HAL open science

Le marché français de capacité d'électricité

Frédéric Marty, Thomas Reverdy

▶ To cite this version:

Frédéric Marty, Thomas Reverdy. Le marché français de capacité d'électricité. Revue de l'OFCE, 2017, Varia, 5 (154), pp.179-210. 10.3917/reof.154.0179 . hal-03455337

HAL Id: hal-03455337

https://sciencespo.hal.science/hal-03455337

Submitted on 29 Nov 2021

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

LE MARCHÉ FRANÇAIS DE CAPACITÉ D'ÉLECTRICITÉ[1]

Frédéric Marty
OFCE, Sciences Po Paris ; Université Côte d'Azur, GREDEG, CNRS
Thomas Reverdy
Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Science Po Grenoble, Grenoble INP, PACTE

Annoncé dès 2010 pour garantir la sécurité d'approvisionnement lors des pointes de demande, le marché français de capacité d'électricité n'a été mis en place qu'en janvier 2017. Ce délai ne s'explique pas seulement par la complexité de la discussion quant à la nécessité d'adjoindre des incitations additionnelles aux signaux de prix fournis par les marchés de gros de l'électricité et des modalités optimales d'organisation des mécanismes de capacité, il trouve également ses origines dans la difficulté à faire émerger une solution acceptable pour les différentes parties prenantes du marché français de l'électricité mais surtout compatible avec les exigences de la Commission européenne, qu'il s'agisse des règles de concurrence ou de la politique énergétique. Cet article analyse la construction d'un compromis entre objectifs énergétiques et contraintes concurrentielles.

Mots clés : marchés de l'électricité, pointe de demande, sécurité d'approvisionnement, mécanisme de capacité, politique européenne

Depuis maintenant une dizaine d'années, la question de l'adjonction de dispositifs additionnels aux marchés de l'électricité pour garantir la sécurité de l'approvisionnement est régulièrement posée. Il s'agit de savoir si les signaux fournis par les prix de gros de l'électricité suffisent à générer des incitations optimales pour déclencher des décisions d'investissement à même d'éviter des

1. Cette recherche a fait l'objet d'une subvention dans le cadre du programme NEEDS « Nucléaire, énergie, environnement, déchets, société », coordonné par le CNRS.

risques de défaillances. Classiquement, le problème se pose particulièrement pour les pointes de demande. Ses termes n'ont (presque) pas changé depuis l'article de Marcel Boiteux sur la tarification optimale des pointes de demande (1949). Il s'agit d'équilibrer en temps réel l'offre d'électricité (par l'intermédiaire d'unités de production très flexibles) et une demande qui n'est pas élastique aux prix. Faute de pouvoir encore compter sur une tarification de l'électricité en temps réel et sur des capacités de stockage, l'enjeu existe toujours pour les gestionnaires de réseau. Le problème de la gestion des pointes de demande est encore plus marqué avec la libéralisation du secteur depuis la fin des années quatre-vingt-dix et est devenu particulièrement sensible dans la seconde décennie de ce siècle.

En effet, différents phénomènes peuvent être de nature à accroître le risque de défaillance. Le premier est la montée de la part de l'électricité d'origine renouvelable. Elle induit plusieurs difficultés spécifiques.

Tout d'abord, la production de certaines technologies n'est pas garantie car dépendante de la météorologie. Ensuite, le soutien public dont les énergies renouvelables bénéficient et leur faible coût marginal ont un impact sensible sur la compétitivité relative d'autres sources de production. Les unités à gaz sont particulièrement concernées par cette évolution. Elles sont de plus en plus rarement appelées et ce, d'autant plus que l'importation de gaz de schiste américain rend plus compétitives les centrales à charbon. Les centrales existantes fonctionnent un nombre d'heures très faible dans l'année et sont sous la menace d'un déclassement. Inexorablement, les nouveaux projets sont ajournés. Or, cette technologie de production, particulièrement flexible, est indispensable pour couvrir les pointes de demande dans un *mix* énergétique faisant une large place aux énergies renouvelables.

Ensuite, les États membres de l'Union européenne (UE) et plus particulièrement la France sont confrontés à une forte hausse des pointes de demande hivernales dans un contexte de consommation en moyenne peu dynamique. Cette évolution pourrait être à court terme encore plus marquée avec le développement des véhicules électriques si les recharges venaient à être faites simultanément en début de soirée.

Dans une situation paradoxale conjuguant surcapacités et risque de défaillance lors de la pointe, la plupart des États membres de l'UE ont mis en place des mécanismes de capacité ou projettent de le faire. Ils s'écartent ainsi des *energy only markets* qui constituent le modèle de référence d'organisation du marché électrique. Dans le cadre de ces derniers, l'ensemble des unités de production, y compris de pointe, peuvent trouver suffisamment de revenus dans la vente de l'énergie pour couvrir l'ensemble de leurs coûts. Un mécanisme complémentaire est alors théoriquement inutile. Cependant, ces États membres s'accordent à reconnaître la nécessité de dispositifs spécifiques permettant de sécuriser l'approvisionnement électrique. Pour autant ces derniers peuvent prendre des formes très différentes (Finon et Pignon, 2008). L'Allemagne et la France ont notamment opté pour deux modèles opposés. La première a mis en œuvre une politique de réserves de capacité portant sur des unités retirées de la production. La seconde a opté pour un mécanisme de marché décentralisé de certificats de capacité.

Les effets des mécanismes peuvent s'avérer différents, en termes d'efficacité, de coûts ou encore de risques concurrentiels induits. À ce titre, ils font l'objet d'une supervision attentive de la part des autorités de concurrence. Malgré de longs efforts pour garantir la compatibilité du mécanisme français avec le cadre concurrentiel européen, ce dernier a fait l'objet d'une enquête approfondie au titre de l'encadrement des aides publiques. Diverses corrections au schéma original sont ou vont être apportées pour satisfaire aux exigences de la Direction générale (DG) de la Concurrence de la Commission européenne.

Cependant, il ne s'agit pas seulement d'un dialogue entre la DG Concurrence et des États membres soucieux de porter des objectifs de politique énergétique nationale. L'analyse faite des mécanismes de capacité par la Commission (et notamment la DG Energie) s'articule dans un contexte de préparation d'une révision des directives relatives à la structuration du marché de l'électricité européen. L'enquête sectorielle puis le *Paquet d'hiver* publiés en novembre 2017 témoignent d'une volonté d'approfondissement de la libéralisation laquelle est *a priori* bien moins cohérente avec le mécanisme français que ne l'était l'approche initiale de la DG concurrence sur laquelle les concepteurs du marché avaient calibré leurs anticipations.

Les raisons en sont doubles. En termes concurrentiels tout d'abord, le mécanisme français éveillait des soupçons du fait du poids de l'opérateur historique sur le marché nouvellement créé, de sa fermeture aux capacités installées dans les États membres limitrophes et du fait de la faiblesse des incitations faites à l'installation de nouvelles capacités. En termes de systèmes électriques, ensuite, la préférence de la Commission va vers les réserves allemandes qui se présentent comme relevant d'un mécanisme transitoire en attendant que les évolutions du marché résolvent d'elles-mêmes le problème de la sécurité d'approvisionnement (au travers des progrès des renouvelables, des stockages d'énergie, de la flexibilisation de la demande, etc…).

Notre propos porte donc sur la construction du mécanisme français de capacité entre 2010 et 2017 en regard des exigences fluctuantes de la politique européenne.

Nous partons d'un paradoxe : la conception du dispositif français pouvait se comprendre comme une tentative de conciliation entre un objectif de politique nationale énergétique et les exigences concurrentielles. Il s'agissait d'une intervention publique subsidiaire forgée sur un modèle de marché décentralisé réduisant autant que possible les interventions de nature administrées (1). Cependant, l'enquête sectorielle de la Commission sur les mécanismes de capacité marque une inflexion dans le traitement concurrentiel de ces dispositifs (2). Les remèdes négociés avec la Commission contribuent à faire évoluer significativement le marché français en tenant compte à la fois des conditions concurrentielles particulières du marché français et de la politique sectorielle portée par la Commission (3). Il s'agit donc de discuter l'articulation dans le cadre de cette nouvelle donne entre politiques énergétiques nationales et politique de la Commission (4).

1. Le marché français de capacité : un modèle de marché *a priori* compatible avec les règles européennes

Cette section retrace les différentes étapes de la construction du mécanisme de capacité français. Nous présentons tout d'abord, l'architecture du mécanisme mis en œuvre depuis janvier 2017 avant d'analyser en termes institutionnels les motivations et les

jeux d'acteurs qui conduisirent à sa définition, notamment en regard des anticipations que ces derniers pouvaient former quant à sa réception par la Commission européenne.

