DÉCISION (UE) 2017/503 DE LA COMMISSION

du 8 novembre 2016

concernant le régime d'aides SA.39621 2015/C (ex 2015/NN)

[notifiée sous le numéro C(2016) 7086]

(Le texte en langue français est le seul faisant foi)

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et notamment l'article 108, paragraphe 2, premier alinéa, de ce dernier,

vu l'accord sur l'Espace économique européen, et notamment l'article 62, paragraphe 1, point a),

après avoir invité les intéressés à présenter leurs observations conformément auxdits articles ([1]) et vu ces observations,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

(1) Par lettre du 13 novembre 2015 (la «décision d'ouverture»), la Commission a informé les autorités françaises de sa décision d'ouvrir la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne à l'égard de cette mesure.

(2) Les autorités françaises ont transmis leurs observations sur cette lettre par courrier du 17 décembre 2015.

(3) La décision de la Commission d'ouvrir la procédure a été publiée au *Journal officiel de l'Union européenne* le 2 février 2016 ([2]). La Commission a invité les intéressés à présenter leurs observations sur la mesure en cause.

(4) La Commission a reçu des observations de la part des intéressés et les a transmises aux autorités françaises en leur donnant la possibilité de les commenter. Les commentaires des autorités françaises ont été transmis par lettre du 24 mai 2016.

(5) Le 2 mai 2016 la Commission a envoyé une liste de questions aux autorités françaises, qui y ont répondu par lettres des 21 juin et 15 juillet 2016. Le 27 juillet la Commission a envoyé une nouvelle liste de questions aux autorités françaises, qui y ont répondu en date du 9 septembre 2016.

2. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE LA MESURE

(6) Le mécanisme est décrit en détail dans la décision d'ouverture. Les sections suivantes forment un résumé de cet exposé.

2.1. Fonctionnement général du mécanisme

(7) La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite «loi NOME»), introduit l'obligation pour les fournisseurs d'électricité, les gestionnaires de réseau pour les pertes et les consommateurs pour les consommations hors contrat de fourniture (les «fournisseurs») de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité en France en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients ou d'eux-mêmes. Pour répondre à cette obligation, chacun d'entre eux devra justifier chaque année d'un certain volume de garanties de capacité en lien avec la consommation sur la période de pointe de ses consommateurs ou de lui-même.

([1]) 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 (JO C 46 du 2.2.2016, p. 35).
([2]) Voir note de bas de page n° 1.

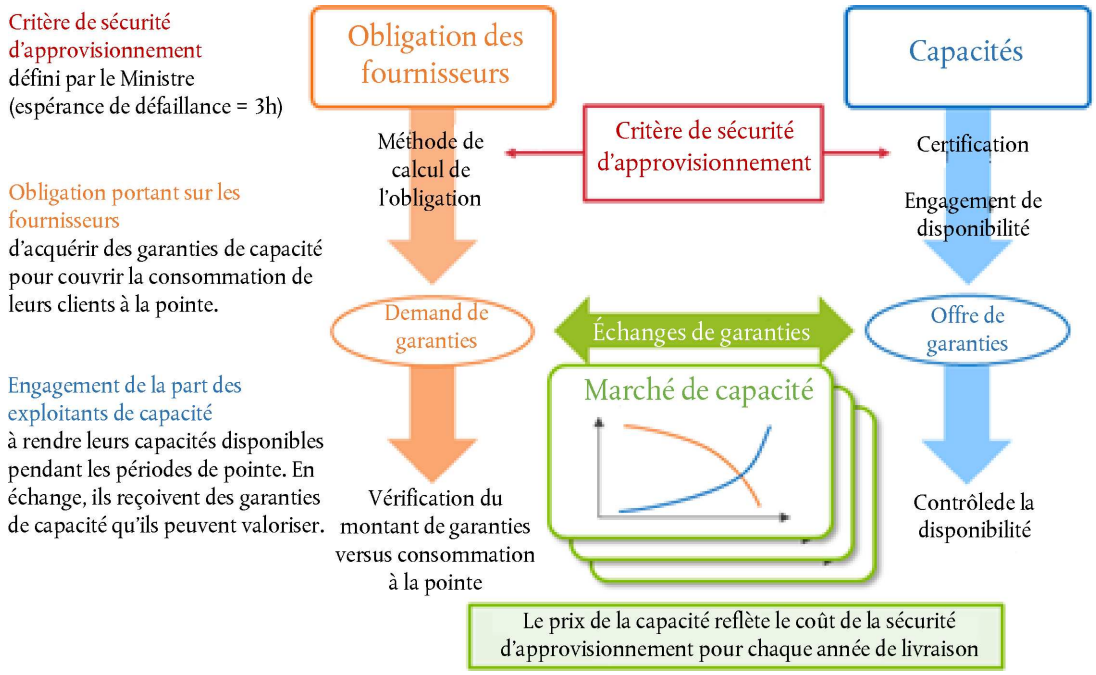
(8) Les garanties de capacité sont obtenues par les fournisseurs soit directement pour des moyens détenus en propre (installations de production ou capacités d'effacement), soit doivent être acquises sur un marché décentralisé auprès de ceux qui les détiennent (c'est-à-dire les exploitants de capacité, d'autres fournisseurs, des traders, des consommateurs qui sont leurs propres fournisseurs, etc.).

(9) Les exploitants de capacité de production ou d'effacement (les «exploitants de capacité» ou les «exploitants»), quant à eux, ont l'obligation de faire certifier leur capacité auprès du gestionnaire de réseau public de transport d'électricité (RTE). Les exploitants se verront attribuer par RTE des garanties de capacité en fonction de la contribution prévisionnelle de leurs installations à la réduction du risque de défaillance lors des pointes de consommation.

(10) Les garanties de capacité sont échangeables et cessibles. L'achat par les fournisseurs de garanties de capacité aux exploitants de capacité afin de satisfaire à leur obligation légale sera organisé par le biais d'un marché décentralisé des garanties de capacité. Le fonctionnement général du mécanisme est visualisé dans la figure 1.

Figure 1

Fonctionnement général du mécanisme



Source: Lettre des autorités françaises du 2 février 2015.

2.2. **Obligations de capacité**

2.2.1. *Obligations des fournisseurs*

(11) Le calcul de la puissance de référence d'un fournisseur, c'est-à-dire son obligation de capacité, repose sur les principes suivants:

1) prise en compte de la consommation constatée durant la période de pointe (dite «PP1») pendant l'année de livraison («AL»; à chaque fois une année calendrier);

2) correction, d'une part, de la sensibilité de la consommation à la température (thermosensibilité); et

3) correction, d'autre part, de la puissance effacée des capacités certifiées activées durant la période PP1.

(12) Le gestionnaire du réseau de transport définit chaque année les jours de PP1 qui conditionnent l'obligation de capacité des fournisseurs du territoire métropolitain national, en se fondant sur des prévisions de la

consommation nationale du jour pour le lendemain (en J-1). Le nombre de jours de PP1 doit être compris entre 10 et 15 pour chaque année de livraison et les heures retenues pour le calcul de l'obligation de capacité sont les heures des plages (07 h 00-15 h 00 et 18 h 00-20 h 00) des jours de PP1 sélectionnés. Le nombre d'heures de pointe de PP1 est donc compris entre 100 et 150 heures par an. Les jours PP1 sont notifiés aux fournisseurs en J-1 avant 10 h 30.

(13) L'obligation n'est pas déterminée de manière normative en amont, mais sur la base de données mesurées, afin de renvoyer à chaque consommateur sa contribution réelle au risque de défaillance. Afin de traduire la contribution d'un consommateur au risque de défaillance du fait de sa thermosensibilité, sa consommation observée lors de l'année de livraison est adaptée afin de simuler une vague de froid dont la sévérité correspond au risque contre lequel le système cherche à se couvrir (vague de froid décennale) et de respecter ainsi le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les autorités françaises. Le critère de sécurité d'approvisionnement a été fixé par le décret n° 2006-1170 du 20 septembre 2006 et correspond à une espérance de défaillance de trois heures en moyenne par an.

(14) Les paramètres qui détermineront le besoin effectif en garanties de capacité dans l'année de livraison seront publiés quatre ans avant l'année de livraison et resteront stabilisés sur toute la durée d'un exercice, afin de permettre des échanges dans un cadre de régulation fixe et d'assurer que la valeur du produit ne sera pas modifiée par une intervention extérieure au marché. L'obligation précise de chaque fournisseur est ensuite calculée après l'année de livraison, en appliquant ces paramètres.

(15) Les effacements peuvent être pris en compte selon deux méthodes différentes: soit en réduisant le montant de l'obligation de capacité d'un fournisseur par une réduction de la consommation («effacement implicite»), soit par une certification de la capacité d'effacement («effacement explicite»). Les obligations pour les deux types de capacité d'effacement sont différentes: les «effacements implicites» doivent effectivement être activés durant les heures PP1; tandis que les «effacement explicites» doivent s'engager à être disponibles durant les heures PP2.

(16) Enfin, les autorités françaises ont prévu que des garanties de capacité seraient associées au produit ARENH ([3]) pour les fournisseurs alternatifs, ce qui, à leur avis, devrait contribuer à la réduction de la concentration du marché des garanties de capacité.

2.2.2. *Obligations des exploitants de capacité et principes de certification*

(17) Toute installation de production (le mécanisme est technologiquement neutre) raccordée au réseau public de transport ou au réseau public de distribution doit faire l'objet, par son exploitant, d'une demande de certification auprès de RTE. Toute installation de production (le mécanisme est technologiquement neutre) au réseau public de transport ou au réseau public de distribution doit faire l'objet, par son exploitant, d'une demande de certification auprès de RTE. Toute installation d'effacement quel que soit son réseau de raccordement peut faire l'objet d'une demande de certification auprès de RTE. C'est donc l'exploitant de capacité qui fait en premier lieu une estimation de son volume de capacité pouvant être disponible durant des périodes de pointe de consommation (dite «PP2») dans une année de livraison donnée.

(18) Le nombre de jours de PP2 pour une année de livraison est compris entre 10 et 25. Par ailleurs, les jours PP1 sont nécessairement des jours de PP2. Les jours de PP2 qui ne sont pas des jours de PP1 sont sélectionnés un jour pour le lendemain par RTE sur base de critères de tension pesant sur le système électrique. Les plages horaires concernées sont les mêmes que pour les jours de PP1. Le nombre d'heures de pointe de PP2 est donc compris entre 100 et 250 heures par an.

(19) Le niveau certifié est alors calculé par RTE sur la base des données transmises ainsi que sur base de méthodes de calcul prévues dans la base légale du mécanisme. Ainsi, des corrections sont par exemple appliquées afin de prendre en compte le nombre possible de jours d'activation successifs des capacités certifiées ou la contribution effective à la réduction du risque de défaillance d'une capacité dont la source d'énergie primaire est soumise à un aléa météorologique.

(20) Ensuite, l'exploitant peut modifier ses prévisions de disponibilité tout au long du mécanisme, y compris pendant l'année de livraison, grâce à un dispositif de rééquilibrage. Le rééquilibrage correspond à une «re-certification» de la capacité et permet à l'exploitant d'ajuster ses anticipations au fur et à mesure de la révélation de nouvelles informations sur sa capacité. Le rééquilibrage peut se faire à la hausse et à la baisse.

([3]) L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) est un droit pour les fournisseurs d'acheter de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la CRE. Plus d'informations sur l'ARENH: https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/dispositif_arenh.jsp

(21) Ce système déclaratif est complété par un système de contrôle de capacité: le principe est que toute capacité certifiée doit être activée au moins une fois par an. Il s'agit de tests aléatoires pour chaque capacité sans préavis de l'exploitant. Une capacité ne peut pas être testée plus de trois fois par période de livraison.

(22) Les modalités précises de certification varient selon le type de capacité concernée:

1) les capacités de production existantes peuvent commencer à se faire certifier quatre ans avant la période de livraison, et ont l'obligation de demander à se faire certifier trois ans avant le début de l'année de livraison;

2) les capacités de production en projet peuvent demander à se faire certifier dès la signature du premier règlement de la convention de raccordement signée et jusqu'à deux mois avant le début de la période de livraison; et

3) les capacités d'effacement peuvent se faire certifier jusqu'à deux mois avant le début de la période de livraison.

(23) Le responsable du périmètre de certification («RPC») est la personne morale responsable financièrement des écarts des exploitants de capacité de son périmètre. Les exploitants peuvent être leur propre RPC ou contractualiser auprès d'un RPC. Il est possible pour les RPC de «foisonner» les capacités au sein de leur périmètre.

(24) Pour le règlement financier des écarts, RTE notifie à chaque RPC l'écart dans leur périmètre au plus tard le 1er décembre de l'année de livraison +2.

2.3. **Échanges de garanties de capacité**

(25) Les garanties de capacité sont toutes inscrites dans le registre des garanties de capacité, tenu par le gestionnaire de réseau RTE. Chaque fournisseur et chaque exploitant de capacité est tenu d'ouvrir un compte auprès de RTE sur le registre des garanties de capacité. Les acteurs verticalement intégrés sont donc obligés de tenir deux comptes dans ce registre, un pour leurs activités de production et un pour leurs activités de commercialisation.

(26) La propriété d'une garantie de capacité résulte de son inscription par RTE au compte détenu par son titulaire dans le registre des garanties de capacité. Chaque garantie de capacité émise est numérotée afin de permettre sa gestion d'une part et la traçabilité des échanges d'autre part. Elle est valable au titre d'une année de livraison. La garantie de capacité, dont l'unité est de 0,1 MW ([4]), existe en propre une fois émise: un acteur détenant une garantie de capacité ne supporte aucun risque lié à la capacité sous-jacente qui en est à l'origine.

(27) Les transferts de garanties de capacité entre acteurs (délivrance et cession) se réalisent par le transfert de ces garanties sur le registre des garanties de capacité, après demande des deux parties (la partie cédante et la partie bénéficiaire). Les transferts effectifs de propriété s'effectuent par l'inscription d'une garantie de capacité sur le compte de l'acteur bénéficiaire.

(28) Les échanges de garanties de capacité peuvent avoir lieu de gré à gré ou sur des marchés organisés.

(29) Les échanges de garanties de capacité pourront se faire pendant toute la période depuis la certification jusqu'à la date limite de cession des garanties de capacité. Tel qu'expliqué au considérant 23, RTE notifie à chaque fournisseur le montant de son obligation de capacité au plus tard le 1er décembre de l'année de livraison +2. La date limite de cession tombe 15 jours après.

(30) Les fournisseurs qui, à la date limite de notification de l'obligation, ont un excédent de garanties de capacité par rapport à leur obligation sont tenus d'effectuer une offre publique de vente avant la date limite de cession des garanties de capacité.

(31) Cinq jours après la date limite de cession des garanties de capacité, RTE calcule, pour chaque fournisseur, le déséquilibre entre le montant de l'obligation de capacité du fournisseur et le montant de garanties de capacité figurant sur le compte du fournisseur dans le registre des garanties de capacité ainsi que le règlement financier y correspondant.

([4]) Le niveau certifié de capacité est arrondi à 0,1 MW près. Les capacités de puissance inférieure à 1 MW peuvent s'agréger pour participer au marché.

2.4. **Règlement financier des écarts**

(32) Le mécanisme prévoit une responsabilisation sur les écarts entre le réalisé et les prévisions.

(33) L'architecture globale des règlements financiers correspond à des règlements des écarts effectués de manière très similaire à celle en vigueur pour l'énergie (rééquilibrage ou *balancing*) et part du principe que les fournisseurs et les RPCs paient un règlement financier en cas de déséquilibre négatif ou reçoivent un règlement financier en cas de déséquilibre positif. En cas de déséquilibre négatif l'ensemble des consommateurs finaux bénéficieront d'une diminution de prix via le TURPE (tarif d'utilisation du réseau public d'électricité) ([5]).

(34) Le prix de règlement appliqué pour une année de livraison donnée dépend de certains critères:

1) lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas significativement menacée, le prix de règlement financier se base intégralement sur le prix de marché (PRM; soit la moyenne arithmétique des prix de la capacité fixés lors des enchères réalisées avant l'année de livraison). Pour le règlement des écarts négatifs, un coefficient d'incitation (le coefficient k) est ajouté à ce prix pour assurer l'incitation à recourir au marché des garanties plutôt que d'attendre le règlement financier (pour les écarts positifs, il en est déduit); et

2) lorsque la sécurité d'approvisionnement est significativement menacée (écart global en deçà d'un seuil à déterminer par RTE; fixé à 2 GW en dessous de l'obligation globale pour les deux premières années de livraison), le prix de règlement des écarts renvoie à un prix administré (Padmin). Ce prix administré représente un plafond du prix de la capacité sur le marché.

(35) Une fois les différents règlements des écarts calculés, les RPC et fournisseurs dont les écarts sont négatifs versent le montant du règlement dont ils sont redevables sur leur fonds respectif et les RPC et fournisseurs dont les écarts sont positifs reçoivent de leur fonds respectif le montant du règlement qui leur est dû. Toutefois, la somme des règlements positifs est au plus égale, pour une année de livraison donnée, à la somme des versements effectués au titre des règlements financiers négatifs. Les soldes éventuels restant sur les fonds pour le règlement des écarts sont intégralement redistribués aux utilisateurs du réseau public de transport d'électricité, c'est-à-dire à l'ensemble des clients finaux.

(36) Il n'y a pas de flux financier entre le fonds pour le règlement des écarts des RPC et le fonds pour le règlement des écarts des fournisseurs. Il n'existe donc aucun flux financier entre les exploitants de capacités et les fournisseurs concernés dans le cadre du règlement des écarts.

(37) RTE assure la gestion administrative, comptable et financière des fonds au titre des écarts («fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification» et «fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs») selon les règles de la comptabilité privée. Il est à ce titre chargé de la facturation et du recouvrement des sommes dues par les RPC et fournisseurs, ainsi que de la constatation des éventuels défauts de paiement.

(38) La Commission de régulation de l'énergie (CRE), autorité de régulation nationale du secteur de l'énergie, est quant à elle en charge du contrôle du règlement des écarts des fournisseurs (article 7 du décret n° 2012-1405 codifié à l'article R. 335-12 du code de l'énergie) et peut prévoir une sanction administrative en cas de manquement à l'obligation légale de payer les écarts. La sanction doit être proportionnée et ne peut excéder pour une année de livraison 120 000 EUR par MW de capacité (article L. 335-7 du code de l'énergie).

2.5. **Base légale nationale**

(39) Les textes législatifs et réglementaires encadrant le mécanisme de capacité sont:

1) la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité, codifiée notamment aux articles L. 335-1 à L. 335-7 et L. 321-16 à L. 321-17 du code de l'énergie;

2) le 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, prévu par l'article L. 335-6 et codifié aux articles de la partie réglementaire du code de l'énergie R. 335-1 à D. 335-54;

([5]) Le TURPE, mis en place par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, sert à rémunérer les gestionnaires de réseau de transport et de distribution. La méthodologie de calcul du TURPE et son évolution sont fixés par la CRE.

3) l'arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article 2 du décret nº 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant sur la création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité; et

4) l'annexe de l'arrêté du 22 janvier 2015: Règles du mécanisme de capacité.

(40) En vue des remèdes proposés par la France suite aux griefs de la Commission dans la décision d'ouverture, ces textes seront par ailleurs amendés ou complétés pour refléter tous les remèdes décrits dans la section 3 de la présente décision.

2.6. **Bénéficiaires**

(41) Les bénéficiaires du mécanisme sont les détenteurs de capacité, qui reçoivent les garanties de capacité de l'État (via RTE) et ont la possibilité de les revendre.

