II

(Actes non législatifs)

DÉCISIONS

DÉCISION DE LA COMMISSION (UE) 2020/348

du 24 octobre 2019

concernant le régime d'aides SA.35980 — 2019/C Royaume-Uni — Réforme du marché de l'électricité: mécanisme de capacité

[notifiée sous le numéro C(2019) 7610]

(Le texte en langue anglaise 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 (ci-après le «traité» ou «TFUE»), et notamment son article 108, paragraphe 2, premier alinéa,

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

après avoir invité les parties intéressées à présenter leurs observations conformément aux articles précités [1], et vu ces observations,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

(1) À la suite de contacts de prénotification, conformément à l'article 108, paragraphe 3, du traité, les autorités britanniques ont notifié à la Commission, le 23 juin 2014, une proposition de mesure visant à soutenir les fournisseurs de capacités sur le marché de l'électricité en Grande-Bretagne [2]. Cette mesure est appelée «la mesure» dans la présente décision.

(2) Le 23 juillet 2014, la Commission a décidé de ne pas soulever d'objections à l'égard du régime d'aides établissant la mesure, au motif que ce régime tombait sous le coup de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité et était dès lors compatible avec le marché intérieur [3] (ci-après la «décision de 2014»).

(3) Les premières enchères sur le marché de capacité auquel se rapporte la mesure (ci-après le «marché de capacité») ont eu lieu du 16 au 18 décembre 2014. Elles portaient sur la fourniture de capacité quatre ans plus tard, soit en 2018.

(4) Le 15 novembre 2018, par son arrêt dans l'affaire T-793/14, Tempus Energy et Tempus Energy Technology/ Commission (ci-après l'«arrêt du Tribunal»), le Tribunal de l'Union européenne (ci-après le «Tribunal») a annulé la décision de 2014. En résumé, le Tribunal a estimé que compte tenu, d'une part, de la durée et des circonstances de la phase de prénotification et, d'autre part, de l'absence d'instruction appropriée par la Commission, au stade de l'examen préliminaire, de certains aspects du marché de capacité, et plus précisément en ce qui concerne le rôle et le traitement de la gestion de la demande dans le mécanisme de capacité notifié, la Commission aurait dû avoir des doutes quant à la compatibilité de la mesure avec le marché intérieur. Ces doutes auraient dû la conduire à ouvrir la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, du traité, permettant ainsi aux parties intéressées de présenter leurs observations à la Commission et de mettre les informations pertinentes à sa disposition afin qu'elle soit mieux à même d'apprécier la compatibilité du marché de capacité avec le marché intérieur.

[1] JO C 109 du 22.3.2019, p. 3.

[2] L'Irlande du Nord n'entre pas dans le champ d'application de la mesure proposée, car son marché de l'électricité est régi par des dispositions distinctes.

[3] Décision de la Commission du 23 juillet 2014 de ne pas soulever d'objection à l'égard du régime d'aides relatif au «marché de capacité» proposé par le Royaume-Uni [aide d'État SA.35980 (2014/N-2)] (JO C 348 du 3.10.2014, p. 5).

(5) Le Royaume-Uni a transmis des informations complémentaires le 20 décembre 2018.

(6) Le 25 janvier 2019, la Commission a formé un pourvoi contre l'arrêt du Tribunal (affaire C-57/19 P). Le pourvoi n'ayant pas d'effet suspensif, la Commission a réexaminé le marché de capacité afin de se conformer à l'arrêt du Tribunal.

(7) À la suite de ce réexamen, la Commission a informé le Royaume-Uni, par lettre du 21 février 2019, de sa décision d'ouvrir la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, du traité à l'égard de cette mesure.

(8) La décision de la Commission d'ouvrir la procédure (ci-après la «décision d'ouvrir la procédure») a été publiée au *Journal officiel de l'Union européenne* ([4]). La Commission a invité les parties intéressées à présenter leurs observations.

(9) Par lettre du 12 avril 2019, le Royaume-Uni a fait part à la Commission de ses observations concernant la décision d'ouvrir la procédure. La Commission a reçu des observations de la part de 35 parties intéressées. Elle les a transmises au Royaume-Uni et a donné à celui-ci la possibilité d'y répondre. Elle a reçu les réponses du Royaume-Uni à ces observations par lettres des 7 juin 2019, 19 juillet 2019 et 12 septembre 2019.

(10) Le 29 mars 2017, le Royaume-Uni a notifié son intention de se retirer de l'Union en vertu de l'article 50 du traité sur l'Union européenne (ci-après «TUE»). Conformément à l'article 50, paragraphe 3, du TUE, les traités cessent d'être applicables à l'État qui se retire, à partir de la date d'entrée en vigueur de l'accord de retrait ou, à défaut, deux ans après la notification, sauf si le Conseil européen, en accord avec l'État membre concerné, décide à l'unanimité de proroger ce délai. Ce délai a été prorogé à deux reprises, la dernière fois par la décision (UE) 2019/584 du Conseil européen ([5]), qui l'a prorogé jusqu'au 31 octobre 2019.

(11) Le 11 janvier 2019, par la décision (UE) 2019/274 ([6]), le Conseil a autorisé la signature de l'accord de retrait convenu au niveau des négociateurs le 14 novembre 2018. Le 17 octobre 2019, le Conseil européen a approuvé l'accord de retrait révisé convenu au niveau des négociateurs. Le 21 octobre, le Conseil, sur proposition de la Commission ([7]), a modifié la décision (UE) 2019/274 de façon à autoriser la signature de l'accord révisé. L'Union a confirmé à nouveau qu'elle était prête à procéder rapidement à sa signature et à sa conclusion dans l'hypothèse où le Parlement du Royaume-Uni approuverait l'accord de retrait. La quatrième partie de l'accord de retrait prévoit une période de transition commençant à la date d'entrée en vigueur de l'accord, au cours de laquelle le droit de l'Union doit continuer à s'appliquer au Royaume-Uni et sur son territoire, comme établi dans ledit accord.

(12) En tout état de cause, la présente décision ne s'applique que tant que le droit de l'Union est applicable au Royaume-Uni et sur son territoire.

2. **DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE LA MESURE**

2.1. **Résumé de la mesure**

(13) En 2014, le Royaume-Uni a estimé que le marché de l'électricité en Grande-Bretagne atteindrait des niveaux critiques d'adéquation des capacités de production vers 2017/2018. Il a par conséquent conçu la mesure sous la forme d'un marché de capacité, dans le cadre duquel le gestionnaire de réseau organiserait des enchères centralisées de façon à obtenir le niveau de capacité requis pour garantir l'adéquation des capacités de production.

(14) Dans un premier temps, les enchères organisées dans le cadre de la mesure ont été ouvertes uniquement aux producteurs existants et nouveaux, aux opérateurs de gestion de la demande et aux opérateurs de stockage. Les interconnexions ont été autorisées à y prendre part à partir des deuxièmes enchères, en 2015.

([4]) Voir note de bas de page 1.
([5]) Décision (UE) 2019/584 du Conseil européen prise en accord avec le Royaume-Uni du 11 avril 2019 prorogeant le délai au titre de l'article 50, paragraphe 3, du TUE (JO L 101 du 11.4.2019, p. 1).
([6]) Décision (UE) 2019/274 du Conseil du 11 janvier 2019 relative à la signature, au nom de l'Union européenne et de la Communauté européenne de l'énergie atomique, de l'accord sur le retrait du Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord de l'Union européenne et de la Communauté européenne de l'énergie atomique (JO L 47I du 19.2.2019, p. 1).
([7]) Proposition de décision du Conseil portant modification de la décision (UE) 2019/274 relative à la signature, au nom de l'Union européenne et de la Communauté européenne de l'énergie atomique, de l'accord sur le retrait du Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord de l'Union européenne et de la Communauté européenne de l'énergie atomique [COM(2019) 880 final du 18 octobre 2019].

(15) Les adjudicataires se voient attribuer un contrat de capacité en vertu duquel ils reçoivent une rémunération régulière pendant la durée du contrat. En contrepartie, ils s'engagent à fournir de l'électricité en période de tension sur le réseau, si le gestionnaire du réseau leur en fait la demande. Des sanctions financières s'appliquent lorsque le fournisseur de capacité ne fournit pas la quantité d'électricité qu'il s'est engagé à fournir. La mesure est financée par un prélèvement mis à la charge des fournisseurs d'électricité.

(16) Les premières enchères ont été organisées en 2014, pour une livraison en 2018. Elles ont été suivies de trois autres enchères quatre ans à l'avance (ci-après «enchères T-4») (en 2015, 2016 et 2017), d'enchères un an à l'avance (ci-après «enchères T-1») (en 2017) et de deux enchères transitoires (en 2016 et 2017).

(17) Le Royaume-Uni a suspendu la mesure le 15 novembre 2018 à la suite de l'arrêt du Tribunal, mentionné au considérant 4 et faisant actuellement l'objet d'un pourvoi. Le Royaume-Uni a confirmé qu'aucune autre aide ne serait accordée dans le cadre d'enchères sur le marché de capacité, et que les paiements des aides octroyées dans le cadre des enchères qui ont déjà été effectués ont été suspendus dans l'attente d'une décision d'autorisation de la mesure par la Commission.

(18) Néanmoins, après l'arrêt du Tribunal, le Royaume-Uni a mis en place les mesures suivantes:

a) des enchères T-1 complémentaires de remplacement, pour une livraison de capacité durant l'année 2019/2020, ont eu lieu en juin 2019. Elles ont débouché sur l'attribution de contrats de capacité conditionnels, subordonnés à l'obtention d'une autorisation d'aide d'État et à la mise en place des mesures procédurales requises par la législation établissant le marché de capacité;

b) les contrats de capacité attribués dans le cadre d'enchères antérieures devaient toujours être respectés, de sorte que, sous réserve d'une décision positive concernant l'aide d'État, des paiements de capacité différés pouvaient être effectués en faveur des fournisseurs de capacité qui avaient respecté leurs obligations au cours de la période de suspension;

c) les fournisseurs d'électricité devaient continuer de répercuter le prélèvement sur les consommateurs au cours de la période de suspension afin d'être sûrs d'être en mesure de payer la redevance due pour la période de suspension intégralement et rapidement si l'aide d'État était autorisée; et

d) des procédures de préqualification ont été entamées le 22 juillet 2019 pour une mise aux enchères T-1 (année de livraison 2020/2021), une mise aux enchères T-3 (année de livraison 2022/2023) et une mise aux enchères T-4 (année de livraison 2023/2024), chacune de ces mises aux enchères devant avoir lieu au cours du premier trimestre de 2020.

2.2. **Base juridique et dispositions gouvernementales**

(19) La base juridique est la loi britannique sur l'énergie de 2013 (Energy Act 2013). La mise en œuvre de la mesure est régie par la législation dérivée, à savoir le règlement de 2014 relatif à la capacité électrique (Electricity Capacity Regulations 2014), les règles de 2014 relatives à la capacité électrique (rémunération des fournisseurs, etc.) et les règles relatives au marché de capacité (Capacity Market Rules).

(20) Le Royaume-Uni réexamine régulièrement le mécanisme du marché de capacité à la lumière des réactions exprimées à l'issue de chaque procédure de mise aux enchères. Il a également procédé à plusieurs consultations publiques afin d'améliorer progressivement les détails réglementaires de certaines caractéristiques spécifiques du régime. En outre, le régulateur de l'énergie (Ofgem) recueille chaque année le point de vue des parties prenantes sur les modifications qui pourraient être apportées aux caractéristiques opérationnelles et administratives du régime, et modifie les règles. Par ailleurs, un examen plus formel et complet associant le gouvernement et l'Ofgem est prévu tous les cinq ans, afin de déterminer dans quelle mesure le marché de capacité permet d'atteindre les objectifs poursuivis et s'il reste la forme d'intervention la plus efficace pour atteindre ces objectifs. Les objectifs consistent notamment à prendre en considération les défaillances sous-jacentes du marché. En substance, le réexamen comprend les deux étapes suivantes:

a) tous les cinq ans, l'Ofgem passe en revue les domaines de la conception du marché de capacité couverts par les règles relatives au marché de capacité, en évaluant l'efficacité du régime et en examinant si les dispositions existantes sont adaptées à sa finalité; et

b) le gouvernement évalue le marché de capacité et ses objectifs d'un point de vue plus général, en tentant de déterminer si ce marché aura toujours son utilité à l'avenir ou s'il convient de le supprimer progressivement, et dans quelle mesure les objectifs du marché de capacité pourraient être atteints d'une autre façon, moins contraignante sur le plan réglementaire. À cette fin, le gouvernement s'appuie sur l'examen interne annuel visant à déterminer s'il y a lieu d'organiser les enchères de capacité, ainsi que sur les conclusions du premier examen réalisé par l'Ofgem. Dans le cadre de ce processus de réexamen, le gouvernement procède à des consultations publiques.

(21) Le gouvernement du Royaume-Uni a lancé le premier processus de réexamen à cinq ans en publiant un appel à témoignages en août 2018, par lequel il sollicitait des avis et des témoignages à haut niveau sur des questions telles que la nécessité de maintenir le marché de capacité et les domaines dans lesquels des modifications devaient être apportées en priorité. En septembre 2018, l'Ofgem a publié une lettre ouverte dans laquelle il sollicitait des avis et des témoignages afin de lui permettre de déterminer si les règles atteignaient toujours les objectifs fixés. Le rapport final du réexamen à cinq ans du gouvernement britannique a été publié le 22 juillet 2019 ([8]), tandis que le rapport final de l'Ofgem a été publié le 31 juillet 2019 ([9]). En outre, le 22 août 2019, la commission de la science et de la technologie (Science and Technology Committee) de la Chambre des communes du Royaume-Uni a publié un rapport mentionnant, entre autres thèmes, le marché de capacité britannique ([10]).

(22) La mesure est mise en œuvre par le gouvernement britannique, l'Ofgem, l'organisme de mise en œuvre (National Grid, ci-après «NG»), l'organisme de règlement (une nouvelle institution créée en vertu de la loi sur l'énergie de 2013, placée sous la direction et la supervision du gouvernement), et le prestataire de services de règlement (Elexon). Une brève description générale de leur rôle et de leurs compétences est présentée ci-après.

(23) Le gouvernement britannique se charge de la supervision stratégique du marché de capacité et de la modification des règlements qui le régissent, et veille au maintien de l'obligation de rendre des comptes en ce qui concerne les principaux aspects de la conception du marché de capacité. Les règlements déterminent, par exemple, les critères d'éligibilité généraux pour participer aux enchères du marché de capacité, les fonctions du gestionnaire de réseau pour la mise en œuvre du marché de capacité et le règlement des paiements.

(24) Si le gouvernement britannique a conçu les règles relatives au marché de capacité, c'est l'Ofgem qui se charge de leur mise en œuvre (le gouvernement britannique et l'Ofgem sont tous deux habilités à modifier ces règles). Les règles relatives au marché de capacité comprennent des règles et procédures techniques concernant la préqualification et les enchères de capacité, le contenu des contrats de capacité et les obligations des titulaires d'un contrat de capacité. Lorsqu'il souhaite modifier ces règles, l'Ofgem est lié par une série d'objectifs inscrits dans les règlements et les règles, ce qui garantit la transparence et la confiance dans la gouvernance du marché de capacité. L'Ofgem est également chargé de régler les litiges avec des participants au sujet des résultats de la préqualification.

(25) Le gestionnaire du réseau est National Grid. Il se charge de la mise en œuvre du marché de capacité, qui consiste notamment à: émettre des avis sur la sécurité de l'approvisionnement à destination des ministres, et à recommander la quantité de capacité à mettre aux enchères afin de satisfaire à la norme de fiabilité; préqualifier les participants aux enchères, gérer les enchères de capacité et attribuer les contrats (appelés «contrats de capacité») aux adjudicataires; élaborer et gérer de nouvelles procédures d'appui, telles que la communication d'alertes du marché de capacité (Capacity Market warnings).

(26) Le gouvernement britannique définit les fonctions de mise en œuvre du gestionnaire du réseau dans la législation dérivée, qui sont des «obligations pertinentes» dont l'Ofgem veille à l'exécution. Le gouvernement sait ainsi avec certitude ce qui sera fait tandis que, de son côté, l'Ofgem dispose d'une base claire sur laquelle s'appuyer pour contrôler l'exécution de sa mission de mise en œuvre par NG. Un groupe d'experts techniques procède à un examen indépendant des avis de NG concernant la quantité de capacité à mettre aux enchères.

(27) Le gouvernement britannique a mis sur pied ([11]) un organisme de règlement du marché de capacité (l'Electric Settlement Company), chargé d'assurer le contrôle, la reddition de comptes et la gouvernance ultimes du processus

([8]) https://www.gov.uk/government/publications/capacity-market-5-year-review-2014-to-2019
([9]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/report-our-five-year-review-capacity-market-rules-and-forward-work-plan
([10]) https://publications.parliament.uk/pa/cm201719/cmselect/cmsctech/1454/145402.htm
([11]) La loi sur l'énergie de 2013 confère au secrétaire d'État le pouvoir d'élaborer des règlements et règles établissant le marché de capacité. L'article 28, paragraphe 4, point g), de la loi sur l'énergie de 2013 confère au secrétaire d'État le pouvoir d'élaborer un règlement concernant un organisme de règlement chargé de gérer le règlement des paiements de capacité ou des incitations à la capacité. Par ailleurs, le règlement visant à établir le marché de capacité lui impose de désigner un organisme de règlement (article 80 du règlement de 2014 relatif à la capacité électrique). Conformément à cette obligation, le secrétaire d'État a désigné l'Electric Settlement Company (ci-après «ESC»).

de règlement et des paiements effectués au titre des contrats de capacité ([12]). L'organisme de règlement est une société en commandite par actions détenue par le gouvernement, qui en est l'unique actionnaire ([13]). Il détermine sa propre gouvernance interne de façon à être en mesure de s'acquitter de ses obligations, mais le gouvernement en garde le contrôle général ([14]).

(28) En février 2013, le gouvernement britannique a annoncé sa décision de sous-traiter certaines fonctions à Elexon Ltd. dans le *Journal officiel de l'Union européenne*. Elexon agit en tant que prestataire de services de règlement, et est notamment chargée de calculer et de déterminer la rémunération des capacités. Son rôle à ce titre est similaire, quoique plus limité, à celui qui est actuellement le sien dans le cadre du code sur l'équilibrage et le règlement. Un contrat entre l'organisme de règlement et Elexon spécifie le service à fournir, le coût de ce service ainsi que les modalités de suivi des résultats.

2.3. **Bénéficiaires**

2.3.1. *Éligibilité*

(29) Les fournisseurs de capacité participent au marché de capacité sous la forme d'unités du marché de capacité (Capacity Market Units, ci-après «CMU»). C'est au niveau des CMU que les demandes de préqualification sont introduites, que les contrats de capacité sont attribués, que les obligations applicables en période de tension sur le réseau sont spécifiées, et que les pénalités/paiements relatifs aux livraisons excédentaires sont calculés. Les producteurs (tant existants que nouveaux), les interconnexions, les opérateurs de stockage et les opérateurs de gestion de la demande peuvent participer.

(30) Les unités de production [définies par rapport à la fourniture d'électricité, elles doivent être en mesure d'assurer un contrôle indépendant, leur production nette doit être mesurée par un(des) compteur(s) par demi-heure, et leur capacité de connexion doit être supérieure à 2 mégawatts (MW)] peuvent participer individuellement en tant que CMU ou collectivement, agrégées à d'autres unités de production éligibles, selon les conditions suivantes:

a) les unités font toutes partie de la même unité d'échange (Trading Unit) (c'est-à-dire une centrale électrique); ou

b) toutes les unités sont reliées au réseau au même point frontière (Boundary Point); il s'agit du même site, mais le concept de l'unité d'échange ne s'applique pas; ou

c) la capacité totale de toutes les unités se situe entre le seuil minimal (2 MW) et celui de 50 MW (production effectivement intégrée répartie sur plusieurs sites).

(31) Les CMU de gestion de la demande sont définies en fonction d'un engagement à réduire la demande. Un opérateur de gestion de la demande est défini comme étant i) un consommateur d'électricité direct; ii) une entité propriétaire du consommateur d'électricité; ou iii) une entité exerçant un contrôle contractuel de la gestion de la demande sur le consommateur d'électricité. L'engagement doit amener le consommateur d'électricité à réduire ses importations d'électricité (mesurées par des compteurs par demi-heure) et/ou à exporter l'électricité qu'il produit grâce à des unités de production qu'il a sur place. Les opérateurs de gestion de la demande peuvent participer individuellement en tant que CMU ou collectivement, agrégés à d'autres. Par ailleurs, chaque composant doit être connecté à un compteur par demi-heure et la capacité de gestion de la demande totale du fournisseur doit être comprise entre 2 MW et 50 MW. Le tableau 1 ci-dessous présente les résultats en ce qui concerne la gestion de la demande pour les enchères organisées avant juillet 2019.

([12]) Voir article 40, paragraphe 1, du règlement de 2014 relatif à la capacité électrique: «Un fournisseur de capacité («C») a le droit […] de recevoir de l'organisme de règlement un paiement de capacité, déterminé conformément au présent règlement, pour chaque mois d'une année de livraison («mois M»), pour la capacité souscrite par les CMU dont C a été le fournisseur durant le mois M».

([13]) L'ESC a été constituée en mars 2014 en tant que société en commandite par actions et est détenue à 100 % par le secrétaire d'État en sa qualité d'actionnaire unique. Le certificat de constitution de l'ESC et les documents relatifs à sa constitution, y compris ses statuts, sont accessibles au public à l'adresse suivante: https://beta.companieshouse.gov.uk/company/08961281/filing-history?page=2.

([14]) En tant qu'actionnaire unique de l'ESC, le secrétaire d'État conserve un certain contrôle général par le biais de mesures pouvant être prises par les actionnaires de la société, par exemple l'adoption de résolutions spéciales. En outre, le secrétaire d'État peut, le cas échéant, modifier la façon dont l'organisme de règlement exerce ses fonctions en lien avec le marché de capacité en utilisant les pouvoirs réglementaires prévus par la loi sur l'énergie de 2013 pour modifier le règlement, qui s'applique à l'organisme de règlement. L'utilisation de ces pouvoirs réglementaires est soumise à l'approbation du Parlement. Dans les cas les plus graves, le secrétaire d'État peut mettre fin unilatéralement au mandat du président du conseil d'administration de l'ESC, et l'article 80 du règlement de 2014 relatif à la capacité électrique l'autorise à mettre un terme à la mission de l'organisme de règlement.

Tableau 1

Résultats en ce qui concerne la gestion de la demande pour les enchères de capacité organisées avant juillet 2019

	Capacités mises aux enchères (en MW)	Contrats remportés (en MW)
T-4 2014	603	174
T-4 2015	673	456
T-4 2016	1 798	1 411
T-4 2017	2 246	1 206
T-4 2018 ([1]) (susp.)	2 618	Sans objet
T-1 2017	1 283	443
T-1 2018 (susp.)	2 124	Sans objet
T-1 2019 (conditionnelle)	1 333	203
Enchères transitoires 2015	619	475
Enchères transitoires 2016	373	312

([1]) Les enchères T-1 et T-4 de 2018 ont été suspendues à la suite de l'arrêt rendu par le Tribunal dans l'affaire T-793/14. La capacité inscrite dans la colonne «Capacités mises aux enchères» est la quantité de capacité qui a été initialement préqualifiée pour ces enchères futures (une partie peut être abandonnée avant la mise aux enchères elle-même). Voir la référence à «susp.» dans le texte.

(32) Sont exclus du marché de capacité les fournisseurs de capacité bénéficiant déjà d'une aide au titre d'autres mesures. Les fournisseurs suivants ne sont pas admissibles au marché de capacité:

a) les centrales à faibles émissions de carbone bénéficiant d'une aide dans le cadre des «Contracts for Difference» (ci-après «CfD») ou du mécanisme de tarif de rachat à petite échelle;

b) les producteurs d'énergie renouvelable bénéficiant d'une aide par l'intermédiaire du mécanisme «Renewables Obligation» (ci-après le «RO»), sauf s'ils décident de renoncer aux paiements RO (ils sont autorisés à participer une fois leurs contrats RO arrivés à expiration);

c) les centrales bénéficiant du système «Renewable Heat Incentive» (ci-après le «RHI»), car le RHI a été conçu pour compléter le RO et les CfD pour les énergies renouvelables;

d) les centrales bénéficiant d'un financement dans le cadre du «Carbon Capture and Storage Commercialisation Competition» du Royaume-Uni, car les CfD pour le captage et le stockage du carbone ont été conçus pour leur apporter le soutien supplémentaire dont elles ont besoin pour être commercialement viables;

e) les technologies bénéficiant d'un financement au titre du programme «New Entrants Reserve 300» (ci-après «NER 300») de l'Union européenne, qui vise à soutenir les technologies émergentes à faible intensité de carbone, telles que le captage et le stockage du carbone et l'énergie marémotrice, étant donné qu'elles peuvent également bénéficier d'une aide dans le cadre des CfD;

f) les centrales auxquelles NG a attribué des contrats d'une durée de quinze ans pour faire partie de la «Short-Term Operating Reserve» (ci-après la «STOR à long terme») juste avant les propositions stratégiques initiales concernant la réforme du marché de l'électricité en 2010, et qui ont choisi de les maintenir.

(33) Les entreprises ayant participé aux programmes «Enterprise Investment Scheme» (ci-après «EIS») et «Venture Capital Trust» (ci-après «VCT») ne sont pas exclues de la participation au marché de capacité, mais font l'objet d'un contrôle destiné à garantir qu'elles ne reçoivent pas de «double subvention» (afin d'éviter le cumul d'aides d'État).

(34) Bien que les capacités étrangères ne soient pas autorisées à participer directement au marché de capacité, depuis les deuxièmes enchères qui se sont tenues en 2015, les interconnexions sont autorisées à y participer en tant que CMU, sur un pied d'égalité avec les producteurs et les opérateurs de gestion de la demande établis en Grande-Bretagne: elles sont, pour l'essentiel, soumises au même régime de récompenses et pénalités, et un coefficient de déclassement leur est appliqué de façon à refléter leur contribution à la sécurité de l'approvisionnement ([15]). Le tableau 2 illustre la participation des CMU d'interconnexion aux enchères organisées jusqu'à ce jour.

