

RLC 3573

## Le cas Tempus – un problème juridique ou économique ?

Fin 2018, le Tribunal de l'Union européenne prenait le contre-pied de la Commission en annulant la décision datant de 2014 autorisant le mécanisme de capacité mis en place en Grande-Bretagne. Cette décision, qui impacte directement les acteurs du marché de l'électricité en Grande-Bretagne, amène à s'interroger sur les fondements économiques et juridiques des mécanismes de capacité mis en place en Europe. À l'heure où la Commission européenne se penche sur la validité des mécanismes implémentés dans plusieurs pays européens, cet article propose un retour sur l'affaire Tempus, premier cas de suspension d'un mécanisme de capacité en Europe.

2018 fut une année riche au sujet des mécanismes de rémunération de la capacité sur les marchés européens de l'électricité. Le 7 février 2018, la Commission européenne, à travers un communiqué de presse, annonçait en effet, en vertu des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État, l'autorisation des mécanismes de capacité mis en œuvre par les régulateurs et les gestionnaires de réseau de transport dans six pays européens (l'Allemagne, la Belgique, la France, la Grèce, l'Italie et la Pologne). En novembre 2018, prenant la direction opposée, le Tribunal de l'Union européenne, suite à un recours introduit par la société Tempus Energy, décidait d'annuler la décision adoptée par la Commission européenne en 2014 autorisant le mécanisme de capacité en Grande-Bretagne, conduisant début 2019 à l'ouverture par la Commission d'une enquête approfondie pour « *déterminer si le régime britannique relatif au marché de capacité, destiné à préserver la sécurité de l'approvisionnement en électricité, est conforme aux règles de l'UE en matière d'aide d'État* ».

Ces décisions en chaîne soulèvent plusieurs questions, notamment dans le domaine de

la régulation des marchés de l'énergie, où la sphère juridique et l'analyse économique sont étroitement liées. D'abord, pourquoi mettre en place de tels mécanismes de rémunération de la capacité, basés sur la l'idée de fournir des mégawatts (MW) au système électrique ? Quelles sont les règles applicables en matière d'aides d'État pour ces mécanismes particuliers ? Pourquoi le Tribunal européen a-t-il décidé, très récemment, et alors qu'il fonctionnait depuis près de quatre ans, d'annuler le mécanisme de capacité britannique ? Quels sont les nouveaux paradigmes qu'on peut dès lors entrepercevoir ?

### I. – Les mécanismes de rémunération de la capacité dans le système électrique : quelles justifications ?

L'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité en Europe a permis la création de marchés de gros, où l'offre (les producteurs) rencontre la demande (les fournisseurs, gros consommateurs in-



Par Sébastien  
DOUGUET  
Assistant Director  
Deloitte –  
Economic Advisory



Et Antoine GERY  
Economist  
Deloitte –  
Economic Advisory

dustriels, etc.). Traditionnellement, lorsque peu régulés, les marchés de gros ont tendance à ne rémunérer que l'énergie produite (en €/MWh). Les marchés de l'électricité sont alors dits *energy only*. En théorie, un marché électrique de ce type permet le développement d'un mix de production (un mélange de technologie de production) permettant d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à long terme, maximisant ainsi le bien-être collectif<sup>(1)</sup>. En effet, une architecture de marché de type *energy only*, à travers la fixation d'un prix de l'électricité d'équilibre, devrait inciter les investissements dans le but d'atteindre un niveau d'adéquation entre l'offre et la demande optimal pour la société, et au final, assurer la sécurité d'approvisionnement, critère fondamental du point de vue de l'Union européenne et des autorités nationales.