2.7. **Objectif du mécanisme: sécurité d'approvisionnement**

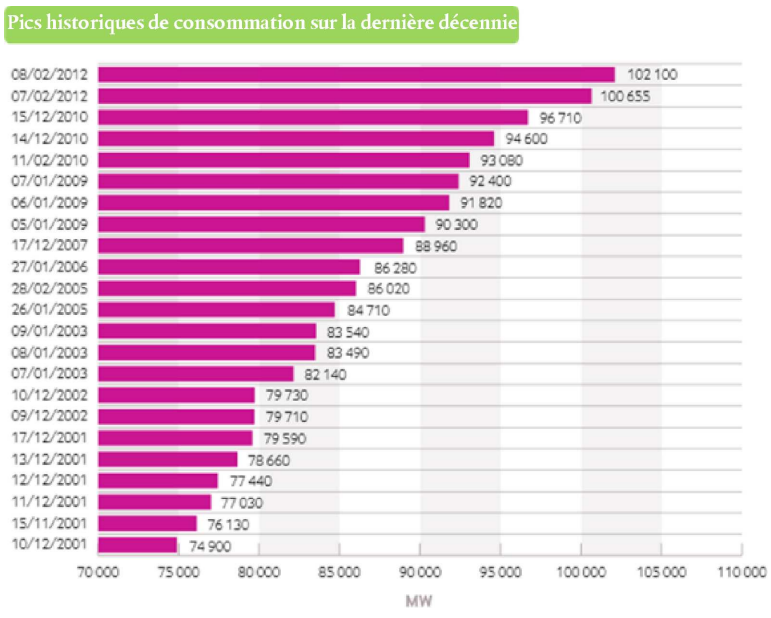
(42) L'indicateur retenu par la France pour évaluer le risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité est l'espérance de la durée de défaillance pour des raisons de déséquilibre offre-demande [*loss of load expectation* (LOLE)]. Pour la France, les autorités françaises ont choisi de retenir une espérance de défaillance d'une durée moyenne de 3 heures par an.

(43) Les autorités françaises ont expliqué que depuis de nombreuses années, la France connaît un phénomène de pointe de consommation électrique durant l'hiver. Le système électrique français est en effet caractérisé par une importante thermosensibilité de la consommation électrique qui conduit à un pic de consommation électrique lors des vagues de froid hivernales. Comme illustré à la figure 2, cette thermosensibilité n'a cessé de s'amplifier au cours des dernières années, notamment du fait de l'augmentation de la consommation liée au chauffage électrique, mais aussi de nouveaux usages de l'électricité qui coïncident souvent avec la pointe de consommation du soir.

(44) La croissance de la pointe est plus rapide que celle du niveau général de consommation d'électricité. Par ailleurs, la pointe de consommation française est marquée par sa forte volatilité et les écarts de consommation peuvent donc être particulièrement significatifs (jusqu'à 20 GW entre deux années). La maîtrise de la pointe de consommation électrique est donc une préoccupation centrale, notamment dans un contexte de transferts d'usages énergétiques vers l'électricité.

Figure 2

Pics historiques de consommation en France



Source: RTE — Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 33.

(45) Selon RTE, du côté de l'offre, l'Europe est caractérisée par une stagnation de la demande et une surcapacité de production électrique significative, dues à plusieurs facteurs. Depuis 2008, la crise économique a réduit la demande électrique. En même temps, le développement des énergies renouvelables subventionnées «hors marché» et bénéficiant d'un accès prioritaire sur le réseau électrique est rapide. De plus, les centrales à charbon européennes connaissent un fort regain d'activité lié à la chute du prix de ce combustible, due à l'essor du gaz de schiste américain qui a poussé les États-Unis à exporter massivement leur production de charbon désormais excédentaire vers l'Europe. Enfin, les centrales à gaz — devenues moins compétitives que les centrales à charbon — voient leur rentabilité, et donc leur activité, se réduire fortement.

(46) Dans ce contexte, les aléas liés aux conditions climatiques font peser une incertitude sur la rémunération des capacités de pointe nécessaires à la couverture de cette pointe de consommation. L'occurrence de pics de consommation est rare, quelques heures sur une année voire pas du tout certaines années si les températures sont douces.

(47) Le mécanisme de capacité français a été conçu comme un des éléments de réponse à cette problématique, afin de garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics. Il essaie de constituer à la fois un moyen de modifier les comportements de consommation à la pointe (approche demande) et de susciter les investissements adéquats en installations de production et en capacités d'effacement (approche offre).

2.8. **Budget**

(48) La valeur des garanties de capacité n'est pas fixée administrativement: c'est le marché qui la détermine. Les échanges sont librement établis par les acteurs du mécanisme sur la base de leurs anticipations, de leur stratégie de couverture et des informations dont ils disposent.

(49) Malgré le caractère décentralisé du mécanisme rendant difficile l'estimation du budget, une estimation a été effectuée, prenant pour hypothèse une obligation de capacité globale pour la demande française comprise entre 80 000 et 95 000 MW et supposant un coefficient de sécurité maintenu à la valeur de 0,93. La demande dépendra de l'évolution de la consommation en France métropolitaine, y compris des actions de maîtrise de la demande que mettront en œuvre les fournisseurs d'électricité, conduisant à diminuer l'obligation individuelle à laquelle ils feront face. Sur cette base les revenus bruts perçus par les exploitants sur le marché de la capacité pourraient s'échelonner entre 0 EUR/kW et 30 EUR/kW sur la période comprise entre 2017 et 2026, avec les montants les plus élevés les années où la construction de nouveaux outils de production s'avèrerait nécessaire.

2.9. **Durée**

(50) La première année de livraison commence au 1er janvier 2017. A titre dérogatoire par rapport à la règle générale disposant que les certifications se font quatre années avant l'année de livraison, la certification pour la première année de livraison (2017) a commencé au 1er avril 2015. Actuellement, si les autorités françaises ne prévoient pas de date de fin du mécanisme, une évaluation annuelle, définie par la réglementation française, sera cependant effectuée par RTE et le régulateur. Celle-ci pourra donner lieu, le cas échéant, soit à une révision du mécanisme (par exemple pour le rendre conforme aux dernières changements dans la législation européenne), soit à la fin du mécanisme si celui-ci n'était plus nécessaire ([6]).

2.10. **Cumul**

(51) En ce qui concerne les installations sous contrat d'obligation d'achat (sources d'électricité d'origine renouvelable) ou éligibles au complément de rémunération, les articles L. 121-24 et L. 335-5 du code de l'énergie prévoient que le bénéfice de la vente des garanties de capacité viendra en déduction de leurs charges de service public totales, incluant les autres aides d'État attribuées et finançant le dispositif de soutien par obligation d'achat. Symétriquement, les producteurs ne seront pas soumis au règlement des écarts dans le cas où la capacité effective est inférieure à celle certifiée pour les aléas relatifs à la disponibilité de la ressource primaire ([7]).

([6]) L'article 20 du décret relatif au mécanisme de capacité prévoit un rapport annuel de la CRE sur la base de travaux de RTE sur le mécanisme («Un an après la publication des règles relatives au mécanisme de capacité, et ensuite chaque année, la Commission de régulation de l'énergie remet au ministre chargé de l'énergie un rapport, établi sur la base des travaux du gestionnaire du réseau de transport, sur l'intégration du mécanisme de capacité dans le marché européen. Ce rapport inclut des informations relatives à l'évolution, dans les pays voisins, de la régulation relative à la contribution des acteurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Il analyse l'interaction entre le mécanisme de capacité français et les dispositifs mis en place dans ces pays. Il propose, le cas échéant, des améliorations du fonctionnement du mécanisme de capacité.»). Par ailleurs, l'arrêté adoptant les règles de fonctionnement du mécanisme prévoit 2 articles sur les rapports d'évaluation devant être réalisés par RTE (en plus de celui du décret): articles 5 et 8 (sur le transfrontalier et sur l'impact dynamique du mécanisme).

([7]) Par exemple, si un producteur éolien a un problème de maintenance/d'installation et qu'il ne se rééquilibre pas alors il sera soumis au règlement des écarts. Par contre, s'il n'y a pas de vent, il ne sera pas soumis au règlement des écarts.

3. DESCRIPTION DES RAISONS AYANT CONDUIT À L'OUVERTURE DE LA PROCÉDURE

3.1. Aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFEU

(52) Dans la décision d'ouverture, la Commission avait déjà conclu, au considérant 143, que la mesure constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) et ce pour les raisons suivantes.

3.1.1. *Imputabilité et financement par ressources d'État*

(53) Dans la décision d'ouverture, la Commission a considéré que l'on pouvait conclure à l'existence d'un transfert de ressources d'État non seulement s'il y a eu un transfert d'argent directement du budget de l'État ou d'une entité publique, mais aussi si les fonds pour soutenir le mécanisme provenaient des fonds propres des entreprises à condition que i) l'État renonce à la collecte de ressources d'État à percevoir et/ou que ii) les moyens financiers mis en œuvre dans le cadre du dispositif restent sous contrôle public, sans nécessairement appartenir de manière permanente au patrimoine public.

(54) En ce qui concerne le premier élément, l'État français renonce à des ressources publiques puisqu'il attribue gratuitement les certificats de capacité aux exploitants de capacité au lieu de les vendre [comme dans les affaires NOx ([8]) et certificats verts roumains ([9])].

(55) Pour ce qui est du second point, les moyens financiers pour supporter le mécanisme restent sous le contrôle de l'État [similairement aux affaires Vent de Colère ([10]) et Essent ([11])] puisque: i) les fonds sont alimentés par des contributions obligatoires imposées par l'État et donc imputables à celui-ci; ii) l'État fixe des paramètres (critère de sécurité d'approvisionnement et méthodologie pour fixer le prix de référence marché déterminant le prix de règlement des écarts) qui influencent le prix de la capacité et la quantité de certificats globale, même s'ils ne sont pas fixés en tant que tels par l'État; iii) la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est habilitée à imposer des sanctions aux fournisseurs ne respectant pas leurs obligations en termes de règlement des écarts; et iv) le gestionnaire du réseau de transport — RTE — a été désigné par l'État pour gérer le fonds de règlement des écarts.

3.1.2. *Avantage sélectif*

(56) Selon la Commission, l'arrêt Altmark ([12]) ne s'applique pas au cas d'espèce puisque l'obligation de service public n'est pas clairement définie. Les obligations du mécanisme seraient nombreuses et différentes selon les différentes parties prenantes (exploitants de centrales, opérateurs d'effacements, fournisseurs). Du côté de l'obligation pesant sur les exploitants de capacité, l'obligation de certification n'est pas strictement encadrée dans la mesure où: i) elle est optionnelle pour les capacités d'effacement et ii) les opérateurs d'installations de production existantes ont le choix quant au niveau de capacité qu'ils certifient.

(57) La cession des garanties de capacité constitue donc un avantage et non la contrepartie d'une obligation de service public. Cet avantage est sélectif puisque ce mécanisme prévoit une aide aux exploitants de capacité et non à d'autres secteurs de l'économie.

3.1.3. *Effets sur la concurrence et les échanges entre États membres*

(58) Selon la Commission, le mécanisme de capacité pourrait affecter la concurrence avec les exploitants de capacités situées à l'étranger (et donc affecter également les échanges entre États membres) dans la mesure où les exploitants de capacités situées en France obtiendraient un avantage que les exploitants de capacités situées à l'étranger ne pourraient obtenir faute de pouvoir se faire certifier.

([8]) Affaire C-279/08 P, Commission/Pays-Bas, ECLI:EU:C:2011:551.
([9]) SA.37177, Roumanie — Modification du régime de soutien des certificats verts visant à promouvoir l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.
([10]) Affaire C-262/12, Association Vent de Colère! Fédération nationale e.a contre Ministre de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement et Ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, ECLI:EU:C:2013:851.
([11]) Affaires jointes C-204/12 à C-208/12, Essent Belgium NV contre Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt, ECLI:EU:C:2014:2192.
([12]) Affaire C-280/00, Altmark Trans GmbH et Regierungspräsidium Magdeburg contre Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, ECLI:EU:C:2003:415.

3.2. **Objectif d'intérêt commun et nécessité**

(59) La préoccupation des autorités françaises en matière d'adéquation des capacités de production est strictement liée à une demande de pointe qui survient pendant des périodes relativement courtes de froid intense, en raison de la dépendance particulière de la France à l'égard du chauffage électrique.

(60) La décision d'ouverture soulevait des doutes quant à la nécessité de la mesure pour les raisons suivantes:

1) l'évaluation de l'adéquation des capacités de production *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* de REGRT-E ([13]) ne décèle un problème de sécurité d'approvisionnement qu'à partir de 2025;

2) la France ne semblait pas avoir exploré d'autres solutions que le mécanisme de capacité, comme des tarifs qui inciteraient à la réduction de la consommation en période de pointe; et

3) malgré la mise en œuvre d'un cadre réglementaire favorable à l'effacement de la consommation et ayant permis aux effacements indépendants de prendre le relais des effacements offerts historiquement par le fournisseur historique, RTE ne s'attend pas à une augmentation nette significative des capacités françaises d'effacement au cours de la période 2014-2019.

3.3. **Caractère approprié de l'aide**

(61) Dans sa décision d'ouverture, la Commission considérait que le mécanisme risquait de créer une discrimination entre les différentes capacités d'effacement. En particulier, deux types d'effacement de consommation peuvent participer au mécanisme: d'une part, la capacité d'effacement implicite, qui consiste en une réduction de l'obligation de capacité des fournisseurs à concurrence du volume de capacité obtenu par délestage de clients au cours des heures de pointe entre 10 et 15 jours par an; et d'autre part, la capacité d'effacement explicite, qui exige des (grands) consommateurs ou des agrégateurs qu'ils fassent certifier leur potentiel de réduction de la consommation et qu'ils rendent cette capacité disponible (sans qu'elle soit nécessairement réduite) pendant les heures de pointe entre 10 et 25 jours par an.

(62) En outre, la Commission a critiqué dans sa décision d'ouverture le fait que le mécanisme n'était pas ouvert à toutes les technologies susceptibles de contribuer à la sécurité d'approvisionnement, notamment les interconnexions et/ou les capacités étrangères.

(63) La Commission avait aussi souligné le risque que les nouvelles capacités de production ne puissent pas participer au mécanisme, principalement en raison de l'absence de signaux de prix fiables pour les garanties de capacité. Plus particulièrement, la Commission craignait:

1) que la durée de validité relativement courte des garanties de capacité ne puisse pas donner un signal de prix fiable;

2) que les fournisseurs, et surtout les nouveaux entrants, aient des difficultés à prévoir longtemps à l'avance l'évolution de leurs portefeuilles de clients;

3) que les incitations pour que les acteurs soient en équilibre avant l'AL ne soient pas suffisantes; et

4) que le plafond sur le prix des règlements des écarts ne reflète pas les coûts d'un nouvel entrant (*cost of new entry*, ci-après «CONE»).

3.4. **Proportionnalité**

(64) Dans la décision d'ouverture la Commission avait identifié un risque que le mécanisme pourrait conduire à une surcompensation de certains exploitants de capacité, principalement dû aux éléments suivants:

1) le risque de surestimation de la consommation par les fournisseurs — ceci est un risque potentiel si les obligations de capacité individuelles des fournisseurs ne sont pas assez claires;

2) l'absence potentielle de transparence en matière de fixation du prix de la capacité, notamment en raison d'un volume potentiellement élevé de transactions effectuées de gré à gré ainsi que de transactions intragroupe, ce qui pourrait fausser le signal de prix et entraîner une surcompensation;

([13]) La Commission se référait à l'édition 2015, disponible ici: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf.

3) la participation limitée au mécanisme (exclusion des capacités transfrontalières et discrimination entre les différents opérateurs d'effacement);

4) le pouvoir de marché d'EDF — la possibilité d'augmenter artificiellement la valeur des garanties de capacité en tant que vendeur, tout en appliquant des prix inférieurs à sa branche commercialisation. Y sous-jacent, la Commission avait identifié plus précisément trois risques: le risque de rétention de capacités, le risque de rétention de garanties de capacité et le risque de «ciseau tarifaire».

3.5. **Prévention des effets négatifs sur la concurrence et les échanges**

(65) Dans sa décision d'ouverture, la Commission a relevé un certain nombre de problèmes en termes de distorsions de concurrence potentielles, tant au niveau de la production qu'au niveau de la fourniture d'électricité.

(66) La Commission a fait part de ses préoccupations concernant l'existence d'importantes asymétries d'information. Les grands fournisseurs intégrés verticalement, en particulier ceux qui sont déjà présents sur le marché français, sont susceptibles de bénéficier d'un avantage dû au fait qu'ils ont une connaissance plus approfondie du marché, surtout en ce qui concerne la disponibilité des capacités, les besoins d'approvisionnement et les prix. Ils sont, par conséquent, en mesure de produire des prévisions plus fiables et d'être plus efficients dans le respect des obligations imposées par le mécanisme.

(67) Du fait également de l'asymétrie des informations, il sera probablement plus difficile pour les nouveaux entrants d'estimer leur futur portefeuille de clients, alors que cette estimation est essentielle pour calculer le besoin de garanties de capacité.

(68) La Commission a aussi émis des craintes quant à la possibilité pour un opérateur historique dominant de retenir des capacités.

(69) La Commission avait aussi soulevé le risque qu'un opérateur historique dominant ait la possibilité de retenir des garanties de capacité.

(70) En outre, la Commission avait signalé un risque de pratiques d'éviction par les prix (compression de marges ou ciseau tarifaire, prix prédateurs) de la part de l'opérateur historique dominant.

(71) La Commission a souligné que l'absence de signaux de prix à long terme en matière de capacité risque de créer ou de renforcer les barrières à l'entrée pour les nouveaux producteurs. Les investissements à long terme réalisés par les nouveaux entrants peuvent exiger un certain degré de prévisibilité des prix durant un certain nombre d'années, ce que des garanties certifiées pour une durée d'un an ne sont pas de nature à fournir.

(72) La Commission avait d'ailleurs réitéré sa position concernant une concurrence réduite dans le mécanisme due à l'exclusion du mécanisme de certains types d'opérateurs de capacité (capacités transfrontalières, discrimination parmi les opérateurs de capacités d'effacement).

4. **OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS ET COMMENTAIRES DE LA FRANCE**

(73) La Commission a reçu 18 réponses de parties intéressées autres que l'État français, RTE et la CRE, durant la période de consultation concernant la décision d'ouverture. Une partie n'a répondu qu'après la période utile.

(74) Les différentes observations seront groupées par thème ci-dessous. Elles seront adressées lors de l'appréciation de la mesure, mais sans qu'une référence explicite y soit faite.

4.1. **Aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFEU**

(75) Les répondants sont divisés en ce qui concerne la qualification d'aide du mécanisme. La moitié trouve que la mesure constitue une aide d'État, soit explicitement soit implicitement en ne réagissant pas au raisonnement de la Commission à ce propos; l'autre moitié considère que le mécanisme ne constitue pas une aide d'État, pour les raisons suivantes.

(76) Deux répondants font explicitement référence à la décision n° 369417 du 9 octobre 2015 du Conseil d'État français [recours formé par l'association nationale des opérateurs détaillants en énergie ou ANODE ([14])], dans lequel le Conseil d'État a considéré que le mécanisme de capacité proposé ne revêtait pas les caractéristiques d'une aide d'État. Les autorités françaises ont également fait référence aux conclusions du Conseil d'État dans cette même affaire ([15]).

(77) Les arguments des autorités françaises quant à la qualification de la mesure comme une aide d'État sont à lire ensemble avec ceux déjà mentionnés dans la décision d'ouverture.