Tableau 2

Participation de CMU d'interconnexion à des enchères du marché de capacité jusqu'à ce jour

Type d'enchères	T-4				T-1	
Année des enchères	2015	2016	2017	2018 (susp.)	2018 (susp.)	2019 (condition.)
Année de livraison	19/20	20/21	21/22	22/23	19/20	19/20
Nombre de CMU d'interconnexion préqualifiées	3	5	6	8	3	3
Nombre de CMU d'interconnexion retenues	2	4	6	Sans objet	Sans objet	3
Dont interconnexions nouvellement construites	0	0	3	Sans objet	Sans objet	1
Dont interconnexions existantes	2	4	3	Sans objet	Sans objet	2
Capacité des CMU d'interconnexion retenues (en GW)	1,86	2,34	4,56	Sans objet	Sans objet	1,025

(35) Dans sa décision de 2014, la Commission a autorisé l'exclusion de la capacité interconnectée dans les premières enchères (décembre 2014) en raison des contraintes suivantes:

a) capacité requise: il était indispensable d'adopter une nouvelle méthode pour l'application du coefficient de déclassement à la contribution de l'interconnexion lors des enchères. Il convenait également de renforcer la coopération avec les autres États membres pour évaluer l'adéquation des capacités de production, afin d'éliminer tout risque de parasitisme lorsque les pays obéissent à des normes de fiabilité différentes;

b) préqualification: à ce moment-là, il n'était pas possible pour l'organisme de mise en œuvre de mener à bien, de manière indépendante, la phase de préqualification concernant un fournisseur de capacité étranger. Une coopération avec des gestionnaires de réseau de transport (GRT) étrangers pour la mesure et la vérification, l'appel à des fins de test et des plateformes de partage de données auraient été nécessaires;

c) enchères: les enchères auraient laissé libre cours à l'agiotage si la participation des capacités étrangères avait été autorisée. Une nouvelle méthode aurait été nécessaire pour limiter la quantité de capacité étrangère à hauteur de la capacité déclassée de l'interconnexion. En outre, le seuil des preneurs de prix aurait probablement été différent sur un autre marché, ce qui signifie que le prix d'équilibre des enchères établi en Grande-Bretagne n'aurait probablement pas été approprié pour une capacité sur un autre marché, et qu'une enchère zonale aurait peut-être été nécessaire;

([15]) Un coefficient de déclassement est un coefficient qui est appliqué aux capacités d'une CMU offertes dans une mise aux enchères de capacité afin d'obtenir ses capacités déclassées. Toutes les capacités offertes dans le cadre du marché de capacité doivent être «déclassées» afin de les ajuster en fonction du risque que certaines ou toutes ne soient pas disponibles pour faire face à une situation de tension sur le réseau. En outre, dans le cas des interconnexions, les coefficients de déclassement sont déterminés individuellement, pour chaque interconnexion, par le secrétaire d'État, sur la base d'une évaluation de la fiabilité technique et d'une analyse des flux nationaux probables en période de tension sur le réseau.

d) livraison: l'obligation de livrer impose aux producteurs de produire lorsqu'une alerte est lancée sur le marché de capacité quatre heures à l'avance. Sur un autre marché, cela aurait pu conduire à un appel non conforme à la préséance économique, qui aurait entraîné une distorsion du marché ([16]). Cela n'aurait pas permis d'accroître la sécurité de l'approvisionnement du Royaume-Uni dans un monde où le couplage des marchés est pleinement mis en œuvre, les flux d'électricité répondant déjà à la tarification de la rareté.

(36) Pour la seule année 2014, en l'absence de participation directe de la capacité interconnectée, la contribution attendue de l'interconnexion en période de tension du réseau britannique a correspondu à la quantité de capacité mise aux enchères. Par exemple, si 1 gigawatt (GW) de capacité importée devait être disponible en période de tension sur le réseau britannique, la quantité de capacité mise aux enchères sur le marché de capacité serait réduite de 1 GW. La contribution de l'interconnexion en dehors du cadre du marché de capacité a été initialement évaluée à zéro (marge) par NG lorsqu'elle a recommandé l'objectif T-4 pour l'année de livraison 2018/19, mais a été revue ultérieurement à un chiffre net de 2,1 GW pour les enchères T-1.

2.3.2. *Processus de préqualification*

(37) La participation au marché de capacité n'est pas obligatoire. Toutefois, toutes les capacités agréées et éligibles sont tenues de participer au processus de préqualification, même si elles n'ont pas l'intention de faire une offre. L'objectif du processus de préqualification est de s'assurer que les participants aux enchères sont en mesure de fournir la capacité qu'ils proposent, et le gestionnaire du réseau peut adapter la quantité de capacité à mettre aux enchères en fonction du volume de capacité retiré des enchères.

(38) Une capacité éligible qui choisit de se retirer des enchères de capacité ne s'expose à aucune pénalité pour défaut de livraison, et ne peut bénéficier d'aucun paiement pour livraison excédentaire. Elle peut réintégrer des enchères ultérieures et participer au marché secondaire. Comme pour les centrales non éligibles, la quantité mise aux enchères est réduite de façon à tenir compte de la quantité de capacité des centrales qui se retirent.

(39) Afin de garantir une capacité fiable pour l'année de livraison, le gestionnaire du réseau procède à des contrôles de préqualification en amont des enchères afin de confirmer l'éligibilité et le statut de soumissionnaire de toutes les capacités potentielles. Les critères de préqualification varient selon le type de capacité (par exemple, la production et la gestion de la demande).

(40) Dans le cadre de la préqualification, les candidats doivent satisfaire à la fois à des exigences générales et spécifiques, qui varient selon qu'il s'agit d'une unité de production existante ou future, ou d'une unité de gestion de la demande. Les exigences générales incluent la constitution d'un dossier administratif de base (coordonnées, état de la licence, structure de l'entreprise, lieu et diverses déclarations des administrateurs). Les unités de production existantes doivent également prouver leurs performances passées. Les unités futures doivent fournir la preuve du permis de construire et de l'accord de raccordement, un plan de construction détaillé ainsi qu'une estimation détaillée de leurs dépenses en capital pour la durée du contrat de capacité pour lequel elles souhaitent soumissionner. Elles sont également tenues de présenter un soutien au crédit (à savoir, une garantie ou «garantie de soumission») afin de démontrer leur sérieux quant à la participation aux enchères et à la mise en place d'une unité opérationnelle avant le début de l'année de livraison.

(41) Les nouvelles capacités de production et les capacités de gestion de la demande non confirmées (par opposition aux capacités de gestion de la demande confirmées ([17])) sont tenues de déposer une garantie de soumission s'élevant à 5 000 livres sterling (GBP) (environ 5 650 EUR) par mégawatt pour les enchères T-4 et T-1, et à 500 GBP (environ 565 EUR) par mégawatt pour les enchères transitoires. En ce qui concerne la gestion de la demande, la mesure prévoit que la garantie de soumission sera perdue au prorata du volume de capacité qui n'a pas effectivement été fourni par les opérateurs de gestion de la demande, pour autant que ceux-ci fournissent au moins 90 % du volume de capacité auquel ils s'étaient engagés. S'il est exact que les opérateurs de gestion de la demande peuvent agréger plusieurs sites afin d'atteindre le seuil minimum de 2 MW, il convient de relever qu'ils doivent s'acquitter de la garantie de soumission sur l'intégralité des 2 MW, dès qu'une partie de ce volume, même minime, est constituée de capacités de gestion de la demande non confirmées. Selon le Royaume-Uni, une CMU ne peut être confirmée qu'en tant qu'unité unique, confirmée le même jour au cours de la même période de règlement. Cette exigence de confirmation en tant qu'unité devrait réduire au minimum le risque d'agiotage. Sans elle, les candidats pourraient être confirmés à des moments différents et constituer ensemble une unité qui serait incapable de fonctionner de façon unifiée lors d'une situation de tension, ce qui mettrait en péril la sécurité de l'approvisionnement.

([16]) Une obligation de fournir une capacité (c'est-à-dire un risque de pénalité) dans le cadre du marché de capacité peut inciter une centrale étrangère à vendre de l'électricité sur le marché britannique plutôt que sur son marché national, même à un coût inférieur à son coût marginal. Cela est contraire à la préséance économique, qui veut que les acteurs du marché vendent leur électricité sur la seule base des coûts marginaux.

([17]) La CMU de gestion de la demande confirmée diffère de la CMU de gestion de la demande non confirmée en ce que sa capacité a été confirmée par un certificat de gestion de la demande délivré par l'organisme de mise en œuvre (National Grid).

(42) Après avoir mené une consultation en mars 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a relevé à 10 000 GBP/MW le montant de la garantie de soumission préalable aux enchères pour les unités de production nouvellement construites, afin de garantir pleinement contre l'augmentation de l'indemnité de résiliation et de contribuer à réduire les demandes spéculatives en exigeant un niveau d'engagement pré-enchères plus élevé. En revanche, le montant de la garantie de soumission préalable aux enchères a été maintenu à 5 000/MW pour les unités de gestion de la demande non confirmées, les parties intéressées ayant indiqué lors de la consultation qu'il était comparativement plus coûteux pour les groupements d'opérateurs de gestion de la demande d'obtenir une couverture de crédit auprès des organismes de prêt.

(43) Le gestionnaire du réseau publie des coefficients de déclassement par type de technologie avant la phase de préqualification. Pour la plupart des catégories de technologie, ces coefficients sont établis sur la base des performances historiques des différents types au cours des sept années précédentes, et représentent la contribution moyenne attendue des centrales en période de tension sur le réseau pour une technologie donnée. Une autre méthode est utilisée pour certaines catégories pour lesquelles les données historiques font défaut ou sont moins pertinentes pour donner une indication fiable des performances futures (par exemple, les interconnexions ou les technologies innovantes telles que le stockage des piles). Les coefficients ainsi établis s'appliquent à l'ensemble des centrales d'une même technologie, indépendamment de leur âge ou de leur situation. Les fournisseurs de capacité qui sont retenus lors des enchères de capacité reçoivent un paiement (au prix d'équilibre) proportionnel à leur coefficient de déclassement multiplié par leur capacité de connexion (volume que leur raccordement au réseau physique leur permet d'exporter sur le système). L'un des objectifs du régime de pénalités est d'affiner le niveau de rémunération, en le fondant non plus sur ce niveau de performance estimé mais sur le niveau de performance effectif des différentes centrales.

2.4. **Le processus de mise aux enchères**

2.4.1. *Détermination de la quantité de capacité à mettre aux enchères*

(44) La décision d'organiser ou non les enchères de capacité est prise chaque année, sur la base d'une évaluation indépendante de la capacité électrique réalisée par le gestionnaire du réseau. NG évalue, pour les 15 années suivantes, l'évolution probable des futures marges de capacité, la contribution de la capacité interconnectée et de la gestion de la demande, et recommande le volume de capacité nécessaire pour satisfaire à la norme de fiabilité durable. Cette évaluation permet au gouvernement de déterminer chaque année si des enchères de capacité sont nécessaires.

(45) La quantité de capacité à adjuger lors de chaque mise aux enchères est déterminée sur la base d'une norme de fiabilité durable. Une norme de fiabilité est un niveau objectif de sécurité de l'approvisionnement en électricité, et sert de base à l'établissement d'une courbe de la demande préalablement à chaque mise aux enchères de capacité.

(46) Le Royaume-Uni observe qu'aucun réseau électrique ne peut jamais être fiable à 100 %, et qu'un compromis doit toujours être trouvé entre le coût de la fourniture de capacités de réserve supplémentaires et le degré de fiabilité atteint. La norme de fiabilité permet de trouver ce compromis, car elle indique le moment auquel les coûts liés à la fourniture de capacité l'emportent sur le renforcement de la sécurité d'approvisionnement. Le but est de donner aux investisseurs et aux acteurs du marché une idée précise des objectifs à long terme du gouvernement en matière de sécurité d'approvisionnement, et de permettre une réduction des coûts pour le consommateur. Il s'agit également de faire en sorte que le gouvernement ne puisse pas adjuger un niveau de capacité supérieur au niveau efficace d'un point de vue économique, ce qui permet d'éviter les achats excessifs de capacités britanniques.

(47) Le gouvernement britannique a fixé, pour le marché de l'électricité national, une norme de fiabilité durable équivalant à une prévision de perte de charge de trois heures par an, ce qui correspond à un niveau de sécurité du réseau de 99,97 %. La prévision de perte de charge est le nombre d'heures/de périodes par an au cours desquelles, à long terme, il est statistiquement probable que l'offre ne réponde pas à la demande, et qui reflète le niveau de capacité efficace d'un point de vue économique. La norme de fiabilité a été établie sur une base durable, mais le gouvernement aura la possibilité de la modifier si nécessaire.

(48) Chaque année, le gestionnaire du réseau détermine la quantité de capacité nécessaire pour satisfaire à la norme de fiabilité et adresse un avis au gouvernement dans son rapport sur la capacité électrique (ci-après le «RCE»), au plus tard le 30 mai. La recommandation relative à la quantité de capacité à adjuger lors des enchères de capacité pour satisfaire à la norme de fiabilité est fondée sur l'analyse, par NG, de différents scénarios concernant le niveau de la demande d'électricité et la quantité de capacité fournie par les centrales électriques qui ne sont pas éligibles aux paiements de capacité, par exemple la production à faibles émissions de carbone. Il s'agit donc de l'avis de NG sur la question de savoir s'il y a lieu de se procurer des capacités pour l'année de livraison en question par le biais du marché de capacité et, dans l'affirmative, quelle quantité est nécessaire. Le rapport de NG est examiné par un groupe d'experts techniques, qui adresse au gouvernement un avis sur la fiabilité de l'analyse et des recommandations.

(49) Le gestionnaire du réseau recourt à divers scénarios de la demande ainsi qu'à des variables pour tenir compte des incertitudes liées aux conditions météorologiques, à la disponibilité des centrales, aux flux d'interconnexion et aux niveaux de la production intégrée. Puis, il soustrait les capacités qui ne peuvent pas participer aux enchères (par exemple, une centrale à faibles émissions de carbone bénéficiant d'une autre aide) et les capacités ayant des contrats de capacité en cours (par exemple, lorsqu'un fournisseur de capacité a un contrat pluriannuel couvrant l'année de livraison concernée).

(50) Le gestionnaire du réseau utilise ensuite une méthode d'«optimisation solide» qui minimise les pires résultats possibles en termes de coût de la capacité et de demande non satisfaite parmi les différents scénarios et variables. La modélisation débouche sur une série d'options pour une seule quantité requise et sur une recommandation.

(51) Dans sa notification de 2014, le Royaume-Uni a fourni les prévisions illustrées à la figure 1 pour une fourchette de capacité qui pourrait être requise au cours de la période 2018-2030. La figure 2 présente des prévisions actualisées à partir de décembre 2018.

Figure 1

Estimation 2014 de la capacité requise selon différents scénarios (en GW)

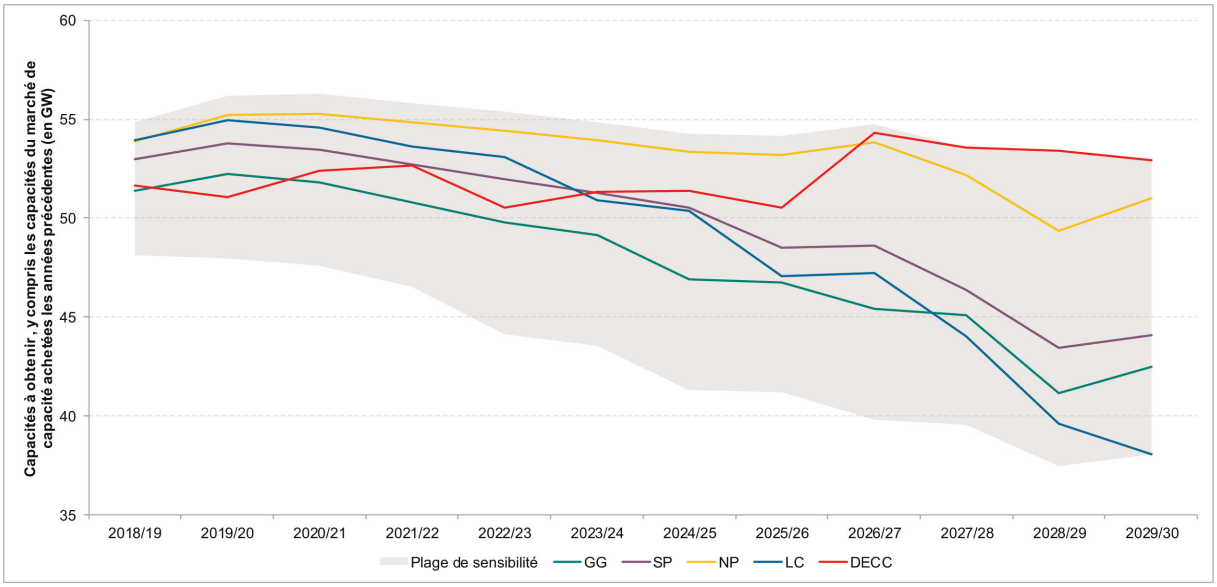
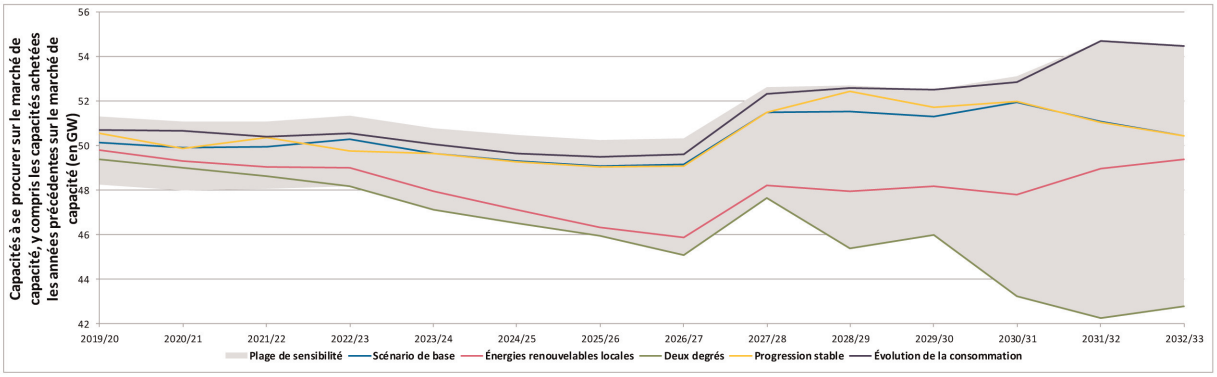


Figure 2

Estimation 2018 de la capacité requise selon différents scénarios (en GW)



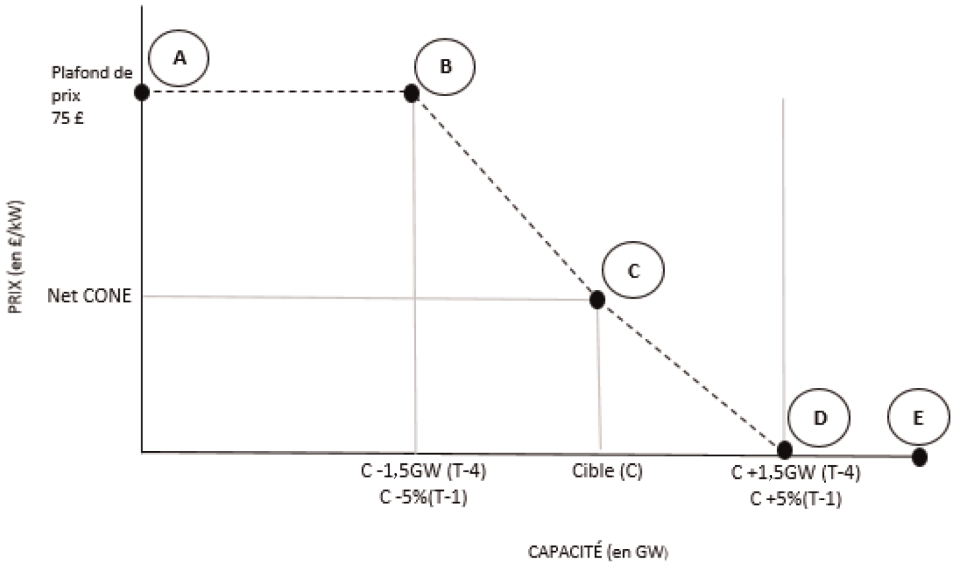
(52) Le gouvernement prend la décision finale quant à la quantité de capacité requise pour chaque mise aux enchères, sur la base d'une courbe de la demande, qui est établie suivant la méthode exposée aux considérants ci-dessous.

(53) La courbe de la demande donne au gouvernement une certaine flexibilité quant à la quantité de capacité à adjuger d'une année à l'autre, en fonction des coûts. La courbe de la demande descendante permet de trouver un compromis entre la fiabilité et le coût, de telle façon que la capacité requise au cours d'une année donnée est réduite si le prix est très élevé. Elle contribue également à atténuer les risques d'agiotage, car elle fournit un plafond de prix pour les enchères et permet de réduire la capacité requise si le prix est élevé, ce qui limite les possibilités pour les participants de faire grimper les prix en exerçant un pouvoir de marché.

(54) Le gouvernement publie la courbe de la demande avant chaque mise aux enchères de capacité. Cette courbe illustre la relation entre le prix de la capacité et la quantité de capacité à mettre aux enchères demandée par le gestionnaire du réseau. Chaque courbe de la demande est établie à partir du niveau de capacité cible requis pour satisfaire à la norme de fiabilité indiquée par le gestionnaire du réseau et une estimation du coût raisonnable des nouvelles capacités (coût net de la nouvelle entrée ou «net-CONE»). L'intersection entre cette capacité cible et le «net-CONE» fixe un point sur la courbe de la demande. La figure 3 ci-dessous présente un exemple de courbe de la demande de capacité.

Figure 3

Courbe de la demande de capacité à titre indicatif



Source: autorités britanniques

(55) Le «net-CONE» est déterminé sur la base d'une estimation du prix d'équilibre escompté de la capacité lors des enchères et est revu, le cas échéant, pour chaque mise aux enchères, par exemple sur la base de nouvelles estimations des coûts d'ingénierie pour les capacités nouvellement construites et d'informations obtenues lors d'enchères précédentes. Le coût de la nouvelle entrée est fondé sur des estimations du coût d'investissement des capacités nouvellement construites fournies dans un rapport ([18]) commandé par les autorités britanniques, en supposant un taux critique de rentabilité de 7,5 % et un délai de récupération de 25 ans.

(56) Outre le niveau de capacité cible et le net-CONE, les autres paramètres clés de la courbe de demande sont les suivants: le plafond de prix des enchères (le prix maximal auquel le gouvernement est disposé à se procurer une capacité), le seuil des preneurs de prix (le prix maximal auquel les centrales existantes peuvent proposer des capacités aux enchères ([19])) et le niveau minimal de fournisseurs nécessaire pour organiser les enchères (une obligation de concurrence minimale). Le gouvernement confirme les paramètres définitifs pour chaque mise aux enchères de capacité juste avant l'ouverture de la phase de préqualification concernée.

(57) Le plafond de prix des enchères détermine le sommet de la courbe de la demande, c'est-à-dire le prix auquel aucune autre capacité ne sera plus mise aux enchères. Le plafonnement des prix a pour but de protéger le consommateur britannique de problèmes imprévus liés aux enchères, comme l'absence de concurrence ou l'abus de pouvoir sur le

([18]) *Electricity generation cost model. 2013 update of non-renewable technologies.* Avril 2013. Préparé par Parsons Brinckerhoff pour le ministère de l'énergie et du changement climatique. Numéro PIMS: 3512649 A.
([19]) Voir considérants 70 et 71.

marché par les participants. Toutefois, selon les autorités britanniques, la fixation d'un plafond de prix trop bas pourrait avoir pour effet de dissuader les soumissionnaires et de réduire la concurrence, de sorte qu'il importe que le plafond soit fixé à un niveau qui favorise la concurrence lors des enchères de capacité, et qui permette au marché de fixer un prix efficace pour les nouvelles capacités, en fonction de l'appréciation par les participants des risques et des rendements potentiels sur les marchés de l'électricité et de capacité. Pour définir un plafond de prix approprié, il convient d'apprécier le degré d'incertitude entourant l'estimation centrale du net-CONE.

(58) En 2014, le gouvernement britannique a fixé le plafond de prix à 75 GBP par kilowatt (kW). Le Royaume-Uni a expliqué que ce plafond était supérieur au prix d'équilibre modélisé selon différents scénarios crédibles, mais pas trop élevé afin de permettre aux centrales d'exercer un pouvoir de marché substantiel en cas de participation limitée de capacités nouvellement construites. Ce plafond sert également à éviter que les capacités nouvellement construites tentent de récupérer l'intégralité de leurs coûts fixes par le biais de leur soumission — il doit tenir compte, à tout le moins dans une certaine mesure, des revenus du marché de l'énergie et des paiements du marché de capacité au-delà de la durée initiale du contrat pour que le projet soit viable.

(59) Le gouvernement a également une autre occasion, avant les enchères, de s'assurer que la concurrence est suffisante lors des enchères. En effet, les parties qui ont été préqualifiées doivent confirmer deux semaines avant la tenue des enchères si elles comptent y proposer une capacité. Le gouvernement peut alors passer en revue la liste des unités de capacité qui participeront aux enchères — en examinant, par exemple, le volume de capacité proposé, la combinaison de technologies et le propriétaire des unités proposées — et annuler la mise aux enchères s'il n'est pas convaincu que le processus sera suffisamment concurrentiel pour apporter une valeur ajoutée aux consommateurs.

2.4.2. *Fréquence et format des enchères*

(60) Les enchères de capacité sont organisées chaque année, pour une livraison quatre ans plus tard: par exemple, pour les enchères de 2014, la livraison était prévue en 2018/19, l'année de livraison étant comprise entre le 1er octobre 2018 et le 30 septembre 2019. Depuis la mise en œuvre de la mesure en 2014, quatre enchères T-4 ont eu lieu: en 2014, 2015, 2016 et 2017. Le Royaume-Uni a suspendu les enchères T-4 prévues pour l'année 2018, avec livraison en 2022, à la suite de l'annulation de la décision de la Commission de 2014 par l'arrêt du Tribunal. Afin de garantir l'approvisionnement en 2022, les autorités britanniques ont indiqué en décembre 2018 que, dans le cadre de la mesure notifiée, elles organiseraient exceptionnellement des enchères T-3 en 2019 [voir considérant 18, point d), ci-dessus].

(61) Des enchères T-1 sont également organisées au cours de l'année précédant immédiatement l'année de livraison des enchères principales. Le processus d'établissement de la courbe de la demande pour ces enchères est identique à celui des enchères principales (T-4), la décision finale étant prise par le gouvernement sur la base d'une analyse fournie par le gestionnaire du réseau. Les enchères T-1 permettent de prévoir une quantité de capacité requise appropriée lorsque des prévisions plus précises de la demande sont disponibles, et sont importantes pour permettre aux capacités de gestion de la demande (pour lesquelles il est difficile de participer à des enchères quatre ans avant la livraison) de participer activement au mécanisme. Depuis la mise en œuvre de la mesure en 2014, des enchères T-1 ont eu lieu au début de l'année 2018, pour l'année de livraison 2018/2019 ([20]). Comme indiqué au considérant 18, point a), ci-dessus, des enchères T-1 complémentaires de remplacement, conditionnelles, ont eu lieu en juin 2019, pour l'année de livraison 2019/20.

(62) Une certaine quantité de capacité est retranchée des enchères T-4 pour être «réservée» aux enchères T-1. En 2014 et 2015, la quantité de capacité réservée a été déterminée sur la base d'une estimation de la capacité de gestion de la demande «rentable» qui pourrait participer à des enchères, et a été rendue publique lors de la publication de la courbe de la demande pour les enchères T-4 (2,5 GW). En mars 2016, le gouvernement britannique a procédé à un réexamen de la méthode appliquée pour déterminer la quantité à réserver aux enchères T-1. À la suite de ce réexamen, une nouvelle méthode de «mise en réserve», fondée sur l'application d'un intervalle de confiance de 95 % autour de la recommandation annuelle sur la capacité à adjuger lors des enchères T-4 formulée par National Grid dans son RCE, a été adoptée et est utilisée depuis 2016. Lors de la modélisation du processus «Least Worst Regrets» (ci-après «LWR») dans le RCE, National Grid obtient un intervalle de confiance de 95 % autour de la capacité recommandée. Le tableau 3 ci-dessous présente le volume réservé aux enchères T-1.

([20]) En outre, le Royaume-Uni a introduit des enchères de capacité supplémentaires en janvier 2017 afin d'adjuger des capacités à livrer entre le 1er octobre 2017 et le 30 septembre 2018. Ces enchères supplémentaires ont été approuvées par la décision de la Commission relative à l'aide d'État C(2016) 7757 final concernant l'aide d'État SA.44475 (2016/N).