En pratique, les marchés de l'électricité ne sont pas parfaits, et plusieurs imperfections dans leur conception empêchent d'atteindre l'idéal théorique précédemment décrit. Par exemple, partant du principe qu'il n'est pas socialement acceptable que les prix de l'électricité sur les marchés de gros atteignent des niveaux astronomiques, des plafonds de prix sont fixés. Dès lors, dans des situations de tensions extrêmes sur les marchés (par exemple, en hiver, pour les heures de fortes consommations d'électricité), les centrales de productions les plus chères, celles dont le coût de production est le plus élevé, ne parviennent pas à récupérer suffisamment d'argent pour assurer leur rentabilité<sup>(2)</sup>. Les producteurs d'électricité ne sont ainsi plus incités à investir dans ce type de capacités, pourtant essentielles pour assurer la sécurité d'approvisionnement et éviter des situations de coupure très dommageables pour l'ensemble de l'économie et de la société. C'est un phénomène bien connu des économistes de l'énergie, appelé la *missing money*.

Pour résoudre le problème du *missing money* (c'est-à-dire, la non-rentabilité des capacités de pointe), la théorie économique prône la mise en place de mécanismes visant à rémunérer la capacité fournie (en €/MW), et non plus la production d'énergie seule (en €/MWh). En rémunérant la capacité (en plus de rémunérer la production d'énergie), ces mécanismes doivent inciter les investissements dans des moyens de production qui ne seraient pas forcément rentables dans un marché où seule l'énergie est rémunérée. Ils permettent aussi d'éviter la fermeture de moyens de production existants qui ne parviendraient plus à assurer leur rentabilité à court terme.

Par ailleurs, traditionnellement, la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande s'appuie sur un pilotage fin des

moyens de production, qui doivent s'adapter rapidement à des variations de la demande, préjugée inélastique. Pourtant, l'adéquation parfaite entre l'offre et la demande peut également se faire par le biais d'une gestion plus active de la demande (stockage d'électricité à grande échelle, effacements de consommation, réseaux intelligents, etc.), et ce d'autant plus que la transition énergétique et la digitalisation permettent l'essor du consommateur actif (dit *prosumer*), des smart grids et du rôle des agrégateurs. Ainsi, les mécanismes de capacité devraient en toute logique intégrer également le potentiel d'investissement dans des technologies alternatives, censées rendre le même service que les capacités de production de pointe.

*En résumé, il est donc important de souligner que les mécanismes de rémunération de la capacité ne sont pas un objectif en soi. Ils ne sont là que pour résoudre les défaillances dans le fonctionnement des marchés de l'électricité, qui seuls ne permettront probablement pas d'atteindre un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant à l'avenir. Afin de résoudre les objectifs principaux en termes de sécurité d'approvisionnement, ces mécanismes doivent permettre de solliciter le potentiel de l'offre, mais aussi de la demande.*

## II. – Mécanismes de capacité et aides d'État

### A. – Les lignes directrices européennes EEAG de 2014 applicables aux mécanismes visant à résoudre les problèmes d'adéquation entre l'offre et la demande dans les systèmes électriques

L'Union européenne définit une aide d'État comme « un avantage, sous quelque forme que ce soit, attribué de manière sélective à des entreprises par une autorité publique nationale »<sup>(3)</sup>. Une aide d'État est ainsi définie par sa réponse à trois principaux critères. Tout d'abord, il doit y avoir nécessairement une intervention de l'État, directement ou indirectement, impliquant un versement, ou un manque à gagner, d'argent public. Ensuite, l'avantage conféré par l'aide doit donner à l'entité qui en bénéficie un avantage comparatif, par rapport à un autre secteur de l'économie, à une autre région, etc. L'intervention doit également, *a priori*, entraîner une distorsion de concurrence et impacter les échanges commerciaux entre les États membres. En règle générale, et au vu de cette définition précise, les aides d'État sont interdites par le droit de la concurrence européen. Toutefois, sous certaines conditions, lorsque cela est justifié, les aides d'État peuvent être autorisées. C'est la Commission européenne qui s'assure que les exemptions (c'est-à-dire, les autorisations de

(1) Cramton et Stoft, 2006 ; Joskow, 2006.