(78) Les autorités françaises ont fait le choix de s'engager dans la procédure d'enquête approfondie avec la Commission européenne en ne revenant pas sur ces éléments et se sont focalisées sur la proposition de mesures permettant d'assurer la compatibilité du mécanisme de capacité avec le marché intérieur, indépendamment de la question relative à la qualification d'aide d'État. Pour la complétude, les arguments de la France quant à la qualification d'aide d'État sont quand-même repris ci-dessous.

4.1.1. *Imputabilité et financement par ressources d'État*

4.1.1.1. Observations des intéressés

(79) Deux agrégateurs d'effacements, deux sociétés d'électricité verticalement intégrées et l'Union française de l'électricité considèrent que la mesure n'est pas financée au moyen de ressources d'État. Plus particulièrement, ces répondants considèrent que les fonds en cause transitent directement et exclusivement entre opérateurs privés; RTE ne possède ni ne dispose du fonds de règlement des écarts.

(80) En outre, selon ces répondants, les règles applicables à la gestion de ces ressources pourraient être comparées à celles définissant la gestion des «écarts-ajustement» dans le cadre du dispositif de responsable d'équilibre dans le marché de l'énergie.

(81) EDF rajoute que le rôle de l'État français par rapport au mécanisme se borne à définir un cadre de régulation spécifique dans lequel ne sont actifs que des opérateurs privés. Selon EDF, en instaurant un mécanisme de capacité, l'État français fait en effet usage de ses prérogatives de puissance publique et agit comme un régulateur de marché.

(82) Selon EDF le mécanisme de capacité se distingue aussi clairement du système en cause dans l'affaire Commission/Pays-Bas (NOx) ([16]), dans lequel l'État néerlandais avait octroyé de véritables «droits de polluer» permettant d'éviter le paiement d'amendes et présentant une valeur marchande dès leur octroi par l'État. Les certificats n'ont dès lors aucune valeur dans la relation État français/exploitants de capacité.

4.1.1.2. Commentaires de la France

(83) Selon les autorités françaises, le prix des garanties de capacité, et donc les revenus que pourraient retirer les exploitants de capacité de la vente de leurs certificats, n'est pas fixé par l'État. L'État n'intervient non plus sur la quantité de produits offerts sur le marché. Par contre, dans un mécanisme décentralisé, c'est le marché qui détermine le prix et la quantité des certificats. Les flux financiers afférents au mécanisme de capacité se déroulent donc entre des acteurs de droit privé et aucunement sous le contrôle de l'État.

(84) En outre, les autorités françaises considèrent que les flux financiers relatifs au paiement du règlement des écarts, quant à eux, devraient être très marginaux dans le dispositif (compte tenu des incitations à se rééquilibrer sur le marché en amont) et ne sauraient être considérés comme des ressources d'État ou sous le contrôle de l'État. Le règlement des écarts prévu pour le mécanisme de capacité suit un modèle identique à celui actuellement en vigueur en Europe pour le règlement des écarts sur le marché de l'énergie (*electricity balancing settlement mechanisms*).

([14]) L'ANODE est l'association des fournisseurs alternatifs en France.
([15]) Décision du Conseil d'État, 9e et 10e sous-sections réunies, 9 octobre 2015.
([16]) Affaire C-279/08; voir note de bas de page no 8. La Commission faisait référence à ce cas au considérant 108 de la décision d'ouverture.

(85) Les autorités françaises argumentent encore que le mécanisme est plus similaire à celui traité dans l'affaire PreussenElektra ([17]) qu'à ceux discutés dans les affaires Vent de Colère ([18]) et Essent ([19]). Comme dans le cas PreussenElektra et contrairement à ce qui était prévu dans Vent de Colère, le mécanisme de capacité ne prévoit pas de mécanisme de compensation pour les fournisseurs. Et contrairement à Essent i) les flux financiers restent constamment la propriété d'acteurs privés (fournisseurs et exploitants de capacité); ii) les flux financiers ne découlent pas d'une taxe. La présence de ressources d'État est d'autant plus contestable que, à l'inverse de la jurisprudence PreussenElektra, aucun prix d'achat minimal n'est fixé pour les garanties de capacité.

(86) En outre, selon les autorités, la cession de garanties de capacité ne saurait être considérée comme une renonciation à une ressource publique. L'État ne renonce en effet à aucune ressource puisque la valeur marchande des certificats de garantie peut provenir i) soit de la valeur intrinsèque du sous-jacent qu'ils recouvrent, ii) soit de la rareté lors leur émission. Ces deux éléments sont hors du pouvoir de l'État et distinguent ce cas des affaires NOx et certificats verts roumains, dans lesquelles les certificats pouvaient respectivement être vendus aux enchères ou avaient une valeur minimum.

(87) Enfin, dans le cas roumain, la loi oblige explicitement les fournisseurs à répercuter les coûts d'acquisition des certificats verts sur les consommateurs. La Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) avait tenu un raisonnement similaire dans le cas Vent de Colère, les fournisseurs ne servant que d'intermédiaires financiers [la contribution au service public de l'électricité ([20]) permettant d'assurer la compensation de leurs surcoûts]. À l'inverse, dans le cas du mécanisme français, les fournisseurs sont totalement libres de choisir la façon dont ils répercutent les coûts sur leurs consommateurs. Aucun mécanisme n'assure aux fournisseurs la compensation des surcoûts liés à l'achat des garanties de capacité.

4.1.2. *Avantage sélectif*

4.1.2.1. Observations des intéressés

(88) Conjointement avec EDF, une société active principalement en France dans la vente en gros considère que le mécanisme constitue une obligation de service public, cette société faisant référence à la décision de la Commission dans le cas N475/2003 portant sur un appel d'offres pour de la nouvelle capacité en Irlande ([21]).

(89) Selon EDF, dès lors que l'opération de certification correspond à un engagement de disponibilité, elle constitue la contrepartie d'un service rendu par les exploitants de capacité et non un prétendu avantage octroyé à titre gratuit.

(90) En outre, EDF et une autre société d'électricité verticalement intégrée considèrent que le mécanisme de capacité ne confère aucun avantage sélectif aux exploitants de capacité. À leur avis, les différents acteurs dans le mécanisme se trouvent dans une situation factuelle et juridique identique et bénéficient d'une complète égalité de traitement: elles sont rémunérées de la même façon, quelle que soit la technologie mise en œuvre. Aucun exploitant ne pourra donc être avantagé du fait de la spécificité de son parc de production.

(91) Selon EDF, il est erroné d'affirmer que ce soi-disant avantage serait sélectif, au motif que le mécanisme de capacité «prévoit une aide aux exploitants de capacité, et non à d'autres secteurs de l'économie». Ce faisant, la Commission méconnait les caractéristiques du mécanisme de capacité (*market-wide* et *technology neutral*), tout comme la jurisprudence de la CJUE qui apprécie la sélectivité d'une mesure par rapport aux autres entreprises se trouvant dans une situation factuelle et juridique comparable.

4.1.2.2. Commentaires de la France

(92) Premièrement, selon les autorités, l'attribution de certificats dans le cadre du mécanisme de capacité est bien la contrepartie d'un engagement de disponibilité pendant les heures de forte consommation ou de tension sur le système électrique.

([17]) Affaire C-379/98, PreussenElektra AG contre Schhleswag AG, en présence de Windpark Reußenköge III GmbH et Land Schleswig-Holstein, ECLI:EU:C:2001:160.
([18]) Affaire C-262/12; voir note de bas de page n° 10.
([19]) Affaires jointes C-204/12 à C-208/12; voir note de bas de page n° 11.
([20]) La contribution au service public de l'électricité (CSPE) est un prélèvement de nature fiscale sur les consommateurs d'électricité en France, destiné à dédommager les opérateurs des surcoûts engendrés par les obligations qui leur sont imposées par la loi sur le service public de l'électricité.
([21]) http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/137628/137628_485545_28_2.pdf

(93) Deuxièmement, les autorités françaises estiment que l'obligation de service public est bien définie. Concernant les effacements, l'optionalité de leur certification facilite leur participation au mécanisme de capacité. Pour ce qui est des installations de production, la composante déclarative du processus de certification ne remet pas en cause le caractère précis de l'obligation de service public: la CRE sera en mesure de prendre les sanctions nécessaires en cas de tentative de manipulation du marché, notamment si un acteur sous-évaluait ses capacités afin de mettre une pression à la hausse sur le prix de ces garanties de capacité.

(94) Comme le mécanisme de capacité est technologiquement neutre, les autorités considèrent qu'il ne procure aucun avantage sélectif pour une technologie de production ou d'effacement particulière.

(95) Selon la France, le point de vue de la Commission, qui semble considérer que le mécanisme de capacité serait sélectif dans la mesure où il s'adresserait uniquement aux exploitants de capacité (et non à d'autres secteurs de l'économie), signifierait que toute mesure sectorielle serait par nature sélective.

4.1.3. *Effets sur la concurrence et les échanges entre États membres*

4.1.3.1. Observations des intéressés

(96) Aucun répondant n'a réagi sur ce point.

4.1.3.2. Commentaires de la France

(97) Les autorités françaises considèrent que le mécanisme de capacité n'aura pas d'impact sur le marché de l'électricité — au niveau national, comme dans les interactions avec les pays voisins — qui continuera à fonctionner de la même manière. Plus particulièrement, ils estiment que le marché de capacité ne modifiera pas le prix de l'électricité sur les marchés spot.

4.2. **Objectif d'intérêt commun et nécessité**

4.2.1. *Observations des intéressés*

(98) Les répondants sont généralement d'avis que le mécanisme est nécessaire et qu'il devrait faire partie intégrante de l'organisation du marché. Seuls trois répondants contestent la nécessité de la mesure, aux motifs que:

1) l'analyse de l'adéquation des capacités de production réalisée par RTE en 2015 ne prévoit aucun problème de défaillance;

2) il existe actuellement une surcapacité en France, comme le démontre le fait que, pour l'année 2017, le volume des capacités certifiées est supérieur à celui nécessaire pour faire face à une pointe de consommation; et

3) la consommation a diminué au cours des dernières années et la pointe de consommation est stable (RTE avait prévu une augmentation de la pointe de consommation).

4.2.2. *Commentaires de la France*

4.2.2.1. Quant à la sécurité d'approvisionnement

(99) Selon les autorités, un indicateur de sécurité d'approvisionnement a bien été défini et un risque de défaillance a été identifié dans les dernières études de RTE: dans le dernier Bilan prévisionnel de RTE établi avant l'entrée en vigueur du mécanisme (en 2014) un déficit de marge de 2 GW apparaît dans cette étude pour l'hiver 2016-2017 dans le scénario de référence. Cette marge était réduite à 200 MW dans le Bilan prévisionnel 2015 pour l'hiver 2017-2018, mais ceci grâce au signal donné par l'instauration du mécanisme. Ces analyses seraient confirmées par les analyses du *Pentalateral Energy Forum*.

(100) En revanche, l'étude d'adéquation réalisée par REGRT-E (le rapport *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*) s'appuyait sur une méthodologie déterministe: la pointe de consommation due aux vagues de froid et à la thermosensibilité n'était pas modélisée dans l'évaluation. Ce sont les différences méthodologiques qui conduisent

à ces différences de résultats. L'application de la méthodologie-cible que s'efforce de mettre en place REGRT-E conduira à réduire les écarts entre ces différents exercices prévisionnels. À cet égard, le *Mid-Term Adequacy Forecast* publié en 2016 par REGRT-E ([22]), qui est la première version à s'appuyer sur une méthodologie probabiliste, est cohérente avec les résultats de l'étude du PLEF et de RTE.

(101) Contrairement à ce que la Commission semble suggérer, le mécanisme de capacité français n'a pas été conçu pour résoudre un éventuel problème de *missing money* mais bien pour garantir la sécurité d'approvisionnement du système électrique français (notamment à la pointe de consommation), en rémunérant la disponibilité des moyens qui ne peuvent être rémunérés de façon satisfaisante uniquement sur le marché de l'énergie.

(102) La France met en œuvre plusieurs mesures en complément du mécanisme de capacité: des projets d'interconnexions; des révisions des tarifs réglementés et tarifs d'utilisation des réseaux public de transport et de distribution d'électricité afin qu'ils reflètent mieux les raretés; le développement des capacités d'effacement (par exemple grâce à l'évolution du cadre de régulation des marchés de l'électricité pour permettre une participation des effacements à tous les mécanismes, la suppression des barrières techniques et concurrentielles à l'agrégation des capacités, le déploiement des compteurs communicants); le déploiement des renouvelables, etc.

(103) Dans l'intervalle, RTE a publié son évaluation de l'adéquation des capacités de production pour 2016. Selon les autorités, le dernier Bilan prévisionnel de RTE ne modifie pas l'analyse des autorités françaises. Au contraire, il la conforte en illustrant une nouvelle fois que la sécurité d'alimentation de la France dépend du devenir de certaines centrales thermiques (notamment des cycles combinés gaz) et des effacements de consommation, soit précisément les filières les plus sensibles à la mise en place du mécanisme de capacité.

Figure 3

Indicateurs de défaillance en scénarios «thermique haut» et «thermique bas»

		2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Scénario «thermique haut»	Énergie de défaillance	2,0 GWh	1,4 GWh	2,5 GWh	2,7 GWh	0,8 GWh
	Espérance de durée de défaillance	0 h 45	0 h 30	1 h 00	0 h 45	0 h 15
	Marge ou déficit de capacité	4 700 MW	5 400 MW	3 600 MW	3 700 MW	6 600 MW
Scénario «thermique bas»	Énergie de défaillance	8,6 GWh	13,4 GWh	26,5 GWh	26,2 GWh	7,6 GWh
	Espérance de durée de défaillance	2 h 30	3 h 45	6 h 45	6 h 15	2 h 15
	Marge ou déficit de capacité	600 MW	− 700 MW	− 2 500 MW	− 2 400 MW	900 MW

Source: RTE, Bilan prévisionnel 2016.

(104) Selon RTE, parmi les scenarios thermiques présentés dans le Bilan prévisionnel 2016 (voir figure 3), c'est le scenario «thermique bas» qui devrait être retenu en l'absence d'un mécanisme de capacité. Le scenario «thermique bas» inclut la fermeture de certains moyens, notamment ceux pour lesquels les exploitants ont actuellement décalé la fermeture dans l'attente de la mise en œuvre du mécanisme de capacité. Le scenario «thermique haut», par contre, correspond au maintien de toutes les centrales actuelles, indépendamment de toute considération économique: selon les autorités il a donc peu de chances de se concrétiser.

([22]) Disponible ici: https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx

(105) Ainsi, dans le scenario «thermique bas» la sécurité d'alimentation est menacée dès l'hiver 2017-2018 si l'on prend comme référence un hiver moyen. En outre, toujours en supposant le scenario «thermique bas», RTE a fait le calcul de l'espérance de défaillance en simulant un hiver extrême, avec vague de froid, pour les cinq hivers à venir. Les résultats de ce calcul sont repris à la figure 4.

Figure 4

Espérance de défaillance en hiver extrême (en heures)

	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Espérance de défaillance	5-15	8-21	16-36	14-34	5-13

Source: RTE.

(106) Le calcul montre que l'espérance de défaillance dépasserait à chaque fois le critère de défaillance retenu par la France, c'est-à-dire une espérance de défaillance d'une durée moyenne de 3 heures par an. Il est à noter que c'est justement contre les hivers extrêmes que le mécanisme de capacité français cherche à s'assurer.

4.2.2.2. Quant aux autres griefs exprimés par la Commission à la décision d'ouverture

(107) La Commission avait rappelé, au considérant 164 de la décision d'ouverture, que l'Autorité de la Concurrence avait suggéré la mise en place d'un tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE) horo-saisonnalisé, avec notamment une distinction entre heures pleines et heures creuses, afin d'inciter à la réduction de la demande des consommateurs industriels en période de pointe. La France a confirmé que le TURPE est d'ores et déjà horo-saisonnalisé, avec des prix différenciés selon les saisons, les jours de la semaine et/ou les heures de la journée.

(108) Dernièrement, au considérant 153 de la décision d'ouverture, la Commission considérait que les facteurs de de-rating (dans le régime de certification normatif optionnel) n'étaient pas suffisamment clairs. La France a expliqué que, dans ce régime de certification normatif optionnel, le niveau de capacité certifié (NCC) correspond à la moyenne de la puissance délivrée par l'installation sur les heures de PP2 sur l'ensemble des années historiques multipliée par le coefficient de contribution filière (ou facteur de *de-rating*). Ces coefficients de contribution (85 % pour l'hydraulique fil de l'eau, 70 % pour l'éolien et 25 % pour le solaire) traduisent le fait que, pour les installations des filières fatales, la disponibilité moyenne sur les heures de PP2 ne reflète pas parfaitement la contribution de ces installations à la réduction du risque de défaillance du fait: i) de la corrélation entre la disponibilité de l'installation et les instants de tension du système (ce qui n'est pas le cas pour une capacité commandable) et ii) d'un profil de disponibilité non-constant sur les heures de PP2 (les capacités commandables ont un profil de disponibilité plat) ce qui a un impact car la fonction de probabilité de défaillance sur les heures de PP2 n'est pas uniforme. Les coefficients de contribution pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019 ont été calculés à partir des scénarios du Bilan Prévisionnel de RTE, sur la base d'un grand nombre de séries statistiques.

4.3. **Caractère approprié de l'aide**

4.3.1. *Discrimination entre capacités d'effacement*

4.3.1.1. Observations des intéressés

(109) Une majorité de répondants fait référence à la discrimination présumée entre les effacements implicites et les effacements explicites. Une majorité d'entre eux (cinq) estime que le mécanisme est plus favorable aux effacements explicites, du fait de l'obligation d'activation imposée à l'effacement implicite, qui est considérée comme plutôt contraignante. Deux répondants ont fait remarquer que selon le critère de sécurité d'approvisionnement retenu, une capacité d'effacement explicite ne devrait être activée qu'une fois tous les dix ans

(le mécanisme étant conçu pour une pointe hivernale décennale). Ils considèrent, par conséquent, que le volume d'heures de PP2 (disponibilité de l'effacement explicite) devrait être 10 fois plus élevé que le volume d'heures de PP1 (réduction effective de l'effacement implicite). Deux répondants d'avis contraire font remarquer que selon eux, les conditions des effacements implicites sont plus avantageuses, étant donné que les opérateurs d'effacement explicite doivent supporter les coûts de la certification. Deux répondants considèrent que les autorités françaises ont trouvé un juste équilibre entre les obligations des deux types d'opérateurs d'effacement.

4.3.1.2. Commentaires de la France

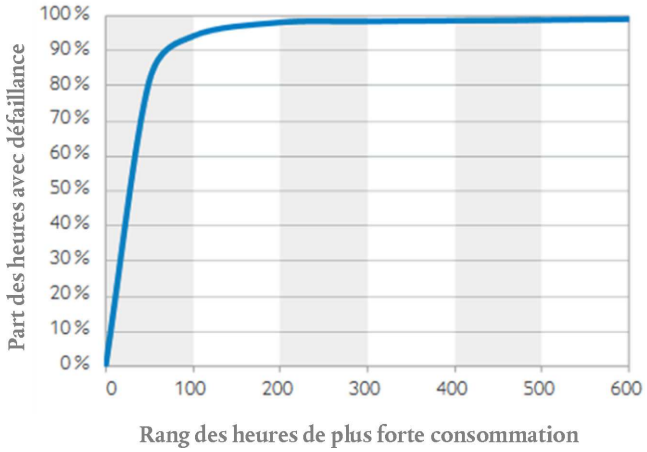
(110) La France s'est défendue en pointant les différentes obligations des deux types d'opérateurs d'effacement. Elle affirme que des conditions différentes sont nécessaires précisément pour permettre aux deux types de capacité de participer au mécanisme. En particulier, la contrepartie exigée d'un effacement se valorisant de façon implicite étant plus forte (activation versus disponibilité), il est logique que le nombre de jours sur lequel elle porte (jours de PP1) soit inférieur au nombre de jours durant lesquels un opérateur d'effacement explicite doit être disponible.