Tableau 3

Capacité réservée aux enchères T-1 et capacité à obtenir lors d'enchères T-1

(en GW)

Année de livraison	Quantité à obtenir lors d'enchères T-4	Capacité réservée aux enchères T-1	Quantité à obtenir lors d'enchères T-1	Quantité obtenue aux enchères T-1
2018/19	48,6	2,5	4,9	5,79
2019/20 (enchères conditionnelles)	44,7	2,5	2,7	3,68
2020/21	51,7	0,6	Sans objet	Sans objet
2021/22	49,2	0,4	Sans objet	Sans objet

(63) Si la demande chute entre les enchères T-4 et T-1, la quantité de capacité mise aux enchères lors des enchères T-1 est réduite. Toutefois, étant donné que les enchères T-1 offrent une meilleure voie d'accès au marché pour les opérateurs de gestion de la demande, en 2014, le gouvernement britannique s'est engagé à mettre aux enchères T-1 au moins 50 % de la capacité réservée quatre ans plus tôt. Lors des enchères T-1 pour l'année de livraison 2018/2019, plus du double de la capacité réservée quatre ans plus tôt a été obtenue (4,9 GW contre 2,5 GW initialement envisagés), et, lors des enchères conditionnelles T-1 pour l'année de livraison 2019/2020, la quantité à se procurer a également été supérieure à la capacité réservée initialement (2,7 GW contre 2,5 GW).

(64) Le gouvernement britannique prévoit d'organiser des enchères T-4 et T-1 chaque année, mais ce n'est qu'une fois la phase de préqualification achevée que le gouvernement peut décider de manière définitive d'organiser ou non des enchères de capacité.

(65) Le gouvernement britannique dispose du pouvoir discrétionnaire d'annuler ou de reporter les enchères à tout moment jusqu'au début de la première ronde d'enchères. S'il n'annule pas les enchères, celles-ci commencent automatiquement. Une fois que les enchères ont commencé, le gouvernement ne peut rejeter leur résultat que s'il existe des raisons valables de soupçonner que NG, en tant qu'organisme de mise en œuvre, n'a pas exécuté les enchères conformément aux règlements et règles en vigueur. Si le gouvernement n'annule pas les enchères, celles-ci sont automatiquement validées. Une fois que les enchères ont commencé, le gouvernement n'a plus la possibilité d'influencer leur résultat.

(66) Toutes les enchères du marché de capacité sont des enchères descendantes, à prix discriminatoire, où tous les participants retenus, les adjudicataires, sont payés selon la dernière offre acceptée. La mise aux enchères se déroule suivant des règles prédéfinies. L'adjudicateur annonce un prix élevé au début des enchères et les participants éligibles soumettent des offres pour indiquer la quantité de capacité qu'ils sont prêts à fournir à ce prix. Ce processus est répété plusieurs fois selon un calendrier prédéterminé jusqu'à ce que soit découvert le prix le plus bas auquel la demande correspond à l'offre. Tous les adjudicataires sont payés le même prix d'équilibre («pay-as-clear model»). Il existe par ailleurs un certain nombre de mesures destinées à réduire au minimum les risques d'agiotage et à garantir un résultat efficace.

(67) Lorsqu'ils décident de la quantité de capacité à fournir à un prix donné, les participants doivent tenir compte de la possibilité de générer des revenus sur le marché de l'énergie. Les revenus escomptés sur ce marché varient d'un fournisseur à l'autre, en fonction des estimations de leurs facteurs de charge, des prix de gros, des frais de combustible et des frais liés au carbone.

(68) En 2014, le Royaume-Uni considérait l'effacement (turn-down DSR), la gestion de la demande issue de la production et la production intégrée (ou connectée à la distribution) (jusqu'à 50 MW) comme des secteurs naissants nécessitant un soutien accru pour pouvoir faire face à la concurrence lors des enchères principales sur le marché de capacité. Deux enchères transitoires ont donc été organisées pour 2016 et 2017, afin de les soutenir. Bien que les premières enchères transitoires aient été effectivement ouvertes aux trois catégories de capacité décrites ci-dessus, la production intégrée (ou connectée à la distribution) et la gestion de la demande issue de la production ont eu un tel succès lors des premières enchères transitoires, et des enchères T-4 de 2014 et 2015, que le Royaume-Uni a estimé que ces participants étaient suffisamment mûrs pour réussir à concurrencer les autres types de capacité lors des enchères principales du marché de capacité sans bénéficier d'une aide spécifique. Il a donc exclu ces ressources des deuxièmes (et dernières) enchères transitoires, de façon que seules les capacités d'effacement puissent participer. En outre, pour les deuxièmes enchères transitoires, le Royaume-Uni a indiqué qu'il avait décidé de vérifier si la modification du régime durable du marché de capacité par un abaissement du seuil de participation (500 kW au lieu de 2 MW) pourrait être bénéfique à tous les participants. Le tableau 4 présente les résultats des enchères transitoires.

Tableau 4

Capacités (déclassées, en MW) ayant obtenu des contrats dans le cadre d'enchères transitoires

	Premières enchères transitoires	Deuxièmes enchères transitoires
Production liée à la distribution	328	Sans objet
Gestion de la demande totale, dont:	475	312
— Gestion de la demande issue de la production	322	Sans objet
— Effacement: — *Dont capacités < 2 MW*	153 — *Sans objet*	312 — *8,5 (représentant 8 CMU)*
Total	**803**	**312**

(69) Le tableau 5 montre, pour chaque mise aux enchères organisée depuis 2014, la quantité à se procurer recommandée par NG, le volume cible approuvé par le secrétaire d'État et la quantité finalement obtenue lors des enchères T-4 et T-1.

Tableau 5

Capacités requises

(en GW)

	Quantité à se procurer recommandée par National Grid dans le RCE	Recommandation de National Grid concernant la quantité à obtenir lors des enchères, telle qu'ajustée après la préqualification	Quantité requise Volume cible approuvé par le secrétaire d'État	Quantité obtenue lors des enchères
T-4 2014	53,3	48,6	48,6	49,3 [1]
T-4 2015	47,9	44,7	45,4	46,4
T-4 2016	49,7	51,1	51,7	52,4
T-4 2017	50,5	49,2	49,2	50,4
T-1 2017	6,3	4,9	4,9	5,79
T-1 2019 (enchères conditionnelles)	4,6	4,3 (novembre 2018) 2,3 (mai 2019)	2,7	3,6

[1] Après résiliations, en février 2018, la capacité est de 47,53 GW.

2.4.3. *Preneurs de prix*

(70) Afin d'atténuer le pouvoir de marché lors des enchères, les fournisseurs de capacité potentiels qui ont été préqualifiés sont classés soit comme «preneurs de prix» (qui ne peuvent pas soumissionner au-delà d'un seuil relativement bas), soit comme «fixeurs de prix» (qui le peuvent). Les fournisseurs de capacité existants sont des preneurs de prix par défaut. Les nouveaux arrivants et les ressources de gestion de la demande sont considérés comme des fixeurs de prix, et sont libres de soumettre des offres d'un montant pouvant atteindre le plafond de prix global fixé pour les enchères. Selon le Royaume-Uni, cette distinction constitue pour les participants une incitation supplémentaire à soumettre des offres correspondant à la juste valeur de leur capacité, et limite le risque que des centrales existantes dont les coûts sont moins élevés tentent de fixer un prix élevé les années où une nouvelle entrée n'est pas nécessaire. Le Royaume-Uni indique que le seuil établi pour les preneurs de prix devrait

être fixé à un niveau qui couvre la majorité des centrales existantes, tout en étant suffisamment bas pour atténuer le risque d'agiotage. Le seuil des preneurs a été fixé à 25 GBP/kW (50 % net-CONE), un niveau suffisamment élevé pour couvrir la majorité des centrales existantes. En 2014, la modélisation du Royaume-Uni indiquait que ce niveau permettrait de couvrir environ 80 % des centrales existantes. Le tableau 6 montre que, en réalité, ce seuil a couvert environ 60 % des centrales existantes. Par ailleurs, le niveau de 25 GBP/kW est nettement inférieur au coût de la nouvelle entrée estimé. Par conséquent, un seuil de 25 GBP/kW pour les preneurs de prix atténue également le risque d'agiotage.

Tableau 6

Centrales existantes couvertes par le seuil établi pour les preneurs de prix depuis 2014

Enchères	Centrale existante couverte par le seuil établi pour les preneurs de prix		
	Capacité (en MW)	%	Prix d'équilibre (en GBP/kW)
T-4 2014	25 007	67	19,40
T-4 2015	39 286	80	18,00
T-4 2016	29 548	56	22,50
T-4 2017	31 099	57	8,40
T-1 2017	2 306	29 [1]	6,00
T-1 2019 (conditionnelle)	1 758 [2]	49	0,77

[1] Le pourcentage élevé de capacités existantes participant aux enchères T-1 en tant que fixeurs de prix est probablement dû au fait qu'une grande partie de ces capacités existantes proviennent de la centrale la plus ancienne et la plus marginale, qui n'est pas en mesure de s'engager, par les enchères T-4, à rester ouverte aussi longtemps avant l'année de livraison.

[2] Capacités de production existantes auxquelles des contrats de capacité ont été attribués. À l'issue de la préqualification, 6 803 MW (72 %) ont été classés parmi les preneurs de prix.

(71) Les centrales existantes ayant des coûts particulièrement élevés peuvent être autorisées à participer en tant que fixeurs de prix (et soumettre des offres supérieures au seuil des preneurs de prix), mais elles doivent justifier la nécessité d'une rémunération plus élevée (par exemple, une attestation du conseil d'administration et un plan d'entreprise présentés au conseil d'administration du fournisseur). Cette justification doit être fournie à l'Ofgem et peut être utilisée dans le cadre d'une enquête sur un abus de pouvoir de marché.

(72) Tout fournisseur existant qui fait une offre à un prix supérieur au seuil du «fixeur de prix» et qui ne se voit pas attribuer de contrat de capacité lors des enchères, mais qui poursuit ses opérations durant l'année de livraison, est susceptible de faire l'objet d'une enquête de l'Ofgem, lequel pourra utiliser les informations fournies avec l'offre fixant les prix.

(73) Les nouveaux arrivants peuvent fixer un prix sans justifier leur offre. Toutefois, si cette offre était perçue comme une tentative de leur part d'exercer un pouvoir de marché, ils pourraient également faire l'objet d'une enquête de l'Ofgem dans le cadre de sa mission d'application de la loi. En tout état de cause, le niveau de l'offre est limité par le plafond de prix fixé dans la courbe de la demande, fournie avant les enchères.

2.4.4. *Durée du contrat de capacité*

(74) S'ils sont retenus, les fournisseurs de capacité se voient attribuer un contrat de capacité au prix d'équilibre. La durée des contrats de capacité disponibles varie, ce qui garantit des conditions de concurrence équitables entre les fournisseurs de capacité.

(75) La plupart des fournisseurs de capacité existants ont accès à des contrats d'un an; les fournisseurs de capacité de production ayant des dépenses en capital supérieures à un seuil initial de 125 GBP/kW (centrales à rénover) ont accès à des contrats de capacité d'une durée maximale de trois ans; les fournisseurs de capacité ayant des dépenses en capital supérieures à un seuil initial de 250 GBP/kW (nouvelles centrales) ont accès à des contrats d'une durée maximale de quinze ans. Ces seuils sont réexaminés chaque année et ont été légèrement relevés au fil du temps. Ils se situaient à, respectivement, 135 GBP/kW et 270 GBP/kW en décembre 2018. Les contrats de plus d'un an ne sont accordés que lors des enchères T-4.

(76) Afin de garantir la sécurité réglementaire et de renforcer la confiance des investisseurs dans les mécanismes, les principales dispositions du contrat de capacité sont couvertes par une clause des droits acquis ([21]) (sous réserve de toute réglementation future contraire, quoiqu'aucune modification de ce type n'ait été opérée jusqu'à ce jour). Il s'agit des dispositions suivantes:

a) durée du contrat;

b) prix des capacités et droit à une rémunération;

c) capacité prévue par le contrat et chiffre du déclassement;

d) étapes du processus et frais de résiliation applicables;

e) responsabilité maximale pour les pénalités.

(77) Le Royaume-Uni affirme que le fait que des contrats de capacité de plus longue durée sont offerts pour les nouveaux entrants est justifié par la promotion de l'arrivée sur le marché de nouveaux opérateurs concurrentiels. Accorder aux nouveaux entrants un contrat à long terme leur permettrait d'obtenir un financement à moindre coût pour leur investissement. Le Royaume-Uni pense que cela permettrait d'atténuer les barrières à l'entrée pour les entreprises indépendantes qui ne peuvent pas financer leur investissement dans de nouvelles capacités au moyen de revenus provenant d'autres centrales de leur portefeuille. En encourageant la concurrence sur le marché de capacité, les contrats à plus long terme pourraient donc réduire les coûts supportés par les consommateurs sur les marchés de l'énergie et de capacité. L'offre de contrats à plus long terme devrait également, selon les autorités britanniques, réduire le risque que des participants ayant des coûts d'investissement ou de rénovation très élevés ne cherchent à récupérer l'intégralité de leurs coûts sur un contrat d'une seule année.

2.5. **Marché secondaire (échanges)**

(78) Entre la vente aux enchères et la livraison, et durant l'(les) année(s) de livraison, les participants peuvent adapter leur position par le biais d'échanges, par exemple en assumant une obligation plus ou moins grande, ou en trouvant des capacités de remplacement pour faire face à des défaillances temporaires. Les échanges sur le marché secondaire sont un outil important pour permettre aux parties de gérer le risque de pénalité sur le marché de capacité. Différentes formes d'échanges sur le marché secondaire sont autorisées dans le cadre du marché de capacité: les échanges financiers, la réaffectation des volumes et les échanges d'obligations.

2.6. **Livraison**

(79) Le marché de capacité suit un modèle d'«énergie livrée»: les fournisseurs de capacité sont tenus de fournir de l'énergie chaque fois que cela est nécessaire pour garantir la sécurité de l'approvisionnement, c'est-à-dire dans les situations réelles de tension du réseau. En cas de manquement à cette obligation, ils sont passibles de pénalités. Ce modèle repose également sur des tests de capacité physiques supplémentaires. Si le fournisseur n'apporte pas la preuve qu'il est en mesure de fournir le niveau de capacité requis chaque fois qu'il y est invité, les paiements de capacité sont suspendus jusqu'à ce que cette preuve soit dûment apportée.

2.6.1. *L'obligation de capacité prévue dans le contrat*

(80) Selon l'obligation de capacité prévue dans le contrat, constitue une situation de tension sur le réseau toute période de règlement d'une demi-heure durant laquelle une régulation de la tension ou un délestage contrôlé se produit en un quelconque point du réseau pendant au moins quinze minutes. Les fournisseurs sont tenus de déterminer leur propre réponse à ces moments, et de s'abstenir d'enfreindre un code ou des conditions de licence existants. À ce jour, seules deux notifications (Capacity Market Notices) ont été publiées par le gestionnaire de réseau dans le cadre du marché de capacité, les 31 octobre 2016 et 7 novembre 2016. Cette mesure devait être pleinement mise en œuvre pour la première fois durant l'hiver (2018/19).

(81) Afin de permettre aux participants de gérer de façon adéquate le risque d'encourir des pénalités, par exemple le risque que plusieurs centrales fassent défaut simultanément, le gestionnaire du réseau a publié une notification de tension du réseau au moyen d'une «alerte du marché de capacité», conformément à la méthode décrite dans les règles relatives au marché de capacité (8.4.6) ([22]). Une situation de pénurie ne pourra donner lieu à des pénalités ou à des paiements pour «livraison excédentaire» que si cette alerte a été émise.

(82) Les contrats de capacité obligent les participants à livrer une quantité d'électricité déterminée. L'obligation incombant au fournisseur en période de tension est calculée sur la base des obligations qu'il a contractées dans le cadre des enchères T-4 et T-1, ainsi que de toutes obligations éventuellement négociées sur le marché secondaire, qu'il aurait contractées pour les périodes de règlement au cours desquelles une situation de tension survient.

([21]) Une clause des droits acquis est une disposition selon laquelle une règle ancienne continue de s'appliquer à certaines situations existantes, tandis qu'une nouvelle règle s'appliquera à toutes les situations futures.

([22]) https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-market-reform/capacity-market-cm-rules

(83) Lors des périodes de tension précédées d'une alerte du marché de capacité au moins quatre heures à l'avance, les obligations des fournisseurs sont le «suivi de charge». En d'autres termes, ils ne sont tenus de produire de l'électricité ou de réduire la demande jusqu'à concurrence du niveau total de leur obligation que si l'intégralité de leurs capacités, pour lesquelles des contrats de capacité ont été conclus sur le marché, est nécessaire pour répondre à la demande. Dans une situation de tension dans laquelle seuls 70 % du total de ces capacités sont nécessaires pour répondre à la demande, chaque fournisseur ne devra produire de l'électricité ou réduire la demande qu'à concurrence de 70 % de l'intégralité de son obligation de capacité.

(84) Selon les autorités britanniques, les obligations de suivi de charge sont un outil approprié pour inciter les producteurs à opérer efficacement sur le marché, et sont proportionnées au préjudice causé aux consommateurs du fait d'une perte de charge. Si chaque participant risquait d'être sanctionné à hauteur de l'intégralité de son obligation de capacité chaque fois qu'une tension survient sur le réseau, le marché de capacité inciterait les centrales à continuer de tourner même lorsque cela n'est pas efficace d'un point de vue économique (ce qui aurait pour effet d'accroître les émissions et de gonfler la facture des consommateurs).

2.6.2. *Pénalités*

(85) Le régime de pénalités a été mis en place dans le but d'inciter les fournisseurs de capacité à fournir de l'énergie selon les besoins. Les unités qui affichent un niveau de performance inférieur au niveau attendu se voient infliger une pénalité, tandis que celles qui dépassent le niveau attendu reçoivent des paiements pour livraison excédentaire, de sorte qu'à la fin de l'année, les paiements de capacité de chaque unité reflètent globalement leurs performances. Le régime de pénalités repose sur trois éléments principaux:

a) un plafond de responsabilité mensuel correspondant à 200 % des revenus de capacité mensuels du fournisseur, ce qui, compte tenu du fait que les paiements mensuels sont pondérés en fonction de la demande du réseau, peut exposer les fournisseurs à une pénalité pouvant atteindre 20 % de leur chiffre d'affaires annuel pour un mois donné;

b) un plafond annuel global de 100 % des revenus annuels;

c) un taux de pénalité fixé à $1/24^{e}$ des paiements de capacité annuels d'un fournisseur.

2.6.3. *Régime de tests*

(86) Le régime de pénalités est assorti d'un système rigoureux de démonstration des performances visant à garantir que les fournisseurs de capacité sont en mesure de fournir de l'énergie en cas de besoin et ne reçoivent une rémunération que s'ils sont fiables. Cela est particulièrement important pour les années de livraison sans incident de tension au cours desquelles le contrôle des performances des fournisseurs garantit que ceux-ci sont matériellement en mesure de fournir les capacités qu'ils sont tenus de fournir.

2.7. **Budget, financement de la mesure et flux des paiements**

(87) Le tableau 7 présente un résumé des résultats des différentes enchères du marché de capacité qui ont eu lieu depuis 2014, y compris les enchères transitoires.

Tableau 7

Résumé des résultats des enchères du marché de capacité

Enchères	Capacités acquises lors des enchères, en GW	Prix d'équilibre, en GBP/kW	Budget total pour les capacités souscrites lors des enchères ([1]), en millions de GBP
T-4 2014	49,3	19,40	1 734
T-4 2015	46,4	18,00	1 082
T-4 2016	52,4	22,50	2 012
T-4 2017	50,4	8,40	500
T-1 2017	5,8	6,00	35
T-1 2019 (conditionnelle)	3,6	0,77	3
Enchères transitoires 2016	0,8	27,50	22
Enchères transitoires 2017	0,3	45,00	14

([1]) Les registres du marché de capacité sont régulièrement mis à jour de façon à indiquer les capacités auxquelles ne correspond plus aucun contrat. Le montant total présenté ici représente le montant souscrit lors des enchères. Il n'a pas été ajusté pour tenir compte des capacités qui se sont retirées depuis la mise aux enchères, qui ne peuvent plus bénéficier des paiements de capacité. Les valeurs n'ont pas été ajustées pour tenir compte de l'inflation.

(88) Conformément à l'article 6, paragraphe 1, du règlement de 2014 relatif à la capacité électrique (paiement des fournisseurs, etc.), tous les fournisseurs d'électricité agréés sont tenus de s'acquitter d'une redevance afin de financer les coûts du marché de capacité (c'est-à-dire les coûts exposés pour financer la rémunération des capacités des fournisseurs), suivant la procédure ci-après:

a) les paiements sont déterminés en fonction de la demande sur le réseau — de sorte que les fournisseurs de capacité reçoivent une proportion plus élevée de leurs paiements les mois de forte demande (c'est-à-dire pendant l'hiver) et une proportion plus faible en période de faible demande;

b) trois mois avant le début de l'année de livraison, les fournisseurs d'électricité établissent une estimation de leur demande entre 16 et 19 heures, tous les jours de la semaine, entre début novembre et fin février, et notifient ces estimations à l'organisme de règlement;

c) les redevances appliquées aux fournisseurs d'électricité sont déterminées en fonction de leur part de marché prévisionnelle, et des redevances mensuelles sont appliquées aux fournisseurs d'électricité agréés de façon à adapter le profil de paiement en fonction des fournisseurs de capacité. Les redevances appliquées aux fournisseurs d'électricité sont calculées en fonction de la demande enregistrée entre 16 et 19 heures en semaine, en hiver, afin de les inciter à faire baisser la demande d'électricité de leurs clients pendant les périodes où celle-ci est généralement la plus élevée. Cela devrait se traduire par une diminution des capacités requises et, partant, par une réduction des coûts du marché de capacité;

d) les redevances appliquées aux fournisseurs d'électricité sont actualisées de façon à refléter les données réelles sur les parts de marché dès qu'elles sont disponibles, comme pour le processus de rapprochement du «Balance and Settlement Code» (ci-après le «BSC») actuellement en place. Ce processus de rapprochement se poursuit pendant 14 mois, à mesure que les données révisées relatives à la demande sont reçues.

(89) Tous les flux de paiement liés au marché de capacité, pour tous les participants, sont calculés et gérés par l'organisme de règlement, assisté par un prestataire de services de règlement (Elexon). Le rôle et les attributions de l'organisme de règlement et d'Elexon sont décrits à la section 2.2.

(90) Les paiements de capacité sont déterminés par les montants indiqués dans le contrat de capacité établi avec chaque fournisseur à l'issue des enchères concernées, pour chaque année de livraison: le montant des paiements de capacité est égal à la quantité de capacité pour laquelle les fournisseurs de capacité retenus ont fait une offre lors des enchères de capacité, multiplié par le prix d'équilibre.

(91) Les fonds reçus par l'organisme de règlement sont conservés sur un compte bancaire du Government Banking Service ne produisant pas d'intérêts. L'organisme de règlement est également chargé de collecter, de conserver et (le cas échéant) de restituer les garanties éventuellement fournies par des producteurs ou des opérateurs de gestion de la demande nouvellement construits dans le cadre du processus de préqualification préalable à chaque mise aux enchères de capacité.

(92) Les principaux flux financiers à partir et à destination de l'organisme de règlement sont les suivants:

a) les fournisseurs d'électricité sont tenus de verser les «settlement body charges» à l'organisme de règlement tous les mois, à compter de l'exercice 2015/2016. Ces «settlement body charges» couvrent les frais administratifs liés au maintien de la fonction de règlement du marché de capacité exposés par l'organisme de règlement (et son agent). La collecte de ces paiements est effectuée suivant l'exercice budgétaire britannique avril-mars, donc suivant un calendrier différent de celui des autres flux de paiement du marché de capacité, qui suivent l'exercice octobre-septembre;

b) les fournisseurs d'électricité sont tenus de fournir une couverture de crédit avant le début de chaque mois au cours de l'année de livraison. Cette couverture doit être égale à 110 % de leur redevance mensuelle et est destinée à garantir le maintien des flux de paiement à destination du fournisseur de capacité en cas de défaillance d'un fournisseur;

c) les fournisseurs d'électricité sont tenus de verser une redevance mensuelle à l'organisme de règlement au plus tard 24 jours ouvrables après la fin de chaque mois au cours de l'année de livraison. La redevance mensuelle est une obligation imposée aux fournisseurs d'électricité (via une condition de leur licence d'approvisionnement) pour financer le marché de capacité;

d) en cas de performance insuffisante au regard de ses obligations de capacité lors d'une situation de tension au cours de l'année de livraison, le fournisseur de capacité est tenu de s'acquitter d'une pénalité auprès de l'organisme de règlement. Celle-ci doit être payée au plus tard 24 jours ouvrables après la fin du mois;

e) l'organisme de règlement verse aux fournisseurs de capacité un «paiement de capacité». Il s'agit d'un montant déterminé en fonction de leur obligation de capacité (le montant fixé lors des enchères de capacité) dans les 29 jours suivant la fin de chaque mois au cours de l'année de livraison. Tous les paiements aux fournisseurs de capacité sont financés par les revenus issus des redevances appliquées aux fournisseurs d'électricité agréés. Si un fournisseur de capacité ne s'est pas acquitté de sa pénalité, son paiement est retenu jusqu'à la récupération de la pénalité due. Les paiements effectifs aux fournisseurs de capacité tiennent compte de tout échange d'obligation ayant eu lieu entre la mise aux enchères et la période de livraison;

f) si les fournisseurs de capacité fournissent une quantité de capacité supérieure à celle à laquelle ils étaient tenus lors d'une situation de tension survenue au cours de l'année de livraison, l'organisme de règlement verse un «paiement pour livraison excédentaire». Les paiements pour livraison excédentaire dus à chaque fournisseur de capacité sont calculés à la fin de l'année de la capacité, et sont payés au moyen des fonds qui ont été perçus à titre de pénalités au cours de l'année. Cela n'augmente pas le niveau global des paiements de capacité au cours d'une année donnée, étant donné que les paiements pour livraison excédentaire compensent les pénalités perçues pour défaut de livraison;

g) le cas échéant, l'organisme de règlement rembourse aux fournisseurs d'électricité un «montant résiduel des pénalités». Il s'agit des revenus restants après que les paiements pour livraison excédentaire accumulés au cours de l'année ont été effectués, au taux requis.

2.8. **Adéquation des capacités de production en Grande-Bretagne**

2.8.1. *Le marché de l'électricité en Grande-Bretagne*

(93) Le 1er avril 2005, le Royaume-Uni a mis en place en Grande-Bretagne un ensemble de dispositions relatives aux échanges et au transport de l'électricité sur le marché de gros (British Electricity Trading and Transmission Arrangements, ci-après les «BETTA»). Les BETTA sont fondées sur des échanges bilatéraux entre producteurs, fournisseurs, clients et négociants, et le processus d'appel n'est plus centralisé mais décentralisé.

(94) Selon les BETTA, les contrats d'électricité sont conclus sur des marchés à terme, de plusieurs années à 24 heures avant une période de livraison d'une demi-heure donnée. Les bourses d'électricité à court terme et les courtiers en énergie offrent aux participants la possibilité d'affiner leurs positions contractuelles entre 1 heure et 24 heures avant la livraison. Tous les accords sont bilatéraux et sont conclus au prix enregistré sur la bourse d'électricité, ou convenus bilatéralement ou par l'intermédiaire d'un courtier.

(95) Selon les BETTA, le prix de gros de l'électricité rémunère les producteurs pour leur électricité et leur capacité, et les investisseurs doivent décider d'investir en fonction de leur espoir de récupérer les coûts de cet investissement par la vente d'électricité sur le marché de gros.