(2) En théorie, dans des situations de stress intense sur les systèmes électriques, le prix de l'électricité sur les marchés de gros doit tendre vers la *Value of Lost Load*, c'est-à-dire la valeur qui rend indifférente la société dans l'arbitrage entre une situation de coupure massive (black-out) et ne pas subir de coupure.

(3) [http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/overview/index\\_en.html](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/overview/index_en.html).

mise en place d'une aide d'État) sont compatibles avec les directives fixées par l'Union européenne.

Les mécanismes de capacité, peu importe la forme qu'ils revêtent, sont assimilés à des aides d'État. À travers un mécanisme visant à rémunérer la capacité, les États accordent en effet une subvention, ou bien reversent directement de l'argent, aux acteurs éligibles et sont donc soumis à l'examen de la Commission. Depuis 2014, l'Union européenne a publié de nouvelles lignes directrices concernant les aides d'État pour l'environnement et l'énergie, clarifiant notamment les critères de compatibilité des aides aux énergies renouvelables mais également des aides visant à résoudre les problèmes d'adéquation entre l'offre et la demande, auxquels sont censés remédier les mécanismes de capacité. Ces nouvelles lignes directrices, appelées *Environment and Energy State Aid Guidelines*<sup>(4)</sup> (EEAG), sont fortement inspirées de l'analyse économique, à travers la mise en place d'une analyse de type coût/bénéfice afin de caractériser la compatibilité des aides d'État avec la politique de la concurrence et plus largement avec le droit européen. L'article 3.9 des EEAG clarifie notamment ces critères de compatibilité des aides d'État appliquées aux problèmes d'adéquation entre l'offre et la demande dans les systèmes électriques au droit européen. C'est donc au regard des EEAG que la Commission donne, ou non, son accord aux mécanismes de capacité.

#### → Objectif d'intérêt commun et intervention nécessaire de l'État

Tout d'abord, les États membres doivent démontrer que le mécanisme de rémunération de la capacité mis en place est lié à un objectif d'intérêt commun. Il s'agit en fait de montrer qu'il existe un réel problème d'adéquation entre l'offre et la demande dans le système électrique concerné, susceptible notamment de freiner le développement d'un marché commun et d'atteindre les objectifs en termes de sécurité d'approvisionnement ou de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Ensuite, l'État concerné doit formellement démontrer qu'il existe une défaillance dans le fonctionnement du marché de l'électricité, ayant pour conséquences le problème démontré (adéquation) et nécessitant une intervention étatique. Dans le cadre de la mise en place d'un mécanisme de capacité, il s'agit donc de démontrer qu'il existe, ou qu'il va exister, un problème d'adéquation entre l'offre et la demande, et que ce problème résulte d'une défaillance dans le fonctionnement ou dans l'architecture des marchés de type *energy-only*.

(4) Comm. UE, Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, JOUE 28 juin 2014, n° C 200.

#### → Pertinence de l'aide d'État et effets incitatifs

Ensuite, le mécanisme mis en place ne doit ne servir qu'à résoudre le problème identifié de base, en l'occurrence le problème d'adéquation entre l'offre et la demande. Le paragraphe 3.9.3 des EEAG précise notamment que les mesures envisagées doivent être ouvertes à tous les producteurs d'électricité actuels et futurs, ainsi qu'aux opérateurs utilisant des technologies substituables à la production, telles que les solutions de stockage ou la gestion de la demande. Enfin, le mécanisme imaginé doit permettre d'envoyer les bonnes incitations à toutes les parties prenantes éligibles. Il s'agit donc, dans le cadre de la mise en place d'un mécanisme de capacité, d'envoyer les bons signaux-prix permettant, *in fine*, d'obtenir un niveau d'investissement suffisant pour résoudre les problèmes d'adéquation et atteindre un niveau de sécurité d'approvisionnement optimal pour la société.