(111) Certains parties intéressées s'inquiétaient désormais de ce que la durée de la période PP2, bien que supérieure à celle de PP1, soit potentiellement sous-dimensionnée. Selon la France, le dimensionnement des périodes PP1 et PP2 est une question complexe, dont la réponse constitue nécessairement un compromis. RTE a mené des études pour aboutir à un compromis satisfaisant, dont les résultats ont été présentés dans le *Rapport d'accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité* (2014).

(112) En résumé, afin de capter les heures de plus forte consommation (voir figure 5 ci-dessous) tout en étant capable de révéler la participation des consommateurs effaçables à la réduction du risque de défaillance, les autorités françaises ont choisi de retenir une volumétrie de 100 à 150 heures pour la période PP1.

Figure 5

Liens entre défaillance et heures de plus forte consommation



Source: RTE, *Rapport d'accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité* (2014), p. 139.

(113) Selon la France, PP2 devrait certes être plus longue que PP1 (car la notion d'activation est plus exigeante que celle de disponibilité), mais PP2 ne devrait pas non plus être trop longue pour ne pas désavantager indûment certaines filières, et notamment les effacements. Il ressortait de la même étude de RTE que 99 % des heures de défaillance sont comprises dans les 300 heures de plus forte consommation et que, dès lors, une période PP2 ciblée, contenant entre 100 et 300 heures de plus forte consommation était un choix cohérent pour estimer de façon pertinente la contribution à la réduction du risque de défaillance des capacités d'effacement explicites.

(114) À l'intérieur de cet intervalle de 100 à 300 heures, les autorités françaises ont retenu le chiffre de 250 heures. En effet, ce chiffre permet i) de capter près de 99 % des heures de défaillance (voir la figure 5) et ne conduit donc pas à une dégradation de la captation du risque de défaillance par rapport au choix maximal de 300 heures, ii) d'augmenter la disponibilité des effacements de consommation explicite par rapport aux autres filières ([23]). Ainsi, pour assurer un même niveau de sécurité d'approvisionnement, les autorités françaises ont fait le choix de retenir un maximum de 250 heures pour la période PP2 afin de maximiser la contribution des effacements explicites pour un même niveau de couverture du risque de défaillance.

(115) Le fait de prévoir une période PP2 10 fois plus longue que la période PP1 reviendrait à mesurer la disponibilité des moyens de production et d'effacement sur 1 000 à 1 500 heures. Au vu des contraintes de disponibilité des capacités d'effacement sur des durées prolongées, l'élargissement de l'obligation de disponibilité aurait comme effet pour ces capacités de réduire leur potentiel de valorisation sur le mécanisme de capacité. 100 MW d'effacement industriel capables de se rendre disponibles sur une centaine d'heures, mais pas sur un millier d'heures, seraient alors valorisés comme 20 MW de production thermique, alors même que les études montrent que leur contribution à la réduction du risque de défaillance est comparable à 90 MW de production thermique. De ce fait, et afin de garantir une concurrence équitable entre les opérateurs d'effacement et les producteurs, les autorités françaises ont choisi de ne pas retenir une période PP2 10 fois plus longue que la période PP1 et de disposer d'une période PP2 ciblée.

(116) Par ailleurs, les autorités françaises rappellent que le mécanisme de capacité prévoit un contrôle de la disponibilité des capacités (en l'absence d'activation spontanée), qui permet bien de garantir qu'il n'y a pas d'effet d'aubaine entre un engagement de disponibilité et un engagement d'activation.

(117) Les autorités françaises sont néanmoins ouvertes à la fixation d'autres valeurs que celles retenues actuellement dans les règles mais considèrent que le cadre actuellement en vigueur constitue un juste équilibre entre les opérateurs d'effacement indépendants et les fournisseurs. Elles estiment donc que le ratio PP1/PP2 devrait être maintenu en l'état pour les premières années de livraison. Sa valeur pourra être réexaminée si les signaux envoyés ne sont pas suffisamment pertinents et une telle évaluation peut être intégrée dans l'évaluation du fonctionnement du marché de la capacité.

4.3.2. *Exclusion des capacités transfrontalières*

4.3.2.1. Observations des intéressés

(118) Les observations reçues en réaction à la décision d'ouverture font apparaître un large consensus parmi les acteurs du marché pour que le mécanisme français s'ouvre progressivement (c'est-à-dire sans mettre en danger le lancement du mécanisme en janvier 2017) aux capacités transfrontalières.

4.3.2.2. Commentaires et remèdes proposées par la France

(119) En réaction, la France a proposé une prise en compte explicite des capacités étrangères selon un modèle hybride, qui rémunère aussi bien les interconnexions que les capacités de production et d'effacement étrangères. Dans cette proposition, la rémunération la plus importante reviendra soit aux interconnexions soit aux capacités étrangères selon la rareté.

(120) Dans la proposition, les capacités de production et d'effacement étrangères devraient acquérir des tickets d'interconnexion pour pouvoir être certifiées et ensuite offrir leurs garanties de capacité sur le marché de capacité français.

(121) Les tickets seront accordés par frontière sur la base de la contribution des États-membres transfrontaliers à la sécurité d'approvisionnement en France. Ces tickets seront ensuite mis aux enchères «frontière par frontière». Toutes les capacités de production et d'effacement du pays transfrontalier interconnecté à la France par une interconnexion donnée auront la possibilité de participer à l'enchère des tickets d'interconnexion correspondant à

([23]) Dans le rapport d'accompagnement des règles, RTE a mis en évidence que la plupart des filières de production étaient insensibles au choix d'une durée PP2 de 200, 250 ou 300 heures mais que les effacements étaient par contre sensibles à ce choix et que leur contribution au risque de défaillance était affectée par une plage de disponibilité plus importante.

cette interconnexion. Les enchères auront lieu en année de livraison -1 (ci-après AL-1). Le dispositif ne s'oppose pas à ce que des capacités contractées sous le mécanisme français participent simultanément à d'autres mécanismes de capacité dans l'Union européenne. Dans ce contexte, il sera alors nécessaire de définir, en partenariat avec les États concernés, des modalités de contrôle et d'évaluation du service rendu.

(122) Une fois que les capacités de production ou d'effacement étrangères ont obtenu des tickets d'interconnexion, elles peuvent se faire certifier et obtenir des garanties de capacités. Elles peuvent ensuite vendre ces garanties de capacité sur le marché de capacité français.

(123) Les autorités françaises s'engagent à mettre en œuvre de manière unilatérale la solution «hybride pragmatique» susmentionnée, c'est-à-dire à intégrer dans leur cadre réglementaire la possibilité pour les installations localisées dans les États membres frontaliers de participer de manière explicite au mécanisme de capacité français sous réserve d'une capacité de transit suffisante aux interconnexions. Ce cadre réglementaire prévoira néanmoins l'accord des gestionnaires des réseaux de transport ([24]) (GRT) des États membres concernés, sous la forme d'un protocole de coopération permettant la mise en place d'un processus de certification et de contrôles nécessaires à la mise en œuvre du mécanisme.

(124) En l'absence de signature d'un tel protocole par certains GRT des États membres concernés, les autorités françaises s'engagent à mettre en place une procédure de sauvegarde permettant de disposer d'une participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité et de sortir ainsi définitivement du modèle basé sur une participation implicite. Cette procédure de sauvegarde consistera en une participation explicite des interconnexions (solution qui peut être mise en place sans le concours des autres États membres et qui permet de refléter la valeur apportée par les capacités d'interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France).

(125) La mise en œuvre de ces engagements nécessite une révision du décret de 2012, pris en Conseil d'État après avis du Conseil supérieur de l'énergie, du Conseil national d'évaluation des normes, de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence. Les autorités françaises considèrent qu'il n'est pas envisageable de prévoir une adoption du décret avant la fin 2017 puis une révision des règles prises pour son application. Les autorités françaises considèrent que cette étape pourrait prendre environ 6 mois. Le calendrier présenté par les autorités françaises repose donc sur une déclinaison dans le cadre réglementaire en 2018 pour une mise en œuvre effective pour l'année de livraison 2019.

4.3.3. *L'absence de signaux pour les nouveaux investissements*

4.3.3.1. Observations des intéressés

(126) La Commission a reçu de nombreuses réponses à ce sujet et les points de vue exprimés étaient très divergents.

(127) La majorité (sept) des répondants convient que le mécanisme ne peut, dans sa forme initiale, encourager de nouveaux investissements dans des centrales de production. Les motifs le plus souvent cités sont notamment l'absence de signal de prix représentatif suffisamment en amont de l'année de livraison, le plafond du prix de la capacité fixé à 40 000 EUR/MW (résultant du plafond applicable au mécanisme de règlement des écarts) et l'absence de contrats à long terme.

(128) Dans leur majorité, les répondants ont, en effet, confirmé soit que le mécanisme était trop complexe, soit qu'il était pour le moins difficile pour les fournisseurs, et en particulier pour les nouveaux entrants, d'estimer leurs futurs portefeuilles. Un des répondants a souligné qu'un mécanisme de capacité centralisé pourrait éviter ce type de problèmes.

(129) Deux producteurs (historiques) ne partagent pas cet avis et pensent que le mécanisme permettra d'attirer de nouveaux investissements, notamment en raison du délai de 4 ans avant l'année de livraison, de la possibilité pour le marché de développer des produits à terme et du signal de prix, qu'ils jugent fiable. Ils estiment en outre que le mécanisme prévoit des garde-fous suffisants pour assurer la transparence des obligations de capacité, notamment grâce à la publication régulière, par RTE, des prévisions relatives au niveau global de garanties de capacité requises pour chaque année de livraison.

([24]) En vertu de l'article 2 de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 55), le gestionnaire de réseau de transport (GRT) est «une personne physique ou morale responsable de l'exploitation, de la maintenance et, si nécessaire, du développement du réseau de transport dans une zone donnée et, le cas échéant, de ses interconnexions avec d'autres réseaux, et chargée de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de transport d'électricité».

(130) Deux autres répondants (des producteurs alternatifs) font remarquer que l'objectif principal du mécanisme est de maintenir en exploitation les capacités existantes plutôt que de stimuler de nouveaux investissements.

4.3.3.2. Commentaires et remèdes proposées par la France

Absence de contrats à long terme

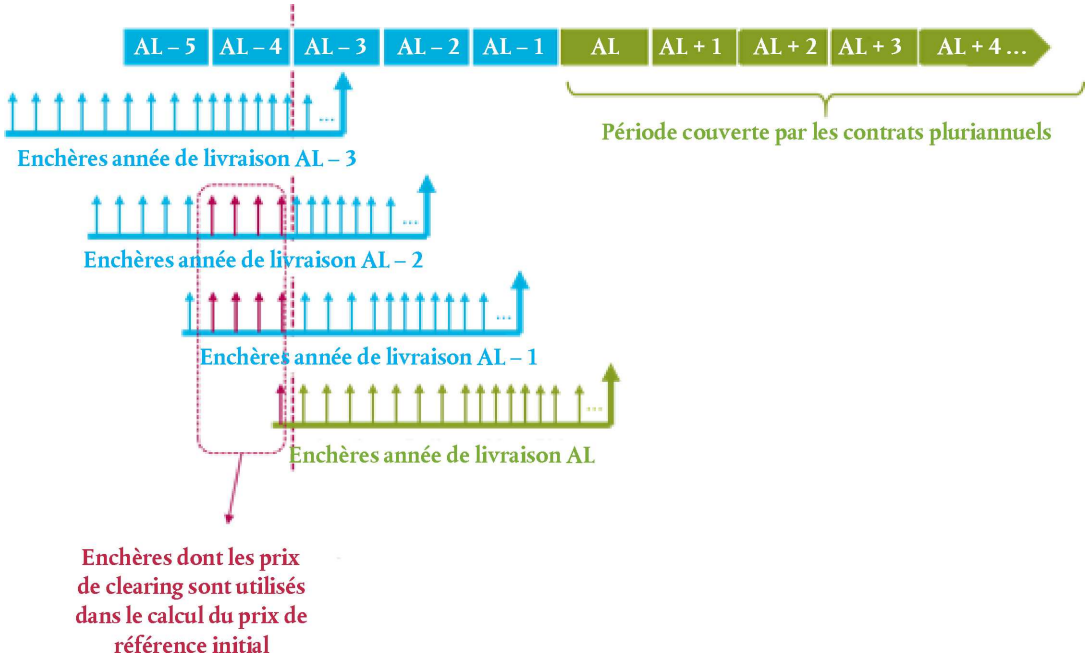
(131) Suite aux retours des parties tierces, les autorités françaises se sont engagées à mettre en place un dispositif de contractualisation pluriannuelle visant à favoriser l'investissement dans de nouvelles capacités. Toutes les nouvelles capacités ([25]) seront éligibles au dispositif si elles ne disposent pas déjà d'un mécanisme de soutien.

(132) Afin de permettre un délai de mise en œuvre suffisant aux nouveaux projets, une première enchère de garanties de capacité sera organisée sur la plateforme EPEX en AL-4. Les nouvelles capacités potentielles devront soumettre leurs offres à RTE au dernier trimestre de l'AL-4. Les offres doivent principalement proposer un prix et un volume.

(133) La compétitivité du prix est ensuite comparée avec un «prix de référence initial» au-delà duquel les offres ne seraient pas retenues. Le prix de référence initial sera un prix pondéré ([26]) de la capacité résultant non seulement de l'enchère organisée en AL-4 pour l'année de livraison AL, mais aussi des enchères organisées au cours de cette même année pour les années de livraison AL-2 et AL-1, comme indiqué à la figure 6.

Figure 6

Proposition de composition du prix de référence initial



Source: Lettre des autorités françaises du 9 septembre 2016.

([25]) Les critères appliqués pour distinguer les investissements dans de nouvelles capacités des investissements de maintenance ou d'extension de la durée de vie d'installations existantes seront alignés sur les définitions déjà existantes dans la règlementation française, permettant de distinguer les «nouvelles capacités» des investissements de maintenance ou de prolongation de la durée de vie. Ainsi, l'article L. 311-1 du code de l'énergie, dans sa version issue de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dispose: «Sous réserve de l'article L. 311-6, l'exploitation de toute nouvelle installation de production d'électricité est subordonnée à l'obtention d'une autorisation administrative. Sont également considérées comme de nouvelles installations de production, au sens du présent article, les installations dont la puissance installée est augmentée d'au moins 20 % ainsi que celles dont la source d'énergie primaire est modifiée.»

([26]) La pondération précise reste à déterminer par les autorités françaises après concertation du marché.

(134) Le prix de référence initial ne sera donc pas connu des acteurs de marché au préalable et ce sont les résultats du marché qui permettront de déterminer ce prix de référence initial.

(135) En ce qui concerne les volumes à contracter, les autorités françaises appliqueront une courbe de demande permettant de limiter ces volumes aux offres qui sont réellement compétitives sur le long terme. La courbe de demande sera élaborée annuellement par RTE et approuvée par la CRE, et devra refléter la valeur de la nouvelle capacité pour la collectivité. Il s'agit en effet de s'assurer que le mécanisme de contractualisation pluriannuelle aura effectivement un impact positif pour les consommateurs.

(136) Les capacités sélectionnées bénéficieront d'un contrat pour différence d'une durée de 7 ans comparable, dans son fonctionnement, à un complément de rémunération (*feed-in premium*), ce qui veut dire que tout écart entre le prix de l'offre et le prix de référence marché donne lieu soit à un remboursement de la différence (si le PRM est supérieur au prix de l'offre) soit à un encaissement (si le PRM est inférieur au prix de l'offre). Toutefois, afin d'inciter les opérateurs du marché à s'efforcer de maximiser leurs revenus, tout revenu généré par la vente de garanties à un prix supérieur au prix de l'offre ne donne pas lieu à remboursement de la différence (prix de vente — prix de l'offre) par l'investisseur.

(137) Les autorités françaises envisagent, en outre, l'introduction de critères environnementaux conduisant à accorder une préférence aux producteurs émettant peu de carbone, sous la forme i) d'une préséance environnementale, à caractéristiques techniques et économiques identiques, et ii) d'un plafond sur les émissions pouvant être générées par un actif qui bénéficierait du cadre spécifique pour les nouvelles capacités. Les critères environnementaux, tel que le niveau d'émission des gaz à effets de serre, seront définis dans les règles et l'offre la mieux disante sur le plan environnemental pourra être retenue le cas échéant. Par ailleurs, les installations existantes resteront soumises à la règlementation environnementale en vigueur, européenne et française, ce qui pourra nécessiter pour ces installations, le cas échéant, des investissements de mise en conformité.

(138) Les autorités françaises s'engagent à mettre en œuvre le dispositif pour une sélection des capacités en 2019 associée à une première participation effective des capacités sélectionnées pour l'année de livraison 2023. En outre, elles s'engagent à mettre en œuvre dès 2019 un dispositif transitoire de contrats pluriannuels, permettant de couvrir la période comprise entre 2020 et 2023. A titre d'exemple, cela voudrait dire qu'en 2019, un dispositif «pérenne» pour l'année de livraison 2023 serait lancé mais également un dispositif transitoire pour les années de livraison 2020, 2021 et 2022.

Difficulté pour les fournisseurs de prévoir longtemps à l'avance l'évolution de leurs portefeuilles de clients

(139) Les autorités françaises estiment que les prévisions régulières de RTE devraient fournir une aide suffisante aux fournisseurs pour leur permettre de mieux prévoir le niveau définitif de leur obligation de capacité. Les autorités y rajoutent que les fournisseurs ont la possibilité, au moins pendant les premières années du mécanisme, de rééquilibrer leurs capacités sans frais jusqu'à la fin de l'année de livraison.

(140) Nonobstant ce qui précède, et en complément de ces garde-fous, les autorités françaises proposent d'inscrire dans les règles du mécanisme de capacité des dispositions sur l'accompagnement des fournisseurs alternatifs en ce qui concerne le calcul de leur obligation de capacité. À l'heure actuelle, les règles prévoient que RTE notifie à chaque fournisseur un niveau d'obligation prévisionnel un an après l'année de livraison, puis un niveau d'obligation définitif deux ans après l'année de livraison. En complément, RTE a développé des outils d'accompagnement permettant d'informer les acteurs sur leur niveau d'obligation avant ces échéances. La France propose de formaliser l'obligation pour RTE d'accompagner les fournisseurs dans le calcul de leur obligation, notamment par la mise à disposition d'outils permettant aux fournisseurs alternatifs de mieux anticiper leur obligation de capacité et par l'inscription de guichets réguliers au cours desquels les fournisseurs utiliseront ces outils pour avoir une prévision de leur obligation. Les fournisseurs auront également la faculté d'utiliser ces outils à leur demande en dehors de ces guichets inscrits dans les règles.