1.1. Présentation du mécanisme de capacité français

Il s'agit ici de présenter les caractéristiques générales du marché de capacité français avant de nous attacher aux raisons pour lesquelles il a revêtu cette forme. Nous reviendrons en détail sur son fonctionnement lorsque nous analyserons son évaluation par la Commission et les évolutions qui en procèdent.

Le mécanisme de capacité, mis en place en janvier 2017, consiste en un ajustement du marché permettant de répondre au risque de rupture d'approvisionnement à la pointe demande. Il constitue une nouvelle obligation pour les fournisseurs d'électricité. Ces derniers doivent pouvoir démontrer qu'ils disposeront *a priori* des capacités suffisantes pour faire face à la consommation effective de leurs clients lors des pointes de consommation. Cette démonstration s'effectue de façon anticipée, quatre ans à l'avance. Donner un signal de la valeur de la capacité avec quatre ans d'avance vise à sécuriser les investisseurs susceptibles de s'engager pour développer de nouvelles capacités. Cependant, comme nous le verrons, la Commission européenne, jugera cet horizon trop limité pour rendre possibles de telles décisions d'investissement.

La capacité nécessaire pour chaque fournisseur est calculée par RTE à partir des besoins de leurs consommateurs et de leurs pointes de consommation probables. Cette obligation est actualisée en fonction des données de consommation effectivement mesurées en hiver.

Pour remplir cette obligation, les fournisseurs peuvent s'appuyer sur leurs propres moyens (installation de capacités de production ou mise en place de capacités d'effacements) ou faire appel à d'autres acteurs. D'où l'instauration d'un mécanisme de certification par RTE des moyens permettant de remplir cette obligation. Toutes les sources de production peuvent être certifiées même les renouvelables dans la mesure où l'aléa sur les niveaux de production est pris en compte. Ces « certificats de capacité » peuvent ensuite être transférés d'un acteur vers un autre. Un fournisseur peut vendre des capacités à d'autres acteurs s'il en a davantage que

les obligations qu'il doit couvrir. Symétriquement, il peut en acheter auprès d'acteurs qui ont des capacités excédentaires par rapport à leurs obligations. L'adéquation entre obligation et certification s'effectue grâce à un marché qui donne un prix à ces capacités et crée une incitation à en augmenter le volume si elles sont insuffisantes pour couvrir les obligations. Le prix de la capacité tient lieu de signal pour les investisseurs. Si un fournisseur est en situation de déséquilibre, il devra acquitter une pénalité financière. Sécurité d'approvisionnement – *via* la responsabilisation des acteurs du marché – et incitations à un investissement socialement optimal sont donc *a priori* conciliés.

1.2. À la recherche d'une intervention publique compatible avec le modèle de marché

Règles européennes de concurrence et conventions de réglementation

L'enjeu de la mise en place du mécanisme de capacité est de construire un aménagement du marché traduisant une préférence collective (éviter une rupture d'approvisionnement à la pointe de demande) sans pour autant mettre en cause sa libéralisation. La difficulté dans laquelle se trouvent les décideurs publics est de concilier des interventions visant à complémenter (ou à corriger) les signaux de marché avec le libre fonctionnement de ces derniers.

Il est possible, pour présenter les difficultés d'articulation qui peuvent se faire jour dès lors qu'il est nécessaire de concilier diverses logiques d'action publique, de reprendre le cadre des conventions de réglementation sur la base des travaux de Salais et Storper (1993). Dans une *convention de l'État extérieur*, la puissance publique décide unilatéralement de l'objectif et des moyens à mettre en œuvre pour l'obtenir. Son choix s'impose aux acteurs du marché. Il est donc potentiellement porteur de distorsions de concurrence. Dans une *convention de l'État absent*, à l'inverse, le but de l'action publique est d'organiser son effacement, c'est-à-dire de créer les conditions nécessaires à une gouvernance sectorielle qui repose exclusivement sur une régulation de marché. Il ne s'agit pas d'un simple *laissez-faire* mais au contraire d'une politique publique des plus actives qui vise à mettre en place une structure de marché qui rendrait à terme toute intervention inutile. La politique de libéralisation sectorielle dans son ensemble correspond à cette logique. Cependant, le fonctionnement des marchés de l'électricité peut se

traduire par des défaillances ou du moins par l'insuffisante prise en compte de préférences collectives, comme, par exemple, le degré de sécurité d'approvisionnement à la pointe de demande. Il est dès lors possible de mettre en jeu une troisième convention : celle d'un *État subsidiaire* qui intervient si et seulement si le résultat du marché ne permet pas d'obtenir une situation collectivement optimale mais tout en veillant à limiter l'impact de son intervention pour interférer le moins possible avec le fonctionnement du marché. En d'autres termes, l'action publique vise ici à pallier une défaillance de marché ou à porter des biens collectifs dont le niveau de production spontané est insuffisant.

Une telle convention de l'État n'apparaît pas *a priori* antithétique avec le cadre européen. Elle ne conduit à une intervention que si et seulement si le résultat du marché nécessite une correction. Elle fait écho à l'adage ordolibéral : *marché autant que possible, État autant que nécessaire*. Elle s'articule également *a priori* avec la doctrine de la Commission en matière de contrôle des aides publiques. Dans le cadre de la modernisation de leur encadrement, avec la recherche d'une approche plus économique, la DG Concurrence a mis en avant la correction des défaillances de marché comme facteur pouvant justifier de telles interventions publiques. Selon sa communication sur la modernisation des aides publiques (Commission européenne, 2012) : « La modernisation du contrôle des aides d'État devrait faciliter le traitement d'aides bien conçues, axées sur des défaillances reconnues du marché et des objectifs d'intérêt commun, et les moins génératrices de distorsions ('aides appropriées') ».

Ainsi, pour être accepté par la Commission, un projet d'aide publique doit être justifié par une telle défaillance. Celle-ci peut procéder d'effets externes (positifs ou négatifs), d'asymétries d'information (notamment au travers de leurs effets en matière d'accès aux financements pour les investisseurs) ou encore de problèmes de coordination, qui peuvent être liés, par exemple, à des divergences d'intérêts entre les différents acteurs (Commission européenne, 2014a, pt. 35).

Preuve doit être apportée que l'intervention publique est le moyen le plus efficace pour y remédier. Il appartient également à l'autorité publique de démontrer que l'intensité de la mesure est strictement proportionnée à ce qui est nécessaire pour corriger la distorsion de façon à limiter les distorsions de concurrence qui pourraient en résulter.

Ce dernier point constitue le problème principal lié à une aide venant corriger une situation collectivement sous-optimale. Celle-ci procède-t-elle d'une défaillance de marché ou d'une défaillance de la réglementation ? La question peut particulièrement se poser dans le cadre de secteurs en cours d'ouverture à la concurrence dans lesquels se conjuguent les effets de la coexistence de règlementations publiques intrusives et de mécanismes de marché et qui demeurent caractérisés par de fortes positions dominantes dont jouissent des entreprises ayant bénéficié de droits exclusifs.

La tension est alors la suivante : la correction doit-elle passer par une intervention additionnelle, i.e. subsidiaire, ou peut-elle être obtenue par un renforcement de la libéralisation, c'est-à-dire une poursuite de la logique de *réglementation absente* ? Nous verrons que la question est d'importance dès lors que l'on considère le cas des mécanismes de capacité. En effet, la défaillance pourrait être attribuée non pas à une caractéristique intrinsèque aux marchés de l'électricité libéralisés mais à un insuffisant pilotage du secteur par les seuls signaux de marché ou aux imperfections de la réglementation publique qui encadre le développement de la concurrence.

Ce faisant, la question de la nécessité même d'un dispositif complémentaire aux marchés reposant exclusivement sur la vente d'énergie (les *energy only markets*) reste posée dans l'analyse que fait la Commission des dispositifs mis en œuvre ou proposés par les États membres. La Commission (Commission européenne, 2016d) fait notamment référence à des marchés qui fonctionnent sans ces interventions publiques, tels ceux du Texas (voir notamment Bajo-Buenestado, 2017) et de l'Australie. De la même façon, la Commission met l'accent dans son *Paquet d'hiver*, sur la nécessité de resituer ces dispositifs dans la réglementation générale du secteur de l'électricité et de tenir compte des évolutions technologiques en cours, notamment en matière de flexibilisation de la demande, ces évolutions pouvant rendre les dispositifs complémentaires rapidement inutiles. Ainsi, la *convention de la réglementation absente* demeure-t-elle en toile de fond de l'évaluation réalisée par la Commission et le modèle de l'*energy-only market* est-il remis sur le devant de la scène.