#### → Proportionnalité et rentabilité espérée raisonnable

Les EEAG stipulent que la rentabilité espérée, pour les acteurs participants aux mécanismes de capacité, doit être raisonnable. Un processus concurrentiel, clair et transparent, ciblant précisément les objectifs prédéfinis, doit être mis en place afin notamment d'atteindre cet objectif de rentabilité raisonnable. Les mécanismes imaginés doivent également permettre d'éviter l'apparition de rentes exceptionnelles pour les bénéficiaires. Enfin, les mécanismes doivent être construits de telle sorte que, lorsque l'objectif d'adéquation est atteint (par exemple, lorsqu'assez de capacité sont réservées), le prix de la capacité doit tendre vers zéro, afin notamment d'éviter tout surinvestissement.

#### → Impact minimal sur la concurrence et les échanges commerciaux entre États membres

Le dernier paragraphe des directives EEAG concernant les aides d'État visant à résoudre les problèmes d'adéquation stipule que les mécanismes mis en place doivent être construits de façon à éviter l'apparition de distorsions de concurrence et à minimiser l'impact sur les échanges commerciaux entre les États membres. Ainsi, les mécanismes doivent s'assurer que tout opérateur pouvant effectivement contribuer à la résolution du problème d'adéquation puisse être éligible aux mécanismes de capacité mis en place. Notamment, tous les producteurs ou tous les opérateurs offrant un niveau de services techniques équivalent en termes de réduction des problèmes d'adéquation doivent être considérés sur un pied d'égalité. Ce raisonnement s'applique aux producteurs utilisant différentes technologies de production d'électricité ainsi qu'aux opérateurs de stockage, d'interconnexions ou encore à la gestion de la demande. Les restrictions de participation aux mécanismes de capacité mis en place ne peuvent être justifiées que par une différence dans la performance technique de résolution du problème d'adé-

quation. Les producteurs et opérateurs de technologies alternatives d'autres États membres doivent aussi pouvoir participer aux mécanismes mis en place à l'échelle nationale, lorsque cela est physiquement possible (niveau d'interconnexion suffisant, par exemple). Le mécanisme mis en place doit également s'appliquer dans une logique concurrentielle, avec pour but final la fixation d'un prix de la capacité d'équilibre. Les mécanismes mis en place ne doivent pas interférer sur les investissements dans les capacités d'interconnexions, ne doivent pas ralentir les initiatives en termes de couplage des marchés de l'électricité et ne doivent pas renforcer un pouvoir de marché préexistant. Enfin, les mécanismes de capacité imaginés doivent chercher à favoriser, à service rendu équivalent, les technologies bas-carbones.

Afin d'évaluer les potentiels impacts en termes de concurrence et d'échanges commerciaux des mécanismes de capacité envisagés, les directives EEAG prônent la mise en place d'une analyse de type coût-bénéfice, idéalement quantitatives, de la part de la Commission. D'un côté, les bénéfices correspondent à la correction de la défaillance du marché identifiée. De l'autre, les coûts correspondent aux niveaux de distorsions de concurrence et de l'impact sur les échanges commerciaux. Au final, cette analyse doit permettre l'acceptation ou le rejet du mécanisme de capacité envisagé par la Commission européenne.

## B. – Le point de vue de l'Union européenne sur les mécanismes de capacité

L'intérêt grandissant des États membres pour la mise en place de mécanismes visant à rémunérer la capacité sur les marchés de l'électricité n'est pas passé inaperçu auprès de la Commission européenne. En parallèle de la publication des directives EEAG en 2014, de nombreuses initiatives politiques et législatives ont été lancées à l'échelle européenne. Ainsi, la DG COMP a lancé en 2014 une grande enquête sectorielle afin notamment d'évaluer les mesures d'aides d'état mises en place, et dont les résultats ont été publiés en 2016<sup>(5)</sup>. La DG ENER a quant à elle lancé une grande consultation publique en 2015 concernant la mise en place des nouvelles architectures des marchés de l'électricité en Europe, dont les premiers résultats font parties intégrantes du récent paquet législatif « Clean Energy for all European »<sup>(6)</sup>. Tandis que l'enquête sectorielle lancée par la DG COMP s'est faite du point de vue du droit de la concurrence, en s'assurant notamment de la compatibilité des mécanismes de capacité déjà mis en

place avec le droit de la concurrence européen, l'initiative lancée par la DG ENER a pour objectif principal l'accélération de la mise en place d'un marché de l'énergie unique en Europe, tout en renforçant les objectifs en termes de sécurité d'approvisionnement.