Absence potentielle d'incitations pour que les acteurs soient en équilibre avant l'Année de livraison

(141) En outre, les autorités françaises se sont engagées à réviser les modalités de rééquilibrage, afin d'inciter les exploitants de capacité à se certifier au plus juste possible. Plus précisément, les coûts des rééquilibrages appliqués aux acteurs sont calculés en fonction du volume de rééquilibrage de chaque acteur:

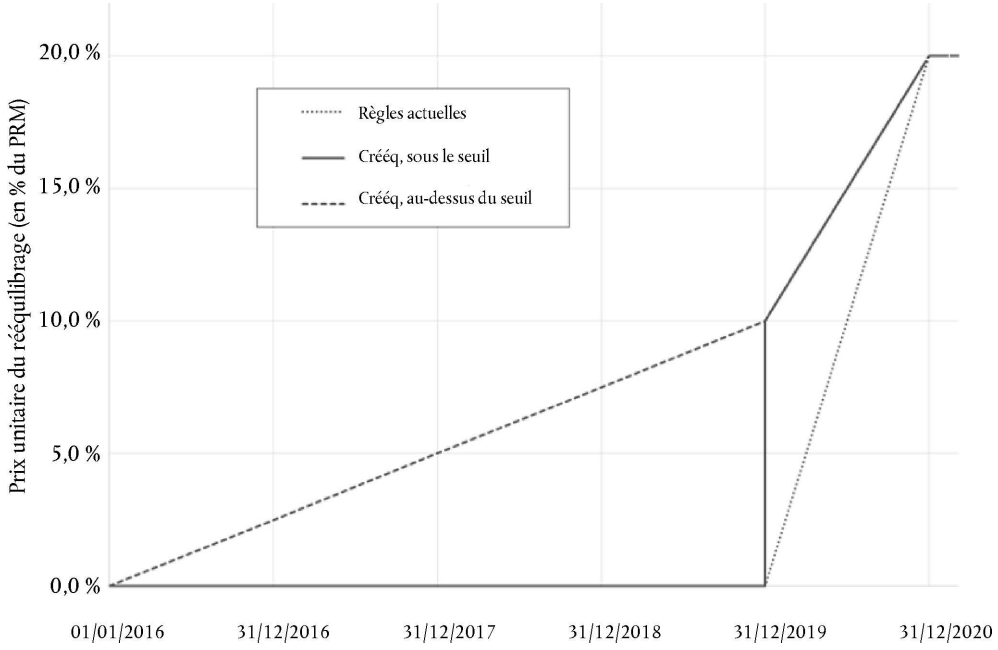
1) lorsque la somme des rééquilibrages est inférieure à 1 GW (somme des valeurs absolues), le rééquilibrage reste gratuit avant l'année de livraison;

2) lorsque la somme des rééquilibrages est supérieure à 1 GW (somme des valeurs absolues), les rééquilibrages avant l'année de livraison sont payants.

(142) La progressivité des coûts de rééquilibrage, selon les cas, est illustrée dans la figure 7 ci-dessous (année de livraison: 2020), avec un prix unitaire croissant à mesure que l'on se rapproche de l'année de livraison.

Figure 7

Illustration du nouveau cadre proposé pour les rééquilibrages pour l'année 2020 avec k = 0,2



Source: Lettre des autorités françaises du 9 septembre 2016.

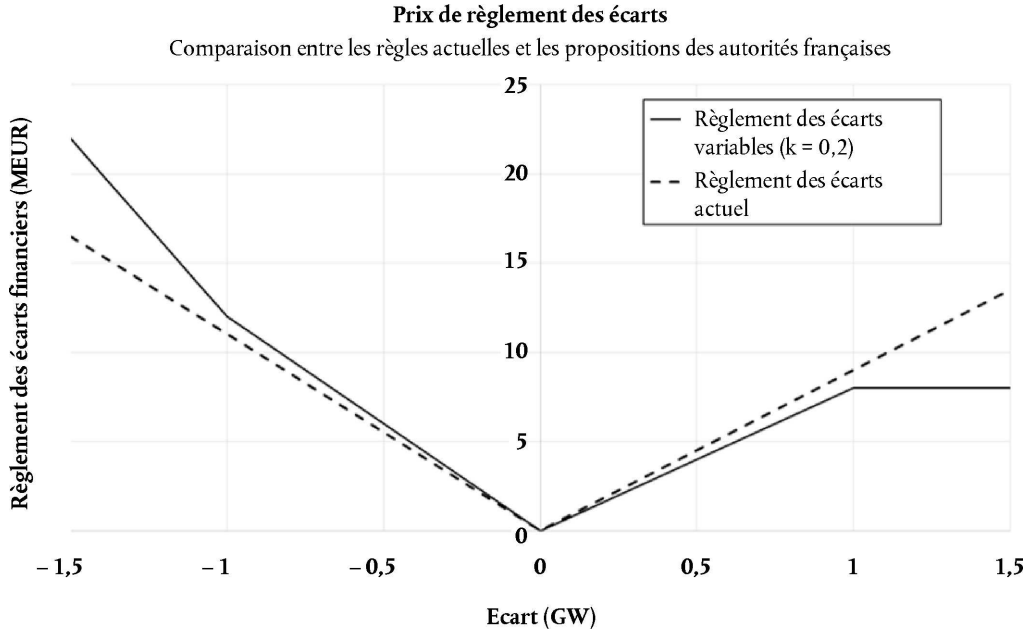
(143) Les exploitants de capacité doivent désormais se rééquilibrer dans un délai court et défini dans les règles lors d'évènements importants (c'est-à-dire entraînant une indisponibilité des moyens par rapport à leurs prévisions de disponibilités, comme mise sous cocon, fermeture définitive, avarie conduisant à une diminution de la disponibilité pendant une période longue, etc.) ([27]).

(144) Les autorités françaises proposent aussi une modification du mécanisme de règlement des écarts afin d'encore décourager les acteurs du marché à présenter des écarts négatifs ou positifs à l'un ou l'autre moment. En particulier, le coefficient d'incitation «k», appliqué aux déséquilibres, sera doublé (il était fixé à 0,1 dans l'arrêté du 22 janvier 2015 mais sera donc augmenté à 0,2) et sera d'ailleurs encore accru pour les déséquilibres négatifs dépassant un seuil de maximum 1 GW et encore moins rémunérateur pour les déséquilibres positifs également dépassant un seuil maximal de 1 GW (le niveau précis des seuils reste à définir par les autorités sur base d'un retour du marché mais il ne dépassera de toute façon pas 1 GW). Ces modifications sont illustrées à la figure 8.

([27]) Auparavant les exploitants de capacité n'avaient qu'une obligation de notification d'un événement entraînant un écart de plus de 100 MW par rapport à leurs prévisions de disponibilités. La différence principale est que cette déclaration de l'exploitant n'était pas nécessairement assortie d'un rééquilibrage (l'exploitant pouvait attendre pour se rééquilibrer ou ne pas se rééquilibrer et être aux écarts). Le seul cas où il y avait une obligation de rééquilibrage concernait les fermetures définitives. En outre, cette disposition n'était pas prévue par la règlementation mais par le contrat de certification; elle sera maintenant inscrite dans la réglementation (texte de niveau supérieur).

Figure 8

Illustration de la proposition de règlement des écarts avec l'effet de seuil de 1 GW et avec k = 0,2



Source: Lettre des autorités françaises du 9 septembre 2016.

Le plafond sur le prix des règlements des écarts ne reflète pas CONE

(145) En complément, les autorités françaises se sont engagées à augmenter progressivement le prix administré (qui est un plafond sur le prix des écarts et, dès lors, indirectement sur le prix des garanties de capacité), selon le calendrier suivant:

1) en 2017, un prix administré de 20 000 EUR/MW pour que les acteurs puissent apprendre à maîtriser le fonctionnement du marché avec des risques limités, du fait de la mise en œuvre effective tardive du dispositif;

2) en 2018 et 2019, un prix administré à 40 000 EUR/MW;

3) à partir de 2020, un prix administré à 60 000 EUR/MW pour que le mécanisme de capacité puisse, le cas échéant, envoyer des signaux de prix correspondant à des besoins en nouvelles capacités, dans un marché qui devrait alors avoir atteint une maturité suffisante.

(146) En outre, les autorités françaises s'engagent pour les années de livraison 2021 et suivantes, à actualiser annuellement le prix administré pour le porter à une valeur correspondant au CONE, notamment aux coûts d'une centrale à gaz de type CCG ou cycle ouvert, tel que calculé par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et approuvé par le régulateur. Cette actualisation ne se fait pas nécessairement par le biais d'une procédure de révision complète des règles du mécanisme de capacité.

(147) Ce calendrier permet i) de faire coïncider une éventuelle hausse du prix administré avec l'entrée en vigueur du dispositif de contrats pluriannuels pour les nouvelles capacités et ii) d'interroger les acteurs de marché conjointement sur la hausse du prix administré et sur l'introduction du dispositif de contrats pluriannuels pour les nouvelles capacités ([28]).

([28]) Dans le cadre de l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité, les services de la Commission européenne et les autorités françaises ont réalisé de premières analyses sur les besoins de financement associés à de nouveaux projets d'investissement dans des projets de type CCG (en se basant sur les données financières du projet Landivisiau et différents éléments présents dans la littérature économique). Ces analyses mettent en évidence qu'un revenu capacitaire de 60 000 EUR/MW/an est cohérent, en ordre de grandeur, avec de nouveaux investissements dans des CCG mais que, pour assurer la rentabilité des projets, une augmentation du prix administré pourrait être envisagée. En effet, sur la base des données financières existantes, la rentabilité des projets n'est assurée que pour des revenus capacitaires très proches de 60 000 EUR/MW/an. Ces sont ces analyses qui doivent être poursuivies afin de conclure de manière plus précise sur l'opportunité d'augmenter le prix administré et de garantir ainsi que le niveau du prix administré puisse à la fois constituer un garde-fou pour les consommateurs et ne pas constituer une barrière à l'entrée sur le marché de l'électricité.

(148) En complément de ce qui précède et de ce qui était indiqué à la décision d'ouverture, la Commission avait indiqué dans les discussions avec les autorités françaises qu'elle craignait que le *spread* entre l'ARENH et le prix de l'électricité sur le marché de l'énergie ne puisse aussi constituer un plafond implicite sur les prix de capacité, étant donné que le produit ARENH inclut les garanties de capacités.

(149) Les autorités françaises ont répondu que:

1) le volume des garanties de capacité lié au produit ARENH est suffisamment faible en comparaison avec la totalité du marché de capacité et n'est, dès lors, pas capable d'influencer le prix des autres garanties de capacité; et

2) le *spread* actuel est plus ou moins égal à 10 EUR/MWh, ce qui correspond à un prix capacitaire de 87 600 EUR/MW. Le prix administré de la capacité étant respectivement fixé à 20 000 EUR/MW/an, 40 000 EUR/MW/an et 60 000 EUR/MW/an pour les années 2017, 2018-2019 et 2020, l'ARENH n'est pas un produit compétitif actuellement ([29]).

(150) Néanmoins, les autorités françaises s'engagent, dans le cadre d'une évaluation future du fonctionnement du marché, à étudier l'opportunité de «financiariser» la part capacité du produit ARENH ([30]), afin d'éviter que ce produit ne perturbe la formation libre des prix sur le marché de capacité.

4.3.4. *Autres griefs de la Commission*

(151) Au considérant 182 de la décision d'ouverture, la Commission avait indiqué que la France devait clarifier pourquoi certaines des propositions d'amélioration du mécanisme faites par l'Autorité de la concurrence dans son avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 n'avaient pas été retenus.

(152) Les autorités françaises ont expliqué que, tenant compte des amendements proposés (c'est-à-dire contraindre les producteurs à déclarer la disponibilité prévisionnelle de leurs installations de production sur la base de la disponibilité historique de ces installations et mettre en œuvre un mécanisme pour la participation explicite des capacités transfrontalières), il ne restait que deux propositions de l'Autorité de la concurrence non retenues:

1) prévoir de ne pas attribuer de certificats aux installations en obligation d'achat (renouvelables), dans la mesure où les tarifs de rachat de l'électricité produite par ces installations couvrent déjà les coûts complets de ces installations; et

2) ne pas faire supporter le financement de l'appel à projet transitoire par les fournisseurs alternatifs.

(153) Concernant à la première proposition non retenue, les autorités ont expliqué qu'elles avaient retenu la certification des installations en obligation d'achat afin de respecter le caractère *market-wide* du mécanisme de capacité. En revanche, afin d'éviter un éventuel cumul de rémunérations pour les installations sous obligation d'achat, il a été décidé que les acheteurs obligés seraient responsables de la certification de ces installations, et détenteurs des garanties de capacités associées, les recettes tirées de la vente des capacités étant déduites de la compensation des acheteurs obligés.

(154) Quant à la seconde proposition non retenue, les autorités ont expliqué qu'il a été décidé de ne pas mettre en œuvre l'appel à projets transitoire; les fournisseurs alternatifs n'ont donc à supporter aucun coût. Ils supporteront néanmoins des coûts pour ce dispositif dans le futur, puisque le dispositif de sécurisation actuel sera bien annulé et remplacé par le dispositif de contrats pluriannuels après l'évolution du décret.

4.4. **Proportionnalité**

4.4.1. *Surestimation de la consommation*

4.4.1.1. Observations des intéressés

(155) Les observations des parties tierces sur ce point sont intégrées dans la section 4.3.3.1 ci-dessus.

([29]) Un *spread* ARENH-prix de marché d'environ 7 EUR/MWh résulterait en un prix de capacité d'environ 60 000 EUR/MW/an, c'est-à-dire le Padmin. Avec un prix ARENH égal à 42 EUR/MWh, il faudrait que le prix de l'énergie soit supérieur ou égal à 35 EUR/MWh pour que le *spread* ARENH-prix de marché puisse constituer un plafond implicite sur le prix de la capacité. Or, selon les autorités françaises, les prix *forward* à l'horizon 2019 ne sont pas de cet ordre de grandeur.

([30]) La «financiarisation» de l'ARENH capacitaire implique que le prix de la capacité serait déduit du prix de l'ARENH énergétique.

Commentaires de la France

(156) Les commentaires de la France sur ce point sont repris au considérant 139 ci-dessus.

(157) Nonobstant lesdits commentaires, les autorités proposent d'obliger RTE à accompagner les fournisseurs alternatifs en ce qui concerne le calcul de leur obligation de capacité, tel qu'expliqué au considérant 140.

4.4.2. *Manque de transparence sur la fixation du prix de la capacité*

4.4.2.1. Observations des intéressés

(158) Une large majorité des répondants (treize) déplore le manque de visibilité des transactions de gré à gré, et plus particulièrement des transactions intragroupe, alors que plusieurs d'entre eux estiment que la plupart des transactions devraient se faire sous cette forme. Un des répondants a à nouveau souligné qu'un mécanisme de capacité centralisé pourrait éviter ce type de problèmes.

(159) L'opérateur historique estime lui que le mécanisme, dans sa forme actuelle, offre des garanties suffisantes pour assurer la transparence des échanges (y compris intragroupe), notamment:

1) l'obligation de tenir des comptes séparés dans le registre des garanties de capacité (un compte pour les exploitants de capacité et un compte pour les fournisseurs); et

2) l'obligation de transparence à l'égard de la CRE et la surveillance par cette dernière des transactions internes.

4.4.2.2. Commentaires de la France

(160) Les autorités françaises mentionnent aussi les garanties relevées par l'opérateur historique (reprises au considérant 160). Elles précisent également que, compte tenu de la nécessité pour les fournisseurs de s'adapter à l'évolution de leur clientèle, il semble opportun de maintenir la possibilité des échanges de gré à gré entre les acteurs du marché en complément des enchères périodiques. Un mécanisme d'échanges continus garantirait cette souplesse, ainsi que la visibilité des transactions et des prix, et permettrait d'atténuer l'asymétrie d'informations entre les acteurs du marché. Toutefois, la participation à un tel mécanisme serait coûteuse, en particulier pour les fournisseurs relativement modestes. Les autorités françaises proposent dès lors de maintenir les transactions de gré à gré en association avec un marché organisé, où le prix de chaque transaction serait rendu public.

(161) Elles proposent cependant aussi de prévoir des garanties supplémentaires afin d'accroître la transparence et la représentativité des échanges de capacité.

(162) Le mécanisme prévoit déjà que les prix des enchères sur la plateforme qui sera mise en place par EPEX Spot seront publics. Afin de garantir un niveau de transparence équivalent à celui d'une plateforme de négociation pour les transactions de gré à gré, les autorités françaises proposent de donner à tous les acteurs un accès au registre des transactions gré à gré (rendus anonymes), assurant ainsi la visibilité des volumes et des prix, tout en garantissant l'anonymat des opérateurs. Les parties intéressées pourront alors prendre ces informations en considération dans leur stratégie d'achat et de vente dans les enchères organisées.

(163) De plus, les enchères seront renforcées. Les autorités françaises se sont engagées à augmenter la liquidité des enchères organisées, en portant le nombre d'enchères au cours des 4 années précédant la première année de livraison à 15, soit 1 nouvelle enchère en l'année de livraison AL-4, 4 en AL-3, encore 4 en AL-2 et finalement 6 en AL-1 (dans la version initiale du mécanisme, les autorités françaises avaient prévu seulement 10 enchères, étalées sur les 3 années précédant l'année de livraison).

(164) En outre, les autorités françaises s'engagent à contraindre, dans le cadre réglementaire, certains exploitants de capacité à offrir sur le marché leurs certificats sur la base du schéma suivant:

1) AL-4: 25 % du niveau de capacité certifiée;

2) AL-3: le maximum entre 25 % du niveau de capacité certifiée et 25 % du volume de certificats de capacité invendus;

3) AL-2: le maximum entre 25 % du niveau de capacité certifiée et 50 % du volume de certificats de capacité invendus;

4) AL-1: le maximum entre 25 % du niveau de capacité certifiée et 100 % du volume de certificats de capacité invendus.

(165) Cette contrainte s'appliquera aux responsables des périmètres de certification détenant un volume de capacité excédant un seuil de 3 GW.

4.4.3. *Exclusion de certains types d'exploitants de capacité du mécanisme*

(166) Les observations des parties tierces et les commentaires des autorités françaises quant à la potentielle discrimination entre les différents types de capacité d'effacement sont élaborés à la section 4.3.1.

(167) Les observations des intéressés et les propositions des autorités françaises pour remédier à l'exclusion notamment des capacités transfrontalières et des nouveaux investissements sont décrits à la section 4.3.3.

4.4.4. *Le pouvoir de marché d'EDF*

4.4.4.1. Risque de rétention de capacités

Observations des intéressés

(168) Trois quarts des parties ayant réagi à la décision d'ouverture font spécifiquement référence au risque de rétention de capacités dans le mécanisme français.

(169) Une association de consommateurs industriels français craint qu'EDF n'ait un intérêt à influencer le prix de référence de marché (PRM) à la hausse et à vendre l'excédent de capacité après l'année de livraison, étant donné que:

1) dans un tel cas, la pénalité qu'EDF paiera au règlement des écarts sera largement compensée par les recettes tirées d'un PRM relativement élevé; et

2) le PRM sera utilisé pour facturer le coût de la capacité à la très grande majorité des consommateurs, et sera dès lors répercuté sur ces derniers.

(170) Un fournisseur alternatif a fait remarquer qu'outre le fait que les enchères organisées ne seront probablement pas très représentatives des échanges réalisés dans le cadre du mécanisme (les fournisseurs devraient être tentés de choisir des transactions bilatérales pour éviter les paiements anticipés au comptant), le fait que le PRM ne prendra pas en compte les transactions réalisées pendant et après l'année de livraison pourrait avoir pour effet d'encore affaiblir l'effet dissuasif du mécanisme de règlement des écarts et encourager ainsi les stratégies de rétention des détenteurs de capacités.

(171) Afin de mieux encourager les opérateurs de capacité à ne pas faire de rétention de capacités, ce fournisseur alternatif propose trois mesures correctives:

1) revoir l'assiette du PRM;

2) renforcer le caractère dissuasif du mécanisme de règlement des écarts; et

3) supprimer le dispositif de sécurisation (*fall back tender*), puisque ce dernier peut inciter les opérateurs à adopter une stratégie de rétention.