(96) Il existe un mécanisme d'équilibrage grâce auquel le gestionnaire du réseau peut, peu avant la livraison, accepter les offres et les soumissions sur le marché de l'électricité en temps proche du temps réel. Ce mécanisme lui permet d'équilibrer l'offre et la demande. À la «fermeture du guichet», une heure avant chaque période de livraison d'une demi-heure, les producteurs sont tenus d'informer le gestionnaire du réseau de la quantité d'énergie qu'ils se sont engagés à fournir ainsi que de la production estimée de chaque centrale. De leur côté, les fournisseurs d'électricité (détaillants) doivent déclarer la quantité qu'ils se sont engagés à acheter, qui devrait correspondre à la quantité qu'ils estiment que leurs clients consommeront. Enfin, par un processus de règlement des déséquilibres, des paiements sont effectués à destination et par des acteurs du marché dont les engagements contractuels ne correspondent pas à leur production ou consommation réelle d'électricité, telle qu'elle a été mesurée. Ce processus permet également de régler les autres coûts d'équilibrage du réseau. Les participants s'exposent à un prix «cash-out» relativement élevé si leurs engagements contractuels ne correspondent pas à leur consommation ou à leur production réelles. Le règlement des déséquilibres ou prix «cash-out» incite donc les participants à contribuer à l'équilibre du réseau en temps réel.

(97) À la fin du mois de décembre 2017, la capacité de production d'électricité du Royaume-Uni s'élevait au total à 81,3 GW. En outre, le Royaume-Uni compte quatre interconnexions permettant des échanges avec l'Europe: Angleterre-France (capacité de 2 GW), Angleterre-Pays-Bas (1 GW), Irlande du Nord-Irlande (0,6 GW) et pays de Galles-Irlande (0,5 GW) ([23]). L'interconnexion NEMO entre l'Angleterre et la Belgique (1 GW) a été mise en service le 31 janvier 2019.

([23]) Ces chiffres sont tirés du *Digest of United Kingdom Energy Statistics 2018*: https://www.gov.uk/government/statistics/digest-of-uk-energy-statistics-dukes-2018-main-report

2.8.2. *Problèmes d'adéquation des capacités de production*

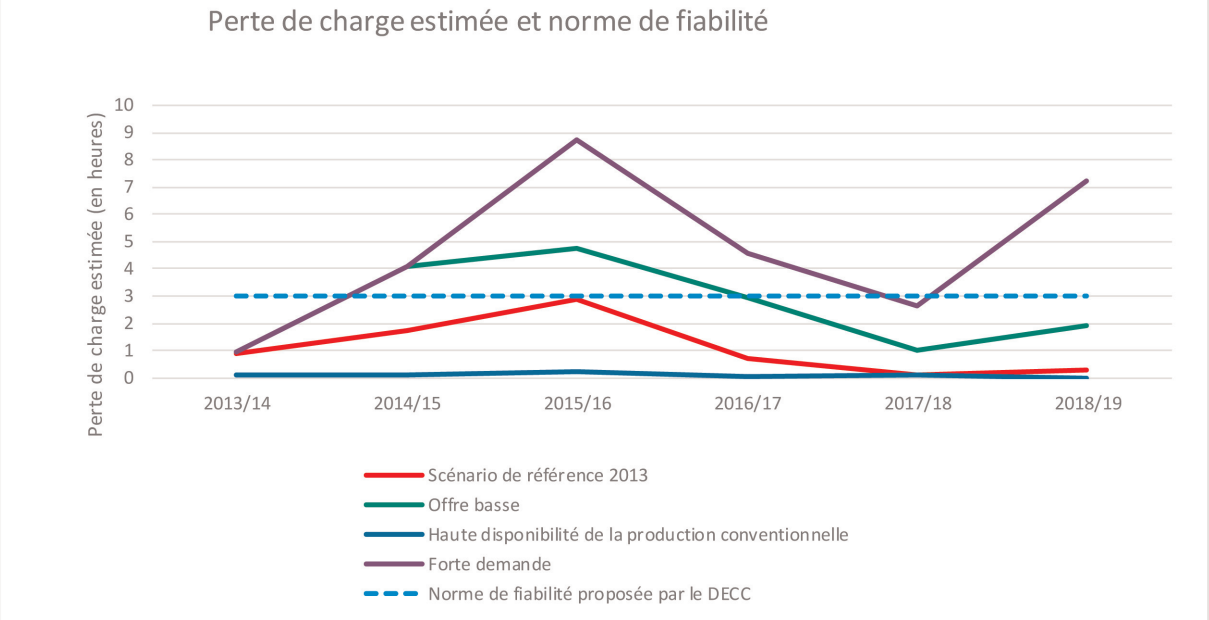
(98) La norme de fiabilité est exprimée en termes de perte de charge estimée (Loss of Load Expectation, ci-après la «LOLE»). Il s'agit de définir une norme, qui fixe le nombre moyen d'heures par an au cours desquelles il est probable que l'offre ne réponde pas à la demande au cours d'une année type. La LOLE représente le nombre d'heures par an au cours desquelles, à long terme, il est statistiquement probable que l'offre ne réponde pas à la demande. Il s'agit d'une approche probabiliste, c'est-à-dire que la quantité réelle variera en fonction des circonstances au cours d'une année donnée, par exemple la rigueur de l'hiver; le fait qu'un nombre inhabituellement élevé de centrales électriques soient ou non défaillantes à un moment donné; la production d'énergie éolienne lors des pics de la demande; et tous les autres facteurs qui influent sur l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Il convient toutefois d'observer, lors de l'interprétation de ce paramètre, qu'un certain niveau de perte de charge n'est pas équivalent à la même quantité de pannes d'électricité; dans la plupart des cas, la perte de charge serait gérée sans répercussion significative sur les consommateurs. Le Royaume-Uni a fixé le niveau critique de la LOLE à plus de trois heures.

(99) Dans sa notification, le gouvernement a indiqué que, quelle que soit l'approche de modélisation choisie, il est extrêmement difficile de déterminer avec certitude l'évolution future de la sécurité de l'approvisionnement en électricité en raison de la sensibilité aux principales hypothèses, notamment la demande d'électricité, les décisions de retrait, les nouvelles constructions, la contribution de l'interconnexion et les facteurs de disponibilité des différentes technologies.

(100) Lorsqu'il a notifié la mesure, en 2014, le Royaume-Uni a indiqué que, selon l'évaluation de la capacité de production d'électricité (Electricity Capacity Assessment) réalisée par l'Ofgem en 2013, la LOLE atteindrait jusqu'à neuf heures en 2015/16 (tout en observant que l'incidence serait très limitée dans le scénario d'une disponibilité élevée de la production conventionnelle), puis qu'elle se rétablirait avant de remonter en 2018/19. À l'époque, le Royaume-Uni a estimé que les différents scénarios démontraient l'incertitude quant au fait que le haut de la fourchette dépasserait trois heures en 2018/19, ce qui, selon lui, constituait un argument solide en faveur d'une intervention. Dans son scénario de référence, l'Ofgem tablait sur des exportations nettes de 0,75 GW pendant la saison hivernale.

Figure 4

Perte de charge estimée et norme de fiabilité, telles que communiquées par le Royaume-Uni dans sa notification de 2014



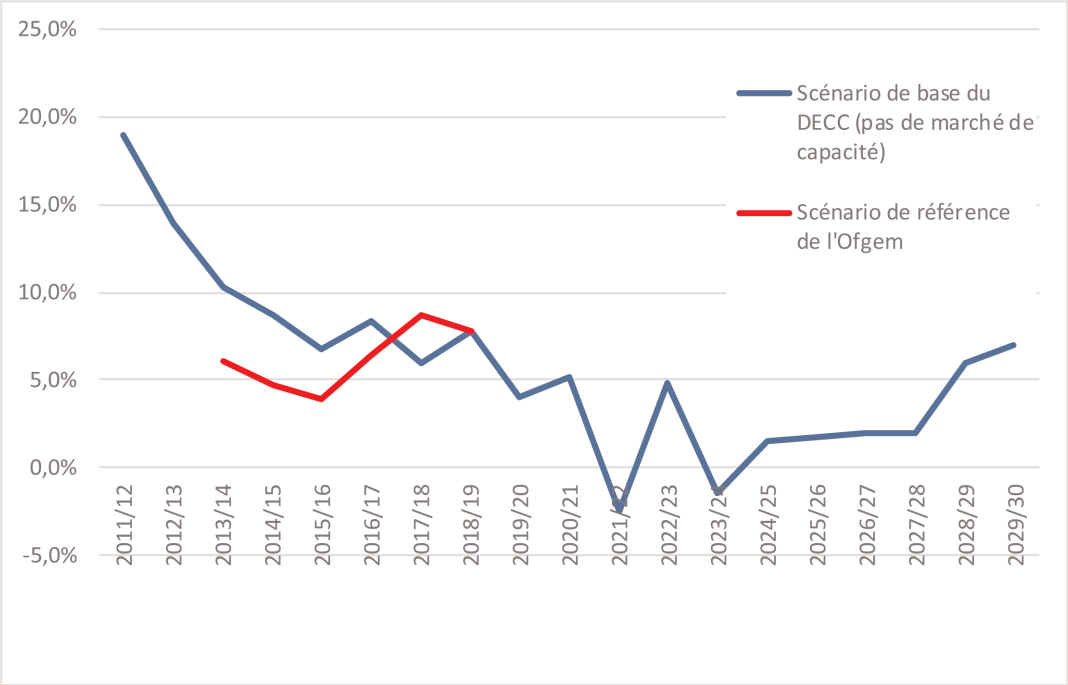
Source: Ofgem, analyse du DECC

(101) Par ailleurs, le Royaume-Uni a indiqué que le ministère britannique de l'énergie et du changement climatique («Department of Energy and Climate Change», ci-après «DECC») avait également procédé à des simulations de l'investissement dans la production jusqu'en 2030. Le scénario de base du DECC, sans marché de capacité, mettait en évidence une tendance similaire à celle de l'analyse de l'Ofgem jusqu'en 2016/17. Au-delà de 2016/17, le

scénario de base du DECC montrait une tendance à la baisse des marges de capacité jusqu'au début des années 2020. La modélisation du DECC supposait une interconnexion supplémentaire de 2,9 GW d'ici à 2030, et présumait que les interconnexions, sur une base nette (c'est-à-dire toutes les capacités d'interconnexion prises ensemble), n'importaient et n'exportaient pas lors des périodes de pic de la demande.

Figure 5

Estimations à long terme des marges de capacité déclassées, telles que communiquées par le Royaume-Uni dans sa notification de 2014



Source: Ofgem, 2013, analyse du DECC de 2013

(102) Le Royaume-Uni estime que l'analyse effectuée par le gouvernement britannique, ainsi qu'une analyse distincte fournie par National Grid, démontrent que le marché de capacité demeure nécessaire pour se conformer à la norme de fiabilité, à savoir une LOLE de trois heures. Lorsque le marché de capacité n'est pas inclus dans la modélisation, il existe une probabilité que la norme de fiabilité soit dépassée pour chaque année couverte par la modélisation.

(103) NG publie un scénario de base de la réforme du marché de l'électricité sur 5 ans dans le cadre des Future Energy Scenarios ([24]), afin d'évaluer la capacité à obtenir lors des enchères du marché de capacité. En décembre 2018, NG a présenté un ensemble révisé d'hypothèses pour évaluer l'incidence potentielle de l'absence de marché de capacité au Royaume-Uni sur le scénario de base. Selon l'évaluation de NG, en l'absence de marché de capacité, la LOLE serait comprise entre trois et sept heures entre 2019/20 et 2023/24.

(104) Le ministère britannique des affaires, de l'énergie et de la stratégie industrielle (UK Department of Business, Energy, and Industrial Strategy, ci-après «BEIS») a procédé à une analyse indépendamment de National Grid, en s'appuyant sur les recommandations les plus récentes du RCE de National Grid (RCE 2018) ainsi que sur l'analyse commerciale et l'évaluation de l'économie des centrales du BEIS. Dans cette analyse, il conclut que la fourchette de LOLE estimée dépasse la norme de fiabilité de trois heures pour toutes les années jusqu'en 2030 (entre 3 et 345 heures de LOLE entre 2019/20 et 2029/30).

2.8.3. *Causes des problèmes d'adéquation des capacités de production*

(105) Le Royaume-Uni affirme que le problème d'adéquation des capacités de production décrit dans la section précédente est principalement imputable à deux défaillances du marché.

(106) La première défaillance réside dans le fait que la fiabilité est un bien public. Les clients ne peuvent pas choisir le niveau de fiabilité souhaité puisque le gestionnaire du réseau ne peut pas les déconnecter de manière sélective, et ils

([24]) http://fes.nationalgrid.com/

ne réagissent pas aux changements du prix de gros en temps réel. On peut donc raisonnablement penser que les fournisseurs de capacité n'offriront pas le niveau de fiabilité optimal d'un point de vue social en l'absence d'intervention. Cela peut également avoir des coûts élevés pour la société en raison de l'absence de fiabilité de l'approvisionnement en électricité. Il s'agirait de coûts externes s'ils ne sont pas facturés aux producteurs.

(107) La deuxième défaillance du marché est le problème du «missing money». Cette notion a été mise en évidence et décrite dans la littérature académique, et concerne les marchés «energy-only» ([25]). En théorie, on pourrait remédier à l'impossibilité pour les consommateurs de choisir le niveau de fiabilité souhaité sur un marché «energy-only», en laissant les prix atteindre un niveau reflétant le coût moyen de l'énergie non distribuée, c'est-à-dire le prix auquel les consommateurs ne seraient plus disposés à payer pour l'énergie, et en autorisant les producteurs à percevoir des rentes de rareté. Toutefois, dans la pratique, un marché «energy-only» risque ne pas envoyer les signaux appropriés pour garantir une sécurité d'approvisionnement optimale et permettre aux investisseurs d'obtenir un financement pour des projets de construction de nouvelles capacités. Cela signifie que les seuls revenus du marché de l'énergie risquent de ne pas suffire à permettre des investissements suffisants dans les capacités en raison du «missing money». Les raisons pour lesquelles cela peut se produire sont de deux ordres:

a) les prix ne reflètent pas la rareté: les prix actuels de l'énergie sur le marché de gros n'augmentent pas suffisamment pour refléter la valeur des capacités supplémentaires en période de pénurie. Cela s'explique par le fait que les frais facturés aux producteurs qui ne sont pas en équilibre dans le mécanisme d'équilibrage («cash-out») ne correspondent pas au coût total des mesures d'équilibrage prises par le gestionnaire du réseau (telles que l'abaissement de la tension);

b) l'incertitude entourant la hausse des prix, même si une telle hausse est possible: à des moments où les prix de l'énergie sur le marché de gros devraient culminer à des niveaux élevés, les investisseurs craignent que le gouvernement/régulateur du marché prenne des mesures contre ce qu'il considère comme un abus de pouvoir de marché, par exemple en plafonnant les prix. Ils craignent également que les prix n'augmentent tout simplement pas, par exemple si les capacités éoliennes livrent des résultats supérieurs aux attentes, réduisant de ce fait les possibilités d'utilisation d'autres capacités mobilisables plus onéreuses.

(108) Le Royaume-Uni soutient que le «missing money» n'est pas un problème théorique. Par le passé, les prix «cash-out» de la Grande-Bretagne n'ont jamais dépassé 938 GBP/MWh. Le Royaume-Uni affirme que les situations de pénurie observées récemment sur le marché britannique indiquent également que les prix n'ont pas atteint les niveaux attendus. Le gouvernement britannique et l'Ofgem ont commandé une étude indépendante afin d'estimer le coût de l'énergie non distribuée (ci-après «CEND»). Selon les conclusions de cette étude, le fait d'empêcher les coupures lors des pics du réseau engendre un coût moyen pour les consommateurs d'environ 17 000 GBP/MWh ([26]).

(109) Le Royaume-Uni soutient que les défaillances du marché sont aggravées, à court et à moyen terme, par les projets de fermeture très rapide des capacités existantes: selon le scénario principal de NG, sans les revenus du marché de capacité, jusqu'à 8 GW des centrales à charbon et à gaz disponibles en 2018/2019 pourraient fermer en 2019/2020.

2.8.4. *Autres mesures visant à garantir l'adéquation des capacités de production*

(110) Outre la mesure notifiée, le Royaume-Uni a mis en place, et continue de prendre, une série de mesures sur le marché britannique de l'électricité, qui pourraient contribuer à remédier aux défaillances du marché mentionnées dans la section précédente. Les trois principales initiatives évoquées dans la notification du Royaume-Uni sont décrites ci-dessous.

(111) La première mesure citée par le Royaume-Uni était destinée à réduire les besoins globaux en électricité et à accroître la réactivité de la demande des consommateurs. Le Royaume-Uni a indiqué qu'il prenait des mesures pour réduire les besoins globaux en électricité, par exemple au moyen du Green Deal et de l'Energy Company Obligation. Il cherche également des possibilités d'encourager à la fois une réduction durable de la demande [que le gouvernement appelle «réduction de la demande en électricité» (Electricity Demand Reduction ou «EDR»)] et une réduction de la demande à court terme, comme l'écrêtement/la modulation lors des périodes de pics (que le gouvernement appelle «gestion de la demande» ou «DSR»). Le Royaume-Uni est notamment déterminé à faire en sorte que chaque foyer et chaque petite entreprise du pays reçoivent un compteur intelligent d'ici la fin de l'année 2020 ([27]). Les compteurs intelligents permettent d'appliquer un système de tarification en fonction de

([25]) Cramton et Stoft (2006): «The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity»; Joskow (2006): «Competitive Energy Markets and Investment in New Generating Capacity»; Cramton, Ockenfels and Stoft (2013): «Capacity Market Fundamentals».

([26]) London Economics, «The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain» (2013).

([27]) Le nombre de compteurs électriques intelligents domestiques gérés par les grands fournisseurs d'énergie a été multiplié par 26 entre le deuxième trimestre de 2014 et le troisième trimestre de 2018. Le nombre de compteurs électriques sophistiqués de type intelligent gérés par les grands fournisseurs d'énergie et installés sur de petits sites non domestiques a augmenté de 12 % entre le deuxième trimestre de 2014 et le troisième trimestre de 2018. Toutefois, au troisième trimestre de 2018, les compteurs intelligents et les compteurs de type intelligent (fonctionnant en mode intelligent) représentaient moins de 30 % du nombre total de compteurs électriques domestiques gérés par les grands fournisseurs d'énergie. Source: https://www.gov.uk/government/statistics/statistical-release-and-data-smart-meters-great-britain-quarter-3-2018

l'heure de consommation (ci-après «tarifs horaires»), qui applique des prix moins élevés en période creuse. Les premiers tarifs horaires statiques ont été introduits au Royaume-Uni au début de l'année 2017 par Green Energy, qui proposait à ses clients détenteurs de compteurs intelligents un prix beaucoup moins élevé durant la nuit en semaine. Toutefois, cela ne reflète pas les coûts réels sur le marché de gros qui permettraient aux consommateurs de réagir en temps réel ([28]). Par ailleurs, sur la base de précédents travaux et d'un appel à témoignages, le gouvernement britannique et l'Ofgem ont publié conjointement, en juillet 2017, un plan baptisé «Smart Systems & Flexibility Plan» ([29]). Ce plan définit les principes sous-jacents de l'approche adoptée par le Royaume-Uni pour permettre le passage à un système intelligent et flexible, et présente 29 mesures qui seront mises en œuvre par le gouvernement, l'Ofgem et/ou l'industrie.

(112) La deuxième mesure est la réforme du système de «cash-out». Les prix de déséquilibre ou «cash-out» incitent les acteurs du marché à faire en sorte que les volumes d'électricité qu'ils vendent ou consomment correspondent aux volumes qu'ils se sont engagés à vendre ou à consommer. Le Royaume-Uni soutient qu'une réforme du mode de fonctionnement du marché contribue à garantir la sécurité de l'approvisionnement.

(113) En 2012, l'Ofgem a entrepris l'Electricity Balancing Significant Code Review (ci-après l'«EBSCR») ([30]) afin de répondre à plusieurs préoccupations exprimées depuis longtemps concernant des facteurs préjudiciables aux prix «cash-out». Il a adopté et publié sa décision stratégique finale en mai 2014 ([31]). Les réformes des prix «cash-out» mises en œuvre sont les suivantes:

a) l'Ofgem a rendu les prix «cash-out» «marginaux» en les calculant sur la base de la mesure la plus onéreuse prise par le gestionnaire du réseau pour équilibrer le système. Cette réforme a été mise en place progressivement, la première étape ayant consisté à calculer les prix sur la base d'une moyenne des premiers 50 MWh des mesures prises par le gestionnaire du réseau (au lieu de 500 MWh) à partir de novembre 2015. Depuis novembre 2018, les prix sont calculés sur la base du premier mégawattheure;

b) un coût pour les coupures et l'abaissement de tension a été inclus dans le calcul des prix «cash-out», sur la base du coût de l'énergie non distribuée (CEND) pour les consommateurs. Ce coût a été introduit progressivement, en commençant à 3 000 GBP/MWh à partir de novembre 2015 puis en passant à 6 000 GBP/MWh à partir de novembre 2018;

c) l'Ofgem a amélioré le mode de tarification des coûts liés à la réserve, en tenant compte de la valeur que la réserve fournit aux consommateurs en période de tension sur le réseau. Pour y parvenir, une fonction de tarification de la rareté de la réserve (Reserve Scarcity Pricing) a été introduite. Lorsqu'elle est activée, elle fixe le prix de la réserve en fonction de la rareté sur le réseau ([32]);

d) l'Ofgem a entrepris de mettre en place un prix «cash-out» unique pour chaque période de règlement, de façon à simplifier le système et à réduire le coût des déséquilibres, en particulier pour les parties plus petites.

(114) L'Ofgem a publié un bilan de la première phase de l'EBSCR ([33]). Depuis la mise en œuvre de la première phase, le prix moyen du déséquilibre (prix «cash-out») a chuté. La majorité des prix de déséquilibre se situent désormais dans une fourchette de 20-30 GBP/MWh, et non plus de 30-40 GBP/MWh comme observé précédemment. Le prix du déséquilibre est toutefois devenu plus volatil. Au cours des deux années ayant précédé la réforme, le prix maximal était de 429,10 GBP/MWh, alors qu'après la réforme, il s'élevait à 1 528,72 GBP/MWh.

(115) Le gouvernement britannique est d'avis que le marché de capacité et la réforme du «cash-out» jouent des rôles distincts mais complémentaires dans la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Il est préférable de maintenir le marché de capacité tout en soutenant la réforme du système de «cash-out», plutôt que de se contenter de la seule réforme du «cash-out», et ce pour les raisons suivantes:

a) s'il est vrai que la réforme du «cash-out» devrait, à long terme, permettre de renforcer les incitations à investir sur le marché de l'énergie, elle aura probablement une incidence plus limitée sur le niveau d'investissement global à court et à moyen terme ([34]). Cela s'explique par le fait que les producteurs écoulent la quasi-totalité de leur énergie sur des marchés à terme. Toutefois, avec le temps, la réforme du «cash-out» entraînera une hausse des prix sur ces marchés, à mesure que les producteurs exploiteront les possibilités d'arbitrage entre les marchés à terme et le prix dans le cadre du mécanisme d'équilibrage;

b) la réforme du «cash-out» ne peut pas empêcher l'accroissement du risque lié à l'investissement dans des capacités thermiques face à la décarbonation du secteur de l'électricité: les capacités thermiques seront de plus en plus utilisées comme solution de secours, et devront récupérer leurs coûts fixes en profitant des prix élevés lors des rares cas de pénurie et de pic des prix;

([28]) En décembre 2018, il n'existait qu'un seul tarif horaire dynamique, lancé par Octopus Energy en février 2018, qui fournit aux consommateurs, toutes les demi-heures, des prix actualisés reflétant les coûts réels de l'énergie sur le marché de gros.
([29]) https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/633442/upgrading-our-energy-system-july-2017.pdf
([30]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-balancing-scr-launch-statement
([31]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-balancing-significant-code-review-final-policy-decision
([32]) Au moyen de la probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability, ci-après «LOLP») et du coût de l'énergie non distribuée (CEND).
([33]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/review-first-phase-electricity-balancing-significant-code-review
([34]) Il convient toutefois d'observer que la réforme du «cash-out» permettra d'améliorer sensiblement les signaux-prix à court terme pour la livraison et, partant, d'améliorer les signaux en faveur de l'investissement dans des capacités flexibles.

c) dans la pratique, les investissements peuvent dépendre de l'existence d'un marché liquide pour l'échange d'«options de fiabilité» autour d'un prix en temps réel — les fournisseurs d'électricité paient un prix fixe aux producteurs en échange d'une option d'achat d'énergie à un prix d'exercice. Il est peu probable que cette situation se produise avec la réforme du système de «cash-out» mise en œuvre par l'Ofgem, étant donné que le marché, même après les réformes du «cash-out» actuellement en cours, reste un quasi-marché et que le «cash-out» est déterminé suivant des procédures administratives complexes. Elle pourrait toutefois se présenter si on met en place un marché d'équilibrage de l'électricité pouvant servir de marché de référence solide pour l'échange d'options ([35]);

d) il est difficile de savoir si les investisseurs auront confiance dans le maintien des nouvelles modalités du système. En effet, lorsqu'on laisse les prix culminer à des niveaux élevés, il devient de plus en plus difficile pour l'autorité de réglementation de déterminer si les prix très élevés constituent une opération de marché efficace ou de la spéculation. Cela signifie que les producteurs peuvent se montrer réticents à proposer de l'énergie à un prix élevé (par crainte de faire l'objet d'une enquête pour abus de marché), ou qu'ils peuvent s'attendre à une intervention future des pouvoirs publics visant à réduire la fréquence des flambées des prix;

e) si des réformes du «cash-out» sont mises en place et se révèlent efficaces pour remédier aux défaillances du marché, l'augmentation des prix de «cash-out» peut permettre de réduire le coût de l'acquisition de capacités dans le cadre du marché de capacité, de sorte que le prix payé pour les capacités chuterait à zéro lors des enchères;

f) bien que la réforme du «cash-out» puisse, une fois achevée, conduire à une hausse des prix en période de pénurie, compte tenu du degré d'incertitude intrinsèquement élevé en ce qui concerne les situations de pénurie, il est très risqué pour les investisseurs dans de grands projets de nouvelles constructions de compter uniquement sur le niveau élevé des rentes de rareté. Le marché de capacité offre une rémunération régulière et stable pendant une période pouvant aller jusqu'à quinze ans pour les projets de nouvelle construction, ce qui réduit les risques pour les investisseurs et encourage l'investissement dans les capacités nouvelles et existantes.

(116) La troisième mesure citée par le Royaume-Uni est l'achèvement du marché intérieur de l'énergie et le soutien au renforcement des interconnexions. Le Royaume-Uni a transposé le troisième paquet «énergie» dans sa législation nationale, et a indiqué qu'il contribuait à l'élaboration de codes de réseau. En particulier, les codes de réseau de l'Union européenne liés au marché, qui harmonisent les délais pour la répartition et l'échange des capacités, fixeront un ensemble standard de règles de marché pour l'ensemble de l'Europe et faciliteront la mise en œuvre d'un marché de l'énergie concurrentiel au niveau paneuropéen. Le Royaume-Uni affirme que ces changements peuvent favoriser les investissements dans les interconnexions grâce à une utilisation plus efficace des actifs. Il observe également qu'en Grande-Bretagne, le niveau d'interconnexion est passé de 4 % en 2014 à 6 % de la capacité totale installée en 2019, notamment grâce à la mise en service de l'interconnexion NEMO le 31 janvier 2019, et pourrait atteindre 9 % d'ici à 2021 ([36]).

(117) Le Royaume-Uni a également indiqué qu'il participait activement au processus de l'Union européenne visant à recenser les projets transfrontaliers prioritaires tous les deux ans, ainsi que le prévoit le «règlement RTE-E». Ces projets prioritaires ont reçu le statut de «projets d'intérêt commun» (ci-après «PIC»), grâce auquel ils peuvent bénéficier de procédures de planification et d'autorisation potentiellement plus rapides, de mesures incitatives réglementaires potentielles et d'une possibilité d'accès à un soutien financier au titre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe.