Nonobstant ce point, l'acceptation d'une intervention publique subsidiaire par la Commission est conditionnée à la satisfaction d'un ensemble d'exigences, lesquelles, *a priori,* n'étaient pas irréalisables. D'une part, la doctrine de la Commission, notamment la

DG Concurrence, semblait se caractériser, du moins jusqu'en 2015, par un pragmatisme croissant. D'autre part, un ensemble de directives et de décisions pouvait tenir lieu de feuille de route dans la conception d'un tel mécanisme.

L'encadrement des aides d'État reliées à la protection de l'environnement et à l'énergie était particulièrement riche d'enseignements (Commission européenne, 2014a). En matière de soutien à la production d'électricité à partir de sources renouvelables, la Commission prescrivait la substitution aux mécanismes administrés (i.e. participant d'une logique d'*État extérieur*) de mécanismes de marché reposant soit sur des mises en concurrence soit sur des soutiens reliés aux évolutions de prix de marché. Mieux encore, les enjeux liés à la montée en puissance des renouvelables dans le *mix énergétique* ouvraient la voie à des interventions publiques.

La possibilité d'une intervention publique venant complémenter les signaux de marché était alors validée « Bien qu'il soit généralement admis que les marchés concurrentiels tendent à produire des résultats efficients en termes de prix, de production et d'utilisation des ressources, lorsque des défaillances du marché existent, une intervention de l'État peut améliorer le fonctionnement efficient des marchés. En effet, les mesures d'aide d'État peuvent, dans certaines conditions, corriger des défaillances du marché et ainsi contribuer à la réalisation de l'objectif commun dans la mesure où le marché seul ne parvient pas à produire de résultats efficients » (Commission européenne, 2014a, pt. 34). Elle l'était cependant sur la base des aléas sur la production des renouvelables et de la décentralisation des moyens de distribution.

En effet, pour la Commission « la part des sources d'énergie renouvelables étant en augmentation, de nombreux États membres voient leur production d'électricité passer d'un système d'approvisionnement relativement stable et continu à un système où les fournisseurs de sources d'énergie irrégulières sont plus nombreux et où l'approvisionnement se fait à faible échelle. Il résulte de ce changement qu'il est plus difficile de garantir l'adéquation des capacités de production », (Commission européenne, 2014a, pt. 216).

La Commission acceptait alors l'argument du *missing money* : les aléas sur l'appel d'unités de pointe et la possibilité que celles-ci soient privées de leurs rentes de rareté par des plafonds de prix

(Commission européenne, 2014a, pt. 217) pouvaient rendre nécessaire une intervention publique. Ainsi, une action publique pour porter l'objectif d'une sécurité d'approvisionnement à la pointe de demande était-elle *a priori* réalisable dans le cadre européen et ce d'autant plus qu'elle reposait sur des dispositifs de marché. Il s'agissait cependant de définir l'architecture du mécanisme. Quel devait être l'équilibre entre logiques de réglementations extérieure, absente ou subsidiaire ? Notre objectif est ici de montrer comment le processus de construction du mécanisme français s'est structuré autour d'une recherche de conciliation avec le cadre européen, en d'autres termes avec la logique d'une réglementation subsidiaire.

Logiques de construction du marché subsidiaire

Le dispositif français ne tire pas ses origines des aléas liés à la part croissante des renouvelables dans le parc de production mais d'une spécificité qui tient à la forte thermo-sensibilité de la consommation française d'électricité. Celle-ci, notamment liée à l'importance de l'utilisation du chauffage électrique dans notre pays, se traduit par des risques de rupture d'approvisionnement lors de la pointe de demande hivernale. En effet, le différentiel de consommation à la pointe peut atteindre selon les années jusqu'à 20 GW. De plus si la consommation ne croît que faiblement en termes globaux, celle de la pointe d'hiver augmente très significativement. Le pic de consommation est passé de 79 590 MW en 2001 à 102 100 MW en 2012. Une utilisation croissante des véhicules électriques pourrait encore accroître la vulnérabilité du système électrique français (Commission européenne, 2016c).

Comme nous l'avons vu, cette pointe ne peut être couverte que par des unités ne produisant qu'un très faible nombre d'heures dans l'année. Leur rentabilité est conditionnée à la perception de rentes de rareté suffisantes, évaluées entre 15 et 20 000 euros le MWh par RTE (2017). En d'autres termes, elles doivent bénéficier de prix suffisamment élevés pour couvrir en quelques heures l'ensemble de leurs coûts. Deux difficultés doivent alors être prises en compte.

La première difficulté est la capacité même de ces unités à bénéficier de telles rentes. Ne sont-elles pas susceptibles d'être confondues avec la résultante d'abus de position dominante et plus spécifiquement d'abus d'exploitation ? En effet, la dernière unité appelée est la *faiseuse de prix*. L'opérateur pivotal (i.e. qui est indis-

pensable pour garantir l'équilibre de l'offre et de la demande) peut abuser de sa situation même sans être dominant en termes de parts de marché. De façon complémentaire, un opérateur dominant peut peser sur le prix et donc sur la rente infra-marginale dont bénéficient ses autres unités déjà appelées en réduisant artificiellement la disponibilité de son parc, en d'autres termes, en retirant stratégiquement certaines de ses capacités.

La deuxième difficulté tient à la présence même sur le marché des unités de pointe. Un investisseur peut être particulièrement réticent à parier sur des capacités dont l'appel sera particulièrement peu fréquent. Les revenus d'exploitation de la centrale en question seront particulièrement volatiles. Cela se prête mal au modèle de financement sur projet qui suppose que l'investissement génère des revenus suffisamment élevés et stables pour permettre de faire face au service de la dette sur l'ensemble de la durée du financement. Une défaillance de marché peut alors être en jeu au travers de l'aversion au risque des marchés financiers. De façon complémentaire se pose la question de la pérennité des unités existantes dans le parc de production. Un appel trop peu fréquent et une rentabilité insuffisante peut conduire à un déclassement des unités.

C'est ce dernier problème que vise spécifiquement dispositif français. La nécessité d'un mécanisme de capacité ne repose pas sur une situation de sous-capacités structurelle mais d'une vulnérabilité liée à une croissance de la consommation de pointe conjuguée avec l'insuffisante disponibilité thermique de pointe, telles des unités à gaz.

Les objectifs en termes de sécurité d'approvisionnement ont été définis par le décret n° 2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Ce dernier définit dans son article 11 le seuil de défaillance pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité comme une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures (soit une VoLL, valeur de l'électricité non distribuée – *value of lost load* – de 20 000 euros/MWh), correspondant à une vague de froid décennale. En outre, dans un contexte de libéralisation du secteur, la responsabilité de garantir la sécurité d'approvisionnement ne peut plus être attribuée au seul opérateur historique, en l'occurrence EDF.

Un groupe de travail parlementaire, sous la responsabilité du sénateur Bruno Sido et du député Serge Poignant, travailla sur la question entre l'automne 2009 et le printemps 2010, et fit le choix d'une obligation de capacité portant sur l'ensemble des fournisseurs pour faire face à la pointe de demande. Cette proposition d'une obligation distribuée devait être fixée suffisamment à l'avance pour donner de la visibilité aux investissements ; il était espéré qu'elle fut mise en place dès la fin de l'année 2011.

Le choix d'une obligation distribuée peut s'expliquer par un souci de garantie de la compatibilité du système avec les règles de concurrence européennes. Il s'agissait d'éviter qu'un seul acteur, l'opérateur historique, bénéficie de paiements. Il s'agissait également de prévenir un système qui ne bénéficierait qu'aux nouveaux investissements. Ce dernier pourrait alors perturber les signaux de marché, dans un contexte déjà marqué par des surcapacités, et entraver le développement de réponses liées à la demande, notamment en matière d'effacement. L'une des propositions du rapport était donc de mettre en œuvre un *marché de capacité* dont les caractéristiques sont les suivantes. Les fournisseurs doivent chacun satisfaire à des obligations de capacités qui peuvent passer par des couvertures en termes de production ou des capacités d'effacement. Ces capacités donnent lieu à l'octroi de certificats. Un marché est alors créé pour leur permettre d'échanger leurs certificats de façon à ajuster sur une base individuelle leur couverture et de faire émerger un prix de marché de la capacité. Il s'agissait donc d'emblée d'une solution de marché décentralisée, neutre au point de vue technologique et conduisant chaque fournisseur à s'engager dans une démarche de couverture contre le risque de déséquilibre entre ses capacités et ses engagements. L'action publique est d'emblée pensée comme la plus conforme possible au cadre concurrentiel. Elle définit un objectif en termes de sécurité d'approvisionnement en laissant aux acteurs du marché toute autonomie quant à la réalisation de cet objectif sur une base individuelle et en créant un marché pour permette la cotation et les échanges des certificats.