(172) L'association des fournisseurs et producteurs alternatifs AFIEG critique l'option du rééquilibrage des capacités sans frais avant l'année de livraison, parce qu'elle permet, à son avis, de jouer avec la disponibilité de la flotte nucléaire, et ainsi de créer des pénuries ou des surcapacités artificielles.

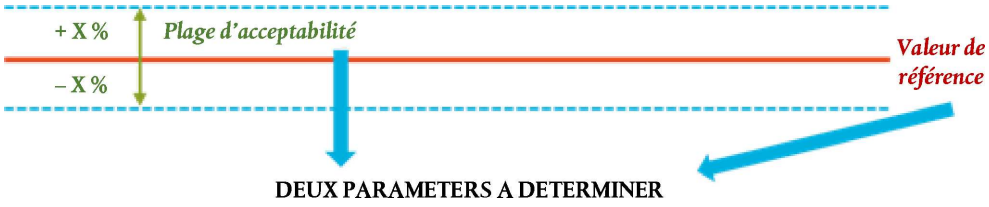
Commentaires de la France

(173) Compte tenu de ces réactions par les acteurs de marché à la décision d'ouverture, les autorités françaises ont exprimé leur volonté d'améliorer le dispositif afin de réduire au minimum tout risque d'abus de pouvoir de marché.

(174) En particulier, elles s'engagent à contraindre les exploitants de capacité à certifier à l'avance avec précision l'ensemble de leurs capacités disponibles et ont limité leurs possibilités de certification à un tunnel fixé autour des valeurs de référence historiques (voir figure 9). Tout écart par rapport à cette plage doit être justifié auprès de RTE et du régulateur.

Figure 9

Illustration du tunnel de certification



Source: Lettre des autorités françaises du 9 septembre 2016.

(175) En outre, les autorités françaises se sont engagées à réviser les modalités de rééquilibrage, afin d'inciter les exploitants de capacité à se certifier au plus juste possible. Elles proposent que tout rééquilibrage cumulé significatif (dépassant un seuil de maximum 1 GW; le niveau précis du seuil est à définir par les autorités sur base d'un retour du marché mais il ne dépassera de toute façon pas 1 GW) intervenant avant l'année de livraison, déclencherait une sanction. La sanction, visant à dissuader les exploitants de capacité de sous-certifier ou sur-certifier leurs capacités, augmente progressivement jusqu'au moment du règlement des écarts. Les exploitants de capacité doivent aussi se rééquilibrer dès qu'ils ont connaissance d'un événement entraînant une indisponibilité des moyens (mise sous cocon, fermeture définitive, avarie conduisant à une diminution de la disponibilité pendant une période longue, etc.) par rapport à leurs prévisions de disponibilités.

(176) Les autorités proposent aussi une modification du mécanisme de règlement des écarts afin d'encore décourager les acteurs du marché à présenter des écarts négatifs ou positifs à l'un ou l'autre moment. En particulier, le coefficient d'incitation «k», appliqué aux déséquilibres, sera doublé et sera d'ailleurs encore accru pour les déséquilibres négatifs dépassant un seuil de maximum 1 GW et encore moins rémunérateur pour les déséquilibres positifs également dépassant un seuil maximale de 1 GW (le niveau précis des seuils restera à définir par les autorités sur base d'un retour du marché mais il ne dépassera de toute façon pas 1 GW).

(177) En réponse au grief d'un fournisseur alternatif selon lequel le dispositif de sécurisation peut inciter les opérateurs à adopter une stratégie de rétention, les autorités françaises ont confirmé que ce dispositif de sécurisation serait bien annulé et remplacé par le dispositif de contrats pluriannuels (décrit aux considérants 131 à 138 de la présente).

(178) Enfin, comme expliqué aux considérants 146 et 147 de la présente, les autorités françaises proposent d'augmenter la quantité maximale de compensation des écarts de prix appliquée en cas de grave menace à la sécurité de l'approvisionnement (c'est-à-dire un déséquilibre global négatif supérieure à 2 GW). Il est proposé que ce plafond (le prix administré ou Padmin) soit renforcé progressivement de 20 000 EUR/MW en 2017 à 40 000 EUR/MW en 2018 et 2019, et finalement à 60 000 EUR/MW en 2020. À partir de l'année de livraison 2021 les autorités françaises actualiseront annuellement le prix administré pour le porter à une valeur correspondant aux coûts d'un nouvel entrant (CONE), notamment aux coûts d'une centrale à gaz de type CCG ou cycle ouvert, tel que calculé par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et approuvé par le régulateur.

4.4.5. *Risque de rétention de garanties*

4.4.5.1. Observations des intéressés

(179) Quatre répondants craignent particulièrement le risque de rétention de garanties de capacité ou, en tout état de cause, un manque de liquidité sur le marché des garanties.

(180) L'association des fournisseurs et producteurs alternatifs AFIEG a fait remarquer que le mécanisme obligeant les acteurs du marché qui ont un excédent de garanties après l'année de livraison (mais avant le règlement des écarts) à vendre cet excédent aux enchères ne sera pas suffisant pour prévenir les rétentions de garanties *avant* l'année de livraison (période prise en compte pour la détermination du PRM).

(181) Outre les suggestions destinées à accroître les incitations à être en équilibre avant l'année de livraison (révision de l'assiette du PRM et renforcement de l'effet dissuasif du mécanisme du règlement des écarts), les répondants proposent deux mesures pour améliorer l'accès aux garanties de capacité:

1) obliger EDF à revendre ses garanties d'une manière ou d'une autre (par exemple, au moyen d'un «programme de cession de garanties», en lui imposant un rôle de «teneur de marché»); ou

2) améliorer le produit ARENH: a) en instaurant un ARENH capacitaire. Pour ce faire, il convient de scinder l'ARENH en deux produits: un produit capacitaire et un produit «énergie»; chaque fournisseur serait libre de souscrire indifféremment un des deux produits ou de souscrire les deux produits simultanément; et/ou b) en révisant à la hausse le volume de capacités embarquées par le produit «énergie» d'ARENH (1,15 garantie par MW d'ARENH). À cet égard, les autorités françaises ont insisté sur le fait que les fournisseurs ont l'obligation de faire une offre publique de vente pour toutes les garanties excédant leurs besoins internes. Elles estiment que cela devrait permettre d'éviter toute rétention potentielle de capacités. En outre, une partie des garanties de capacité détenues par l'opérateur historique serait automatiquement transférée aux fournisseurs alternatifs par l'intermédiaire de l'ARENH et le régulateur continuerait à surveiller tout abus de pouvoir de marché potentiel.

4.4.5.2. Commentaires de la France

(182) Compte tenu de ces craintes, les autorités françaises se sont engagées à réviser le mécanisme de façon à obliger les exploitants de capacité à offrir certains volumes minimaux de garanties lors de chaque session d'enchères organisée avant l'année de livraison, tel qu'expliqué aux considérants 165 et 166. En plus, des enchères supplémentaires seront organisées, tel qu'expliqué au considérant 164.

4.4.6. *Risque de ciseau tarifaire par l'opérateur historique dominant*

4.4.6.1. Observations des intéressés

(183) Renvoyant à un avis émis par l'Autorité de la concurrence en 2012, deux répondants craignent des subventionnements croisés entre la branche production et la branche commercialisation de l'opérateur historique (à savoir la vente de garanties de capacité aux concurrents à un prix plus élevé que le prix de cession interne entre sa branche production et sa branche commercialisation, avec pour conséquence un effet d'exclusion des concurrents du marché de la fourniture d'électricité). Ce subventionnement croisé pourrait, selon eux, entraîner un «ciseau tarifaire» pour un fournisseur alternatif dépourvu d'actifs de production, étant donné qu'il serait contraint d'acheter des garanties sur le marché pour faire face à ses obligations de capacité.

4.4.6.2. Commentaires de la France

(184) En ce qui concerne la possibilité de pratiques d'éviction par les prix (compression de marges ou ciseau tarifaire, prix prédateurs), les autorités françaises ont rappelé que de telles pratiques anticoncurrentielles font déjà l'objet d'un contrôle et de sanctions par l'Autorité de la concurrence.

(185) Néanmoins, afin de faciliter la détection de telles pratiques, les autorités renforceront les règles en contraignant les acteurs verticalement intégrés à communiquer à la Commission de régulation de l'énergie leur méthode de prise en compte du prix des garanties de capacité dans leurs offres.

(186) Ils spécifieront aussi plus clairement dans les règles que les acteurs verticalement intégrés sont tenus de déclarer un prix pour toute transaction interne portant sur des garanties de capacité. Une lacune dans la législation permettant le transfert gratuit de garanties sera ainsi corrigé.

(187) Enfin, les autorités françaises se sont engagées à accorder aux acteurs du marché un plein accès au registre des garanties de capacité, dans lequel les transactions de gré à gré seront enregistrées, tout en garantissant l'anonymat des opérateurs de chaque transaction.

4.5. **Prévention des effets négatifs sur la concurrence et les échanges**

4.5.1. *Barrières à l'entrée de nouvelles capacités de production*

(188) Les observations des parties tierces et les commentaires et remèdes des autorités françaises quant à la participation des nouvelles capacités de production au mécanisme de capacité français sont discutés à la section 4.3.3.

(189) Dans leur réponse à la décision d'ouverture du 17 décembre 2015, les autorités françaises ont indiqué que le mécanisme proposé n'est pas nécessairement prévu pour générer de nouveaux investissements massifs augmentant la capacité de production totale, mais plutôt pour s'assurer de la disponibilité des capacités nécessaires, par exemple pour faire face à une vague de froid hivernale.

(190) Néanmoins, les autorités françaises ont reconnu qu'il convenait que le mécanisme permette aux nouvelles capacités de production de rivaliser avec la capacité de production existante ainsi que la nécessité de disposer d'un cadre plus stable pour les nouveaux entrants qui facilite cette concurrence. Deux nouveaux éléments ont été proposés pour remédier à ce problème:

1) comme décrit aux considérants 146 à 148, le relèvement progressif au fil du temps du prix administré, qui passera dans un premier temps de 20 000 EUR/MW pour l'année de livraison 2017 à 40 000 EUR/MW pour les années de livraison 2018 et 2019, et enfin à 60 000 EUR/MW pour l'année de livraison 2020. À partir de l'année de livraison (AL) 2021, les autorités réviseront annuellement ce prix administré pour le porter à une valeur correspondant aux coûts d'un nouvel entrant (CONE), notamment aux coûts d'une centrale à gaz de type CCG ou cycle ouvert, tel que calculé par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et approuvé par le régulateur; et

2) la mise en place d'un régime pluriannuel de contrats pour différence (CFD) spécifiques pour les nouvelles capacités de production, tel que décrit aux considérants 131 à 138.

4.5.2. *Discrimination entre effacement implicite et effacement explicite*

(191) Les observations des parties tierces et les commentaires des autorités françaises concernant ce point ont été abordés/développés à la section 4.3.1.

4.5.3. *Participation explicite des capacités étrangères*

(192) Les observations des parties tierces et les commentaires et remèdes des autorités françaises quant à la participation explicite des capacités étrangères sont discutés à la section 4.3.2.

(193) Comme indiqué aux considérants 119 à 125, en réponse aux préoccupations de la Commission et des parties tierces, les autorités françaises ont proposé un modèle hybride, prévoyant l'attribution de tickets d'interconnexion qui permettraient, en définitive, la participation des capacités de production et d'effacement situées dans les États membres frontaliers de la France. Leur point de vue est que cette approche est conforme aux principes de base énoncés à l'annexe 2 du Document de travail des services annexé à l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité de la Commission européenne.

4.5.4. *Asymétries d'information entre l'opérateur historique dominant et ses concurrents actuels et potentiels*

4.5.4.1. Difficulté pour les fournisseurs de prévoir longtemps à l'avance l'évolution de leurs portefeuilles de clients

Observations des intéressés

(194) Les observations des parties tierces sur ce point sont intégrées dans la section 4.3.3.1 ci-dessus.

Commentaires de la France

(195) Les commentaires de la France sur ce point sont repris au considérant 139 ci-dessus.

(196) Comme expliqué au considérant 140 ci-dessus, la dernière proposition des autorités françaises est d'aider les fournisseurs à mieux estimer leurs futurs portefeuilles de clients et d'encadrer cet accompagnement de manière explicite dans les règles.

4.5.4.2. Manque de transparence sur la fixation du prix de la capacité

Observations des intéressés

(197) Les observations des parties tierces sur ce point sont reprises aux considérants 159 et 160 ci-dessus.

Commentaires de la France

(198) Comme expliqué à la section 4.4.2 ci-dessus, la dernière proposition sur ce point est de contribuer à offrir aux fournisseurs de la souplesse en permettant les transactions de gré à gré, tout en garantissant la liquidité sur la plateforme d'échanges organisés ainsi que la transparence des échanges de gré à gré.

5. APPRÉCIATION DE LA MESURE

5.1. Aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE

(199) La Commission avait déjà conclu, au considérant 143 de la décision d'ouverture, que le mécanisme constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

5.1.1. *Imputabilité et financement par ressources d'État*

(200) Concernant l'existence de ressources d'État, dans le mécanisme de capacité français, les autorités françaises accordent les garanties de capacité aux exploitants de capacité à titre gratuit. En même temps, elles créent un marché pour ces garanties en imposant une obligation de quota aux fournisseurs d'électricité, en liant ces quotas avec les pics de demande de leurs clients. Dès lors elles créent une demande pour les certificats et une valeur y correspondant. De plus, au lieu de vendre les certificats aux exploitants de capacité ou de les mettre aux enchères, l'État les leur attribue gratuitement et, de ce fait, renonce à des ressources publiques.

(201) Ni les autorités françaises, ni les parties tierces n'ont présenté des arguments qui remettent en cause cette analyse.

(202) Par contre, la Commission a entretemps encore adopté une décision qui confirme la qualification d'aide d'État d'un système de subvention par certificats d'installations de production d'énergie à partir de ressources renouvelables ([31]). Il est à noter que dans ce cas, aucun prix minimal n'était garanti pour ces certificats verts.

(203) En outre, il n'est pas correct de distinguer le cas présent du cas de certificats verts roumains en arguant que dans le mécanisme français les fournisseurs auraient le choix de répercuter ou non les coûts d'acquisition des garanties de capacités sur les consommateurs. En fait, au moins les tarifs réglementés de vente intègrent obligatoirement le prix pour les garanties de capacité, en vertu de l'Article R 337-19 du Décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie. En outre, les autorités françaises ont défendu que le prix de marché (le PRM, utilisé pour le règlement des écarts) doit être un moyen des prix ressortant des différentes enchères organisées (et ne peut donc pas prendre en compte les prix des transactions de gré à gré), justement pour assurer la réplicabilité du PRM. La réplicabilité du PRM est la propriété de pouvoir répliquer le PRM dans les contrats de vente des fournisseurs vis-à-vis de leurs clients et est, selon les autorités françaises, souhaité par une grande partie des acteurs. Cela confirme qu'une grande partie des fournisseurs, si pas tous, refactureront les coûts engendrés par l'achat des garanties de capacité à leurs clients.

(204) En outre, le mécanisme de capacité tel qu'initialement conçu par les autorités françaises prévoyait un «dispositif de bouclage», c'est à dire une procédure d'appel d'offres qui servait comme option de repli pour les autorités publiques, à utiliser dans le cas où, en cas de besoin de nouvelles capacités, le marché de capacité n'inciterait pas à leur construction. Cette possibilité d'une intervention directe dans le marché par l'État confirme encore plus la qualification du mécanisme de capacité comme une aide d'État.

(205) De plus, certaines modifications que la France a apportées au mécanisme de capacité suite aux observations des parties intéressées sur les doutes exprimés par la Commission dans la décision d'ouverture, doivent en soi être qualifiées d'aide d'État. Il en va ainsi des contrats pluriannuels, par lesquels l'État garantit un revenu capacitaire certain pour leurs bénéficiaires pendant une période de 7 ans. L'État joue un rôle primordial dans ce mécanisme: c'est l'État qui oblige RTE à contractualiser avec les nouvelles capacités pour autant qu'elles soient compétitives et c'est par la voie de ces contrats que ces nouvelles capacités auront la certitude de recevoir un prix fixe pour leur capacité pendant 7 ans.

([31]) SA.37345 (2015/NN) — Polish certificates of origin system to support renewables and reduction of burdens arising from the renewables certificate obligation for energy intensive users.

5.1.2. *Avantage sélectif*

(206) En ce qui concerne l'argument avancé par EDF ainsi que par une société présente principalement en France sur le segment de la vente en gros, considérant que le mécanisme constitue une obligation de service public puisque la rémunération capacitaire est la contrepartie d'un service rendu par les exploitants de capacité, la Commission estime que cet argument a déjà été traité dans la décision d'ouverture. Pour rappel, la Commission a considéré que le service ne peut être fourni ni valorisé par le marché. En effet, les autorités françaises ont dû créer un marché en imposant des obligations de disponibilité et de rétention de garanties de capacité aux différents acteurs du marché de l'électricité afin que la disponibilité soit valorisée. En effet, grâce à l'instauration de ce marché de capacité, les exploitants de capacité obtiendront des fonds qu'ils n'auraient pas reçus autrement, et obtiendront donc un avantage qu'ils n'auraient pas obtenu en l'absence du marché créé par les autorités.

(207) Aussi l'argument avancé par EDF et une autre société d'électricité verticalement intégrée selon lequel le mécanisme de capacité ne confère aucun avantage sélectif aux exploitants de capacité puisque tous les acteurs dans le mécanisme se trouvent dans une situation factuelle et juridique identique et bénéficient d'une complète égalité de traitement, est déjà traité dans ladite décision d'ouverture. Pour rappel, la Commission estime que l'avantage est sélectif, puisque le mécanisme prévoit une aide aux exploitants de capacité, et non à d'autres secteurs de l'économie.

(208) La France n'ayant non plus soulevé de nouveaux arguments, la Commission maintient son évaluation et ses conclusions dans la décision d'ouverture (auxquelles cette décision fait référence) que le mécanisme confère un avantage sélectif aux exploitants de capacité.

5.1.3. *Effets sur la concurrence et les échanges entre États membres*

(209) Les autorités françaises ont repris leur argumentation que le mécanisme de capacité n'aura pas d'impact sur le marché de l'électricité, prise en compte par la Commission dans sa décision d'ouverture. Pour rappel, la Commission avait conclu que le mécanisme avait le potentiel d'affecter les échanges entre les États membres et de fausser la concurrence puisque les exploitants de capacité français obtiendraient un avantage que leurs concurrents étrangers ne pouvaient obtenir, car ils n'ont aucun droit de participer à la capacité du marché français.

(210) Il est à noter qu'un des remèdes proposés par la France consiste justement en la participation explicite par les capacités transfrontalières au mécanisme français. Cette participation est néanmoins limitée à la capacité d'interconnexion utile (c'est-à-dire après application de facteurs de *de-rating*) de la France avec ses pays voisins. En outre, il n'est pas garanti que ces capacités transfrontalières bénéficient d'une rémunération égale aux capacités françaises pour le service rendu, en raison du coût additionnel supporté pour participer au mécanisme français, lié à l'obtention et au rachat de tickets d'interconnexion.

(211) Il en résulte que l'évaluation et la conclusion de la Commission dans la décision d'ouverture (auxquelles cette décision fait référence), selon lesquelles l'avantage en termes de rémunération capacitaire, accordé aux opérateurs de capacité français, a le potentiel d'affecter les échanges entre les États membres et de fausser la concurrence, sont confirmées.

5.1.4. *Conclusion sur l'existence d'une aide d'État*

(212) Pour les raisons susmentionnées, la Commission maintient que le mécanisme de capacité français constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1 du TFEU.

