviendrait pas de vendre la capacité de l'interconnexion France-Angleterre un an à l'avance car les enchères de capacité britanniques sont tenues quatre ans à l'avance.

de la capacité d'interconnexion viendrait contribuer à réduire le risque de défaillance.

L'utilisation de ce revenu dépendra probablement du régime commercial d'exploitation de l'interconnexion. En Europe continentale, les revenus de la majorité des interconnexions sont régulés. Les rentes de congestion perçues par les exploitants des interconnexions sont utilisées pour réduire les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité. Un traitement similaire est envisageable pour les revenus issus de la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité. Il conviendrait dans ce cas que les autorités de régulation prennent également ces revenus en compte dans l'analyse de la pertinence ou non d'une augmentation de la capacité d'interconnexion entre deux pays.

Dans le cas des interconnexions dont les revenus ne sont pas régulés, les interconnexions pourraient conserver les revenus ou rentes associés à la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité. En effet, dans la mesure où les revenus issus du mécanisme de capacité contribueront aux marges réalisées par les exploitants d'actifs de centrales électriques, alors la mise en place de mécanismes de capacité aura tendance à réduire les pics de prix sur les marchés de l'énergie. Les revenus des interconnexions étant liés à ces pics de prix, ces interconnexions verront leur rentabilité réduite. Ainsi, les revenus perçus par les interconnexions du fait de la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité pourraient permettre de compenser cette perte de revenus sur les marchés de l'énergie.

5. L'encadrement au plan européen

Aujourd'hui, la Commission européenne constate que plusieurs États-membres ont mis en place des mécanismes de capacités afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement au niveau national.

À ce stade, c'est sous l'angle de la législation relative aux aides d'État que la Commission européenne a appréhendé les mécanismes de capacités. Ainsi, les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 comportent une section relative aux aides en

faveur de l'adéquation des capacités de production. La Commission européenne indique les principaux critères de compatibilité des aides accordées aux exploitants de capacités. En particulier, les lignes directrices prévoient que les mécanismes de capacité ne devraient pas réduire les incitations à investir dans les capacités d'interconnexion, ni compromettre le couplage des marchés, notamment les marchés d'équilibrage.

En outre, la Commission européenne a engagé, le 29 avril 2015, une enquête sectorielle en matière d'aides d'État sur les mécanismes de capacités mis en place par plusieurs États-membres (Allemagne, Belgique, Croatie, Danemark, Espagne, France, Irlande, Italie, Pologne, Portugal et Suède)²⁷.

Au travers de cette enquête sectorielle, la Commission européenne souhaite mieux comprendre les mécanismes de capacités, dans l'objectif de développer un cadre harmonisé à l'échelle de l'Union²⁸.

L'enquête sera donc l'occasion de soulever la question de l'opportunité d'un cadre légal européen du mécanisme de capacités, au-delà de la seule législation sur les aides d'État, qui permettrait de tirer profit des interconnexions pour gérer le risque de défaillance au niveau de l'ensemble des marchés interconnectés. Un tel cadre européen, qui donnerait à la Commission européenne des capacités d'interventions plus fortes que la législation sur les aides d'État, paraît nécessaire si la Commission voulait s'assurer que les choix des autorités nationales sur le design des marchés de capacités seront compatibles et susceptibles de créer un vrai marché européen.

Le GRT français a d'ores et déjà entamé une réflexion afin de pouvoir, à l'avenir, prendre en compte explicitement les capacités transfrontalières européennes. Les résultats de cette réflexion permettront sans doute de franchir une première étape vers une intégration des marchés de capacités. ■

27. Décision de la Commission européenne du 29 avril 2015 ouvrant une enquête sur des mécanismes de capacités dans le secteur de l'électricité, C(2015) 2814 final.

28. Fiche d'information de la Commission européenne, 29 avril 2015, « Aides d'État : enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité – Questions fréquemment posées ».