Les propositions du rapport Sido et Poignant furent reprises à l'identique dans la loi NOME[2]. La construction du marché français de capacité fut confiée en 2011 à RTE, la société gestionnaire du réseau de transport de l'électricité. Le marché décentralisé d'emblée proposé était parfaitement cohérent avec les mécanismes alors mis

en place de certificats d'efficacité énergétique et de certificats d'origine renouvelables., Le modèle de marchés de droits, basé sur un schéma à la Coase (1960) ne pouvait être tenu comme participant d'une convention de réglementation extérieure : les prix de la capacité ne seront pas des prix administrés mais émergeront des échanges bilatéraux.

Les consultations organisées par RTE en vue de la préparation du décret puis de l'arrêté (respectivement en 2012 et 2015) précisèrent les modalités d'organisation du marché de capacité français[3]. Elles conduisirent à des débats entre les différentes parties prenantes, qui portèrent essentiellement sur la compatibilité du mécanisme avec les règles de concurrence européennes. Paradoxalement, du moins à première vue, certaines des parties prenantes (les fournisseurs alternatifs notamment) défendirent un mécanisme d'enchères centralisées reposant sur un modèle d'acheteur unique.

Pour ces derniers, le mécanisme décentralisé était trop fragile et trop opaque, notamment en regard de la puissance de marché de l'opérateur historique. Il n'offrait pas, en outre, un signal prix suffisamment précis pour apporter une réelle garantie de rémunération pour les fournisseurs. À l'inverse, pour eux, un mécanisme centralisé d'enchères rémunérerait directement les acteurs qui proposent des projets d'investissement. Il serait beaucoup plus efficace pour créer les capacités nécessaires et serait aussi beaucoup plus transparent.

Cette position fut rejetée par RTE dans la mesure où elle risquait de se traduire par un transfert de ressources entre les clients et les fournisseurs. En outre, elle pouvait conduire à cibler des technologies précises mais aussi se traduire par des sur-couvertures particulièrement coûteuses en termes collectifs. De plus, le modèle de l'acheteur unique semblait difficile à défendre devant la Commission sachant que la France avait à l'origine vainement proposé ce modèle en matière d'organisation du marché de l'électricité.

---

2. La loi NOME, loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, oblige dans son article 6 les fournisseurs d'électricité à disposer de garanties de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité, afin de mieux équilibrer la production et la consommation d'électricité. Ces capacités d'effacement ou de production pourront être échangées sur un marché de capacité.

3. 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 ; arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article 2 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012.

Qui plus est, le mécanisme décentralisé semblait plus conforme aux règles de concurrence en ce qu'il conduisait à décentraliser la réalisation de l'objectif de prévention de la rupture d'approvisionnement vers les acteurs du marché et donc à les inciter soit à se couvrir de façon optimale, soit à se responsabiliser quant aux coûts collectifs induits par leurs décisions individuelles.

Au travers de ce système, les fournisseurs sont en effet encouragés à développer la gestion dynamique de la demande de leurs propres consommateurs. Un fournisseur qui parvient à encourager ses clients à déplacer leur consommation hors de la pointe peut ainsi réduire son besoin de capacité. Les fournisseurs peuvent également reporter sur les consommateurs, en fonction de leur profil, le coût de la capacité. À l'inverse dans un mécanisme centralisé c'est le réseau qui en assume le coût et le redistribue à l'ensemble des consommateurs sans prendre en considération leur profil. Le coût de la consommation à la pointe est alors lissé sur l'ensemble des consommateurs. Il n'existe pas de signal de prix marginal jouant sur les incitations individuelles. Un certificat de capacité constitue un nouveau droit de propriété, transféré aux producteurs. Le mécanisme consiste à obliger les consommateurs qui ne souhaitent pas « brider leur consommation » à acheter ce droit de propriété, qui est une sorte de produit d'assurance, une assurance obligatoire et « individuelle », contre le risque de défaillance.

Deux acteurs jouèrent un rôle marginal dans l'élaboration du système français : le régulateur sectoriel, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), et l'Autorité de la concurrence (AdlC). Indice des difficultés à venir, leurs prises de position sur le mécanisme de marché décentralisées furent pour le moins précautionneuses en regard des risques concurrentiels qui pourraient en résulter.

La délibération de la CRE du 29 mars 2012 sur le projet de décret confirmait l'intérêt du système en regard de la tendance structurelle à l'augmentation de la consommation à la pointe et non de sous-capacités structurelles[4]. Selon la CRE, le marché projeté était néanmoins susceptible de pousser à la hausse les prix de détail de

4. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mars 2012 portant avis sur le projet de décret pris pour application de l'article L.335-6 du code de l'énergie relatif au dispositif de contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et instaurant un mécanisme de capacité.

l'électricité et d'avoir un effet défavorable sur la concurrence. Elle exprimait également des doutes quant à l'articulation de ce mécanisme avec les règles européennes.

L'avis de l'Autorité de la Concurrence du 12 avril 2012 reprenait la même logique mais sous un jour bien plus défavorable[5]. En l'absence d'étude d'impact, l'Autorité de la concurrence demeurait réservée quant à la mise en place d'un mécanisme de capacité. En effet, selon elle, ce dispositif pouvait accroître la complexité du cadre réglementaire et constituer une source de coûts supplémentaires pour les fournisseurs alternatifs et pour les consommateurs, sans que sa nécessité pour assurer un bon fonctionnement des marchés de l'électricité soit démontrée. Ses doutes sur le fonctionnement concurrentiel des marchés de capacité étaient notamment liés au poids de l'opérateur historique et à son intégration verticale. Ces dimensions seront centrales dans l'évaluation du mécanisme français par la Commission européenne. L'Autorité préconisait de rendre obligatoire la transmission à la CRE des prix de cessions internes des certificats au sein du groupe EDF (pour fiabiliser les signaux de prix dans les échanges de gré à gré et pour éviter les stratégies de ciseau tarifaire), de contrôler les risques de rétention de capacité et de s'attacher à la question des effets du mécanisme sur le marché intérieur de l'électricité.

Enfin, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) attaqua devant le Conseil d'État le décret du 14 décembre 2012. L'ANODE représente les fournisseurs dont les capacités propres ne couvrent pas les besoins de leurs clients et qui, de ce fait, ont besoin de s'approvisionner sur le marché de gros de l'électricité. Pour elle, les fournisseurs détaillants seraient dans l'obligation de fait d'acquérir des certificats de capacité auprès de EDF qui pourrait alors abuser de sa position dominante sur le marché. Le Conseil d'État préféra renvoyer, par un arrêt du 9 octobre 2015, la question à la Cour de Justice de l'UE au travers d'un renvoi préjudiciel visant à s'assurer de la compatibilité du mécanisme prévu avec les règles européennes de concurrence[6].

5. Autorité de la Concurrence, avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité.
6. Conseil d'État, arrêt n° 369417du 9 octobre 2015.

Ce renvoi marqua de fait l'entrée dans le jeu de la Commission européenne. Nous allons successivement nous attacher à son analyse de la compatibilité des mécanismes de capacité avec les règles de concurrence avant de nous pencher sur son analyse spécifique du marché français.

2. Les mécanismes de capacité face aux règles de concurrence : l'enquête sectorielle de la Commission européenne

Malgré le renvoi préjudiciel, l'intervention des institutions européennes ne va pas passer par la Cour de Justice mais par la Commission et ce, par l'intermédiaire de deux canaux. Un premier canal – que nous aborderons dans notre prochaine section – tient à une décision individuelle de la DG Concurrence sur le marché de capacité français au titre de l'encadrement des aides d'État. Le second canal que nous présentons ici est celui d'une enquête sectorielle engagée par la Commission sur le fonctionnement des mécanismes de capacité pour l'ensemble des États Membres.

2.1. L'intervention de la Commission européenne : plus qu'une question de concurrence

Cette enquête sectorielle, la seconde lancée dans le domaine de l'énergie après celle de 2007 (Commission, 2007) qui avait mis en exergue les facteurs entravant le développement de la concurrence, annonce une inflexion dans la politique de la Commission, inflexion annoncée par une communication de février 2015 sur l'Union de l'énergie (Commission européenne, 2015a) et qui se concrétisa par la proposition de nouvelle directive présentée en février 2017 au Parlement (Commission européenne, 2017).

Face à la multiplication et à l'hétérogénéité des dispositifs mis en œuvre ou projetés par les États membres, l'objectif de la Commission est de proposer un cadre harmonisé au niveau de l'Union visant à établir « an objective, EU-wide, facts-based security of supply assessment […] taking into account cross-borders flows, variable renewable production demand response and storage possibilities » (Commission européenne, 2016a ; pt. 5). Il s'agit de définir quel mécanisme est le plus adapté en fonction des différentes situations nationales. L'angle d'analyse de la Commission n'est pas que concurrentiel, comme peut l'être celui de la DG Concurrence quand elle évalue des dispositifs nationaux au fur et à

mesure qu'ils lui sont notifiés. L'analyse des mécanismes de capacité s'articule avec une réflexion d'ensemble sur l'organisation et la dynamique du marché intérieur de l'électricité.