## III. – Le cas Tempus : le mécanisme de capacité britannique comme cas emblématique des potentiels risques en matière de concurrence

Dans le futur, le défi pour la Commission européenne sera de concilier les objectifs en termes de mise en place d'un marché commun de l'énergie et des objectifs climatiques ainsi que de l'impact des mécanismes de capacité sur ces objectifs avec les règles de l'Union européenne en matière de droit de la concurrence. À cet égard, le cas britannique est intéressant à analyser.

Le mécanisme de capacité britannique, mis en œuvre en 2013 dans le cadre de l'Electricity Market Reform<sup>(7)</sup>, a comme objectif principal de maintenir un niveau suffisant de capacité permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la Grande-Bretagne et de répondre aux pics de demande<sup>(8)</sup>. Le mécanisme est fondé autour d'enchères centralisées où prennent part les producteurs d'électricité (existants ou nouveaux), les opérateurs d'effacement et de gestion de la demande et les opérateurs de stockage. Les capacités étrangères et les interconnexions peuvent aussi participer dans des enchères spécifiques. Pour chaque enchère, les fournisseurs de capacité sélectionnés se voient attribuer un contrat de capacité leur offrant une rémunération stable au prix fixé par l'enchère pendant toute la durée du contrat. En échange, les opérateurs retenus ont l'obligation de mettre à disposition leur capacité lors des situations de stress du système électrique.

Le marché de capacité britannique a été le premier des mécanismes de rémunération de capacité contemporains à être analysé au regard des critères des lignes directrices EEAG de 2014, se concluant par la décision de la Commission européenne du 23 juillet 2014 d'approuver le mécanisme au regard des règles en matière d'aides d'État<sup>(9)</sup>. Le mécanisme a fonctionné avec succès pendant cinq ans, avec une promesse totale de paiements de capacité

(5) Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms (2016). Disponible ici : <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en.pdf>.

(6) Winter Package, 30 nov. 2016 (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>) et New Electricity Market Design, a Fair Deal for Consumers ([https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/technical\\_memo\\_marketsconsumers.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/technical_memo_marketsconsumers.pdf)).

(7) <https://www.gov.uk/government/publications/2010-to-2015-government-policy-uk-energy-security/2010-to-2015-government-policy-uk-energy-security#appendix-5-electricity-market-reform-emr>.

(8) <https://www.gov.uk/government/publications/capacity-market-rules>.

(9) Comm. UE, communiqué de presse n° IP/14/865, 23 juill. 2014.



s'élevant à plus de 4 milliards d'euros<sup>(10)</sup> et une contractualisation de plus de 50 GW pour la dernière enchère 2017/2018<sup>(11)</sup>, avant d'être suspendu fin 2018 suite à une décision du Tribunal de l'Union européenne, qui avait été saisi par un opérateur de gestion de la demande, Tempus Energy.

Dès le mois de décembre 2014, Tempus Energy a en effet contesté la décision d'approbation de la Commission européenne, arguant que le design retenu pour le mécanisme de capacité pouvait conduire à favoriser les producteurs d'électricité au détriment des autres opérateurs, notamment de gestion de la demande, et que la Commission européenne n'avait pas analysé suffisamment en profondeur ces risques dans son enquête préalable sur le mécanisme britannique. Le 15 novembre 2018, le Tribunal de l'Union européenne a suivi les arguments de Tempus Energy et a annulé la décision de la Commission d'approuver le mécanisme de capacité<sup>(12)</sup>, ouvrant la porte à la suspension des paiements de capacité, et à une nouvelle enquête de la Commission sur la compatibilité du mécanisme avec les directives EEAG et le droit de la concurrence européen.