5.2. **Légalité de l'aide**

(213) En entamant la première certification de fournisseurs de capacité à partir du 1er avril 2015, les autorités françaises ont commencé l'attribution des actifs incorporels aux bénéficiaires. Par conséquent, la Commission considère que les autorités françaises ont commencé à mettre en œuvre la mesure d'aide en question, au sens de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.

(214) En outre, les autorités françaises n'ont pas suspendu les éventuelles transactions de garanties de capacité à la suite de la décision d'ouverture.

(215) Étant donné que la Commission n'avait pas pris de décision définitive concernant la mesure avant la date à laquelle les autorités françaises ont commencé à mettre en œuvre le mécanisme, la France a agi en violation de l'obligation qui lui incombe en vertu de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.

5.3. **Compatibilité avec le marché intérieur**

(216) Pour évaluer si une mesure d'aide peut être considérée comme compatible avec le marché intérieur, la Commission analyse généralement si l'aide est conçue pour que ses effets positifs liés à la réalisation d'un objectif d'intérêt commun l'emportent sur ses effets négatifs potentiels pour les échanges et la concurrence.

(217) L'objectif principal de la mesure est la sécurité d'approvisionnement en électricité. Par conséquent, la Commission a analysé la mesure sur la base de la section 3.9 des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 («LDAEE»), qui concerne les aides à l'adéquation des capacités.

(218) L'analyse de la Commission dans cette décision se limitera strictement aux points sur lesquels la Commission avait exprimé des doutes dans la décision d'ouverture.

5.3.1. *Objectif d'intérêt commun et nécessité*

5.3.1.1. Quant à la sécurité d'approvisionnement

(219) Tel qu'expliqué au considérant 149 de la décision d'ouverture, la France a expliqué que, depuis quelques années, le pic de demande d'électricité français est en augmentation (passant de 79 590 MW en 2001 à 102 100 MW en 2012), alors que sa demande d'électricité moyenne est restée stable. Ceci serait largement dû à la forte thermosensibilité du système électrique français: une forte utilisation du chauffage électrique dans les bâtiments résidentiels et tertiaires.

(220) En outre, selon la France, les installations de production de pointe (normalement les centrales à gaz), sont devenues moins compétitives au cours des dernières années pour un certain nombre de motifs (voir le considérant 45). Malgré cela, ces centrales, et surtout celles de pointe, sont nécessaires afin de couvrir les pics de consommation extrêmes décrits dans la section 5.3.1.1. Néanmoins, l'occurrence rare et imprévisible desdits pics fait que les acteurs du marché s'abstiennent d'investir dans de nouvelles capacités de production.

(221) Pour ces raisons, et comme le démontrent les calculs de RTE repris au considérant 105, le critère de défaillance français de 3 heures par an en moyenne risque de ne plus être atteint en cas de vague de froid (une fois tous les 10 ans en France).

(222) En référence au considérant 154 de la décision d'ouverture, la France a démontré que les études de l'adéquation de RTE étaient plus récentes et détaillées que les anciennes études déterministes de REGRT-E. Elles prennent par exemple en compte la situation précaire de certaines centrales existantes et le risque qu'elles fermeront (scénario «thermique bas»; voir figure 3). Pour ces raisons, des différences peuvent exister entre les anciennes études d'adéquation faites par RTE et celles faites par REGRT-E.

(223) À ce propos, la France a d'ailleurs pris en compte les conclusions du *Mid-Term Adequacy Forecast* publié en 2016 par REGRT-E, qui est la première version à s'appuyer sur une méthodologie probabiliste (voir considérant 100). Dans le cas de base de l'année 2020, l'espérance de défaillance en France est légèrement inférieure à l'objectif de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics. Cela n'est néanmoins pas le cas dans l'étude effectuée avec GRARE, basée sur le plus grand nombre de simulations Monte-Carlo (2 100), qui évalue l'espérance de défaillance en France entre 5 heures et 20 heures (P95). En outre, il est à noter que l'ensemble des études réalisées pour l'année 2020 est basé sur les hypothèses suivantes: i) disponibilité complète des centrales sous cocon, ce qui est une hypothèse optimiste selon le REGRT-E, et ii) le mécanisme de capacité français est actif sur les années 2017 à 2020. Il peut en être déduit que les études les plus récentes de REGRT-E ne contredisent pas et confirment même les conclusions des autorités françaises quant au besoin du mécanisme.

(224) Les études de RTE prennent aussi en compte les données les plus récentes sur la pointe de consommation et donc l'impact des mesures alternatives prises pour accroître les capacités d'effacement (tel que demandé par la Commission au considérant 163 de la décision d'ouverture). Elles démontrent néanmoins clairement que le niveau maximal de défaillance défini en France risque d'être dépassé dans les années à venir, en l'absence d'intervention étatique.

(225) La nécessité (ainsi que l'urgence) de mettre en place un mécanisme de capacité en France est aussi partagé par la très grande majorité des parties intéressées. Certains d'entre eux ont présenté leurs plans financiers pour ainsi démontrer l'existence d'un problème de «*missing money*» en France, contrairement à ce qu'estimait l'Autorité de la concurrence en son avis de 2012 (référencé au considérant 158 de la décision d'ouverture).

(226) Il est vrai que l'analyse de RTE de l'adéquation des capacités dans son Bilan prévisionnel de 2015 était plus optimiste que celle faite en 2014 (l'année où mécanisme de capacité a été mis en vigueur), mais la France a expliqué que cette amélioration s'expliquait par le signal donné par l'instauration du mécanisme (grâce à la mise en place du mécanisme, certaines centrales avaient abandonné leur intention de fermeture).

(227) En outre, s'il n'est pas contesté par la France qu'il existe actuellement une surcapacité en France, ceci n'exclut toutefois pas que la sécurité d'approvisionnement soit menacée dans les années à venir, plus spécifiquement dans l'éventualité où une grande partie des centrales de production, déficitaire, était amenée à fermer. Les études de RTE confirment l'existence d'un problème de «*missing money*» et indiquent que ce risque de fermeture de centrales est réel, ce qui par ailleurs étayé aux considérants 43, 44 et 46.

5.3.1.2. Quant aux autres griefs exprimés par la Commission:

(228) En ce qui concerne la proposition d'appliquer des prix différenciés d'utilisation des réseaux selon les saisons, les jours de la semaine et/ou les heures de la journée, la France a confirmé que le «TURPE» est d'ores et déjà horo-saisonnalisé.

(229) La France a d'ailleurs expliqué de manière satisfaisante les facteurs de *de-rating* appliqués aux renouvelables, tel que demandé par la Commission au considérant 153 de la décision d'ouverture. Elles semblent plutôt optimistes quant à la contribution des renouvelables à la sécurité d'approvisionnement et ne font donc plus craindre une sous-estimation des capacités disponibles. De toute façon, les renouvelables auront la possibilité d'opter pour le régime générique, basé sur l'auto-certification contrôlé.

5.3.1.3. Conclusion sur l'objectif d'intérêt commun et la nécessité de la mesure

(230) Pour ces raisons, la Commission estime que le mécanisme, qui sert l'objectif d'intérêt commun d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, est bien nécessaire en France. De plus celui-ci ne contredit pas l'objectif assigné par les LDAEE d'éliminer progressivement les subventions préjudiciables à l'environnement, par exemple en facilitant la gestion de la demande (232), en augmentant les capacités d'interconnexion (194), en incluant la contribution des énergies renouvelables dans le mécanisme (230) et en accordant la préférence aux producteurs émettant peu de carbone (137).

5.3.2. *Caractère approprié de l'aide*

5.3.2.1. Discrimination entre différents types de capacités d'effacement

(231) La France ne conteste pas la différenciation de traitement entre les effacements dits explicites et les effacements dits implicites. Au contraire, elle estime que ces conditions différentes sont nécessaires précisément pour permettre aux deux types d'effacement de participer au mécanisme au pied d'égalité. La France a dû trouver un bon équilibre entre les obligations d'activation et de disponibilité des deux types de capacité, sans pour autant limiter les possibilités de participation au mécanisme de capacité.

(232) En accord avec la France, la Commission estime en particulier qu'il est cohérent que le nombre de jours sur lesquels porte l'obligation d'un effacement implicite (jours de PP1) soit inférieur au nombre de jours durant lesquels un opérateur d'effacement explicite doit être disponible, la contrepartie exigée d'un effacement implicite étant plus forte (activation versus disponibilité).

(233) La Commission accepte que le nombre d'heures PP2 devrait rester ciblé, afin de ne pas exclure les capacités explicites du mécanisme, ou de ne pas limiter leur participation plus que nécessaire.

(234) Tel qu'expliqué aux considérants 111 à 115, RTE a effectué une étude approfondie pour dimensionner le nombre d'heures PP1 et PP2, afin de baser ce dimensionnement sur l'impact que pourraient avoir les effacements pour capturer les défaillances. Il en ressortait que 94 % des heures de défaillance pourraient être capturées aux 100 heures annuelles de plus forte consommation (pour cette raison, la période de PP1 représente les 100-150 heures de plus forte consommation) et que 99 % des heures de défaillance sont comprises dans les 300 heures de plus forte consommation (c'est pour cela que PP2 couvre entre 100 et 300 heures ([32]) de plus forte consommation).

(235) En outre, l'argument de certaines parties tierces que les capacités d'effacement explicites ne doivent être activées qu'en période de vague de froid (c'est-à-dire une fois tous les dix ans), n'est à notre avis pas justifié car toutes les capacités seront effectivement activées au moins une fois par année de livraison au titre du test de contrôle.

(236) Pour ces raisons, la Commission estime que la France a trouvé un juste équilibre entre les différentes obligations des capacités d'effacement sans pour autant limiter leur participation au mécanisme. La Commission prend note de la proposition de la France d'évaluer dans le futur le ratio PP1/PP2, et de le revoir si cela s'avérait nécessaire.

(237) La mesure est ainsi suffisamment flexible et fournit des incitations adéquates et appropriées aux différentes capacités d'effacement tel que demandé au point 226 des LDAEE.

5.3.2.2. Exclusion des capacités transfrontalières

(238) Afin d'enlever les doutes de la Commission sur ce point, les autorités françaises ont proposé un mécanisme qui permet la participation de façon «explicite» de capacités de production et d'effacement transfrontalières au mécanisme français. Cette proposition est conditionnée à des accords de coopération avec les GRTs des pays transfrontaliers où les capacités participantes sont installées. Afin d'éviter de retomber sur une participation implicite de capacités transfrontalières en l'absence d'un tel accord, les autorités françaises ont proposé la certification des interconnexions concernées afin que celles-ci puissent participer directement au mécanisme ([33]).

(239) Le remède proposé par la France, décrit aux considérants 119 à 124 de la présente décision, est ainsi conforme au point 226 des LDAEE. La Commission insiste sur le fait que le planning de mise en œuvre de ce remède, tel que proposé au considérant 125, soit considéré comme un planning strict et que la France se devra d'informer la Commission des différentes étapes de mise en application dudit remède.

5.3.2.3. L'absence de signaux pour les nouveaux investissements

Absence de contrats longue termes

(240) Suite aux doutes exprimés sur ce point par la Commission dans la décision d'ouverture, la France a proposé un mécanisme permettant la participation effective des nouvelles capacités au mécanisme de capacité, décrit aux considérants 131 à 138 de la présente. Ce mécanisme consiste en la contractualisation pluriannuelle de nouvelles capacités compétitives.

(241) La Commission a déjà conclu que des contrats de durées plus longues pouvaient être justifiés pour attirer de nouveaux investissements, en particulier de nouveaux entrants, afin de faciliter leur accès au financement ([34]).

(242) La France a expliqué qu'une durée contractuelle de 7 ans pour les nouveaux investissements visait à garantir environ 50 % des coûts d'investissement de nouvelles capacités. Cette mesure aiderait ainsi à réduire le taux de rendement exigé par les promoteurs et financeurs de ces projets d'investissement et en faciliterait le financement

([32]) À l'intérieur de l'intervalle de 100 à 300 heures, les autorités françaises ont retenu le chiffre de 250 heures pour les raisons reprises au considérant 114.
([33]) Voir la note de bas de page n° 24.
([34]) Décision de la Commission C(2014) 5083 final du 23 juillet 2014, SA.35980 — GB capacity mechanism, considérants 129 et 139.

externe. Il convient également de noter que la durée du contrat est plus courte que la durée de 20 ans retenue pour le projet de Landivisiau en Bretagne et de 15 ans dans le mécanisme de capacité en Grande-Bretagne. Même s'il est difficile d'établir une bonne et juste référence pour la durée des contrats de capacités, il est à noter que des durées contractuelles plus courtes présentent l'avantage de laisser une plus grande marge de manœuvre pour le marché à plus long terme et d'éviter un verrouillage dans le choix des technologies (*lock-in effect*).

(243) La Commission estime que la France a établi un bon équilibre entre les avantages et les inconvénients des différentes durées de contrats envisageables, et que la durée retenue offre d'un côté une sécurisation satisfaisante des investissements de longue terme tout en évitant le risque de «verrouillage» des technologies qui pourrait être entraîné par des durées plus longues.

Difficulté pour les fournisseurs de prévoir longtemps à l'avance l'évolution de leurs portefeuilles de clients

(244) Dans la décision d'ouverture, la Commission avait exprimé des doutes quant à la possibilité des fournisseurs, et surtout des nouveaux entrants, de prévoir avec précision et longtemps à l'avance l'évolution de leurs portefeuilles de clients, et ainsi, de donner un signal prix fiable au marché quant aux besoins en capacité du système.

(245) Ces doutes, par ailleurs confirmés par plusieurs parties tierces, ont été levés à trois niveaux. Premièrement la France a proposé d'obliger RTE à aider les fournisseurs alternatifs à mieux prévoir le niveau définitif de leurs obligations de capacité. Deuxièmement le mécanisme permet une transparence et une liquidité accrue du marché des certificats. Troisièmement, ce mécanisme permet un ajustement du portefeuille des certificats des petits fournisseurs pour rééquilibrer ces portefeuilles à la fois pendant l'année livraison, mais aussi ex post.

(246) Ce remède aidera les fournisseurs alternatifs à mieux estimer à l'avance leurs obligations précises en garanties de capacité. En aidant les fournisseurs à mieux estimer leurs besoins en capacité, ce remède assurera un prix de capacité qui est plus précis et, en cas de besoin, incitera à investir dans de nouvelles capacités.

Absence potentielle d'incitations pour que les acteurs soient en équilibre avant l'année de livraison (AL)

(247) À la suite de la réserve formulée par la Commission sur le caractère potentiellement insuffisant des incitations pour les acteurs d'être en équilibre avant l'année de livraison (AL), les autorités françaises ont proposé que tout rééquilibrage cumulatif sensible intervenant avant l'année de livraison, déclenche une sanction. En outre, les autorités proposent de doubler le coefficient d'incitation «k», appliqué aux déséquilibres, et d'accroître davantage la pénalisation du règlement des écarts (vis-à-vis une transaction en marche) pour les déséquilibres dépassant un seuil de maximum 1 GW (voir considérants 141 et 143). S'y ajoute encore la règle antérieure qu'à partir du début de l'AL tout rééquilibrage est payant.

(248) Les remèdes proposés par la France ont un objectif commun: inciter les acteurs du mécanisme à être en équilibre avant le début de l'AL, et de toute manière avant le règlement des écarts. Cela incitera les acteurs à faire la très grande majorité des transactions nécessaires avant l'AL et augmentera en outre la représentativité du PRM (utilisé pour le règlement des écarts et pour la refacturation envers les consommateurs). Ainsi, le signal prix découlant des échanges des garanties de capacité sera à notre avis plus représentatif et fiable, et le mécanisme aura plus de crédibilité pour inciter de nouveaux investissements en cas de besoin.

Le plafond sur le prix des règlements des écarts ne reflète pas CONE

(249) En réaction à la critique de la Commission selon laquelle le plafond sur le prix des règlements des écarts ne reflèterait pas CONE, les autorités françaises se sont engagées à augmenter progressivement le prix administré (voir considérants 146 et 147), pour le porter finalement, à partir de l'AL 2021, à une valeur correspondant aux coûts d'un nouvel entrant (CONE).

(250) Ce remède correspond aux demandes du marché et de la Commission, d'aligner le plafond indirect sur les prix de capacité, qui est le prix administré, sur les coûts d'un nouvel entrant. Ainsi, en cas de besoin, des nouveaux investissements peuvent être réalisés.

(251) Les autorités ont en outre assuré la Commission que le *spread* entre l'ARENH et le prix de l'électricité de marché ne constituerait pas un plafond indirect sur les prix de capacité (voir considérants 149 à 151). Plus particulièrement, elles ont expliqué que le volume des garanties de capacité lié au produit ARENH est suffisamment faible en comparaison avec la totalité du marché de capacité et n'est, dès lors, pas capable d'influencer le prix des autres garanties de capacité. En outre, le *spread* actuel fait en sorte que l'ARENH n'est pas un produit compétitif actuellement. La Commission note néanmoins que les autorités françaises étudieront, lors d'une évaluation future du mécanisme, l'opportunité de «financiariser» la part capacité du produit ARENH, afin d'éviter que ce produit ne perturbe la formation libre des prix sur le marché de capacité, le cas échéant.

Conclusion sur les signaux pour des nouveaux investissements

(252) Les différents remèdes proposés par la France pour mieux inciter de nouveaux investissements, sont ainsi conformes au point 226 des LDAEE. Notamment, la France mettra en œuvre des mesures pour assurer la participation des capacités transfrontalières et pour donner des incitations aux nouveaux investissements ce qui assurera l'ouverture du mécanisme pour un grand nombre d'exploitants de capacité potentiels.

5.3.2.4. Autres griefs de la Commission

(253) Les autorités françaises ont clarifié, à la satisfaction de la Commission, les raisons pour lesquelles elles avaient retenu le cas échéant les différentes propositions d'amélioration du mécanisme formulées par l'Autorité de la concurrence.

5.3.2.5. Conclusion sur le caractère approprié de la mesure

(254) Il suit des considérations précédentes, que la mesure est bien appropriée pour répondre à l'objectif d'intérêt commun identifié.

5.3.3. *Effet incitatif*

(255) La Commission avait déjà conclu au considérant (184) de la décision d'ouverture que le mécanisme pouvait avoir l'effet incitatif requis. Elle maintient cette considération.

5.3.4. *Proportionnalité*

5.3.4.1. Surestimation de la consommation

(256) Dans la décision d'ouverture, la Commission avait identifié un risque de surestimation de la consommation par les fournisseurs, en particulier, si les obligations de capacité individuelles des fournisseurs ne sont pas assez claires.

(257) Il suit des observations de la Commission aux considérants 245 à 247 que les autorités françaises ont prévu des mesures pour aider les fournisseurs à mieux calculer leurs obligations de capacité.

(258) Ce remède répond bien aux griefs exprimés par la Commission dans sa décision d'ouverture.

5.3.4.2. Manque de transparence sur la fixation du prix de la capacité

(259) Dans la version initiale du mécanisme de capacité, les différents acteurs avaient peu de visibilité sur les transactions de gré à gré, étant donné qu'ils étaient dépendants de la publication à intervalles réguliers par la CRE des données sur le volume des échanges de garanties de capacité et des prix moyens des transactions. En outre, afin d'éviter des abus et un manque de transparence, les autorités avaient obligé les acteurs verticalement intégrés à tenir des comptes séparés dans le registre des garanties de capacité (un compte pour les exploitants de capacité et un compte pour les fournisseurs).