Une double problématique doit être mise en relief. La première tient à l'articulation entre politiques nationales et européenne dans le domaine énergétique. Théoriquement, les premières s'imposent et la Commission ne porte que des objectifs en termes de solidarité ; son primat n'existe que pour les politiques de concurrence (Marty, 2016). La situation s'est inversée : la Commission supervise des politiques portant sur la sécurité énergétique nationale. La deuxième problématique tient à la convention de réglementation qui semble à l'œuvre. Les États membres, en premier la France, ont eu le souci en concevant les mécanismes de capacités de les rendre compatibles – dans une logique *subsidiaire* – avec les règles de concurrence. La Commission semble, comme nous le verrons, considérer que cette intervention est inutile et que le problème que ces dispositifs visent à traiter pourrait l'être plus efficacement au travers d'un renforcement de la *convention de la réglementation absente*. Ainsi, des mécanismes dont la logique est pourtant calée sur un modèle de marché décentralisé peuvent-ils être mis en cause.

2.2. Les conclusions de l'enquête sectorielle

La Commission européenne n'admet l'argument du *missing money* (Joskow, 2013) que pour les unités en charge de la couverture de la pointe de demande. Elle reconnaît le paradoxe relevé *supra* : alors que l'atonie relative de la consommation et la montée en puissance des renouvelables font qu'au niveau européen la situation est plutôt caractérisée par des surcapacités (les capacités installées ont crû de 30 % entre 2000 et 2015), des risques existent pour la pointe de demande (Commission européenne, 2016a, pt. 29). En effet, cette situation de marché peut se traduire par des déséquilibres tenant à la dégradation dans l'ordre de mérite économique d'unités thermiques à gaz pourtant essentielles au moment de la pointe du fait de leur capacité à produire rapidement[7]. Peu d'investissements sont réalisés pour de nouvelles capacités et les unités existantes sont menacées de déclassement ou de mise sous cocon (ce qui les rend indisponibles pour couvrir la pointe de demande).

7. Elles sont évincées par le charbon dans l'ordre de mérite économique (Commission européenne, 2016a, pt.47).

Une analyse de RTE sur la rentabilité économique de la filière CCG (cycle combiné gaz) illustre ces enjeux dans le cas français (RTE, 2017). Entre 2010 et 2016, ces unités n'ont jamais couvert leurs coûts totaux sur le marché français. En outre, elles n'ont même pas opéré au-dessus de leur seuil de fermeture entre 2013 et 2015, ne couvrant donc pas leurs coûts variables.

Le risque d'une insuffisante capacité porte donc sur un segment précis du mix énergétique (celui impliquant de recourir au thermique conventionnel flexible), confirmant les positions tenues en France depuis le rapport Poignant-Sido. Pour la Commission, le risque est à la fois le produit d'une défaillance du marché, reconnaissant ainsi partiellement le *missing money,* mais également une défaillance de la réglementation qui empêche aux signaux de prix de jouer leur rôle. Ces défaillances réglementaires tiennent à d'insuffisants efforts pour flexibiliser la demande (du fait par exemple du maintien de tarifs réglementés de vente), de définitions essentiellement administratives et trop peu étayées économiquement de seuils de défaillances (en termes de valeur de l'électricité non distribuée (VoLL)) et de plafonnement des prix. Nous retrouvons ici la problématique de la distinction entre rentes de rareté et rentes anticoncurrentielles. Moins les marchés de l'électricité sont concurrentiels, plus il est difficile d'opérer une distinction entre les deux sources de rente.

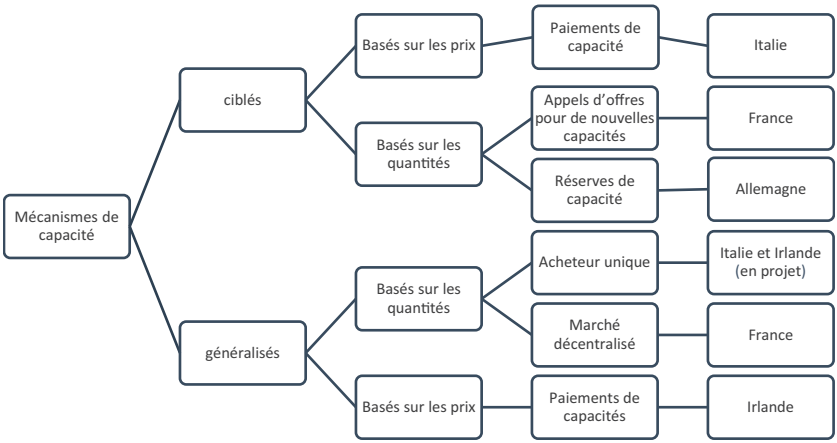
La Commission considère que la responsabilisation de la demande pourrait être une voie praticable pour répondre aux pointes. D'une part, les clients pourraient être incités à moduler leurs consommations (ou à la reporter sur des moyens de production ou de stockage hors réseau) et, d'autres part, des produits de couverture financière pourraient être mis en œuvre de la part des distributeurs (Commission européenne, 2016a, pt. 78). La sécurité d'approvisionnement à la pointe, qui était traitée comme un bien public, pourrait être ramenée à la situation d'un service standard et être géré sur la base de décisions et de couvertures individuelles.

Pour autant, la Commission reconnaît qu'au moins à court terme, la question du risque de défaillance peut appeler des interventions des pouvoirs publics. Si des mécanismes sont nécessaires, leurs différentes formes ne revêtent pas pour autant les mêmes caractéristiques en termes d'efficacité, de coûts pour les consommateurs finaux et de risques concurrentiels induits.

La Commission distingue six types de mécanismes (Commission européenne, 2016a, pt. 131) que nous allons rapidement présenter *infra* en nous attachant plus particulièrement aux mécanismes français et allemands (pour une analyse détaillée voir Hancher *et al.*, 2015).

Les mécanismes ciblés sont ceux qui reposent sur l'identification par le décideur public de déséquilibres localisés qui peuvent être à l'origine de défaillances. Ils peuvent passer par trois voies, à savoir des appels d'offres pour une unité donnée (avec éventuellement une garantie sur l'écoulement de l'énergie produite), des appels d'offres pour des unités laissées en réserve et enfin des paiements de capacités directs au bénéfice d'une unité de production particulière.

Les mécanismes qui sont généralisés pour l'ensemble du marché peuvent également porter sur les prix et sur les quantités. Dans le premier cas, il s'agit alors également de paiements de capacités. Dans le cas des mécanismes basés sur les quantités, on peut mettre en œuvre des mécanismes d'enchères, soit centralisés, soit décentralisés comme la modalité qui a été retenue en France.



Nous n'aborderons pas en détail les mécanismes ciblés. Nous ne citerons qu'une expérience française : celle d'une turbine à gaz à cycle combiné de 450 MW, implantée à Landivisiau, visant spécifiquement à garantir la sécurité d'approvisionnement en Bretagne. Dans ce cas, l'unité reçoit des paiements de capacité pour sa disponibilité mais peut, à l'inverse du cas d'appels d'offres pour des réserves stratégiques, comme en Allemagne, participer au marché

de l'électricité et donc être rémunérée au titre de l'énergie vendue. Il convient en effet de noter que le dispositif allemand repose sur des unités situées là où l'approvisionnement est le plus tendu (les renouvelables sont au nord et les grands consommateurs au sud de la République Fédérale) qui sont laissées en réserve et qui ne participent pas aux marchés de l'électricité (Commission européenne, 2016a, pt.212). Elles ne produisent que lorsqu'elles sont appelées par le gestionnaire du réseau. Pour la Commission, cette solution présente l'intérêt de ne pas altérer la qualité des signaux de prix qui s'y forment. Nous retrouvons ici une caractéristique de la *convention de la réglementation absente*. L'intervention publique doit être évitée tant que possible mais si elle est nécessaire, elle doit passer par des canaux « hors marché » pour ne pas perturber les signaux de prix. Un marché additionnel lié à la capacité s'inscrit dans une logique différente où il s'agit de complémenter – au travers de la construction d'un marché additionnel – les signaux de prix.