(118) Le projet Integrated Transmission Planning and Regulation (ci-après «ITPR») de l'Ofgem s'est achevé en 2015 ([37]). Il a instauré le processus Network Options Assessment (ci-après «NOA») et la publication de rapports NOA annuels. L'analyse du gestionnaire de réseau fournit des informations plus complètes aux développeurs d'interconnexions, et indique notamment les endroits où de nouvelles capacités d'interconnexion peuvent être aisément installées. Ce nouveau rôle consiste également à étudier des propositions d'interconnexion spécifiques et à fournir à l'Ofgem des analyses de leur incidence.

2.9. **Durée**

(119) La loi de 2013 sur l'énergie ne mentionne aucune date de clôture du marché de capacité. Toutefois, l'autorisation d'aide d'État reste valable pour une période de dix ans ([38]) à compter de la date de la première mise en œuvre de la mesure, en 2014 ([39]).

([35]) Selon le système à prix discriminatoires du mécanisme d'équilibrage actuellement en vigueur, les parties ne peuvent percevoir des rentes de rareté que si elles réussissent à vendre de l'énergie à ce prix avant la fermeture du guichet (auquel cas elles risquent de ne pas être prises si une situation de tension ne se concrétise pas), ou si elles ne sont pas en équilibre (auquel cas elles risquent que le prix soit inférieur à leurs coûts marginaux à court terme si un incident de tension ne se produit pas). Il faudrait que le mécanisme d'équilibrage devienne un marché uniforme, sur lequel tous les producteurs reçoivent le prix de référence, pour qu'un marché liquide d'options négociées au prix du marché d'équilibrage se développe.

([36]) Ces chiffres sont fondés sur l'hypothèse que la capacité de production d'électricité du Royaume-Uni demeure constante, à 81,3 GW.

([37]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/integrated-transmission-planning-and-regulation-itpr-project-final-conclusions

([38]) Voir article 21, point 8, du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (JO L 158 du 14.6.2019, p. 54).

([39]) La date de mise en œuvre est réputée être le 16 décembre 2014, date à laquelle ont eu lieu les premières enchères dans le cadre du marché de capacité.

2.10. **Motifs justifiant l'ouverture de la procédure**

(120) Bien que le marché de capacité ait été notifié par les autorités britanniques avant d'être mis à exécution, la décision de 2014 autorisant le régime a été annulée par le Tribunal. Compte tenu de l'arrêt du Tribunal annulant la décision de 2014, la mise en œuvre de l'aide en question jusqu'à l'arrêt du Tribunal doit être considérée comme illégale ([40]).

(121) Conformément à sa communication sur la détermination des règles applicables à l'appréciation des aides d'État illégales ([41]), la Commission a examiné la compatibilité de la mesure avec le marché intérieur, de décembre 2014 à novembre 2018 et pour l'avenir, au regard des conditions établies à la section 3.9 des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie (ci-après les «LDAEE») ([42]), qui prévoient des conditions spécifiques pour l'aide à la production d'électricité et s'appliquent depuis le 1er juillet 2014.

(122) La procédure d'adoption d'une nouvelle décision peut être reprise au point précis auquel l'illégalité est intervenue ([43]).

(123) À la lumière des conclusions de l'arrêt du Tribunal, selon lesquelles la Commission aurait dû avoir des doutes quant à la compatibilité de certains aspects de la mesure avec le marché intérieur, la Commission a décidé d'ouvrir la procédure formelle d'examen.

(124) Sur la base des informations disponibles et des éléments décrits dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a demandé des éclaircissements et des observations, sur les points suivants en particulier:

a) caractère approprié de la mesure:

1) la mesure était-elle suffisamment ouverte à tous les fournisseurs de capacité concernés, notamment aux opérateurs de gestion de la demande, eu égard aux différences dans la durée des contrats applicable, à la garantie limitée s'agissant du volume des enchères T-1, et au niveau de participation minimal?

2) y a-t-il lieu de continuer de limiter la participation des capacités interconnectées en utilisant un modèle fondé sur l'interconnexion?

b) proportionnalité de la mesure:

1) la mesure était-elle proportionnée, eu égard aux différences potentiellement discriminatoires dans le traitement des opérateurs de gestion de la demande par rapport à celui des producteurs d'électricité en ce qui concerne la durée des contrats de capacité?

2) la méthode de récupération des coûts a-t-elle réussi à inciter suffisamment les consommateurs à réduire leur consommation lors des périodes de pics de la demande et, partant, à réduire au minimum le montant total de l'aide?

c) prévention des effets négatifs sur la concurrence et les échanges:

1) la mesure a-t-elle permis d'éviter ces effets, étant donné que les contrats à long terme étaient réservés aux unités de production, ce qui limitait l'ouverture de la mesure, et que la participation directe de fournisseurs de capacité étrangers n'était alors pas autorisée dans le mécanisme de capacité de la Grande-Bretagne?

3. **OBSERVATIONS PRÉSENTÉES PAR LES PARTIES INTÉRESSÉES**

(125) La présente section résume les observations que la Commission a reçues au cours de la période de consultation de la part de 35 parties intéressées, notamment des parties prenantes actives dans le secteur de l'énergie (telles que des entreprises actives dans la production conventionnelle, des interconnexions, des producteurs d'énergie renouvelable et des opérateurs de gestion de la demande, ainsi que des associations professionnelles et des organisations non gouvernementales), l'Ofgem et National Grid.

3.1. **Objectif d'intérêt commun et nécessité de la mesure**

(126) Bien que, dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission n'ait pas explicitement abordé la question de l'objectif commun ou de la nécessité de la mesure, certaines parties intéressées ont formulé des observations spécifiques sur ces questions. La plupart souscrivent à l'objectif de la mesure et l'ont jugée nécessaire. Certaines ont simplement approuvé la conclusion préliminaire formulée par la Commission dans la décision d'ouvrir la procédure, tandis que d'autres:

a) ont cité des analyses effectuées par le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ci-après le «REGRT-E»), le gouvernement britannique, National Grid et des tiers, qui démontrent que, sans le marché de capacité, la norme de fiabilité du Royaume-Uni ne serait pas respectée;

([40]) Voir arrêt dans l'affaire C-199/06, CELF, EU:C:2008:79, points 61 et 64.
([41]) Communication sur la détermination des règles applicables à l'appréciation des aides d'État illégales (JO C 119 du 22.5.2002, p. 22).
([42]) JO C 200 du 28.6.2014, p. 1.
([43]) Arrêts dans les affaires 34/86, Conseil/Parlement, Rec. 1986, p. 2155, point 47; C-415/96, Espagne/Commission, Rec. 1998, p. I-6993, point 31; et C-458/98 P, Industrie des poudres sphériques/Conseil, Rec. 2000, p. I-8147, point 82.

b) ont indiqué que, même à la lumière de l'évolution récente du marché de l'énergie (par exemple, l'introduction de compteurs intelligents), le marché de capacité demeure nécessaire; ou

c) ont expliqué que le marché de capacité envoyait un signal important en faveur de l'investissement dans de nouvelles capacités et dans le maintien des capacités existantes.

(127) S'agissant du rôle et du potentiel de la gestion de la demande, certaines parties intéressées ont souligné que l'augmentation du volume de capacités de gestion de la demande participant aux enchères démontre que le marché de capacité a été bien conçu et qu'il n'existe aucun obstacle à la participation de la gestion de la demande. Plusieurs parties intéressées ont également souligné le rôle positif des enchères transitoires pour favoriser le développement de la gestion de la demande, d'autant qu'elles se sont closes à des prix plus élevés et n'étaient pas ouvertes à d'autres fournisseurs de capacité.

(128) D'autres parties intéressées se sont interrogées sur la nécessité du marché de capacité, en faisant valoir que:

a) le marché britannique serait sur-approvisionné. Dans leurs observations, elles ont relevé l'approche prudente adoptée par National Grid dans ses estimations de l'offre et de la demande, le niveau élevé des marges de capacité pour l'hiver 2018/19, le faible niveau de la LOLE, les assurances données par le Royaume-Uni quant à la sécurité de l'approvisionnement cet hiver-là, le niveau peu élevé des prix d'équilibre et la croissance sensible de l'interconnexion;

b) le marché «energy-only» serait mieux à même de garantir l'adéquation des capacités de production, en particulier après la mise en œuvre par le Royaume-Uni de réformes telles que le déploiement du compteur intelligent, les réformes du «cash-out», et les périodes de règlement d'une demi-heure. Une partie intéressée a cité le marché «energy-only» de l'Australie comme exemple dans lequel la volatilité des prix de gros envoie des signaux clairs en faveur de l'investissement dans la gestion de la demande;

c) le marché de capacité perpétuerait le problème du «missing money» en décourageant la tarification de la rareté, qui est nécessaire pour encourager les investissements dans la gestion de la demande et le stockage. Plusieurs parties ont indiqué dans leurs observations que les changements dans les prix de l'électricité à la suite de l'arrêt du Tribunal attestent cet effet dissuasif;

d) la Commission devrait examiner de façon approfondie le potentiel de la gestion de la demande, sur une période de dix ans, ainsi que l'incidence du marché de capacité sur ce potentiel. Se référant à des études, les parties intéressées indiquent que i) si des compteurs intelligents et d'autres dispositifs utiles sont déployés à grande échelle, 15 GW de la demande intérieure pourraient être déplacés lors d'une journée de pic hivernale en 2025; ii) selon les estimations d'un modèle de 2012, les clients industriels fourniraient une capacité de gestion de la demande de 4 à 5 GW; tandis que iii) le potentiel de gestion de la demande de l'ensemble des bâtiments non résidentiels et non industriels serait compris, pour l'année 2012, entre 1,2 et 4,4 GW pour une journée de pic hivernale; iv) jusqu'à 1 GW de gestion de la demande pourrait être disponible à Londres en 2050. Elles considèrent également que la participation de la gestion de la demande aux enchères sur le marché de capacité est faible, représentant 1,37 % de la capacité totale mise aux enchères. Enfin, certaines parties intéressées ont critiqué les enchères transitoires, qu'elles estiment insuffisantes pour promouvoir la gestion de la demande, parce qu'elles excluent les opérateurs de gestion de la demande ayant conclu des contrats dans le cadre des enchères durables, et que les deuxièmes enchères transitoires étaient limitées à l'effacement et n'étaient donc pas suffisantes pour promouvoir ce type de gestion de la demande à long terme. Elles regrettent également que le Royaume-Uni n'ait pas prolongé les enchères transitoires de deux ans.

3.2. **Caractère approprié de la mesure**

3.2.1. *Choix de l'instrument*

(129) Une partie intéressée a souligné que le marché de capacité risquait d'être incompatible, à plusieurs égards, avec le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil, car i) le Royaume-Uni aura déjà mis en œuvre la majorité des réformes du marché de l'énergie nécessaires pour éviter un marché de capacité, et ii) s'il subsiste des craintes concernant la capacité résiduelle, il serait préférable de prévoir une réserve stratégique.

3.2.2. *Rétribution uniquement de la disponibilité de la capacité*

(130) Certaines parties intéressées ont affirmé que les modalités de notification préalable aux situations de tension (c'est-à-dire une alerte quatre heures à l'avance, le moment et l'intensité de l'incident de tension étant précisés a posteriori) actuellement en vigueur désavantageaient les actifs décentralisés, et notamment les opérateurs de gestion de la demande. Elles ont suggéré au Royaume-Uni d'envisager l'instauration d'un mécanisme d'appel ou d'un plus grand nombre d'alertes à l'approche d'un incident de tension.

(131) Certaines parties intéressées ont indiqué que le régime de pénalités actuel ne serait peut-être pas suffisamment sévère pour garantir que les fournisseurs de capacité réagissent efficacement lors des situations de tension sur le réseau.

(132) D'une part, certaines parties intéressées ont souligné que le fait de fonder la définition des situations de tension sur un modèle d'«énergie livrée» viole le point 225 des LDAEE, et permet de manipuler les facteurs de déclassement d'une façon qui crée une discrimination à l'égard des technologies à faibles émissions de carbone (énergies éolienne et solaire) et des technologies de remplacement (telles que le stockage).

3.2.3. *Ouverture de la mesure à tous les fournisseurs de capacité concernés*

3.2.3.1. Discrimination potentielle à l'égard des opérateurs de gestion de la demande en raison de l'absence de contrats de livraison à terme fixe.

(133) Certaines parties intéressées ont indiqué qu'en raison de l'obligation, pour les titulaires d'un contrat de capacité, de répondre aux situations de tension à tout moment de la journée et pendant toute leur durée, la participation au marché de capacité est un choix difficile pour les opérateurs de gestion de la demande. Selon elles, il conviendrait donc de proposer, dans le cadre du marché de capacité, des contrats de livraison de capacité à terme fixe.

3.2.3.2. Différences dans les durées contractuelles proposées

(134) Selon les règles relatives au marché de capacité britannique actuellement en vigueur, la plupart des fournisseurs de capacité existants ont accès à des contrats d'un an. Seuls les fournisseurs de capacité de production ayant des dépenses en capital supérieures à certains seuils ont accès à des contrats de capacité à long terme, d'une durée maximale de 15 ans.

(135) Pour justifier l'exclusion des opérateurs de gestion de la demande des contrats à long terme, de nombreuses parties intéressées ont attiré l'attention sur i) les faibles niveaux de dépenses en capital de ces opérateurs ([44]), ii) leur préférence pour les contrats à court terme en raison de la volatilité de leurs portefeuilles, et iii) la nécessité de proposer des contrats à plus long terme aux capacités nouvellement construites et aux capacités rénovées afin d'éviter des offres plus élevées lors des enchères sur le marché de capacité, des niveaux d'aide plus élevés et des profits inattendus pour les capacités existantes. Certaines parties intéressées ont également indiqué que les opérateurs de gestion de la demande recourant à la production «derrière le compteur» pourraient toujours se voir attribuer un contrat à long terme s'ils atteignent les seuils de dépenses en capital et s'ils participent aux enchères en tant que producteurs.

(136) Certaines parties intéressées ont suggéré i) de limiter la durée du contrat à un an pour l'ensemble des capacités, ii) de n'autoriser que des contrats d'une durée inférieure à cinq ans, mais pas en fonction des dépenses en capital, qui ne tiennent pas compte de tous les coûts financiers des opérateurs de gestion de la demande (comme les frais d'exploitation), ou iii) de permettre aux opérateurs de gestion de la demande d'avoir accès à des contrats de trois à cinq ans. D'autres parties ont suggéré de maintenir le système fondé sur les seuils de dépenses en capital mais en donnant la possibilité à toutes les technologies atteignant ces seuils (y compris aux technologies exploitées par des opérateurs de gestion de la demande) d'avoir accès à des contrats à long terme, et en revoyant régulièrement ces seuils, voire en créant plusieurs seuils différents de façon à garantir la neutralité technologique.

3.2.3.3. Garantie limitée pour le volume proposé lors d'enchères T-1

(137) Un certain volume de capacité est retranché des enchères T-4 et est «réservé» aux enchères T-1. Si la demande chute entre les enchères T-4 et T-1, la quantité de capacité mise aux enchères T-1 est réduite. Toutefois, étant donné que les enchères T-1 offrent une meilleure voie d'accès au marché aux opérateurs de gestion de la demande, en 2014, le gouvernement britannique s'est engagé à mettre aux enchères T-1 au moins 50 % de la capacité réservée quatre ans plus tôt.

(138) Certaines parties, dans leurs observations, ont indiqué que les dispositions actuelles n'étaient pas satisfaisantes, car il est impossible de prévoir l'organisation d'enchères T-1. Le gouvernement britannique peut en effet décider d'annuler des enchères ou de modifier le volume à mettre aux enchères lors d'enchères T-1. Certaines parties intéressées ont proposé de fixer le montant à obtenir lors d'enchères T-1 sous la forme de pourcentage soit de la capacité nécessaire pour l'année de livraison, soit de la capacité mise aux enchères lors d'enchères T-4. D'autres ont souligné la nécessité d'augmenter le volume mis aux enchères lors d'enchères T-1 progressivement, sur une période de cinq ans. Enfin, certaines parties ont suggéré i) de supprimer les enchères T-4, ii) d'organiser des enchères hebdomadaires supplémentaires, ou iii) d'organiser des enchères T-2 supplémentaires.

(139) La plupart des parties intéressées ont indiqué que les dispositions actuelles étaient appropriées et suffisantes, soulignant notamment les bons résultats obtenus par les opérateurs de gestion de la demande lors des enchères T-4. Elles ont observé que i) tous les acteurs du marché sont exposés de manière égale à l'incertitude quant à l'organisation ou aux volumes des enchères T-4 et T-1, de sorte que les opérateurs de gestion de la demande ne

([44]) Les estimations des dépenses d'équipement des opérateurs de gestion de la demande mentionnées dans les observations sont très basses («proches de zéro», «plusieurs milliers de livres ou moins de 5 GBP/kW», «coût moyen de 0,15 GBP/kW» lors des enchères transitoires).

font l'objet d'aucune discrimination, ii) l'augmentation du volume de capacité réservé aux enchères T-1 pourrait réduire la compétitivité de ces enchères, et iii) accroître le risque de sur-approvisionnement, si le besoin de capacités pour l'année de livraison baissait en dessous des niveaux fixés précédemment.

3.2.3.4. Seuil minimal de participation

(140) Comme expliqué aux considérants 30 et 31, un seuil minimal de participation au marché de capacité, fixé à 2 MW, s'applique à tous les types de capacités.

(141) Certaines parties intéressées ont suggéré de fixer des seuils de participation à un niveau beaucoup moins élevé (100 kW, 500 kW, < 1 MW), par référence à d'autres marchés auxquels les opérateurs de gestion de la demande peuvent participer [interconnexion Pennsylvanie-New Jersey-Maryland (PJM), marché d'équilibrage et services auxiliaires].

(142) Par ailleurs, certaines parties ont critiqué le niveau élevé de la garantie de soumission applicable aux opérateurs de gestion de la demande et aux producteurs (5 000 GBP/MW en 2014), le jugeant discriminatoire à l'égard des opérateurs de gestion de la demande. Elles ont fait valoir qu'un tel niveau pourrait constituer une barrière à l'entrée, en particulier pour les nouveaux opérateurs de gestion de la demande, étant donné que tous les participants au marché de capacité devaient s'engager à assurer une livraison pendant une durée indéterminée et que les opérateurs de gestion de la demande pourraient avoir plus de difficultés que les producteurs à assurer une longue période de livraison. Leur risque de défaut étant considéré comme plus élevé, les opérateurs de gestion de la demande pourraient éprouver davantage de difficultés à financer le montant de la garantie de soumission.

(143) En revanche, de nombreuses parties intéressées ont souligné la pertinence d'un seuil de participation fixé à 2 MW. Outre la nécessité de limiter les frais administratifs, certaines parties intéressées ont indiqué que i) le seuil de 2 MW ne semblait pas constituer un obstacle à la participation des opérateurs de gestion de la demande, puisque le Royaume-Uni avait expérimenté un seuil de participation moins élevé pour les deuxièmes enchères transitoires (500 kW) et que seules huit CMU d'une capacité inférieure à 2 MW avaient été sélectionnées (fournissant moins de 3 % de la capacité globale obtenue lors de ces enchères), et qu'aucun groupement de CMU de gestion de la demande autour du seuil de 2 MW n'avait été observé lors des dernières enchères. Elles ont également souligné que ii) le seuil de 100 kW utilisé par l'interconnexion PJM s'applique à des achats régionaux à plus petite échelle et n'est donc pas comparable.

(144) Plusieurs parties intéressées ont expliqué qu'il était indispensable d'imposer une garantie de soumission afin d'assurer une livraison effective et de décourager les projets spéculatifs. Une partie intéressée a indiqué que, dans les enchères transitoires pour lesquelles la garantie de soumission obligatoire correspondait à seulement 10 % du niveau normal, une grande partie des nouvelles capacités (25 %) n'avait pas été livrée.

(145) Certaines parties intéressées ont également attiré l'attention sur le fait que la gestion de la demande avait bénéficié d'avantages par rapport à d'autres technologies:

a) les opérateurs de gestion de la demande non confirmés qui ne livrent pas le montant total de leur capacité lors des tests de gestion de la demande ne perdent la garantie de soumission qu'au pro rata, pour autant qu'ils fournissent encore au moins 90 % de la capacité qu'ils s'étaient engagés à fournir, et même dans ce cas, les CMU de gestion de la demande peuvent conserver leur contrat de capacité et éviter les frais de résiliation à condition de se maintenir au-dessus du seuil de 2 MW;

b) les frais de résiliation sont moins élevés pour les capacités de gestion de la demande (jusqu'à 10 000 GBP/MW) que pour les autres types de capacité (jusqu'à 35 000 GBP/MW);

c) les tests conjoints permettent aux opérateurs de gestion de la demande de «supprimer le risque» des tests de gestion de la demande en répartissant le risque de livraison insuffisante sur plusieurs CMU (en d'autres termes, les CMU qui livrent une quantité supérieure à celle prévue peuvent être utilisées pour compenser les CMU qui ne livrent pas une quantité suffisante);

d) depuis 2015, les opérateurs de gestion de la demande ne doivent plus déposer la garantie de soumission qu'une seule fois pour une CMU de gestion de la demande non confirmée et, par conséquent, ils peuvent être préqualifiés pour plusieurs enchères consécutives en ne fournissant qu'une seule garantie de soumission;

e) en 2016, le gouvernement britannique a relevé le montant de la garantie de soumission préalable aux enchères, à 10 000 GBP/MW, pour les nouveaux producteurs, mais a maintenu le niveau de cette garantie à 5 000 GBP/MW pour les opérateurs de gestion de la demande non confirmés;

f) le droit automatique des opérateurs de gestion de la demande de participer aux enchères en tant que «fixeurs de prix», et de soumissionner au-dessus du seuil que les «preneurs de prix» doivent accepter;

g) un facteur de déclassement uniforme de 84 % pour les opérateurs de gestion de la demande, quelle que soit la technologie utilisée pour fournir les capacités, alors que des facteurs de déclassement spécifiques, allant de 17 % à 96 %, sont appliqués à d'autres types de technologie;

h) la possibilité pour les opérateurs de gestion de la demande de participer à des échanges sur le marché secondaire avant que la capacité ne soit confirmée.

3.2.3.5. Ouverture de la mesure aux sources d'énergie renouvelables et aux nouvelles technologies

(146) Certaines parties intéressées ont affirmé que certaines énergies renouvelables, en particulier l'énergie éolienne et l'énergie solaire, ne sont pas autorisées actuellement à participer au marché de capacité, en violation des LDAEE. Tout en se félicitant de l'adoption de nouvelles règles pour les énergies solaire et éolienne en juin 2019, elles ont critiqué le fait que ces règles n'aient pas été en place dès 2014 et qu'elles se limitent aux énergies éolienne et solaire, à l'exclusion d'autres sources d'énergie renouvelables ou nouvelles technologies. Par exemple, un parc éolien a été exclu de la préqualification pour les enchères T-4 en 2017. Il n'existait pas non plus de mécanisme de préqualification des énergies renouvelables marchandes pour les enchères (annulées) T-4 de 2018 (pour l'année de livraison 2022/2023). D'autres ont critiqué le caractère trop restrictif des facteurs de déclassement appliqués aux sources d'énergie renouvelables.

(147) Une autre partie intéressée s'est dite défavorable à l'inclusion des énergies renouvelables intermittentes (en particulier celles construites et financées au titre d'autres mesures d'aide) sur le marché de capacité, car elles continueraient de fonctionner indépendamment de la rémunération du marché de capacité et pourraient ne pas être en mesure de produire et de vendre de l'électricité lors d'une situation de tension.

3.2.3.6. Participation des capacités interconnectées

(148) De nombreuses parties intéressées ont souligné l'objectif à long terme de la participation directe des capacités étrangères, tout en insistant sur la nécessité de laisser au Royaume-Uni suffisamment de temps pour s'y adapter, conformément au règlement (UE) 2019/943.

(149) D'autres, en revanche, ont critiqué le modèle fondé sur l'interconnexion actuellement utilisé au Royaume-Uni, et ont appelé à un changement rapide en faveur d'une participation directe des capacités étrangères. Une partie intéressée a indiqué que les interconnexions bénéficiaient d'une rémunération régulée garantie grâce au mécanisme du «Cap et Floor». Il serait donc inapproprié qu'elles participent au marché de capacité alors que les projets de production bénéficiant de subventions ne sont pas autorisés à y participer.

(150) Une partie intéressée a fait observer que les interconnexions auraient dû être autorisées à participer aux enchères T-1 qui se sont tenues au début de l'année 2018, pour l'année de livraison 2018/2019. Elle a également critiqué le fait que les interconnexions n'aient pas accès aux contrats de capacité d'une durée supérieure à un an, ainsi que la méthode de déclassement qui leur est appliquée, qualifiée de discriminatoire, notamment parce qu'elle est calculée sur une base individuelle et non par type de technologie, comme pour les autres technologies participant au marché de capacité.

3.3. **Proportionnalité de la mesure**

(151) Une partie intéressée a remis en question la conformité du marché de capacité britannique avec le point 230 des LDAEE. En effet, en 2016, des producteurs existants ayant été retenus lors des enchères sur le marché de capacité ont reçu un prix de 22,50 GBP/kW/an, tandis qu'en 2017, ils ont reçu un prix de 8,40 GBP/kW/an, indiquant une surcompensation et des profits inattendus.

3.3.1. *Différences dans les durées contractuelles applicables*

(152) Les observations relatives aux durées contractuelles applicables sont résumées aux considérants 134 à 136 ci-dessus.

3.3.2. *Exclusion des fournisseurs de STOR à long terme*

(153) Une partie intéressée affirme que la participation de fournisseurs de STOR à long terme [voir considérant 32, point f)] au marché de capacité donnerait lieu à des profits inattendus, alors que leur exclusion n'altérerait pas l'étude de rentabilité initiale. En outre, ces opérateurs pourraient participer au marché de capacité ainsi qu'aux enchères annuelles pour des contrats de STOR à court terme et, par la suite (s'ils sont retenus lors des enchères sur le marché de capacité), résilier leurs contrats de STOR à long terme sans pénalité.

(154) Une autre partie intéressée avance que les fournisseurs de STOR à long terme ne devraient pas dégager de profits inattendus puisque le marché de capacité aurait en fait conduit à une baisse des prix «cash-out» et des prix de gros, ainsi qu'à une diminution de l'utilisation de la centrale de STOR. Par ailleurs, les fournisseurs de STOR à long terme seraient exclus de facto car, selon les règles finales relatives au marché de capacité, seules les centrales électriques mises en service après 2014 seraient considérées comme des nouvelles constructions. Qui plus est, les banques n'accepteraient pas un contrat du marché de capacité d'une seule année en faveur d'un contrat de STOR d'une durée de 15 ans. Elles soulignent également qu'un mécanisme de reprise serait plus proportionné qu'une exclusion totale, et indiquent que leur centrale devrait se voir attribuer rétrospectivement les contrats du marché de capacité qui auraient dû leur être attribués en 2014 et les années suivantes.

3.3.3. *Méthode de récupération des coûts*

(155) La méthode de récupération des coûts est fondée sur la consommation d'électricité comprise entre 16 et 19 heures chaque jour de la semaine en hiver. Comme expliqué au considérant 187 de la décision d'ouvrir la procédure, le Royaume-Uni, avant la consultation publique nationale sur le mécanisme de capacité, prévoyait initialement de calculer le montant des redevances sur la base de la part de marché des fournisseurs d'électricité dans la demande d'électricité enregistrée au cours des périodes appelées «triades», c'est-à-dire les trois périodes d'une demi-heure durant lesquelles on enregistre la consommation d'électricité annuelle la plus élevée au Royaume-Uni, entre novembre et février.