En surface, la décision du Tribunal est basée sur une lecture juridique et pratique des obligations de la Commission européenne en matière d'analyse des aides d'État et de leur compatibilité au regard des traités européens et des lignes directrices. Selon le Tribunal, des doutes objectifs existaient sur certains aspects du mécanisme de capacité, qui auraient dû résulter dans le lancement d'une procédure formelle d'examen. En particulier, les paramètres proposés pour le mécanisme de capacité pouvaient conduire à des risques évidents s'agissant des critères de proportionnalité et de minimisation des distorsions de concurrence, qui auraient dû faire réagir la Commission.

Sur le fond, la décision du Tribunal est donc motivée par une analyse économique plus approfondie des potentiels risques qu'aurait dû relever la Commission. En particulier, le Tribunal statue du côté de Tempus Energy en relevant que le mécanisme de capacité proposé pouvait conduire à un traitement discriminatoire des opérateurs de gestion de la demande par rapport aux gros producteurs d'électricité, et ne tenait donc pas compte du potentiel de la gestion de la demande pour répondre aux objectifs du mécanisme de capacité. De ce point de vue, la principale caractéristique critiquée concerne les seuils d'éligibilité permettant à certains fournisseurs de capacité de bénéficier de contrats de capacité sur un temps très long. Dans le mécanisme tel qu'approuvé par la Commission, les opé-

rateurs de gestion de la demande ne peuvent en effet bénéficier que de contrats de capacité d'un an (c'est-à-dire, ils sont rémunérés au prix de l'enchère seulement pendant un an, et doivent donc participer à nouveau pour l'enchère annuelle suivante), contre un maximum de 15 ans pour les nouveaux investissements dans la production d'électricité dont l'investissement dépasse 250 £/kW<sup>(13)</sup>.

Ce choix, déjà critiqué par certains acteurs dès 2014 lors de l'examen de pré-notification du mécanisme<sup>(14)</sup>, avait été justifié par le gouvernement britannique de la manière suivante : d'une part, les contrats courts ouverts aux opérateurs de gestion de la demande (mais aussi aux unités de production déjà existantes) permettaient de promouvoir la concurrence et minimisaient les barrières à l'entrée dans le marché de l'électricité britannique ; d'autre part, des contrats de capacité plus long étaient nécessaires pour les investissements unitaires très élevés pour les nouvelles capacités de production, afin d'en réduire le coût de financement. La Commission européenne avait donc suivi à l'époque l'analyse du gouvernement britannique, indiquant dans son analyse que les contrats longs « *pouvaient être justifiés* » pour les nouvelles centrales de production, tandis que les centrales existantes et la gestion de la demande « *ne bénéficieraient pas significativement* » de contrats de long terme au vu de leur besoin moindre en coût de capital et en sécurisation de financement.

Manifestement, le Tribunal de l'Union européenne n'a pas été convaincu par ces arguments et demande donc un examen approfondi des effets de distorsion que le mécanisme de capacité présenterait vis-à-vis de la gestion de la demande. Plus globalement, le Tribunal estime que la Commission a minimisé les difficultés du collège d'experts techniques à apprécier le potentiel de l'effacement de capacité dans le mécanisme de capacité, et que d'autres choix méthodologiques auraient pu permettre d'exploiter ce potentiel, réduisant ainsi le besoin dans de nouvelles capacités de production et conduisant à réduire le coût final du mécanisme pour les consommateurs. Un élément déterminant dans l'appréciation du Tribunal concerne donc l'évaluation du rôle que la gestion de la demande pourrait jouer dans la résolution des problèmes d'adéquation et dans la minimisation du coût du mécanisme.