À l'instar de la position prise par l'Autorité de la concurrence dans son avis de 2012, le modèle du marché décentralisé suscite des critiques de la part de la Commission. Si celle-ci concède qu'un mécanisme décentralisé permet théoriquement de révéler plus efficacement la vraie valeur des capacités que ce qui serait possible dans un mécanisme centralisé, il n'en demeure pas moins que cette capacité est conditionnée à l'absence d'exercice de pouvoirs de marché. En effet, un opérateur dominant peut manipuler les prix au travers de stratégies de retraits de capacités, comme cela peut déjà être le cas sur les marchés de l'énergie ou sur le marché de l'équilibrage.

La Commission souligne également, reprenant toujours des éléments relevés dès 2012 par l'Autorité de la concurrence, que la présence d'un opérateur verticalement intégré peut induire un biais additionnel dans ce mécanisme. Ce biais est lié aux conditions dans lesquelles les certificats de capacité sont échangés au sein du groupe. Une insuffisante transparence des volumes et des conditions des transactions peut conduire à des distorsions de concurrence au travers de mécanismes de subventions croisées. Des risques de stratégies de compression des marges (i.e. de ciseau tarifaire) ne peuvent être exclus. Le problème se pose également quant à la significativité des prix qui peuvent se former sur les marchés de gré à gré. La mise en place d'enchères organisées suffisamment régulières et donnant lieu à suffisamment de volumes d'échanges

est donc nécessaire pour accroître l'information disponible pour les acteurs du marché. Nous retrouvons ici les critiques formulées par l'enquête sectorielle de 2007 (Commission européenne, 2007) quant aux effets des contrats de long terme et des échanges bilatéraux en termes d'assèchement des marchés organisés et donc de dégradation de la qualité des signaux de prix qui s'y forment.

Pour autant, la Commission reconnaît que le modèle de l'acheteur unique présente quelques limites : les pouvoirs publics doivent décider eux-mêmes de la marge de couverture nécessaire et de la technologie (production, effacement, …) la plus à même d'y répondre efficacement. Cela pose quelques problèmes quant aux capacités informationnelles requises pour le décideur public et quant au risque de surestimation de la marge nécessaire de la part d'un décideur public particulièrement risquophobe (Commission européenne, 2016a, pt. 539). En effet, un consommateur non directement exposé au prix de l'électricité lors de la pointe de demande peut exprimer des préférences particulièrement élevées en termes de sécurité d'approvisionnement dans la mesure où il n'est pas exposé à la totalité des coûts qui en découlent. Le marché de capacité français peut cependant apparaître comme intéressant sur ce point : il pousse chaque fournisseur à mettre en œuvre une logique assurantielle de couverture. À l'inverse, un modèle de réserves laisse ce choix à l'administration.

Pour autant, le modèle allemand des réserves de capacités s'intègre dans le modèle défendu par la DG Energie. Les problèmes d'adéquation des capacités sont vus comme des problèmes de nature transitoire qui trouveront leur remède dans la flexibilisation du marché de l'électricité. Les réserves, à l'inverse des appels d'offres pour de nouvelles capacités, portent sur des unités en cours de déclassement, n'induisent pas de distorsion dans les choix d'investissement des acteurs du marché (effet d'éviction, effet d'aubaine,…) et, en outre, ne perturbent pas les signaux de prix sur le marché de l'énergie (Commission européenne, 2016a, pt. 504). Cependant, ces mérites en termes concurrentiels doivent être mis en balance avec des facteurs d'efficacité et de coûts pour l'ensemble des acteurs. Il a pu, en effet, être montré au travers de modèles utilisant des simulations numériques que les coûts totaux et la probabilité de défaillances sont moindres pour des marchés de capacité que pour des réserves de capacité (Hary *et al.*, 2016).

L'enquête sectorielle témoigne donc d'une forte méfiance envers le mécanisme décentralisé. La Commission lui reproche son aspect pérenne et non transitoire comme celui des réserves de capacité (quand bien même le prix du certificat ressortant du mécanisme d'enchères peut être nul). Elle met également l'accent sur les risques concurrentiels spécifiquement associés à la concentration du marché français et à la présence d'un opérateur dominant verticalement intégré.

Au-delà de la comparaison entre marché de capacité et réserves de capacité, il est à noter que pour la Commission, les paiements de capacité sont, dans tous les cas de figure, l'instrument le plus coûteux et le moins efficace (Commission européenne, 2016a, pt.533). Ils peuvent notamment accroître les coûts de l'électricité en générant des investissements dans des capacités *dormantes* dont le modèle économique est hors marché (Pineau, 1998).

3. Les conditions de compatibilité du marché de capacité français avec les règles de concurrence

Le paradoxe du marché de capacité français est que sa nature décentralisée est un cas unique en Europe et que les ajustements requis par la Commission lui donne une nature hybride par rapport au pur modèle de marché que le législateur français souhaitait adopter afin de garantir sa conformité aux règles de concurrence[8]. Nous considérons donc l'évaluation de la Commission avant de nous attacher aux remèdes qui conduiront à faire évoluer le mécanisme français.

La Commission ouvrit une procédure formelle contre la France le 5 février 2016 (Commission européenne, 2016b). Si l'accueil défavorable par la Commission d'un montage décentralisé pouvait apparaître comme une surprise, c'était également le cas, au moins pour partie (en considérant les lignes directrices de 2014), pour la qualification d'aide publique[9]. En effet, la DG Concurrence considérait qu'il était nécessaire de notifier le dispositif au titre des aides d'État bien que des transferts de ressources publiques n'étaient pas

8. Commission européenne, 2016a, pt. 189.
9. Le Conseil d'État, saisi par l'ANODE, avait dans son arrêt n° 369417 du 9 octobre 2015, rejeté cette qualification.

en jeu et que le caractère sélectif de la mesure n'était pas évident. La DG concurrence a cependant retenu le fait que le dispositif repose sur des ressources sous le contrôle de l'État, qu'il est susceptible d'apporter un avantage sélectif à certains opérateurs du marché (l'opérateur dominant verticalement intégré) et d'affecter la concurrence et les échanges entre les États membres. La Commission évalue à ce titre chaque dispositif national qui lui est notifié dans le cadre de la procédure standard de contrôle des aides publiques. Les étapes successives sont l'évaluation de la nécessité de la mesure, de son caractère approprié, proportionnel et de ses effets sur la concurrence. Une mesure peut n'être acceptée que modulo des mesures correctives pour limiter les distorsions ou risques concurrentiels qui peuvent en découler. Le marché de capacité français a donné lieu à de tels engagements qui ont sensiblement modifié sa structure.

En effet, le mécanisme français suscitait trois préoccupations de concurrence principales pour la Commission. La première tenait aux risques de manipulation des prix des certificats qui pourraient découler de la présence d'un opérateur à la fois dominant en termes de capacités de production installées et verticalement intégré. La deuxième résidait en la capacité de ce marché à contribuer à remédier à cette dominance au travers des incitations à installer de nouvelles capacités de production. La troisième préoccupation tenait à la discrimination qui pouvait procéder du processus de certification au détriment des opérateurs situés dans d'autres États membres.

Il en résulte trois ensembles de remèdes, visant respectivement à garantit l'intégrité du marché et l'absence de distorsions de concurrence (i), à favoriser des décisions d'investissement dans de nouvelles capacités de pointe (ii) et enfin à garantir un égal accès au marché des capacités situées au-delà des frontières nationales (iii).

3.1. Corriger les effets et prévenir les risques liés à la dominance et de l'intégration verticale

Les distorsions de concurrence qui peuvent procéder de la position spécifique d'EDF sur le marché français constituent les principales préoccupations de la Commission. Il en était ainsi des risques de rétention de capacités de la part de l'opérateur dominant. Le remède passe alors par un renforcement des pénalités applicables

en cas de déséquilibres significatifs de façon à dissuader les opérateurs de s'engager dans des stratégies de sur- ou de sous-certification et à les pousser à rééquilibrer leur position le plus vite possible par rapport à leur prévision de disponibilité. Une sous-certification de la part de l'opérateur dominant, couplée avec un rééquilibrage tardif, pourrait en effet conduire une hausse artificielle du cours du certificat. Il s'agit de contraindre les exploitants de capacité à certifier celles-ci dans un tunnel – calculé à partir de données historiques – pour éviter des stratégies de rétention de capacité ou au contraire de sur-certifications qui pourraient fausser les cours.

Un autre risque concurrentiel pouvait tenir à des stratégies de ciseau tarifaire. Elles pouvaient passer par des subventions croisées entre les branches production et commercialisation de l'opérateur historique verticalement intégré. La première aurait pu vendre aux fournisseurs alternatifs des garanties de capacité à des prix plus élevés que ceux pratiqués en interne pour sa filiale aval, faussant ainsi la concurrence au détriment des fournisseurs tiers devant acquérir des certificats sur le marché. La solution proposée par la France tient à une transparence quant à ses transactions de gré à gré : la CRE tiendra un registre ouvert pour l'ensemble des transactions (lesquelles seront cependant rendues anonymes).