(156) La plupart des parties qui ont formulé des observations à ce sujet estiment que la méthode de récupération des coûts est proportionnée. Elles soutiennent que la méthode actuelle établit un juste équilibre entre, d'une part, une base prévisible et équitable pour déterminer le montant des redevances des fournisseurs et, d'autre part, le maintien d'un signal de réduction de la demande pendant la période de pic attendue.

(157) Certaines parties intéressées ont également fait part de diverses préoccupations quant à l'autre méthode, celle des «triades»:

a) elle ne permettrait pas de réduction significative de la quantité de capacité à acquérir par le biais du marché de capacité, ni du coût de cette capacité;

b) elle aurait fait peser les coûts du marché de capacité de manière disproportionnée sur les consommateurs nationaux;

c) elle aurait fondé le calcul des redevances sur une base imprévisible (étant donné qu'il est difficile de prévoir l'offre lors des triades);

d) les situations de tension du réseau ne correspondraient pas nécessairement aux trois périodes d'une demi-heure représentant les triades;

e) l'activité de gestion de la demande et/ou de production intégrée pour éviter les triades (utilisée pour financer d'autres mesures) a conduit à des décisions d'appel inefficaces et à une diminution des prix de gros lors des périodes de pics.

(158) D'autres parties intéressées ont critiqué la méthode choisie pour la récupération des coûts. Elles prétendent i) qu'elle va à l'encontre du principe du marché de capacité, qui veut qu'il ne soit activé que lors des périodes de pic de la demande; ii) que peu d'opérateurs de gestion de la demande pourraient réduire la demande tous les jours de la semaine entre 16 et 19 heures en hiver; et iii) que le «véritable» déficit de capacité serait surestimé et les coûts totaux du marché de capacité seraient plus élevés. Elles soutiennent également qu'une méthode fondée sur les triades serait plus appropriée, car elle créerait un marché pour éviter les coûts du marché de capacité. Une partie intéressée a avancé plusieurs autres arguments: la méthode des triades n'aurait pas d'incidence sur la prévisibilité des prix pour la plupart des fournisseurs, étant donné que la quasi-totalité des consommateurs résidentiels et des petites entreprises sont classés en fonction de leur profil; l'évitement des triades a permis d'inciter les clients flexibles à participer à la gestion de la demande; et la méthode fondée sur la période 16 heures-19 heures favorise le recours à une production «derrière le compteur» polluante pour réduire la demande au cours de ces périodes.

(159) Certaines parties intéressées ont soutenu la position de la Commission expliquée au considérant 187 de la décision d'ouvrir la procédure, selon laquelle, lors de l'examen de cette question, la Commission tiendra également compte du point 25 des LDAEE, en indiquant que la compatibilité de la mesure devrait être appréciée sur la seule base des critères énoncés à la section 3.9.5 des LDAEE. Cette disposition ne fait aucune référence au financement des mesures relatives à l'adéquation des capacités de production. D'autres, en revanche, se sont appuyées sur l'arrêt du Tribunal pour critiquer cette position.

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

(160) Certaines parties intéressées ont indiqué que le marché de capacité devrait i) être expressément conçu pour réduire au minimum les émissions de gaz à effet de serre en assurant la sécurité du réseau au moyen de technologies à émission nulle; ou ii) soutenir davantage les énergies renouvelables; ou iii) favoriser les sources d'énergie qui revêtent une importance stratégique du point de vue de la décarbonation, tout en excluant progressivement les combustibles ou technologies polluants qui ne sont pas compatibles avec la décarbonation du secteur de l'électricité.

(161) Certaines parties ont également indiqué que, dans son examen, la Commission devrait tenir compte des nouvelles règles relatives aux mécanismes de capacité énoncées dans le règlement (UE) 2019/943, notamment celles visant à limiter les capacités émettant de grandes quantités de CO_2.

3.5. **Obligation de suspension**

(162) Certaines parties intéressées ont mis en évidence un certain nombre de mesures prises par le Royaume-Uni après l'arrêt du Tribunal (voir considérant 18) — organisation d'enchères T-1 de remplacement et (éventuellement) d'enchères T-3 (voir considérants 53 et 156 de la décision d'ouvrir la procédure). Ces mesures permettraient de poursuivre l'exécution des contrats existants en contrepartie de la perspective de paiements différés et du maintien des redevances appliquées aux fournisseurs d'électricité. Cela conférerait aux participants au marché de capacité un avantage économique durant la période de suspension, et constituerait dès lors une aide illégale.

(163) Ces parties ont demandé à la Commission d'émettre une injonction de suspension en vertu de l'article 13, paragraphe 1, du règlement (UE) 2015/1589 du Conseil ([45]), enjoignant au Royaume-Uni de suspendre le versement de toute aide illégale, jusqu'à ce qu'elle statue sur la compatibilité de cette aide.

4. **OBSERVATIONS DU ROYAUME-UNI**

(164) La présente section résume les observations concernant la décision d'ouvrir la procédure communiquées par le Royaume-Uni le 12 avril 2019, ainsi que celles communiquées le 7 juin 2019, le 19 juillet 2019 et le 12 septembre 2019.

4.1. **Objectif d'intérêt commun et nécessité de la mesure**

(165) Selon le Royaume-Uni, son analyse, étayée par l'avis de National Grid Electricity System Operator (ci-après NG ESO), démontre que l'absence de marché de capacité nuirait à la sécurité de l'approvisionnement en électricité du pays et accroîtrait la LOLE au-delà de la norme de fiabilité de trois heures par an, pour toutes les années à partir de 2019/20. Le 7 juin 2019, le Royaume-Uni a indiqué que, conjointement avec NG ESO, il avait examiné l'analyse présentée en décembre 2018 et décrite aux considérants 102 à 104 (ainsi qu'aux considérants 94 à 96 de la décision d'ouvrir la procédure), et a confirmé que cette analyse était la plus récente et qu'elle demeurait, à ce jour, l'avis le plus pertinent sur la nécessité du marché de capacité.

(166) Le Royaume-Uni ne souscrit pas à l'affirmation selon laquelle le marché de l'électricité britannique est sur-approvisionné:

a) la procédure de fixation des paramètres appliquée par NG ESO n'est pas exagérément prudente, mais vise plutôt à assurer un juste équilibre des risques (entre sur-approvisionnement et insuffisance de capacité) dans un processus intrinsèquement incertain. Il rappelle que l'Ofgem offre à NG ESO des incitations à prévoir la demande avec exactitude ([46]);

b) les marges de capacité supérieures aux prévisions pour l'hiver 2018/19 illustrent la grande incertitude entourant l'évaluation des besoins de capacité futurs et les difficultés à établir des prévisions précises (en notant que l'évaluation pour l'année 2018/19 a été réalisée au début de 2014). Dans son rapport Winter Outlook, NG ESO a expliqué que certaines unités plus grandes, qui n'ont pas été retenues lors des enchères sur le marché de capacité, devraient rester opérationnelles durant l'hiver 2018/19. Cela pourrait s'expliquer par la hausse des prix de gros, alimentée par une augmentation du prix du gaz et du coût du carbone;

c) cette évolution inattendue et favorable des conditions du marché avant l'hiver 2018/19 a également permis au gouvernement britannique de faire des déclarations rassurantes concernant la situation en matière de sécurité de l'approvisionnement pour cet hiver-là, en dépit de l'arrêt du Tribunal. Alors que les prix d'équilibre sont actuellement peu élevés, le Royaume-Uni soutient qu'il s'agit là de l'un des résultats positifs du marché de capacité (le fait que la forte concurrence lors des enchères ait permis d'obtenir les capacités nécessaires, y compris de nouvelles capacités, à un coût moins élevé qu'initialement prévu pour le consommateur);

d) en ce qui concerne l'affirmation selon laquelle la croissance substantielle des interconnexions a donné lieu à une offre de capacité excédentaire, le Royaume-Uni observe que celles-ci participent aux enchères de capacité afin que leur contribution aux besoins de capacité du Royaume-Uni soit dûment prise en compte. Les facteurs de déclassement appliqués aux interconnexions sont réexaminés chaque année afin de s'assurer qu'ils restent adaptés.

(167) Le Royaume-Uni conteste l'idée selon laquelle le marché «energy-only» serait mieux à même de garantir l'adéquation des capacités de production. i) Il rappelle les défaillances du marché décrites aux considérants 105 à 109 (ainsi qu'aux considérants 97 à 101 de la décision d'ouvrir la procédure). ii) En ce qui concerne le déploiement de compteurs intelligents, ces compteurs sont actuellement utilisés par moins d'un tiers des consommateurs, et les tarifs horaires dynamiques en sont à leurs balbutiements. Par conséquent, le Royaume-Uni ne pense pas que la défaillance du marché liée au fait que la fiabilité est un bien public ait beaucoup évolué depuis 2014, et il est trop

([45]) Règlement (UE) 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE) (JO L 248 du 24.9.2015, p. 9).

([46]) L'Ofgem note dans son State of the Energy Market 2018: «Les prévisions de National Grid concernant la demande de transport sont systématiquement supérieures à la livraison d'environ 1,5 GW en moyenne depuis 2011. Si on peut considérer que le gestionnaire du réseau fait preuve de prudence en adoptant une approche modeste à l'égard des prévisions de la demande, il convient de trouver un juste milieu entre cette prudence et les coûts liés à l'acquisition de capacités supplémentaires. Au cours de l'année écoulée, National Grid a apporté un certain nombre de changements à sa procédure de prévision de la demande qui, globalement, l'ont amenée à revoir à la baisse son estimation de la demande sous-jacente»;

tôt pour déterminer quelle incidence un déploiement à plus grande échelle aura sur cette défaillance du marché. iii) La réforme du «cash-out» a entraîné une hausse des prix «cash-out» lors des pics depuis la mise en place du marché de capacité mais, compte tenu du degré d'incertitude intrinsèquement élevé concernant les situations de pénurie, il est très risqué pour les investisseurs de compter uniquement sur le niveau élevé des rentes de rareté: il est peu probable que la réforme du «cash-out» puisse, à elle seule, résoudre le problème du «missing money». iv) Se référant à l'examen des politiques énergétiques de l'Australie effectué par l'Agence internationale de l'énergie en 2018, le Royaume-Uni observe que le niveau élevé des prix de l'électricité en Australie est imputable à l'absence de concurrence et à des problèmes structurels, et non au fait que ce soit un marché «energy-only» qui fonctionne bien.

(168) Le Royaume-Uni conteste également l'idée que le marché de capacité perpétuerait le problème du «missing money». i) Le processus d'enchères concurrentielles fait apparaître l'ampleur du problème de «missing money». Le Royaume-Uni pense que, lorsque les problèmes sous-jacents qui sont à l'origine du «missing money» seront résolus et que les possibilités de percevoir des rentes de rareté par le biais du marché de l'électricité augmenteront, les acteurs du marché deviendront moins dépendants des revenus du marché de capacité, car les enchères concurrentielles feront baisser les prix d'équilibre à un niveau proche de zéro. À ce moment, il est possible que le marché de capacité ne soit plus nécessaire. ii) Contrairement à ce que prétendent certaines parties intéressées, le Royaume-Uni estime que l'arrêt du Tribunal et les décisions ou annonces ultérieures du gouvernement n'ont eu aucune incidence sur les prix du marché de l'électricité. Les tendances à long terme semblent indiquer que les prix moyens de la charge de base et la volatilité des prix, en réalité, ont augmenté depuis la première année de livraison du marché de capacité, soit 2017/18. Cela signifierait que d'autres facteurs ont une plus grande influence sur les prix, et que certaines parties intéressées exagèrent l'effet de modération des prix du marché de capacité.

(169) Selon le Royaume-Uni, citant l'EMR Electricity Capacity Report publié par National Grid en 2018, il existe très peu de données disponibles sur la gestion de la demande, et la meilleure source en ce qui concerne les contrats de gestion de la demande est l'ensemble des registres du marché de capacité, comme indiqué au tableau 2 de la décision d'ouvrir la procédure (voir tableau 1 de la présente décision). L'analyse des résultats des premières enchères transitoires (voir tableau 4) révèle qu'environ 70 % des contrats de gestion de la demande attribués concernaient des producteurs «derrière le compteur», généralement des producteurs de diesel de réserve. Selon le Royaume-Uni, une enquête récente menée au sein du secteur des opérateurs de gestion de la demande met en évidence une forte participation des opérateurs de gestion de la demande existants (70 %) au marché de capacité. En outre, les estimations de la participation de la gestion de la demande à d'autres services d'électricité vont dans le même sens: par exemple, le volume de la participation des opérateurs de gestion de la demande au portefeuille de produits et services d'équilibrage de National Grid en 2015 s'élevait à environ 708 MW. Le Royaume-Uni indique que de nombreuses tentatives ont été menées pour estimer le volume total potentiel de la capacité de gestion de la demande au Royaume-Uni, mais que ces estimations sont assorties de réserves importantes, souvent liées à l'absence de données réelles, ce qui donne des estimations très différentes. Ainsi, le Royaume-Uni a observé que, bien que l'association pour l'énergie décentralisée (Association for Decentralized Energy) ait estimé en 2016 que jusqu'à 9,8 GW des composants pourraient faire l'objet d'un effacement au moins une fois par an d'ici 2020 dans l'ensemble du Royaume-Uni, le «2018 Future Energy Scenario» de National Grid prévoit un effacement pour jusqu'à 1 GW de capacités de gestion de la demande industrielles et commerciales viables d'ici 2019/20, un chiffre qui, d'après National Grid, devrait à peu près doubler en dix ans.

(170) S'agissant des ventes aux enchères transitoires, le Royaume-Uni indique qu'elles ont été spécifiquement conçues pour soutenir le secteur de la gestion de la demande, et que des évaluations indépendantes de ces enchères ont montré que, globalement, elles atteignaient l'objectif poursuivi. Un objectif secondaire des enchères transitoires a été de contribuer à une meilleure compréhension du secteur. Les données recueillies dans le cadre de ces évaluations ont permis de trouver des moyens d'encourager la participation des opérateurs de gestion de la demande au marché de capacité, qui ont été ou sont actuellement mis en œuvre (voir les «tests conjoints» au considérant 145, et la réaffectation des composants des CMU de gestion de la demande au considérant 180 ci-dessous). Enfin, le Royaume-Uni indique que les participants aux enchères transitoires ont été empêchés de participer aux enchères T-4 en 2014 et 2015 (ils sont autorisés à participer à toutes les autres enchères T-4) au motif qu'ils n'avaient pas besoin de l'aide supplémentaire offerte par les enchères transitoires dans la mesure où ils étaient déjà suffisamment matures pour participer à ces enchères. Les participants aux enchères transitoires ont toutefois été autorisés à participer aux enchères T-1 pour les années de livraison correspondantes, ce qui leur a permis d'avoir une voie d'accès au marché pour chaque année de livraison.

4.2. **Caractère approprié de la mesure**

4.2.1. *Choix de l'instrument*

(171) Le Royaume-Uni ne partage pas l'avis de certaines parties intéressées, selon lequel une réserve stratégique serait préférable à un marché de capacité à l'échelle du marché. Si le Royaume-Uni reconnaît que les réserves stratégiques peuvent être un moyen efficace de résoudre des problèmes d'adéquation temporaires, cette solution est moins indiquée en cas de problèmes de capacité plus graves ou durables, car elles s'accompagnent d'un risque accru de distorsion du marché. Selon le Royaume-Uni, cela est dû à un certain nombre de facteurs: l'inefficacité liée au fait

que la réserve est en dehors du marché; l'exigence d'une gestion plus centralisée d'une telle réserve stratégique, qui pourrait conduire à l'acquisition d'une capacité de réserve insuffisante ou inappropriée; et le risque que la réserve ne cesse de croître au fil du temps parce qu'une centrale décide de «spéculer» avec le mécanisme, préférant s'en tenir à la réserve plutôt que de prendre le risque de participer à un marché «electricity-only» ([47]).

(172) Le Royaume-Uni indique par ailleurs qu'une réserve stratégique ne stimulerait pas l'investissement dans de nouvelles centrales. Au contraire, cette réserve peut en réalité créer un plafond de prix (ou donner l'impression d'un tel plafond) sur le marché, car les investisseurs peuvent craindre que, en cas de flambée des prix, les autorités britanniques soient poussées à réduire le prix d'appel de la réserve, faisant ainsi disparaître leurs revenus de rareté et leurs incitations à investir. Selon le Royaume-Uni, les mécanismes de capacité à l'échelle du marché sont plus efficaces pour encourager les investissements dans de nouvelles capacités afin de répondre aux problèmes d'adéquation à plus long terme.

4.2.2. *Rétribution uniquement de la disponibilité de la capacité*

(173) Le Royaume-Uni affirme avoir établi les modalités de notification en amont des situations de tension de façon à se conformer aux LDAEE, en particulier à leur point 225 relatif à la rétribution uniquement de la disponibilité et non de l'énergie livrée. Un mécanisme d'appel spécifique perturberait les marchés. Dans le cadre de l'examen quinquennal, le Royaume-Uni prévoit d'explorer les différents mécanismes permettant d'informer plus amplement les participants au sujet des situations de tension, bien qu'il n'envisage pas de mettre en œuvre un système d'appel global.

(174) S'agissant de l'efficacité du régime de pénalités du marché de capacité, le Royaume-Uni examinera la possibilité de renforcer ce régime face à l'accroissement de la participation des technologies non conventionnelles dans le prolongement de l'examen quinquennal.

(175) Le Royaume-Uni convient que les fournisseurs de capacité s'exposent à des pénalités s'ils ne livrent pas physiquement de l'énergie lors des situations de tension. À cet égard, le marché de capacité peut être considéré comme suivant un modèle d'«énergie livrée». Toutefois, dans le cadre du marché de capacité, les distorsions de l'appel sont très peu probables dans la pratique, car les situations de tension sont définies par référence aux mesures de dernier recours prises par NG une fois que la défaillance du marché a eu lieu. Par conséquent, le marché de capacité serait conforme au point 225 des LDAEE.

4.2.3. *Ouverture de la mesure à tous les fournisseurs de capacité concernés*

4.2.3.1. Discrimination potentielle à l'égard des opérateurs de gestion de la demande en raison de l'absence de contrats de livraison à terme fixe

(176) Le Royaume-Uni indique que les fournisseurs de capacités participant aux enchères transitoires avaient accès à une variante «par plage horaire» du contrat de capacité standard: ils pouvaient choisir de mettre leurs capacités à disposition uniquement entre 16 et 19 heures en contrepartie d'une réduction des paiements de capacité. Toutefois, la demande pour ce produit lors des enchères transitoires s'est révélée négligeable: seule l'une des 89 CMU ayant remporté les enchères a opté pour ce type de contrat. Par conséquent, selon le Royaume-Uni, l'absence de produit limité à certaines plages horaires dans les enchères principales ne saurait être considérée comme un obstacle substantiel à la participation. En outre, le gouvernement britannique affirme que les contrats de capacité par plage horaire ne satisfont pas pleinement aux besoins en matière d'adéquation des capacités de production (les situations de tension sur le réseau ne se limitent pas nécessairement à cette période de la journée), et rendraient plus complexe encore le calcul du besoin total de capacité pour une année de livraison donnée.

4.2.3.2. Différences dans les durées contractuelles applicables

(177) Le Royaume-Uni indique que, s'ils n'ont pas accès à des contrats à long terme, les nouveaux producteurs financés par le projet risquent de ne pas être en mesure de participer aux enchères de capacité. Sans cette période d'amortissement plus longue, les candidats bénéficiant d'un financement du projet seraient tenus de soumissionner à des niveaux élevés, peut-être même au-delà du plafond des enchères, ce qui aurait pour effet de relever inutilement le niveau des offres — tout en augmentant le montant global de l'aide versée par le biais du marché de capacité et le risque de générer des profits inattendus pour d'autres fournisseurs de capacité. Il se pourrait même que, de ce fait, les capacités nouvellement construites ne participent pas du tout aux enchères, ce qui réduirait la concurrence.

(178) Le Royaume-Uni souligne que les observations des parties intéressées faisant état de faibles dépenses en capital pour les opérateurs de gestion de la demande vont dans le même sens que les informations relatives aux coûts d'investissement de l'effacement recueillies dans le cadre de l'évaluation indépendante des deuxièmes enchères transitoires. Le Royaume-Uni estime que le coût moyen de 0,15 GBP/kW est négligeable au regard du seuil

([47]) Problème connu sous le nom de «dérive» («slippery slope»).

minimal de dépenses en capital de 270 GBP/kW pour les contrats de 15 ans. S'agissant de l'argument selon lequel les groupements d'opérateurs sont confrontés à des frais de personnel importants liés à l'administration et au recrutement de clients, le Royaume-Uni observe qu'il n'est pertinent qu'en ce qui concerne l'activité d'agrégation et non la gestion de la demande en soi, et que des arguments similaires pourraient être avancés en ce qui concerne d'autres types de capacités. Par ailleurs, le Royaume-Uni indique que les nouveaux opérateurs de gestion de la demande qui recourent à la production «derrière le compteur», pourraient également participer au marché de capacité en tant que producteurs et soumissionner pour des contrats d'une durée de 15 ans.

(179) Le Royaume-Uni fait observer que le principe de non-discrimination n'exige pas que toutes les entreprises soient traitées exactement de la même manière dans tous les cas. Des différences de traitement peuvent être objectivement justifiées et, en fait, nécessaires, pour éviter toute discrimination. Les capacités de gestion de la demande et les capacités de production nouvellement construites ne se trouvent pas dans la même situation, par exemple en ce qui concerne les dépenses en capital. Elles ne doivent donc pas nécessairement être traitées de la même façon en ce qui concerne l'accès aux durées contractuelles proposées. Jusqu'à présent, rien dans les résultats des enchères n'indique que l'accès différencié aux contrats à long terme altérerait le résultat des enchères dans la pratique. Les résultats des capacités de gestion de la demande sont comparables à (et régulièrement meilleurs que) ceux des capacités de production nouvellement construites: par exemple, lors des dernières enchères T-4, les capacités de gestion de la demande non confirmées ont obtenu un taux de réussite supérieur et un volume total plus élevé que les capacités de production nouvellement construites.

(180) Enfin, le Royaume-Uni indique que les règles relatives au marché de capacité ont été modifiées en juin 2019 afin de permettre aux opérateurs de gestion de la demande de réaffecter des composants de leur unité du marché de capacité au cours de la période contractuelle. Il soutient qu'en l'absence de réglementation appropriée, permettre aux opérateurs de gestion de la demande d'avoir accès à des contrats à long terme, en l'espèce, créerait une faille dans le système. Les opérateurs de gestion de la demande pourraient agréger des composants coûteux afin d'atteindre artificiellement les seuils de dépenses en capital, avant de les échanger contre des composants moins onéreux au cours de la période contractuelle.

(181) En ce qui concerne l'exclusion des interconnexions des contrats à long terme, le Royaume-Uni observe que, bien que les interconnexions n'aient pas accès à des contrats pluriannuels sur le marché de capacité, plusieurs projets d'interconnexion sont prévus, ce qui indique que les contrats plus longs ne sont pas nécessaires pour encourager ces investissements.

(182) Le Royaume-Uni estime que le principe du recours à des seuils de dépenses en capital pour déterminer la durée du contrat demeure approprié et pourrait être étendu. Dès lors, le 12 septembre 2019, le Royaume-Uni s'est engagé à:

a) autoriser les capacités de tous types (à l'exception des interconnexions) à se porter candidates à la préqualification afin de pouvoir soumissionner pour les différentes durées contractuelles disponibles, si elles peuvent démontrer qu'elles satisfont aux seuils de dépenses en capital décrits au considérant 75; et à

b) continuer de réexaminer ces seuils de dépenses en capital afin de s'assurer qu'ils restent appropriés.

4.2.3.3. Garantie limitée pour le volume proposé lors d'enchères T-1

(183) L'approche retenue pour réserver des capacités pour les enchères T-1 vise à établir un équilibre entre la réduction des risques pour la sécurité de l'approvisionnement (ce qui plaiderait en faveur d'un plus grand volume pour les enchères T-4) et les risques de sur-approvisionnement (ce qui plaiderait en faveur d'un plus grand volume pour les enchères T-1). En outre, les enchères T-1 sont considérées comme une meilleure voie d'accès au marché pour les capacités de gestion de la demande étant donné que ces capacités ont généralement des délais de réalisation plus courts.

(184) Jusqu'à ce jour, le volume des enchères prévu dans la décision de 2014 a été honoré, les volumes effectivement mis aux enchères lors d'enchères T-1 ayant été supérieurs au volume réservé quatre ans plus tôt.

(185) Le Royaume-Uni a également indiqué que le fait de réserver quatre ans à l'avance, pour les enchères T-1, un pourcentage fixe de la quantité de capacité totale pour l'année de livraison réduirait la quantité de capacité disponible pour les nouvelles installations lors des enchères T-4, et serait donc discriminatoire. Cela aurait également pour effet d'augmenter le volume des enchères T-1 jusqu'à un niveau qui ne pourrait pas nécessairement être réalisé, et risquerait d'ôter aux enchères T-1 tout caractère concurrentiel, en particulier si elles coïncident avec d'autres fermetures de centrales.

(186) Il est indispensable de laisser au secrétaire d'État la possibilité de reporter ou d'annuler des enchères de capacité (voir considérants 65 et 138) afin d'assurer une surveillance efficace du marché de capacité et du processus d'enchères, et de permettre au gouvernement britannique de prendre des mesures dans des situations imprévues (par exemple, annulation des enchères à la suite de l'arrêt du Tribunal). Le Royaume-Uni observe par ailleurs que ces dispositions concernent aussi bien les enchères T-4 que les enchères T-1, ainsi que tous les participants préqualifiés. Il ne saurait donc être considéré qu'elles désavantagent un type particulier de fournisseur de capacité.

(187) Afin de continuer de donner de la visibilité aux fournisseurs de capacité, le Royaume-Uni s'est engagé, le 12 septembre 2019:

a) à continuer de se procurer, lors d'enchères T-1, au moins 50 % de la capacité réservée quatre ans plus tôt dans le cadre du processus de fixation des paramètres pour les enchères T-4 pour la même année de livraison; et

b) à continuer d'utiliser la méthode de mise en réserve fondée sur un intervalle de confiance de 95 %, décrite au considérant 62, pour déterminer la quantité de capacité minimale qui sera réservée à des enchères T-1.

(188) Selon le Royaume-Uni: i) des enchères T-2 s'adressant à des producteurs décentralisés de plus petite taille constitueraient une discrimination à l'égard des centrales dont la durée de construction est plus longue. En outre, il n'est pas certain que des enchères T-2 soient nécessaires, étant donné que, jusqu'à présent, les capacités de production intégrée à petite échelle ayant des durées de construction plus courtes sont l'une des catégories de nouvelles capacités de production qui ont eu le plus de succès lors d'enchères T-4; ii) des enchères hebdomadaires n'enverraient pas les signaux d'investissement à long terme qui figurent parmi les objectifs du marché de capacité, et il est difficile de dire en quoi elles pourraient être bénéfiques pour la sécurité d'approvisionnement, ou en quoi elles différeraient des dispositions existantes relatives aux échanges sur le marché secondaire.

4.2.3.4. Seuil minimal de participation

(189) Le Royaume-Uni indique que le seuil minimal de 2 MW a été établi afin de faire en sorte que les processus du marché de capacité restent gérables. Grâce à l'option d'agrégation, les capacités plus petites ne sont ni exclues du marché de capacité ni désavantagées sur celui-ci. Les deuxièmes enchères transitoires n'ont pas suscité un grand intérêt auprès des CMU d'une capacité inférieure à 2 MW (voir considérant 68). Le Royaume-Uni ajoute que, pour les dernières enchères, il n'y a pas eu d'agrégation de CMU au niveau de 2 MW, ce qui serait normalement le cas s'il y avait une préférence ou un intérêt particulier pour les CMU de plus petite taille. En outre, comme dans sa notification de 2014, le Royaume-Uni rappelle que le niveau du seuil, soit 2 MW, est peu élevé puisque, notamment, les seuils de participation des services d'équilibrage de National Grid étaient plus élevés en 2014 [la STOR et la réponse en fréquence était fixée à 3 MW], et que ce niveau était largement inférieur à celui utilisé dans de nombreux autres mécanismes de capacité européens, pour lesquels des seuils de 10 à 50 MW n'étaient pas rares (en référence au rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité ([48])).