La décision du Tribunal oblige donc le gouvernement britannique et la Commission européenne à retourner à l'étape d'examen de la compatibilité du mécanisme, et à suspendre, en attendant, le paiement associé aux contrats de capacité. À ce stade, il n'est pas possible de savoir avec certitude si le mécanisme britannique a des chances d'être finalement accepté par la Commission dans sa mouture actuelle. Si tel est le cas, les contrats de

(10) 3,8 milliards de livres. Source : Frontier Economics, 2019. Suspension of the GB capacity market: what's happened, what does it mean and what could happen now?

(11) [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08\\_/20180802\\_annual\\_report\\_on\\_the\\_operation\\_of\\_cm\\_2017-18\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08_/20180802_annual_report_on_the_operation_of_cm_2017-18_final.pdf).

(12) Trib. UE, communiqué de presse n° 178/18, 15 nov. 2018.

(13) Soit près de 290 €/kW.

(14) Déc. Comm. UE, 23 juill. 2014, Cas State Aid SA.35980.

capacité déjà conclus restent valides et les versements des paiements pourront reprendre. Dans le cas contraire, un ajustement des règles du mécanisme devra être conclu entre le gouvernement britannique et la Commission, qui visera certainement à mieux assurer la neutralité technologique du mécanisme de capacité et le plein potentiel de la gestion de la demande. Les conclusions de l'examen approfondi sont difficiles à anticiper, tant la question de la proportionnalité des contrats de long terme à l'objectif recherché est complexe. Il s'agira de réaliser une étude économique approfondie comparative sur les conditions de financement de la gestion de la demande et de la production d'électricité, et de conclure si des contrats de long terme permettraient d'améliorer la sécurisation et le coût du financement pour la gestion de la demande.

---

## Conclusion

La mise en place de mécanisme de capacité doit donc permettre, en théorie, de résoudre les problèmes d'adéquation entre l'offre et la demande dans les systèmes électriques en Europe, et au final, de garantir un niveau de sécurité d'approvisionnement optimal pour la société. Au regard des annonces de fermetures de centrales et de politiques énergétiques ambitieuses dans la plupart des États membres, ces mécanismes de capacité apparaissent comme une assurance nécessaire pour atteindre l'objectif d'adéquation et de sécurité d'approvisionnement.

Les lignes directrices EEAG de 2014 concernant les aides d'État appliquées dans le secteur de l'énergie, couplées aux récentes enquêtes sectorielles menées par la DG COMP et la DG ENER, montrent que le sujet prend de plus en

plus d'ampleur au sein de la communauté européenne. En 2018, les décisions de la Commission européenne autorisant la mise en place des mécanismes de capacité en Allemagne, en Belgique, en France, en Grèce, en Italie et en Pologne affirment la position de l'Union européenne, qui semble approuver ces mécanismes pour résoudre les problèmes d'adéquation sur les marchés de l'électricité.

Toutefois, la décision du Tribunal de l'Union européenne concernant le cas Tempus, et la période d'incertitude concernant l'examen approfondi du mécanisme britannique, sont des signaux forts pour les gouvernements et les régulateurs nationaux ayant mis en œuvre ou souhaitant mettre en œuvre un mécanisme de rémunération de la capacité. En effet, le cas Tempus pourrait faire office de jurisprudence, obligeant la Commission européenne à porter beaucoup plus d'attention aux critères d'éligibilité aux aides d'État dans son processus de validation des mécanismes de capacité nationaux.

Il est donc clair que les nouveaux mécanismes devront prendre soin d'intégrer au mieux les questions de neutralité technologique dans leurs conditions d'éligibilité, de contractualisation et d'obligations. D'ores et déjà, certains mécanismes de capacités acceptés sous les lignes directrices EEAG de 2014 vont dans ce sens : les mécanismes français, belge et irlandais ne différencient ainsi pas le traitement de la gestion de la demande de celui de la production. Tous les regards sont donc désormais tournés vers la Pologne, où le mécanisme de capacité tout juste accepté est calqué sur le modèle britannique, et où Tempus Energy a déjà promis d'attaquer la décision d'approbation. ■