De la même façon, l'opacité du mécanisme décentralisé constituait un point de préoccupation pour la Commission. En effet, des transactions de gré à gré dans un contexte de forte dominance peuvent induire des prix déséquilibrés et qui peuvent, dans le même temps, être aggravés par une insuffisante transparence quant aux termes des autres transactions. Il s'agit donc à la fois d'accroître la transparence du marché (via le registre public cité *supra* permettant de connaître les termes de toutes les transactions y compris celles réalisées intragroupe) mais également de renforcer les enchères organisées en augmentant les volumes échangés par ce biais. Il est donc fait obligation aux exploitants de capacité de plus de 3GW de livrer des quantités dans le cadre de ces enchères organisées de façon à garantir une significativité des niveaux de prix qui pourront servir de base de négociation dans les transactions de gré à gré (Commission européenne, 2016c, pt. 260).

Les opérateurs verticalement intégrés doivent en effet proposer une part de leurs certificats sur le marché (25 %, soit une vingtaine de GW) dans chacune des quatre années précédant la livraison de

façon à éviter que l'ensemble de ces derniers ne fassent l'objet de transactions internes au groupe au risque d'assécher le marché organisé et donc de lui faire perdre sa capacité à donner des prix significatifs. La contrainte pèse également sur les certificats invendus qui doivent être mis sur le marché de façon croissante au fur et à mesure que l'on se rapproche de l'année de livraison. La dernière année tous les certificats détenus doivent être utilisés ou mis sur le marché. L'opérateur dominant est donc responsable de la liquidité du marché : la réglementation fait peser sur lui des contraintes asymétriques de type *market clearer* (RTE, 2017).

Ces obligations différenciées pesant sur l'opérateur dominant ne sont pas sans lien avec les politiques de concurrence européennes et notamment avec la notion de responsabilité particulière de l'opérateur dominant vis-à-vis de la préservation d'une concurrence effective. Il s'agit en effet de « responsabilis[er] les acteurs à hauteur des impacts que peuvent entraîner leurs actions sur la sécurité d'approvisionnement » (RTE, 2017).

3.2. Inciter à l'investissement dans de nouvelles capacités

Le mécanisme français sera également modifié d'ici 2019 dans un sens permettant la contractualisation pluriannuelle de nouvelles capacités. Il s'agit de construire un dispositif à même de sécuriser les investissements en capacité plus efficacement que ce que le permet le dispositif initial. Les aménagements vont porter à la fois sur la durée des signaux produits – qui vont dépasser les quatre ans, durée insuffisante pour donner la visibilité nécessaire – et sur la sécurisation des flux de ressources des futures capacités.

Les nouveaux investissements se font en effet souvent sous la forme de financements sur projets. La nouvelle unité doit générer des flux de recettes suffisamment sécurisés en volume et en durée pour permettre de rembourser la dette levée sur les marchés (Abani et al, 2018). Garantir un horizon temporel suffisant et sécuriser les recettes est essentiel pour rendre éligibles au financement par la dette de tels investissements. Le mécanisme de capacité joue alors le même rôle de sécurisation des investissements que le feraient des contrats à terme. Il corrige à ce titre une défaillance des marchés financiers pour les investissements en capacité (de Maere d'Aertrycke *et al.*, 2017).

Les deux aménagements apportés au mécanisme français s'inscrivent dans cette logique. Tout d'abord, au-delà de l'échéance de quatre ans pour les capacités existantes, on ajoute un horizon de sept ans pour les nouvelles capacités. Cette durée est moindre que celles appliquées dans les contrats britanniques (15 ans) ou dans le montage réalisé à Landivisiau (20 ans). Il s'agit de sécuriser les investisseurs en offrant une meilleure visibilité sur l'amortissement de la dette mais sans pour autant conduire à des niveaux de protections excessifs. Ensuite, on reprend le mécanisme britannique des *contrats pour différences,* validés par la Commission européenne (2014b), pour garantir 50 % des coûts d'investissement des nouvelles capacités. L'investisseur reçoit l'engagement qu'il bénéficiera d'un éventuel complément de rémunération (*feed-in premium*) si nécessaire pour compenser un éventuel écart entre le prix de convenu *ex ante* et le prix de marché (Commission européenne, 2016c, pt. 136).

Ce faisant, on facilite le financement (la *bancabilité*) de nouveaux investissements en capacité en réduisant ainsi potentiellement dans le même temps la domination de l'opérateur historique en termes de capacités installée. De façon complémentaire, la Commission a souhaité que prix plafond de la capacité, initialement fixé à 20 000 euros/MW, soit relevé pour favoriser les investissements. Il sera porté à 60 000 euros/MW en 2020. Il s'agit de relever progressivement le prix pour le porter au niveau des coûts d'un nouvel entrant.

3.3. L'éligibilité des capacités localisées à l'étranger : ne pas entraver les échanges au sein du marché intérieur

Le dernier ensemble de remèdes porte sur des possibilités de certifications de capacités situées hors des frontières[10].

Les risques pour la Commission résident à la fois dans une *re-balkanisation* du marché intérieur, au travers de dispositifs réglementaires distincts, et dans la mise en œuvre de mécanismes qui ne profiteraient qu'aux opérateurs nationaux. Nous retrouvons ici la double nature de la distorsion qu'est susceptible d'introduire une aide publique. Elle met en cause non seulement une concurrence à

10. Arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie

égalité des armes entre les entreprises mais elle peut dériver sur des logiques de concurrence fiscale entre États Membres. Les difficultés liées à la certification de capacités en dehors du territoire national sont certes liées au risque de *double vente* de la capacité à deux gestionnaires de réseau différents mais également d'impossibilité de répondre aux exigences de sécurité d'approvisionnement en cas de congestion des interconnexions entre les différents États Membres.

Ces risques ne sont pas seulement théoriques comme l'analyse de la Commission européenne concernant le cas de la France. En effet, en période de pointe de demande, les interconnexions entre la France et la Belgique ne sont congestionnées que dans 15% des cas, rendant ainsi le secours d'unités belges possibles. Cependant cette congestion s'observe dans 70 % des cas avec le Royaume-Uni, 90 % avec l'Allemagne et 95 % avec l'Italie, la Suisse et l'Espagne (Commission européenne, 2016a, pt. 328). La prise en compte des congestions montre cependant qu'une partie des enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement peut trouver une réponse dans des investissements dans les interconnexions.

À plus court terme, comme remède dans le cas français, afin de rendre les secours effectivement possibles – et donc d'éviter des paiements de capacité sans fondement – décision a été prise de coupler la vente du certificat de capacité avec la détention d'un ticket d'interconnexion. Ce faisant, les objectifs de la Commission et des acteurs publics peuvent être conciliés. Ce mécanisme d'appel à des centrales au-delà des frontières qui n'existe que pour le mécanisme français sera mis en œuvre dans l'année 2019.

4. Discussion sur la construction réglementaire du marché unifié de l'électricité

L'analyse des enchères, dont la première a été organisées dès le 15 décembre 2016, donnera des indications intéressantes sur le fonctionnement effectif du mécanisme, notamment en regard des stratégies des acteurs du marché. Il en sera de même des différentes études d'impact à l'instar de celle publiée en janvier 2018 par le RTE. Il s'agira également de s'attacher au fonctionnement des mécanismes mis en œuvre par les États membres avec les objectifs du *Paquet d'hiver* de la Commission. Celui-ci fait peser de fortes

exigences sur les dispositifs nationaux en termes de paramétrage des objectifs et de démonstration de la nécessité de leur durabilité (RTE, 2018). De telles contraintes joueront différemment pour l'Allemagne et pour la France au vu des différences de perception de leurs deux mécanismes.

Ainsi, un des points les plus intéressants dans le débat qui est appelé à se poursuivre sur les mécanismes de capacité tient à leur durabilité. Un peu comme la régulation sectorielle devait progressivement s'effacer devant l'application du droit commun de la concurrence, les mécanismes de capacité devraient pour la Commission peu à peu devenir inutiles. Comme noté *supra*, cette inutilité serait progressivement acquise au travers d'un fonctionnement plus efficace des marchés de l'électricité, au travers de moyens de stockage, de responsabilisation de la demande, etc… Le caractère pérenne ou transitoire de la mesure (et partant de la défaillance de marché sous-jacente) a une importance fondamentale dans l'acceptation du mécanisme par la Commission.

Si l'enjeu est, comme présenté en Allemagne, de répondre à un déséquilibre de court terme, il peut être rationnel de mettre en œuvre des dispositifs de courte durée conduisant à maintenir en réserve des unités existantes. La problématique du maintien de capacités menacées de déclassement n'est pas équivalente à celle d'incitations dans le développement de nouvelles unités. Elle n'est, de plus, pas neutre en termes de convention de réglementation. La convention de réglementation absente se retrouve bien plus dans la première option… qui a indubitablement la préférence de la Commission.