(190) Le Royaume-Uni souscrit aux observations des parties intéressées mentionnées aux considérants 143 à 145.

(191) Le Royaume-Uni indique que la participation dans le cadre d'une CMU agrégée devrait, dans la majorité des cas, permettre de se prémunir contre les risques de défaut de livraison. L'agrégateur peut concevoir ses CMU de façon que la défaillance d'un composant puisse être compensée soit par un autre composant de la même CMU, soit par une autre CMU du portefeuille, réduisant ainsi le risque d'encourir des pénalités ou des frais de résiliation.

(192) Le Royaume-Uni affirme également que le maintien du niveau de la garantie de soumission à la moitié de celui appliqué aux capacités de production nouvellement construites est considéré comme approprié pour garantir que cette exigence ne crée pas de barrière injustifiée à l'entrée de nouveaux opérateurs de gestion de la demande. En ce qui concerne l'exposition des opérateurs de gestion de la demande à la garantie de soumission dans son intégralité, même si la plupart des composants sont confirmés, la modification de la règle relative à la réaffectation des composants (voir considérant 180) a débouché sur la création d'un mécanisme de flexibilité qui permet de régler ce problème.

(193) Le Royaume-Uni convient qu'il se peut que certaines CMU d'une capacité inférieure à 2 MW souhaitent participer aux enchères et préfèrent ne pas s'agréger, mais ne pense pas que le seuil de 2 MW constitue un obstacle technique à la participation des opérateurs de gestion de la demande. Il admet toutefois que, depuis 2014, on observe une tendance à l'abaissement des seuils d'entrée sur les marchés de l'électricité, à l'instar du seuil de 1 MW établi pour le marché TERRE ([49]).

(194) Afin de tenir compte des évolutions du marché décrites au considérant 193, le Royaume-Uni s'est engagé, le 12 septembre 2019:

a) à abaisser à 1 MW le seuil minimal de participation au marché de capacité tel que décrit aux considérants 30 et 31, pour toutes les enchères pour lesquelles la phase de préqualification débute à compter de janvier 2020; et

([48]) Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, SWD(2016) 385 final.

([49]) Trans-European Replacement Reserve Exchange, un marché paneuropéen des services d'équilibrage qui devrait entrer en vigueur à la fin de 2019.

b) à revoir ce seuil d'ici octobre 2021 afin d'examiner les possibilités d'un nouvel abaissement.

4.2.3.5. Ouverture de la mesure aux sources d'énergie renouvelables et aux nouvelles technologies

(195) Le Royaume-Uni indique que, en 2014, il était admis que l'énergie éolienne et l'énergie solaire, en raison des coûts d'investissement élevés qu'elles représentent, nécessiteraient un soutien substantiel et explicite à la production à faible émission de carbone, par exemple au moyen du régime des «Contracts for Difference» ou de leur prédécesseur, la «Renewables Obligation». Étant donné que le fait de recevoir ces subventions les exclurait de facto de la participation au marché de capacité, il a été jugé inutile d'élaborer et de mettre en œuvre des règles visant à permettre leur participation.

(196) Le Royaume-Uni reconnaît que les coûts d'investissement liés à certaines énergies renouvelables ont considérablement baissé ces dernières années. Une fois qu'il est apparu qu'il existait un intérêt pour la construction d'installations éoliennes et solaires «sans subventions» et leur intégration sur le marché de capacité, les changements nécessaires ont été étudiés et mis en œuvre aussi rapidement que possible — ces changements ont consisté, notamment, à établir une nouvelle méthode de déclassement et à veiller à éviter le double emploi d'aides d'État. Le 4 juin 2019, le Parlement britannique a adopté les modifications des règles relatives au marché de capacité nécessaires pour ajouter ces technologies intermittentes. Le Royaume-Uni confirme que les énergies renouvelables (éolienne et solaire) pourront participer aux enchères T-1, T-3 et T-4 prévues pour janvier 2020 (sous réserve d'une décision finale positive en matière d'aides d'État concernant le régime). Par conséquent, le parc éolien mentionné au considérant 146 ci-dessus, qui n'a pas pu participer à la préqualification pour les enchères T-4 annulées en 2018, pourrait toujours participer aux prochaines enchères T-3, c'est-à-dire pour la même année de livraison (2022/2023).

(197) Afin de garantir qu'une situation similaire à celle décrite au considérant 146 ci-dessus se reproduira, le Royaume-Uni s'est engagé, le 12 septembre 2019, à mettre en place toutes les règles nécessaires (par exemple, mais pas exclusivement, des facteurs de déclassement) pour permettre la participation effective de tout nouveau type de capacité susceptible de contribuer efficacement à résoudre le problème d'adéquation des capacités de production, dès lors que cette capacité est en mesure de contribuer à résoudre ce problème.

(198) Le Royaume-Uni ne souscrit pas à l'observation mentionnée au considérant 147 ci-dessus. S'appuyant sur l'exemple du phénomène météorologique extrême survenu en mars 2018 (appelé «Beast from the East»), lorsqu'on a remarqué que le vent était un facteur essentiel de prévention des situations de tension, le Royaume-Uni souligne que le vent apporte une contribution démontrable à la sécurité de l'approvisionnement. Après une analyse approfondie, une méthode de déclassement appropriée a donc été mise au point pour ces installations et sera intégrée dans le marché de capacité.

4.2.3.6. Participation des capacités interconnectées

(199) Le Royaume-Uni affirme avoir toujours montré clairement qu'il considérait la participation directe de capacités étrangères au marché de capacité comme la meilleure solution pour contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Toutefois, il n'a pas été possible de mettre cette participation en œuvre dans l'immédiat, pour les raisons décrites au considérant 35 (ainsi qu'au considérant 28 de la décision d'ouvrir la procédure).

(200) Compte tenu du fait que, depuis 2014, d'autres États membres ont mis en œuvre des mécanismes de capacité à l'échelle du marché dans la perspective de permettre la participation directe des capacités étrangères, et compte tenu de l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/943 le 4 juillet 2019, le Royaume-Uni s'est engagé, le 12 septembre 2019:

a) à mettre tout en œuvre pour permettre la participation directe des capacités étrangères aux enchères dont la phase de préqualification débute à compter de janvier 2020, sous réserve d'accords de coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport dans les pays voisins où sont situées les capacités participantes; et, en tout état de cause;

b) à appliquer la participation directe de capacités étrangères à toutes les enchères dont la phase de préqualification débutera après que les méthodes, les règles communes et les modalités mentionnées à l'article 26, point 11, du règlement sur l'électricité (UE) 2019/943 auront été approuvées par l'ACER et publiées sur son site internet, conformément à l'article 27 du règlement susmentionné, et qu'elles seront entrées en vigueur.

(201) Le Royaume-Uni estime que le régime «Cap et Floor» appliqué aux interconnexions ne leur confère pas un avantage indu lors des enchères du marché de capacité. Les éventuels revenus provenant du marché de capacité sont pris en considération avant l'évaluation des revenus des interconnexions dans le cadre du régime «Cap et Floor». Une interconnexion ne recevrait un paiement «floor» que si le total des revenus (y compris les revenus issus du marché de capacité) est inférieur au plancher prédéfini. De même, si le total des revenus est supérieur au plafond, l'interconnexion remboursera l'excédent au client. Les interconnexions restent exposées aux fluctuations des prix du marché et des revenus dans les limites du régime «Cap et Floor».

(202) Enfin, le Royaume-Uni a indiqué avoir fait clairement comprendre à toutes les parties prenantes depuis septembre 2014 que les interconnexions pourraient participer aux enchères pour l'année de livraison 2019/2020: par conséquent, pas aux enchères T-1 organisées au début de l'année 2018 pour l'année de livraison 2018/2019. Selon le Royaume-Uni, dans le cadre du processus d'évaluation des aides d'État de 2014, le Royaume-Uni a souscrit les engagements suivants: s'il ressortait de l'évaluation ex post que la contribution des interconnexions aux enchères T-4 prévues pour 2014 avait été sous-estimée, le Royaume-Uni réduirait proportionnellement la quantité de capacité mise aux enchères lors des enchères T-1 de 2017 (voir considérant 124 de la décision de 2014). Le Royaume-Uni a affirmé que, pour respecter cet engagement, il devait réduire la quantité de capacité requise lors des enchères T-1 pour l'année de livraison 2018/2019, ce qui était incompatible avec une augmentation de la quantité de capacité requise (qui aurait été nécessaire pour permettre aux interconnexions de participer à ces enchères T-1). En ce qui concerne la méthode de déclassement utilisée pour les interconnexions, le Royaume-Uni a expliqué que les méthodes diffèrent d'un type de technologie à l'autre, afin de garantir des conditions de concurrence équitables. En particulier, les facteurs de déclassement sont fixés individuellement pour chaque interconnexion, en raison des différences importantes qui existent entre les interconnexions et les marchés connectés. En outre, NG ESO établit chaque année une fourchette modélisée de facteurs de déclassement appropriée pour chaque pays interconnecté (suivant une méthode de modélisation stochastique paneuropéenne). Cette méthode globale est ensuite validée par le PTE, qui confirme l'exactitude et la pertinence de l'analyse de NG ESO, et indique ensuite le facteur de déclassement approprié dans chaque fourchette. Le secrétaire d'État adopte alors les valeurs finales. Le Royaume-Uni a également souligné que l'attribution de contrats à long terme aux interconnexions serait incompatible avec la position du Royaume-Uni selon laquelle le modèle d'interconnexion est une solution envisagée à court terme (voir considérant 199 ci-dessus), jusqu'à la mise en œuvre de la participation directe des capacités étrangères.

4.3. **Proportionnalité de la mesure**

4.3.1. *Différences dans les durées contractuelles proposées*

(203) Les observations relatives aux durées contractuelles proposées sont résumées aux considérants 177 à 180 ci-dessus.

4.3.2. *Exclusion des fournisseurs de STOR à long terme*

(204) Le Royaume-Uni a soutenu que l'approche adoptée à l'égard des fournisseurs de STOR à long terme en 2014 était fondée sur les meilleures données disponibles à l'époque. Les opérateurs risquaient de réaliser des profits inattendus s'ils étaient autorisés à participer au marché de capacité, ce qui aurait été contraire aux points 228 et 230 des LDAEE. À l'époque, il était raisonnable de penser que les opérateurs de STOR bénéficieraient de paiements d'utilisation substantiels au cours des années suivantes, en sus des paiements de mise à disposition fixes.

(205) Le Royaume-Uni ne s'attendait pas à ce qu'il soit mis un terme définitif aux paiements d'utilisation. À présent, il est probable que les fournisseurs de STOR à long terme ne bénéficient plus de paiements d'utilisation qu'en cas de situation de tension, étant donné que NG appellera toutes les ressources à sa disposition lors de pareille situation.

(206) Le Royaume-Uni a indiqué que le fait d'empêcher les centrales de STOR à long terme de soumissionner pour des contrats à long terme sur le marché de capacité s'inscrivait dans la logique consistant à proposer des contrats à long terme aux seules centrales qui, sans cela, auraient rencontré un obstacle à l'entrée. En outre, les centrales qui étaient en service au moment des premières enchères du marché de capacité, en 2014, ne pouvaient plus être considérées comme «nouvelles».

(207) Le Royaume-Uni a souligné que les opérateurs pouvaient décider de se retirer de contrats STOR s'ils étaient retenus lors d'enchères sur le marché de capacité, étant donné que la résiliation de leurs contrats STOR à long terme ne donnait lieu à aucune pénalité.

(208) Le Royaume-Uni a expliqué que le «mécanisme de reprise» suggéré n'avait pas été proposé par la partie intéressée en 2014, et qu'il n'était pas jugé nécessaire, car les revenus disponibles pour les opérateurs de STOR à long terme étaient considérés comme équivalents aux régimes d'aide à la production à faible émission de carbone (CfD, RO, FIT) qui étaient également exclus du marché de capacité.

(209) Le Royaume-Uni a fait remarquer que la mesure corrective proposée par la partie intéressée, consistant à attribuer des contrats à la centrale de manière rétroactive à partir de 2014, n'était pas raisonnable. Cela reviendrait à attribuer à l'opérateur des revenus exempts de risque financés par les clients pour une période au cours de laquelle il n'a eu aucune obligation de livraison dans le cadre du marché de capacité.

(210) La situation du marché ayant pu évoluer depuis 2014, le Royaume-Uni souhaite examiner s'il y a lieu d'autoriser leur éligibilité pour les enchères futures.

4.3.3. *Méthode de récupération des coûts*

(211) Le Royaume-Uni a souligné que les LDAEE (en leur point 3.9.5) ne mentionnent pas le financement d'une mesure d'adéquation des capacités de production comme critère pertinent aux fins d'apprécier la proportionnalité d'une mesure. Il estime néanmoins que la méthode d'établissement des redevances est proportionnée.

(212) Le Royaume-Uni a indiqué que, quelle que soit la mesure dans laquelle l'évitement des coûts liés au marché de capacité stimule la gestion de la demande, cela ne peut se traduire par une réduction du volume global du marché de capacité. La raison en est que la même capacité de gestion de la demande est éligible pour participer au marché de capacité et pour fournir le volume demandé. En réduisant le volume global du marché de capacité, on risque de comptabiliser deux fois les capacités fournies par cet opérateur de gestion de la demande: une première fois comme réduction de la demande du marché attendue et, une deuxième fois, en tant qu'opérateur de gestion de la demande sur le marché de capacité s'il est retenu lors des enchères.

(213) Qui plus est, il existe déjà de fortes incitations à réduire la demande durant les trois pics d'une demi-heure composant la triade [la valeur de l'avantage découlant du système de redevances Transmission Network Use of System (TNUoS) a augmenté, passant d'environ 10 GBP/kW en 2005/06 à environ 47 GBP/kW en 2016/17, et devrait dépasser 70 GBP/kW d'ici 2020/21]. Il est peu probable que le fait de permettre d'éviter les coûts liés au marché de capacité durant cette même période stimule davantage encore l'activité de gestion de la demande, mais cela représenterait sans doute un plus grand avantage financier pour les opérateurs de gestion de la demande qui prenaient déjà des mesures pour réduire la demande à ces moments.

(214) Le Royaume-Uni a fait observer que les situations de tension du réseau ne correspondraient pas nécessairement aux trois périodes d'une demi-heure qui composent les triades — des situations de tension peuvent également être liées à des périodes de faible disponibilité de la production (par exemple, l'énergie éolienne) ou durer plus longtemps. En outre, il est difficile de prévoir l'offre (ainsi que la part de marché de l'offre) lors des triades, car celles-ci sont déterminées a postériori (c'est-à-dire que leur calendrier n'est connu qu'au terme de la saison de la triade). Il pourrait donc exister de grands écarts entre les coûts liés au marché de capacité estimés par les fournisseurs et les coûts réels, ce qui pourrait entraîner une augmentation du coût pour le consommateur, car les fournisseurs tenteront de gérer l'incertitude en répercutant les coûts au moyen d'une prime de risque. Par ailleurs, la méthode de récupération des coûts liés au marché de capacité étant fondée sur un plus grand nombre d'heures (c'est-à-dire les pics de 16 à 19 heures les jours de la semaine en hiver), il est plus difficile pour les gros clients industriels d'éviter totalement ces coûts, et ceux-ci sont donc davantage traités comme des consommateurs résidentiels et des petites entreprises.

(215) De l'avis du Royaume-Uni, l'argument selon lequel la méthode actuelle encouragerait uniquement la production «derrière le compteur» comme mode de gestion de la demande, repose sur l'hypothèse que la période 16-19 heures est trop large pour que les clients puissent régulièrement réduire la demande pendant ces heures. Le Royaume-Uni observe qu'il n'est pas nécessaire de réduire la demande pendant toute la période considérée pour bénéficier des avantages; cela signifierait simplement que les fournisseurs d'effacement n'en bénéficieraient pas pleinement.

(216) Bien qu'il juge la méthode de récupération des coûts choisie proportionnée en ce qu'elle maintient un certain effet incitatif sur la gestion de la demande, et qu'elle permet d'éviter ou d'atténuer les effets négatifs associés à une méthode fondée sur la triade, le Royaume-Uni a l'intention d'examiner, dans le cadre du processus de réexamen quinquennal, si certains changements pourraient être apportés pour refléter l'expérience et l'évolution du marché.

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

(217) Le Royaume-Uni a observé que le règlement (UE) 2019/943 impose aux États membres de supprimer progressivement les contrats et les paiements pour les capacités de production (y compris les producteurs sollicités par les opérateurs de gestion de la demande «derrière le compteur») qui émettent plus de 550 g de CO_2 d'origine fossile par kilowattheure (kWh) d'électricité. Une modification correspondante de la règle relative au marché de capacité est entrée en vigueur le 18 juillet 2019. Par cette modification, le Royaume-Uni a mis en place un plafond d'émissions de carbone de même niveau pour les capacités nouvellement construites souhaitant être préqualifiées pour les enchères de capacité qui se tiendront au début de l'année 2020 (y compris tout composant nouvellement construit participant en tant que capacité de gestion de la demande non confirmée).

(218) Le 12 septembre 2019, le Royaume-Uni s'est engagé à respecter les dispositions du règlement (UE) 2019/943 et, en particulier, à adopter avant la fin de l'année 2020 des modifications réglementaires visant à garantir qu'à compter du 1er juillet 2025 au plus tard, les capacités de production qui ont entamé une production commerciale avant le 4 juillet 2019 et qui émettent plus de 550 g de CO_2 d'origine fossile par kilowattheure d'électricité et plus de 350 kg de CO_2 d'origine fossile en moyenne par an et par kilowatt électrique installé ne sont pas engagées, et ne reçoivent ni paiements ni engagements de futurs paiements dans le cadre du marché de capacité.

4.5. **Obligation de suspension**

(219) Le Royaume-Uni convient que l'arrêt du Tribunal a pour conséquence que, tant que la Commission n'a pas adopté une décision approuvant l'octroi d'une aide d'État dans le cadre du marché de capacité à la suite d'une procédure formelle d'examen, le Royaume-Uni n'est pas autorisé à accorder cette aide. Toutefois, il ne résulte pas de l'arrêt que le Royaume-Uni ne peut pas mettre en œuvre des éléments du régime qui ne supposent pas l'octroi d'une aide.

(220) Selon le Royaume-Uni, il n'y a pas violation de l'obligation de suspension dans les situations suivantes:

a) l'attribution de contrats de capacité conditionnels (ci-après «CCC») à la suite d'enchères T-1 complémentaires tenues en juin 2019 [voir considérant 18, point a)], car les CCC ne confèrent aucun avantage économique aux fournisseurs tant que la Commission n'a pas approuvé l'aide d'État. Les fournisseurs seront tenus de se conformer à certaines obligations sans aucune garantie de recevoir des paiements de capacité ou d'autres avantages économiques, étant donné que les paiements sont subordonnés à l'approbation de la Commission;

b) le fait d'imposer aux fournisseurs de capacité de respecter les obligations qui leur incombent en vertu de contrats de capacité existants pendant la période de suspension. Une fois encore, les fournisseurs de capacité n'ont aucune garantie que les paiements de capacité seront effectués. En outre, cela fait peser une charge sur les fournisseurs de capacité, au lieu de leur bénéficier;

c) le fait d'autoriser les fournisseurs d'électricité à effectuer des paiements volontaires à l'organe de règlement du marché de capacité au cours de la période de suspension afin de s'acquitter d'éventuelles redevances dues, et d'autoriser l'organisme de règlement à recevoir ces paiements. Les paiements des fournisseurs d'électricité ne financeront pas l'aide tant que la Commission n'aura pas approuvé l'aide d'État.

4.6. **Transparence**

(221) Le Royaume-Uni s'est engagé à appliquer les conditions de transparence énoncées à la section 3.2.7 des LDAEE dans la mesure où elles s'appliquent à l'aide octroyée dans le cadre du marché de capacité.

5. **APPRÉCIATION DE L'AIDE**

5.1. **L'aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE**

(222) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a conclu à titre provisoire que la mesure constituait une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du traité. Ni le Royaume-Uni ni aucune partie intéressée n'ont mis en doute cette conclusion.

(223) L'article 107, paragraphe 1, du traité définit les aides d'État comme étant «les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit».

(224) Les aides d'État relevant de l'article 107, paragraphe 1, du traité sont incompatibles avec le marché intérieur si elles «faussent ou […] menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions […], dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres».

(225) Les paragraphes 2 et 3 de l'article 107 du traité énumèrent les circonstances particulières dans lesquelles les aides sont ou peuvent néanmoins être considérées comme compatibles avec le marché intérieur. L'appréciation de la Commission quant à la question de savoir si l'une de ces circonstances s'applique en l'espèce est exposée à la section 6.

5.1.1. *Imputabilité à l'État et financement au moyen de ressources d'État*

(226) Pour que les mesures soient considérées comme des aides d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du traité, a) elles doivent être imputables à l'État, et b) les sommes doivent provenir de fonds de l'État, et être accordées directement ou indirectement par tout organisme public désigné ou institué par l'État ([50]). Pour les raisons exposées aux considérants 227 à 229 de la présente décision, la Commission considère que la mesure est imputable au Royaume-Uni et que les paiements de capacité constituent des ressources d'État en ce qu'ils sont sous le contrôle de l'État.

(227) Le marché de capacité a été mis en place par le secrétaire d'État britannique à l'énergie et au changement climatique, dans le cadre des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi sur l'énergie de 2013. Le 1er août 2014, le Royaume-Uni a adopté une législation dérivée sous la forme des Electricity Capacity Regulations (règlement relatif à la capacité électrique) et des Capacity Market Rules (règles relatives au marché de capacité), qui régit la mise en œuvre du marché de capacité. L'État est chargé de questions telles que l'approbation de la quantité de capacité à mettre aux enchères, les procédures de préqualification, le contenu des contrats de capacité et les obligations des détenteurs de capacités.

([50]) Arrêts dans les affaires 78/76, Steinike et Weinlig/Allemagne, Rec. 1977, p. 595, point 21; C-379/98, PreussenElektra, Rec. 2001, p. I-2099, point 58; et C-706/17, Achema, Rec. 2019, points 47 et suivants.

(228) Le Royaume-Uni a mis en place un organisme de règlement chargé de garantir la responsabilité et d'assurer la gouvernance et le contrôle du processus de règlement et des paiements effectués. L'organisme de règlement est détenu par l'État et les autorités du Royaume-Uni ont indiqué que le gouvernement conservait sur lui un contrôle global (voir considérant 27).

(229) Comme décrit aux considérants 88 et 89, la mesure est financée par une surtaxe (prélèvement) établie par la loi et imposée à tous les fournisseurs agréés. Le prélèvement est obligatoire et est perçu par l'organisme de règlement. Ce dernier donne ensuite l'ordre d'effectuer les paiements aux fournisseurs de capacité. L'État, par l'intermédiaire de l'organisme de règlement, est habilité à disposer des fonds.

5.1.2. *Avantage économique conféré à certaines entreprises ou à certaines productions (avantage sélectif)*

(230) Un avantage, au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, correspond à tout avantage économique qu'une entreprise n'aurait pas obtenu dans des conditions normales de marché, c'est-à-dire sans l'intervention de l'État ([51]).

(231) La Commission observe que les adjudicataires des enchères du marché de capacité reçoivent, par le biais du marché de capacité, une rémunération qu'ils ne recevraient pas s'ils continuaient à opérer sur le marché de l'électricité dans des conditions économiques normales, en vendant uniquement de l'électricité et des services accessoires (BETTA — décrits à la section 2.8). La mesure confère donc un avantage économique aux entreprises qui ont été retenues lors des enchères du marché de capacité. Cet avantage est sélectif en ce qu'il ne favorise que certaines entreprises, à savoir les adjudicataires des enchères du marché de capacité, qui se trouvent dans une situation factuelle et juridique comparable à celle d'autres fournisseurs de capacité qui soit ne pouvaient pas participer, soit n'ont pas participé aux enchères, ou qui y ont participé mais n'ont pas été retenus.

(232) En outre, jusqu'à présent, la mesure n'a conféré un avantage sélectif qu'à certaines entreprises susceptibles de contribuer à résoudre le problème d'adéquation constaté, car il est interdit aux capacités inférieures à 2 MW (voir considérants 30 et 31) et aux capacités étrangères de participer directement au marché de capacité (voir considérant 34), même si elles sont également en mesure de contribuer à réduire le problème d'adéquation constaté. À l'avenir, l'existence d'un seuil minimal pour participer au marché de capacité, même s'il est réduit comme indiqué au considérant 193, continuera d'empêcher certaines capacités de participer directement (c'est-à-dire sans agrégation) au marché de capacité. De surcroît, sauf à autoriser la participation de toutes les capacités étrangères situées dans des États membres voisins et non limitrophes, le marché de capacité continuera d'exclure certaines entreprises susceptibles de contribuer à résoudre le problème d'adéquation constaté. Par conséquent, de ce point de vue plus étroit également, la mesure confère un avantage sélectif.

5.1.3. *Distorsion de la concurrence et des échanges au sein de l'Union européenne*

(233) La mesure risque de fausser la concurrence et de nuire aux échanges au sein du marché intérieur. La production d'électricité ainsi que les marchés de gros et de détail de l'électricité sont des activités ouvertes à la concurrence dans toute l'Union européenne ([52]). Dès lors, tout avantage conféré au moyen de ressources d'État à une entreprise de ce secteur est susceptible d'affecter les échanges au sein de l'Union et de fausser la concurrence.

5.1.4. *Conclusion relative à l'appréciation au regard de l'article 107, paragraphe 1, du traité*

(234) À la lumière de l'appréciation exposée dans la présente section, la Commission conclut que la mesure contestée constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du traité. Ledit article est sous réserve de l'application de l'un des motifs spécifiques de compatibilité visés à l'article 107, paragraphes 2 et 3, du traité. Le seul motif qui pourrait être pertinent en l'espèce est celui énoncé à l'article 107, paragraphe 3, point c). La validité de ce motif en l'espèce est examinée à la section 6.

5.2. **Légalité de l'aide**

(235) Bien que les autorités britanniques aient notifié le marché de capacité avant de le mettre à exécution, la décision de 2014 autorisant la mesure a ensuite été annulée par le Tribunal. Compte tenu de l'arrêt du Tribunal annulant la décision de 2014, la mise en œuvre de la mesure en question jusqu'à l'arrêt du Tribunal doit être considérée comme illégale ([53]).

([51]) Arrêt de la Cour de justice de l'Union européenne (ci-après la «Cour») du 11 juillet 1996 dans l'affaire C-39/94, SFEI et autres, EU:C:1996:285, point 60; et arrêt de la Cour du 29 avril 1999 dans l'affaire C-342/96, Espagne/Commission, EU:C:1999:210, point 41.

([52]) Voir notamment le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 (JO L 211 du 14.8.2009, p. 15), 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. 15), le règlement (UE) 2019/943 et la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (JO L 158 du 14.6.2019, p. 125).

([53]) Voir arrêt dans l'affaire C-199/06, EU:C:2008:79, points 61 et 64.

(236) Depuis la publication de l'arrêt du Tribunal et l'annulation de la décision de 2014 en novembre 2018, le Royaume-Uni a mis en place certaines mesures, énumérées au considérant 18. Dans la présente section, la Commission examine si ces mesures constituent une aide nouvelle illégale.