(260) Suite aux craintes de la Commission de voir les accords commerciaux sous le mécanisme manquer de transparence, la France a proposé des remèdes afin d'améliorer la visibilité sur tous les échanges et pour tous les acteurs. Premièrement, ils proposent de donner à tous les acteurs un accès au registre des transactions gré à gré (rendus anonymes), assurant ainsi la visibilité des volumes et des prix, tout en garantissant l'anonymat des opérateurs (voir considérant 163). Deuxièmement, ils proposent de renforcer les enchères organisées, en portant le nombre d'enchères au cours des 4 années précédant la première année de livraison à 15, et en contraignant certains exploitants de capacité (les RPCs > 3 GW) à offrir sur le marché leurs certificats selon un schéma précis (voir considérants 164 et 165).

(261) L'approche proposée par les autorités françaises contribue à offrir une certaine souplesse aux fournisseurs en permettant les transactions de gré à gré, tout en garantissant une certaine transparence sur ces transactions.

(262) L'accès libre au registre des transactions (anonymisé) permet de garantir la transparence du marché de gré à gré et de garantir une absence d'asymétrie d'information entre l'opérateur dominant — qui sera le principal vendeur — et ses concurrents. Elle permet également aux acteurs de prendre en compte les prix réalisés sur le marché de gré à gré dans la formulation de leurs offres sur le marché spot et d'assurer ainsi une cohérence plus importante entre les deux marchés. En ce sens, elle renforce aussi le contrôle du régulateur en révélant de manière immédiate une tentative de manipulation du prix de la part d'un opérateur si ce dernier adoptait un comportement radicalement différent entre le marché organisé et le marché de gré à gré.

(263) En outre, le renforcement des enchères organisées devrait garantir une liquidité suffisante de ces enchères et renforcer ainsi la représentativité du prix de référence marché (le prix de la capacité utilisé par la plupart des fournisseurs pour leurs ventes et également comme valeur de référence pour le mécanisme de règlement des écarts).

(264) Ce remède permet ainsi de prévenir le risque d'une «rétention économique» des garanties de capacité par les plus grands exploitants de capacité, de favoriser la transparence sur le marché, d'accroître la liquidité du marché organisé et de faciliter la surveillance du marché par le régulateur.

(265) L'introduction d'une «double contrainte» pour les années AL-3, AL-2 et AL-1 répond au risque de manipulation du marché par les acteurs intégrés. En effet, ces derniers pourraient, de façon artificielle, minorer leur nombre de certificats invendus en réalisant des cessions internes. En intégrant une contrainte sur le niveau de capacité certifié, les autorités françaises garantissent que les acteurs intégrés seront obligés — même s'ils réalisent des cessions internes — de garantir une certaine liquidité sur le marché organisé spot.

(266) Le choix de fixer la contrainte pesant sur la capacité certifiée à 25 % permet de garantir que les acteurs intégrés — et l'opérateur dominant en particulier — proposeront tout ou partie de leurs certificats sur le marché organisé spot et ne pourront échapper à cette condition par le biais de leurs cessions internes. Ce remède s'apparente à une solution de type *market-making*.

(267) L'application d'un seuil (en GW) à la contrainte d'offrir certains volumes de garanties de capacité sur les enchères organisées fera en sorte que ce sont les plus grands acteurs, et notamment l'opérateur historique, qui assumeront ce rôle de «*market maker*» dans le mécanisme, assurant à tout moment la liquidité des enchères.

(268) En assurant la liquidité du marché, les autorités françaises ont ainsi répondu au grief exprimé par la Commission au considérant 200 de la décision d'ouverture.

(269) Plus généralement, avec ces remèdes les autorités françaises ont répondu aux préoccupations de la Commission quant au manque de transparence du mécanisme de fixation du prix, exprimées dans sa décision d'ouverture.

5.3.4.3. Exclusion de certains types d'exploitants de capacité du mécanisme

(270) Dans la décision d'ouverture, la Commission avait considéré que le risque d'exclusion de certains acteurs du mécanisme, comme certaines capacités d'effacement (à cause d'une potentielle discrimination entre eux), des capacités étrangères ou encore de nouvelles capacités de production, pouvait engendrer un risque de surcompensation des acteurs pouvant participer au mécanisme, à cause d'une pression compétitive réduite.

(271) Tel qu'expliqué aux sections 5.3.2.1, 5.3.2.2 et 5.3.2.3 respectivement, les autorités françaises se sont engagées de prendre des mesures adéquats afin d'assurer une participation effective des différents acteurs susmentionnés au mécanisme. Ceci assurera la compétition au sein de mécanisme et devrait conduire à un prix de capacité qui exclut la surcompensation.

(272) Pour être conformes aux LDAEE, les mécanismes proposés pour la participation des capacités transfrontalières et pour la contractualisation pluriannuelle des nouvelles capacités de production doivent être proportionnels.

(273) Le mécanisme d'inclusion de capacités transfrontalières est décrit aux considérants 119 à 124 de la présente. Une fois que les capacités étrangères auront obtenu des tickets d'interconnexion, elles participeront directement au marché français des garanties de capacité, de telle manière que, dans la mesure où ce marché est jugé ne pas entraîner de surcompensation, il en sera de même pour la vente de garanties par les capacités étrangères. Dans le cadre du mécanisme mis en place pour permettre la participation des capacités étrangères, les capacités d'interconnexion pourront également bénéficier d'une certaine rémunération grâce à la vente de tickets d'interconnexion. Étant donné que l'on peut estimer que la participation à ces enchères sera très importante (toute la capacité d'effacement et de production d'électricité de l'État membre voisin interconnecté peut participer), en particulier compte tenu du volume de tickets que l'on peut s'attendre voir mis aux enchères, on peut considérer que ces enchères n'entraîneront aucune surcompensation. Ce mécanisme est dès lors proportionné.

(274) Le mécanisme proposé par les autorités françaises pour permettre aux nouvelles capacités de participer au marché de la capacité français est décrit aux considérants 131 à 138 de la présente. En ce qui concerne la proportionnalité de ce mécanisme, la Commission croit qu'il exclut toute surcompensation en faveur des nouvelles capacités. En particulier, les offres de ces dernières devront, en tout état de cause, être inférieures au prix de référence initial, qui correspond lui-même au prix moyen résultant de différents processus concurrentiels (il est proposé d'être calculé comme le prix pondéré de la capacité résultant de l'enchère organisée en AL-4, mais aussi des enchères AL-2 et AL-1 en cours). Le fait que le prix de référence initial précis ne sera d'ailleurs pas connu par les fournisseurs de nouvelles capacités au moment où ils placeront leurs offres, devrait assurer que ces offres seront aussi basses que possibles afin d'être compétitives. Compte tenu du fait que les participants ne sauront pas si d'autres offres pour les nouvelles capacités auront déjà été soumises au moment de placer leurs propres offres, les limitations de volume pour les nouvelles capacités inciteront ainsi les offrants à proposer le prix le plus bas possible pour leurs investissements. Pour ces raisons, la Commission estime que le risque de surcompensation devrait être nul en ce qui concerne les nouveaux investissements; ce mécanisme est dès lors proportionné.

5.3.4.4. Le pouvoir de marché d'EDF

(275) Tel qu'expliqué au considérant 64, point 4), sous-jacent à la crainte de la Commission qu'EDF pourrait facilement manipuler les prix de la capacité en sa faveur, étaient trois risques plus spécifiques du mécanisme (certains pouvant d'ailleurs être concrétisés par tous les acteurs):

1) un risque de rétention de capacités;

2) un risque de rétention de garanties de capacités; et

3) un risque de ciseau tarifaire.

Risque de rétention de capacités

(276) La France a proposé trois catégories de modifications au mécanisme pour éviter le risque de rétention de capacités au maximum:

1) contraindre les exploitants de capacité à certifier leurs capacités disponibles dans un tunnel défini par les valeurs de référence historiques;

2) imposer des obligations de rééquilibrage dans un délai court et défini dans les règles lors d'événements importants (par exemple: les mises sous cocon fermeture définitive, avarie conduisant à une diminution de la disponibilité pendant une période longue, etc.) et rendre payant tout rééquilibrage cumulatif dépassant un certain seuil (maximum 1 GW) avant l'année de livraison; et

3) modifier le mécanisme de règlement des écarts: le coefficient d'incitation «k» sera doublé et sera d'ailleurs encore accru pour les déséquilibres négatifs dépassant un seuil de maximum 1 GW/sera encore moins rémunérateur pour les déséquilibres positives également dépassant un seuil maximale de 1 GW. En outre, le Padmin sera augmenté progressivement de 20 000 EUR/MW en 2017 à 40 000 EUR/MW en 2018 et 2019, à 60 000 EUR/MW en 2020 pour finalement être actualisé annuellement pour le porter à une valeur correspondant au CONE.

(277) Le premier remède permet de garantir que les opérateurs de capacité disposant d'un large portefeuille de capacités ne seront pas en mesure, au sein du «tunnel» de certification, de manipuler le marché. En outre, ce remède permet de pointer plus facilement les comportements suspects pour les autorités de régulation par rapport au cadre existant.

(278) Le deuxième remède doit renforcer les incitations renvoyées aux acteurs de marche pour donner, au sein du «tunnel» de certification, la meilleure estimation du niveau de disponibilité de leurs installations. En ce qui concerne la mesure rendant payant les rééquilibrages significatifs avant l'AL, les autorités françaises ont proposé de rendre cette mesure asymétrique et de n'appliquer des rééquilibrages payants pour les évolutions des niveaux de certification qu'aux acteurs ayant réalisé un volume significatif de rééquilibrages. Le raisonnement est que l'application de cette mesure à l'ensemble des acteurs pourrait constituer une entrave à la concurrence car elle serait *de facto* beaucoup plus contraignante pour les acteurs disposant d'un faible volume de capacités par rapport à l'opérateur dominant qui pourrait faire foisonner ses écarts. L'introduction d'un tel seuil (niveau à définir, mais maximum 1 GW) permet donc i) de maintenir la souplesse du dispositif actuel pour la majorité des acteurs, mais au même temps ii) de supprimer la possibilité pour les acteurs disposant d'un large portefeuille de capacités de manipuler le marché en effectuant une somme de «petits» rééquilibrages.

(279) Le troisième remède conduira à renforcer les incitations adressées à l'ensemble des acteurs de marché pour qu'ils échangent leurs certificats sur le marché de la capacité, contribuent à la formation d'un prix de référence marché révélant effectivement la valeur de la capacité, et ne puissent pas réaliser d'arbitrage entre un passage par le marché et un *sourcing* dans le cadre du règlement des écarts.

(280) La Commission estime que l'ensemble de ces remèdes permet au risque de rétention de capacités, bien que ne pouvant être entièrement exclu, d'être au moins réduit au maximum. Il va de soi que le contrôle du marché par les autorités de régulation françaises vient compléter ces incitations intégrées au mécanisme.

Risque de rétention de garanties

(281) Afin d'éviter le risque de rétention de garanties, les autorités françaises se sont engagées à augmenter le nombre d'enchères organisées avant l'année de livraison et à obliger les exploitants de capacité à offrir certains volumes minimaux de garanties lors de chaque session d'enchères organisée.

(282) Ces remèdes s'ajoutent aux remèdes déjà en place, comme la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir des garanties de capacité en se procurant le produit ARENH. À ce propos les autorités ont proposé d'étudier l'opportunité de «financiariser» la part capacitaire du produit ARENH dans le cadre d'une évaluation future du fonctionnement du marché afin d'éviter que ce produit ne perturbe la libre formation des prix sur le marché de capacité. Ce remède répond en partie aux suggestions de révision de l'ARENH faites par certaines parties intéressées, reprises au considérant 182, sous-paragraphe 2), de la présente.

(283) L'ensemble de ces remèdes des autorités françaises devrait contribuer à réduire au minimum la capacité et l'intérêt des grands exploitants de capacité, et notamment de l'opérateur historique, à retenir des garanties de capacité. En outre, la liquidité des sessions d'enchères de garanties serait ainsi assurée.

(284) La Commission estime, dès lors, que ces engagements constituent un ensemble de remèdes proportionnés aux enjeux de liquidité soulevés par la Commission dans la décision d'ouverture.

Risque de ciseau tarifaire par l'opérateur historique dominant

(285) La Commission avait soulevé, au considérant 194 de la décision d'ouverture, le risque de subventionnements croisés entre la branche production et la branche commercialisation de l'opérateur historique (à savoir la vente de garanties de capacité aux concurrents à un prix plus élevé que le prix de cession interne entre sa branche production et sa branche commercialisation, avec pour conséquence un effet d'exclusion des concurrents du marché de la fourniture d'électricité).

(286) Afin de faciliter la détection de telles pratiques et d'y remédier, les autorités corrigeront d'une part une lacune dans la réglementation existante permettant un transfert gratuit de garanties. À la suite de cette modification réglementaire, les fournisseurs n'auront plus la possibilité de transférer des garanties de capacité à coût nul de leur branche production vers leur branche commercialisation. La réglementation devra prévoir que les cessions

internes d'un opérateur intégré s'effectuent à un prix représentatif des prix issus des sessions de marché organisé. À cet effet, si le prix issu de la (ou des) session(s) de marché organisé n'est pas connu à la date de la cession interne, les opérateurs intégrés auront la faculté de déclarer un prix indexé sur le prix des sessions de marché organisé. Par exemple, un opérateur intégré pourra déclarer qu'une cession interne est égale au prix de référence marché avant que sa valeur précise ne soit officiellement fixée par la Commission de régulation de l'énergie.

(287) D'autre part, les acteurs du marché auront un plein accès au registre des transactions des garanties de capacité. Le marché aura de la sorte un contrôle sur les transferts de gré à gré, vu que ces transferts (anonymes) seront publics. Comme expliqué au considérant 263, cette mesure garantit ainsi la transparence du marché de gré à gré.

(288) Les autorités françaises ont ainsi répondu aux griefs de la Commission quant aux risques de ciseau tarifaire par l'opérateur historique.

5.3.4.5. Conclusion sur la proportionnalité de la mesure

(289) Tenant compte des différents remèdes proposés par la France, la Commission considère que le mécanisme révisé est proportionné à son objectif.

5.3.5. *Prévention des effets négatifs sur la concurrence et les échanges*

5.3.5.1. Barrières à l'entrée de nouvelles capacités de production

(290) Afin de remédier aux problèmes pour les nouvelles capacités de production de participer au mécanisme, tel que identifiés par la Commission dans sa décision d'ouverture, les autorités françaises se sont engagés d'amender le mécanisme comme suit:

1) la mise en place d'un régime pluriannuel de contrats pour différence (CFD) spécifiques pour les nouvelles capacités de production, tel que décrit aux considérants 131 à 138;

2) comme décrit aux considérants 146 à 148, le relèvement progressif au fil du temps du prix administré pour finalement le porter à un prix égal au CONE.

(291) Ces remèdes font en sorte que les barrières à l'entrée des nouvelles capacités sont éliminées.

5.3.5.2. Discrimination entre effacement implicite et effacement explicite

(292) Comme expliqué au considérant 237, la Commission estime que la France a trouvé un juste équilibre entre les différentes obligations des capacités d'effacement sans pour autant limiter leur participation au mécanisme. Bien que la participation des deux types d'effacement au mécanisme ne soit pas égale, la Commission estime que cette différentiation est nécessaire pour permettre une participation optimale des deux types de capacité d'effacement.

5.3.5.3. Participation explicite des capacités étrangères

(293) Comme indiqué aux considérants 119 à 125, en réponse aux préoccupations de la Commission et les tierce parties, les autorités françaises ont proposé un modèle hybride, prévoyant l'attribution de tickets d'interconnexion qui permettraient, en définitive, la participation des capacités de production étrangères.

(294) Comme expliqué au considérant 239, les autorités françaises ont proposé un remède adéquat qui permet la participation explicite de capacités transfrontalières au mécanisme. Ce grief de la Commission a dès lors été réglé.

(295) La solution pour la participation explicite des capacités transfrontalières choisie par la France permet en outre de rémunérer les interconnexions si cet actif est rare. La solution choisie répond donc au risque de compromettre le couplage des marchés identifiés par la Commission au considérant 206 de la décision d'ouverture ([35]).

5.3.5.4. Asymétries d'information entre l'opérateur historique dominant et ses concurrents actuels et potentiels

(296) Comme expliqué aux considérants 245 à 247 et à la section 5.3.4.1, la Commission avait identifié un risque que les fournisseurs alternatifs, et surtout les nouveaux entrants, puissent rencontrer des difficultés à estimer leurs obligations de capacité individuelles. Il suit des observations de la Commission auxdits considérants que les autorités françaises ont prévu des mesures adéquates pour aider les fournisseurs à mieux calculer leurs obligations de capacité.

(297) En outre, dans la version du mécanisme de capacité initiale, les différents acteurs avaient peu de visibilité sur les transactions de gré à gré, ce qui faisait qu'ils n'avaient pas de vue complet sur le prix de la capacité. La France a proposé des remèdes afin d'améliorer la visibilité sur tous les échanges pour tous les acteurs, tel que décrit à la section 5.3.4.2. Ces mesures comprennent de donner un accès à tous les acteurs au registre des transactions gré à gré (rendus anonymes), et de renforcer les enchères organisées.

(298) L'ensemble de ces remèdes fait en sorte que les acteurs autres que l'opérateur historique auront une meilleure vue sur leurs obligations en capacité, de l'un côté, et les volumes et prix des échanges, de l'autre côté. Ces mesures améliorent largement la transparence du mécanisme et rééquilibrent ainsi l'asymétrie d'information en faveur de l'opérateur historique, qui sera le plus grand acteur dans le mécanisme bien au côté exploitants de capacité qu'au côté des fournisseurs.

5.3.5.5. Préférence accordées aux producteurs émettant peu de carbone

(299) La Commission prend note que, pour les nouvelles capacités, les autorités françaises envisagent l'introduction de critères environnementaux conduisant à accorder une préférence aux producteurs émettant peu de carbone (voir considérant 137).

(300) Ces dispositions respectent les LDAEE ([36]), qui insistent sur la nécessité pour de telles mesures d'accorder la préférence aux producteurs émettant peu de carbone, à paramètres techniques et économiques équivalents.

5.3.5.6. Conclusion sur les distorsions potentielles de la concurrence et des échanges intra-UE

(301) Pour les raisons précités, la Commission conclut que le mécanisme ne risque plus détordre indument la concurrence et/ou les échanges intra-UE.

5.3.5.7. Temporalité

(302) Vu que le mécanisme français est le premier mécanisme de capacité décentralisé approuvé par la Commission sous le régime des LDAEE et vu que la nécessité du mécanisme dépend fortement de l'évolution du marché de l'énergie, marché encore en développement dans un contexte de libéralisation du marché, la Commission estime que l'approbation du mécanisme doit être limitée dans le temps. La Commission estime qu'une durée de 10 ans est raisonnable et conforme aux précédentes décisions ([37]).

6. **CONCLUSION**

(303) La Commission constate que la République française a illégalement mis à exécution un marché de capacité en France, en violation de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE. Cependant, tenant compte des différents remèdes proposés par la France et décrits ci-dessus, la mesure est conforme aux LDAEE.

([35]) Sur l'adaptation du mécanisme à la réglementation européenne, voir point 97 des LDAEE.
([36]) Voir point 233 des LDAEE.
([37]) Voir par exemple décision de la Commission C(2014) 5083 final du 23 juillet 2014, SA.35980 — GB capacity mechanism, considérant 162.

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

Le marché de capacité mis à exécution par la République française constitue une aide d'État compatible avec le marché intérieur, en vertu de l'article 107, paragraphe 3, alinéa c), du TFUE.

Article 2

La Commission autorise le régime d'aides mise à exécution à travers le marché de capacité pour une période maximale de dix ans. Tout régime maintenu au terme de cette période devra être à nouveau notifié.

Article 3

La République française est le destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 8 novembre 2016.

Par la Commission
Margrethe VESTAGER
Membre de la Commission