La logique du *Paquet d'hiver* (Commission européenne, 2016d) est proche de celle du *German Power Market 2.0* (German Ministry for Economic Affairs and Energy, 2015). La question de l'adéquation de capacité peut dans ce cadre trouver des solutions pérennes au travers du développement des interconnexions, de la révision des tarifs réglementés, du développement des capacités d'effacement et de l'accroissement de la part des renouvelables (Commission européenne, 2016c, pt. 102).

Comme cela fut le cas après la première enquête sectorielle dans le secteur de l'énergie en 2007, les décisions concurrentielles donnent lieu à des remèdes s'inspirant très significativement des

préférences de la Commission[11]. À ce titre, l'acceptation du marché de capacité n'est que précaire. La Commission exprime nettement sa préférence pour une logique d'*energy only market* avec un plafond de prix élevé de façon à permettre aux acteurs du marché de dégager la rente de rareté nécessaire (RTE, 2018). L'efficacité économique relative de cette option par rapport à celle du marché de capacité est pourtant contestée dans la littérature académique (Petitet *et al.*, 2017).

L'enjeu ne concerne pas que le modèle d'organisation du marché. Il porte également sur l'articulation entre choix nationaux en matière de politique énergétique et règles européennes. Si la Commission opte pour un plafond de prix européen unique pour la VoLL, les différents États perdront la capacité à exprimer leurs préférences en matière de degré de sécurité de l'approvisionnement et de définition de l'organisation de la prise en charge de ce bien public (RTE, 2018).

En guise de conclusion, il est intéressant de noter les inflexions dans les termes employés pour caractériser le marché français de capacité. Le vocabulaire initial s'inscrit dans une logique de complémentarité institutionnelle entre le marché de l'électricité et un mécanisme de capacité forgé sur le modèle de marché coasien décentralisé de droits échangeables. Pour RTE (2017) « [le dispositif français] vient compléter les briques de court terme des marchés de l'énergie […] en y adjoignant une brique de long terme dont l'objet est de garantir l'adéquation de capacité ». Ce modèle de convention de réglementation située ou de modèle hybride (Finon et Roques, 2017) était *a priori* conforme avec le modèle concurrentiel européen. Cependant, la nécessité de concilier le marché de capacité avec les inflexions européennes conduit à un rapprochement avec le vocabulaire utilisé par la Commission dans son *Paquet d'hiver* (RTE, 2017). Le mécanisme français porte sur l'ensemble des capacités (*capacity-wide*), intègre l'effacement (*demand response friendly*), est neutre technologiquement (*technology neutral*), ouvert aux renouvelabes (*RES friendly*), repose sur des logiques de marché et non des choix administratifs (*market-based*), est orienté vers le futur (*forward looking*) et repose sur une logique assurantielle portée par chaque fournisseur.

11. Notamment au travers de la *Market Design Initiative* (MDI) visant à renouveler les directives applicables au secteur (pour une synthèse voir Hancher et Winters, 2017).

Le mécanisme de capacité se situe donc à mi-chemin entre une réponse structurelle à une défaillance des *energy-only markets* à fournir des signaux suffisants pour la sécurité de l'approvisionnement en pointe et un modèle de *marché 2.0* à l'allemande dans lequel il fait office de réponse de court terme à un problème transitoire qui sera inexorablement résolu par les évolutions technologiques et l'approfondissement de la logique de marché.

Au final, la tension entre logique d'action subsidiaire – qui caractérise le régime hybride d'organisation des systèmes électriques tel que défini par Finon et Roques (2017) qui caractérise le marché de capacité français et la convention de réglementation absente qui semble à nouveau structurer l'appréciation de la Commission apparaît donc comme une clé de lecture intéressante à la fois pour l'analyse de la réception faite par la Commission du mécanisme français mais également pour la compréhension des contraintes qui s'exerceront sur son fonctionnement.

Références

Albani A. O., N. Hary, V. Rious et M. Saguan, 2018, « The impact of investors' risk aversion on the performances of capacity remuneration mechanisms », *Energy Policy*, 112 : 84-97, janvier.

Bajo-Buenestado R., 2017, « Welfare implications of capacity payments in a price-capped electricity sector: A case study of the Texas market (ERCOT) », *Energy Economics*, 64 : 272-285, mai.

Boiteux M., 1949, « La tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal », *Revue générale de l'électricité,* volume 58 : 320-341, août

Coase R., 1960, « The Problem of Social Cost », *Journal of Law and Economics*, 3 : 1-44, octobre.

Commission européenne, 2007, « Inquiry pursuant to article 17 of Regulation (EC) n°1/2003 into the European gas and electricity sectors », *Final Report*, COM(2006)851 final, 10 janvier.

————, 2012, « Modernisation de la politique de l'UE en matière d'aides d'État », *Communication de la Commission*, COM(2012) 209 final, 8 mai.

————, 2014a, « Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 », *Communication de la Commission*, 2014/C 200/01, Bruxelles, 28 juin.

————, 2014b, « La Commission autorise le marché de capacité britannique comme régime de production d'électricité », *Communiqué de presse*, IP/14/865.

———, 2015a, « Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique », *Communication de la Commission*, COM(2015) 80 final, 25 février.

———, 2015b, « Aides d'État: la Commission ouvre des enquêtes approfondies sur des projets français visant à rémunérer la capacité de production d'électricité », *Communiqué de presse*, IP/15/6077, 13 novembre.

———, 2016a, « Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms », *Commission Staff Working Document*, COM(2016) 752 final, 30 novembre.

———, 2016b, « Aide d'État SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN) – Mécanisme de capacité en France – Invitation à présenter des observations en application de l'article 108, paragraphe 2, du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne », 5 février.

———, 2016c, « Décision de la Commission concernant le régime d'aides SA.39621 (2015/C) », COM (2016) 7086 final, 8 novembre.

———, 2016d, « Une énergie propre pour tous les Européens. Libérer le potentiel de croissance de l'Europe », *Communication*, COM(2016) 860 final.

———, 2017, *Proposition de directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*, COM(2016) 864 final, 23 février.

Finon, D., et V. Pignon, 2008, « Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market », *Utilities Policy*, 16(3) : 143-158, septembre

Finon D. et F. Roques, 2017, « Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime? », *Energy Policy*, 105 ; 584-596, juin.

German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2015, *An Electricity Market for Germany's Energy Transition*, White Paper, juillet, 104 p.

Hancher L. et B. M. Winters, 2017, « The EU Winter Package », *Briefing Paper*, Allen & Overy LLP, février.

Hancher L., A. Hauteclocque de et M. Sadowska, 2015, *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market – Law, Policy, and Economics,* Oxford University Press, 448 p.

Hary N., V. Rious et M. Saguan, 2016, « The electricity generation adequacy problem: Assessing dynamic effects of capacity remuneration mechanisms », *Energy Policy*, 91 : 113-127, avril.

Joskow, P., 2013, « Symposium on 'Capacity Markets' », *Economics of Energy and Environmental Policy*, 2(2) ; v-vi.

Maere (de) d'Aertrycke G., A. Ehrenmann, et Y. Smeers, 2017, « Investment with incomplete markets for risk: The need for long-term contracts », *Energy Policy*, 105 ; 571-583, juin

Marty F., 2016, « L'Europe de l'énergie : de la concurrence à la solidarité ? », *Document de travail OFCE*, n° 2016-04, 32 p.

Petitet M., D. Finon et T. Janssen, 2017, « Capacity adequacy in power markets facing energy transition: A comparison », *Energy Policy*, 103 : 30-46.

Pineau P. O., 1998, « Peak load problem, deregulation and reliability pricing », *in* Zaccour G., sd., *Deregulation of electric utilities*, Kluwer academic publisher, Londres, 342 p.

Poignant S. et Sido B., 2010, *Rapport du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique*, La Documentation Française, avril, 35 p.

RTE, 2011, *Rapport au ministre chargé de l'Industrie, de l'*Énergie *et de l'*Économie *numérique sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME*, octobre.

——, 2017, *Un mécanisme de capacité révisé pour améliorer la sécurité d'approvisionnement et maintenir la concurrence dans le secteur électrique*, Rapport d'accompagnement du nouveau jeu de règles.

——, 2018, *Analyse d'impact du mécanisme de capacité : une contribution au débat européen pour un approvisionnement sûr en électricité*, janvier.

Salais R. et Storper M., 1993, *Les mondes de production – enquête sur l'identité économique de la France*, éditions de l'EHESS, Paris.