(237) Premièrement, en ce qui concerne l'organisation d'enchères T-1 supplémentaires en juin 2019, aucune violation de l'obligation de suspension n'est constatée dès lors que les contrats attribués à la suite de ces enchères contenaient une clause de conditionnalité spécifiant qu'ils ne pouvaient conférer des droits qu'à la condition qu'une décision positive en matière d'aides d'État soit rendue. Par conséquent, cette mesure mise en place par le Royaume-Uni après novembre 2018 ne constitue pas une aide nouvelle illégale.

(238) Deuxièmement, s'agissant de la poursuite de l'exécution des contrats de capacité attribués lors d'enchères organisées avant novembre 2018 et de la perception des redevances du marché de capacité auprès des fournisseurs d'électricité alors que les paiements du marché de capacité étaient suspendus, le Royaume-Uni n'enfreint pas l'obligation de suspension. Ces mesures ne sauraient être considérées comme conférant un avantage économique puisqu'elles représentent un coût pour les entreprises, et non un avantage. Dès lors, cette mesure ne constitue pas à elle seule une aide nouvelle illégale.

(239) Troisièmement, en ce qui concerne le lancement des procédures de préqualification, le 22 juillet 2019, pour des enchères T-1, des enchères T-3 et des enchères T-4, dont chacune doit avoir lieu au premier trimestre de 2020, aucun contrat n'a encore été signé. Par conséquent, cette mesure ne constitue pas non plus une aide nouvelle illégale.

6. **COMPATIBILITÉ AVEC LE MARCHÉ INTÉRIEUR AU REGARD DE L'ARTICLE 107, PARAGRAPHE 3, POINT C), DU TRAITÉ**

(240) L'article 107, paragraphe 3, points a) à e), du traité définit certains types d'aide qui peuvent être considérés comme compatibles avec le marché intérieur. Le point c) concerne les aides destinées à faciliter le développement de certaines activités ou de certaines régions économiques, quand elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun.

(241) Les lignes directrices de la Commission concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 ([54]) («LDAEE») énoncent les conditions dans lesquelles les aides en faveur de l'énergie et de l'environnement peuvent être considérées comme compatibles avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité. Elles s'appliquent depuis le 1er juillet 2014. La section 3.9 des LDAEE définit les conditions spécifiques applicables aux aides octroyées aux fins de garantir l'adéquation des capacités de production.

(242) Comme mentionné au considérant 235 ci-dessus, l'annulation de la décision de 2014 a pour conséquence que la mise en œuvre de l'aide jusqu'à l'arrêt du Tribunal doit être considérée comme illégale. Conformément à la communication de la Commission sur la détermination des règles applicables à l'appréciation des aides d'État illégales ([55]), la Commission a apprécié la compatibilité de la mesure avec le marché intérieur sur la base des conditions établies à la section 3.9 des LDAEE. Selon le point 248 des LDAEE, les aides illégales à l'énergie s'apprécient sur la base des règles en vigueur à la date à laquelle elles ont été octroyées, en l'occurrence le 16 décembre 2014.

(243) La procédure d'adoption d'une nouvelle décision peut être reprise au point précis auquel l'illégalité est intervenue ([56]).

6.1. **Objectif d'intérêt commun et nécessité de la mesure**

(244) Les sections 3.9.1 et 3.9.2 des LDAEE énoncent des conditions spécifiques à appliquer pour apprécier la mesure dans laquelle l'aide contribue à un objectif d'intérêt commun bien défini et la mesure dans laquelle une intervention de l'État est nécessaire.

(245) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a conclu à titre préliminaire que le marché de capacité contribuait à la réalisation d'un objectif d'intérêt commun et qu'il était nécessaire.

6.1.1. *Objectif d'intérêt commun*

(246) En 2014, le Royaume-Uni a mis en place une méthode permettant de déceler les problèmes d'adéquation des capacités de production sur la base d'un modèle utilisant l'«enduring reliability adequacy standard» comme indicateur de l'adéquation des capacités de production. Dans sa notification de 2014, le Royaume-Uni a démontré que cette norme pourrait atteindre des niveaux critiques quatre ans plus tard, soit à partir de 2018/2019. Ces conclusions concordaient globalement avec celles publiées par le REGRT-E dans le rapport sur l'adéquation du réseau le plus récent à l'époque ([57]). En 2014, le REGRT-E a estimé que, dans le scénario A pour la Grande-Bretagne (qui tenait compte uniquement de l'évolution des capacités de production considérée comme sûre), les capacités restantes après 2016 pourraient ne pas suffire à couvrir une marge d'adéquation de référence en l'absence d'importations d'interconnexions.

([54]) JO C 200 du 28.6.2014, p. 1.
([55]) Communication sur la détermination des règles applicables à l'appréciation des aides d'État illégales (JO C 119 du 22.5.2002, p. 22).
([56]) Arrêts dans les affaires 34/86, Conseil/Parlement, Rec. 1986, p. 2155, point 47; C-415/96, Espagne/Commission, Rec. 1998, p. I-6993, point 31; et C-458/98 P, Industrie des poudres sphériques/Conseil, Rec. 2000, p. I-8147, point 82.
([57]) REGRT-E (2014), «Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030», 2 juin 2014.

(247) Selon les dernières conclusions du REGRT-E figurant dans son Mid-Term Adequacy Forecast 2018 (ci-après le «MAF 2018») ([58]), le niveau de la LOLE (heures/an) pour le Royaume-Uni dans le scénario de base est estimé à 1,29 en 2020 et à 1,30 en 2025, soit bien en deçà de l'objectif de trois heures fixé par le Royaume-Uni, comme décrit au considérant 98. Le MAF 2018 indique que l'«*amélioration des résultats des MAF 2018 peut également être attribuée aux mécanismes de capacité existants*». Le MAF 2018 a été publié le 3 octobre 2018, soit avant l'arrêt du Tribunal annulant la décision de 2014. Lors du calcul duMAF 2018, le REGRT-E a donc tenu compte des effets de l'existence du marché de capacité au Royaume-Uni. En effet, à l'annexe 2 du MAF 2018, le Royaume-Uni indique que «*la Grande-Bretagne a mis en place un marché de capacité (MC) afin d'être sûre de disposer d'une capacité disponible suffisante pour se conformer à sa norme de fiabilité de trois heures/an de perte de charge estimée (LOLE). Les résultats des MAF étant conformes à ces attentes, nous ne prévoyons pas de problèmes d'adéquation en Grande-Bretagne*».

(248) Pour établir la nécessité de maintenir un marché de capacité dans le futur, il convient de se fonder sur des scénarios contrefactuels, en supposant qu'il n'existe pas de marché de capacité au Royaume-Uni. Comme expliqué aux considérants 102 à 104, les analyses montrent que lorsque le marché de capacité est exclu de la modélisation, la norme de fiabilité (LOLE) est susceptible d'être dépassée chaque année incluse dans la modélisation. En particulier, l'analyse de NG décrite au considérant 103 est fondée sur le scénario de base de la réforme du marché de l'électricité utilisé dans les Future Energy Scenarios de NG. Les Future Energy Scenarios ont également servi d'hypothèse de base pour les MAF 2018 concernant le Royaume-Uni. Par conséquent, conformément au point 221 des LDAEE, l'analyse de NG est conforme à l'analyse effectuée par le REGRT-E.

(249) Le marché de capacité peut avoir pour résultat de soutenir la production à partir de combustibles fossiles. Toutefois, comme décrit à la section 2.8.4, le Royaume-Uni a déjà mis en œuvre, met en œuvre ou envisage des mesures supplémentaires pour remédier aux défaillances du marché constatées, à savoir le fait que la fiabilité est un bien public et le problème du «missing money». Ces mesures supplémentaires visent à encourager la participation de la gestion de la demande, à réformer les «cash-out arrangements» et à promouvoir un plus haut niveau d'interconnexion. La Commission estime que ces mesures supplémentaires devraient conduire à une réduction des capacités requises au titre du marché de capacité. En outre, la Commission note que le Royaume-Uni propose des mesures ad hoc pour soutenir la production à faible émission de carbone (par exemple «Contracts for Differences») et a adopté des normes de performance rigoureuses en matière d'émissions afin d'éviter la mise en place de capacités de production à fortes émissions de carbone. Le Royaume-Uni signale que cela a entraîné une forte baisse du nombre de producteurs au diesel nouvellement construits ayant remporté des contrats de capacité depuis 2014 ([59]). En outre, la Commission note que l'évaluation de l'adéquation des capacités de production annuelle prend en compte le volume de production, la contribution des interconnexions tout en étant ouverte à tous les types de fournisseurs de capacités, y compris les opérateurs de gestion de la demande. En conséquence, elle estime que le Royaume-Uni a suffisamment exploré les moyens d'atténuer les effets négatifs que la mesure pourrait avoir sur l'objectif d'élimination progressive des subventions préjudiciables à l'environnement, conformément au point 220 des LDAEE.

(250) La mesure a pour but l'acquisition de la quantité de capacité nécessaire pour satisfaire à la norme de fiabilité. Elle poursuit donc un objectif bien défini. En contrepartie de la rémunération des capacités, les fournisseurs de capacité s'engagent à fournir de l'énergie en période de tension sur le réseau. La méthode utilisée pour déterminer la quantité de capacité à mettre aux enchères est étayée par une évaluation annuelle de la sécurité de l'approvisionnement réalisée par le gestionnaire du réseau.

6.1.2. *Nécessité de la mesure*

(251) La nature et les causes du problème d'adéquation des capacités de production ont été analysées et quantifiées, et sont exposées aux sections 2.8.2 et 2.8.3 ci-dessus. L'unité de mesure pour la quantification (c'est-à-dire la norme de fiabilité) a été décrite et sa méthode de calcul a été expliquée (voir considérants 46 et 47 ci-dessus). Par conséquent, la Commission conclut que le point 222 des LDAEE est respecté.

(252) Comme expliqué au considérant 128, certaines parties intéressées ont exprimé des préoccupations quant à la nécessité du marché de capacité.

(253) En ce qui concerne le sur-approvisionnement actuel du marché britannique de l'électricité allégué par certaines parties intéressées, la Commission a analysé les arguments présentés par les parties intéressées [voir considérant 128, point a)] et par le Royaume-Uni (voir considérant 166). Elle estime que la critique émise par les

([58]) https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/

([59]) Selon le Royaume-Uni, en 2015, des contrats de capacité ont été attribués à des centrales au fioul nouvellement construites pour un total de plus de 500 MW (principalement des petites centrales de pointe, 36 CMU ayant été recensées au total). Lors des enchères de 2017, ce chiffre a chuté à 5 MW (1 CMU). Le Royaume-Uni indique qu'on pourrait observer une diminution substantielle des producteurs au fioul existants lors des enchères T-4 de 2019, étant donné que les contrôles des émissions pour les centrales existantes entrent en vigueur en janvier 2024 (pour les centrales dont la capacité se situe entre 5 et 50 MW).

parties intéressées ne remet pas en question la nécessité du marché de capacité. Plus précisément, à l'instar de tout autre mécanisme de capacité, le marché de capacité est confronté à de grandes incertitudes qui nécessitent de trouver un équilibre entre, d'une part, le risque de sur-approvisionnement et, d'autre part, l'inadéquation du système. À cet égard, les marges de capacité supérieures aux prévisions de l'hiver 2018/19 reflètent cette incertitude ([60]). En outre, comme l'a expliqué l'Ofgem dans son rapport final mentionné au considérant 21, les chiffres des marges calculés avant la mise en œuvre du marché de capacité à partir de 2017 incluaient la Contingency Balancing Reserve (réserve d'équilibrage pour imprévus, ci-après «CBR») et, sans ces mesures, les marges de capacité auraient été beaucoup plus faibles ([61]). Dans son rapport, l'Ofgem a également expliqué que les prévisions concernant la LOLE pour les cinq années de livraison précédentes le confortaient dans son opinion qu'il était indispensable de maintenir le marché de capacité. En outre, le faible niveau des prix d'équilibre lors des enchères du marché de capacité peut être considéré comme la preuve d'une forte concurrence lors de ces enchères, et pas nécessairement comme un signe de capacité excédentaire. Enfin, comme expliqué au considérant 34, les interconnexions ont pu participer aux enchères du marché de capacité dès les deuxièmes enchères, en 2015, de sorte que leur contribution à la sécurité de l'approvisionnement a été prise en considération.

(254) En ce qui concerne l'idée avancée par certaines parties intéressées selon laquelle l'adéquation des capacités de production serait mieux assurée par un marché «energy-only», la Commission prend note des arguments de certaines parties intéressées [voir considérant 128, point b)] et du Royaume-Uni (voir considérant 167). La Commission ne voit aucune raison de modifier les conclusions formulées au tableau 8 de la décision d'ouvrir la procédure, et les maintient: elle admet que, tant que des compteurs individuels en temps réel ne seront pas mis en place et que des contrats à prix dynamique ne seront pas souscrits par une majorité d'utilisateurs, la fiabilité présentera de nombreuses caractéristiques d'un bien public. Dans un avenir prévisible, il est peu probable que les consommateurs adaptent systématiquement leur consommation en fonction des signaux de rareté émis par les marchés, de sorte que la sécurité de l'approvisionnement en électricité conservera son caractère de bien public.

(255) De même, en ce qui concerne la question relative à la défaillance du marché appelée «missing money», la Commission prend note des arguments présentés par certaines parties intéressées [voir considérant 128, point c)] et par le Royaume-Uni (voir considérant 168). Elle ne voit aucune raison de modifier les conclusions formulées au tableau 8 de la décision d'ouvrir la procédure, et les maintient. La Commission réaffirme notamment que la mise en œuvre d'un marché de capacité ne saurait se faire au détriment du bon fonctionnement des marchés à court terme. Les réformes mentionnées à la section 2.8.4 ci-dessus contribuent à améliorer le fonctionnement des marchés britanniques de l'électricité, mais elles n'éliminent pas le problème du «missing money».

(256) Sur la base de l'appréciation exposée aux considérants 254 et 255 ci-dessus, la Commission conclut que le Royaume-Uni a clairement démontré les raisons pour lesquelles le marché n'est pas en mesure de fournir les capacités adéquates en l'absence du marché de capacité, conformément au point 223 des LDAEE.

(257) En ce qui concerne l'estimation du potentiel de gestion de la demande, la Commission souligne que, conformément au point 224 b) des LDAEE, elle est uniquement tenue de tenir compte, notamment et s'il y a lieu, des éléments qui lui sont présentés et qui sont liés à l'appréciation de l'incidence de la participation des acteurs de la demande. La Commission prend note des estimations très différentes fournies par les parties intéressées [voir considérant 128, point d)] et le Royaume-Uni (voir considérant 169) en réponse à la décision d'ouvrir la procédure. La Commission observe également que, comme le montre le tableau 1, la quantité de capacités de gestion de la demande participant aux enchères du marché de capacité a continué d'augmenter, pour atteindre 2,6 GW lors des enchères T-4 organisées en 2018.

(258) Parmi les différentes mesures prises par le Royaume-Uni pour encourager la gestion de la demande conformément au point 224 b) des LDAEE, seules les enchères transitoires ont été critiquées par certaines parties intéressées, qui les jugent insuffisantes pour promouvoir la participation de la gestion de la demande [voir considérant 128, point d)]. La Commission prend note des arguments avancés par le Royaume-Uni au considérant 170, ainsi que des observations des autres parties intéressées présentées au considérant 126. En particulier, la Commission considère que les enchères transitoires ont été conçues pour promouvoir la gestion de la demande en excluant la quasi-totalité des autres types de capacités. Il est intéressant de constater que ces enchères se sont closes à des prix plus élevés que les enchères régulières du marché de capacité.

([60]) Selon le rapport «State of the Energy Market 2019» de l'Ofgem: «*Le marché de capacité a contribué à l'accroissement des marges journalières pour l'hiver 2018/19 par rapport aux années précédentes, et a continué à abaisser et à stabiliser les «cash-out prices» en augmentant la capacité du réseau*». Dans son rapport final mentionné au considérant 21, l'Ofgem écrit également: «*La première année complète de mise en œuvre du marché de capacité (2017/18), les marges journalières hivernales ont été supérieures à celles de l'hiver 2016/17, ce qui indique que, jusqu'à présent, le marché de capacité s'est révélé efficace pour améliorer les marges de capacité. Cette amélioration est attribuable à la fois à la réduction du rythme de fermeture des capacités existantes et à la stimulation de l'investissement dans de nouvelles capacités*».

([61]) La CBR est constituée par la réserve d'équilibrage supplémentaire (Supplemental Balancing Reserve, ci-après «SBR»), dans le cadre de laquelle des centrales électriques existantes se sont engagées auprès de NG ESO, en dehors du marché, à se tenir prêtes à produire de l'électricité supplémentaire, et la réserve d'équilibrage de la demande (Demand Side Balancing Reserve, ci-après «DSBR»), dans le cadre de laquelle des entreprises se sont engagées auprès de NG ESO à réduire leur consommation d'électricité lors des pics de demande. D'après l'Ofgem, par exemple, «*en 2016/17, NG ESO s'est procuré environ 3,5 GW de CBR et, si elle n'avait pas eu recours à cet outil d'approvisionnement supplémentaire, la marge aurait en fait à peine dépassé zéro*».

(259) La Commission conclut par conséquent que le marché de capacité contribue à un objectif d'intérêt commun bien défini, et qu'il est nécessaire, conformément aux sections 3.9.1 et 3.9.2 des LDAEE.

6.2. **Caractère approprié de la mesure**

(260) La section 3.9.3 des LDAEE précise les conditions pour déterminer si une mesure constitue un instrument d'intervention approprié pour atteindre l'objectif d'intérêt commun.

6.2.1. *Choix de l'instrument*

(261) Comme indiqué aux considérants 129 et 171, certaines parties intéressées ont indiqué qu'une réserve stratégique serait plus appropriée qu'un mécanisme de capacité à l'échelle du marché pour résoudre le problème d'adéquation des capacités de production au Royaume-Uni. De son côté, le Royaume-Uni a estimé qu'une réserve stratégique ne permettrait pas de remédier aux défaillances sous-jacentes du marché (voir considérants 171 et 172).

(262) Comme expliqué dans le rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité ([62]), une intervention à long terme n'est pas nécessaire lorsque les évaluations de l'adéquation montrent qu'à long terme, le marché peut être réformé de manière à stimuler suffisamment les investissements, que les décideurs politiques en sont convaincus, et pour autant qu'il existe une capacité disponible suffisante pour garantir la sécurité de l'approvisionnement jusqu'alors. Toutefois, il pourrait falloir veiller à ce que la capacité existante ne disparaisse pas prématurément. Dans de telles conditions, une réserve stratégique est probablement la solution la plus appropriée, car elle permet de contrôler le volume de la capacité existante qui quitte le marché. Lorsque des problèmes d'adéquation à long terme sont constatés, le mécanisme de capacité le plus approprié pour résoudre le problème est sans doute un système à l'échelle du marché, fondé sur le volume.

(263) Une réserve stratégique ne résoudrait pas le problème d'investissement mis en évidence pour les nouvelles installations. En revanche, les mécanismes de capacité à l'échelle du marché sont plus efficaces pour encourager les investissements afin de répondre aux problèmes d'adéquation à plus long terme.

(264) Le marché de capacité a été conçu pour soutenir et compléter les évolutions actuelles du marché, et pour être compatible avec le marché intérieur de l'énergie et les politiques énergétiques de l'Union, à savoir le développement d'une gestion active de la demande, une concurrence accrue et l'investissement dans les capacités interconnectées.

(265) La Commission conclut donc que le choix de l'instrument est approprié pour remédier à la défaillance sous-jacente du marché qui freine les investissements à long terme.

6.2.2. *Rétribution uniquement de la disponibilité de la capacité*

(266) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission est parvenue à la conclusion préliminaire que la mesure a rétribué uniquement la disponibilité de la capacité. Néanmoins, comme expliqué aux considérants 130 à 132 de la présente décision, certaines parties intéressées ont exprimé des inquiétudes à ce sujet.

(267) En ce qui concerne les inquiétudes exprimées par certaines parties intéressées au sujet des modalités de notification des situations de tension (voir considérant 130), la Commission considère que la mise en œuvre d'un mécanisme d'appel pourrait interférer avec les signaux du marché et, de ce fait, être considérée comme incompatible avec le point 225 des LDAEE.

(268) S'agissant de la proposition de renforcement du régime de pénalités (voir considérants 131 et 174) ainsi que des préoccupations exprimées par certaines parties intéressées au sujet du modèle d'«énergie livrée» du marché de capacité (voir considérants 132 et 175), les bénéficiaires reçoivent une rétribution pour les unités de capacité qu'ils mettent à disposition (en GBP/MW) et non pour l'énergie fournie (en GBP/MWh). Ces conditions sont conformes au point 225 des LDAEE. Cela étant, la Commission observe que le marché de capacité suit un modèle d'«énergie livrée» (voir section 2.6 ci-dessus), selon lequel les fournisseurs de capacité s'exposent à des pénalités s'ils ne livrent pas physiquement de l'énergie lors des situations de tension sur le réseau, quels que soient les signaux émis par le marché de gros. La Commission considère que l'utilisation efficace des ressources mises à disposition du réseau, y compris au niveau des interconnexions, est assurée principalement par le couplage des marchés (à un jour et infrajournalier) et les marchés d'équilibrage. Un modèle d'énergie livrée peut compromettre le rôle de ces mécanismes, étant donné qu'il peut amener les fournisseurs de capacité à appeler, même lorsque cela n'est pas rentable, sur la seule base des prix du marché, afin d'éviter les pénalités. Toutefois, dans la pratique, il est très peu probable que des distorsions de l'appel se produisent sur le marché de capacité, étant donné que les situations de tension sont définies par référence à des mesures qui, en général, sont prises en dernier ressort par le gestionnaire du réseau, dès lors que le marché n'a pas permis d'assurer la sécurité de l'approvisionnement.

([62]) Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, SWD(2016) 385 final.

(269) Par conséquent, la Commission conclut que le marché de capacité rétribue uniquement la disponibilité de la capacité, conformément à la section 3.9.3 des LDAEE.

6.2.3. *Ouverture de la mesure à tous les fournisseurs de capacité concernés*

6.2.3.1. Discrimination potentielle à l'égard des opérateurs de gestion de la demande en raison de l'absence de contrats de livraison à terme fixe

(270) Bien que la Commission n'ait pas explicitement abordé cette question dans la décision d'ouvrir la procédure, certaines parties intéressées ont indiqué que, pour éviter toute discrimination à l'égard des opérateurs de gestion de la demande, le marché de capacité devait proposer des contrats prévoyant une livraison à terme fixe (voir considérant 133).

(271) Sur la base des éléments de preuve fournis par le Royaume-Uni et résumés au considérant 176, la Commission estime que l'absence de contrats de livraison à terme fixe n'est pas discriminatoire. En particulier, le fait qu'une seule CMU sur 89 ait opté, lors des enchères transitoires, pour le contrat de livraison à terme fixe démontre que les dispositions actuelles ne constituent pas un obstacle à la participation des opérateurs de gestion de la demande.

6.2.3.2. Différences dans les durées contractuelles applicables

(272) Dans son arrêt, le Tribunal a conclu que la différence dans les durées contractuelles proposées aux capacités autres que les capacités de production, notamment aux opérateurs de gestion de la demande, d'une part, et aux producteurs, d'autre part, peut indiquer que la Commission aurait dû avoir des doutes quant à la compatibilité de la mesure avec le marché intérieur. La Commission a donc examiné si l'absence de contrats de capacité à long terme pour les opérateurs de gestion de la demande réduisait la possibilité pour ces opérateurs de participer au marché de capacité.

(273) Le point 226 des LDAEE exige qu'un équilibre soit trouvé entre deux objectifs concurrents: d'une part, l'ouverture du mécanisme à tous les types de capacités et, d'autre part, la nécessité d'offrir des incitations adéquates tant aux capacités existantes qu'aux nouvelles capacités.

(274) Comme indiqué dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission est d'avis, d'une part, que les contrats de capacité d'une durée supérieure à un an peuvent être justifiés en cas de dépenses en capital élevées et de difficultés à obtenir un financement, favorisant ainsi l'entrée de nouveaux concurrents sur le marché. Comme l'a expliqué le Royaume-Uni (voir considérant 177), tel est particulièrement le cas pour les nouveaux producteurs. Outre des suggestions générales préconisant des durées contractuelles plus courtes [voir points i), ii) et iii) du considérant 136], la Commission n'a reçu aucune observation contestant la pertinence des contrats à long terme (jusqu'à 15 ans) pour fournir des incitations aux nouvelles capacités, conformément au point 226 des LDAEE. En particulier, la Commission juge approprié de recourir à des seuils de dépenses en capital pour déterminer le droit à un contrat à long terme, puisque cette méthode donne une bonne indication des difficultés à obtenir un financement: plus le montant de l'investissement est élevé, plus il est difficile d'obtenir le financement. D'autre part, la Commission considère que le fait d'empêcher les capacités autres que les producteurs d'avoir accès aux contrats à plus long terme n'était pas discriminatoire dès lors que les centrales et les opérateurs de gestion de la demande existants, compte tenu de leurs coûts d'investissement moins élevés (ce qui signifie que le financement a moins d'importance), n'ont pas besoin de contrats plus longs pour obtenir un financement. La Commission estime donc que les contrats plus courts n'ont pas placé les producteurs ou les opérateurs de gestion de la demande existants dans une position concurrentielle désavantageuse par rapport aux nouveaux producteurs. Le juste équilibre a donc été trouvé entre les deux objectifs concurrents visés au considérant 273.

(275) La Commission distingue plusieurs indices montrant que, dans la pratique, les différences dans les durées contractuelles n'ont pas entraîné de discrimination à l'égard des opérateurs de gestion de la demande. Premièrement, les résultats des enchères n'indiquent pas que, dans la pratique, l'accès différencié aux contrats à long terme ait faussé les résultats des enchères jusqu'à présent. Au contraire, les performances de la gestion de la demande sont comparables à (et régulièrement meilleures que) celles des capacités de production nouvellement construites (voir considérant 179). Deuxièmement, la Commission n'a trouvé aucun élément démontrant qu'un opérateur de gestion de la demande ayant atteint le seuil de dépenses en capital pour bénéficier de contrats à long terme n'aurait pas pu participer au marché de capacité. Troisièmement, les estimations des dépenses en capital réelles de la gestion de la demande fournies par les parties intéressées étaient très faibles; certaines parties intéressées, qui interviennent en tant qu'opérateurs de gestion de la demande, ont estimé que les dépenses en capital de la gestion de la demande étaient largement inférieures aux seuils et même presque nulles (voir considérant 135). Les dépenses en capital des opérateurs de gestion de la demande établies lors des deuxièmes enchères transitoires s'élevaient, en moyenne, à 0,15 GBP/kW (voir considérant 178). Quatrièmement, les opérateurs de gestion de la demande utilisant la production «derrière le compteur» (c'est-à-dire 60 % à 70 % des opérateurs de gestion de la demande participant activement à des marchés de flexibilité) peuvent avoir accès à des contrats à long terme s'ils participent aux enchères en tant que producteurs (voir considérants 135 et 178). Cinquièmement, les seuils de dépenses en capital pour les enchères ont été mis à jour régulièrement (voir considérant 75).

(276) Par conséquent, la Commission considère que les différences entre les durées contractuelles appliquées par le passé n'ont entraîné aucune discrimination à l'égard des opérateurs de gestion de la demande dans la pratique.

(277) La situation actuelle, dans laquelle l'accès aux contrats à long terme est limité aux producteurs, n'a donné lieu à aucun traitement discriminatoire. Néanmoins, la participation des opérateurs de gestion de la demande aux enchères du marché de capacité est en hausse (voir tableau 2), et il ne peut être exclu qu'à l'avenir, les dépenses en capital de ces opérateurs atteignent des niveaux correspondant aux seuils. Dès lors, soucieuse qu'à l'avenir, aucune capacité atteignant ces seuils ne soit exclue des contrats à long terme au motif du type de capacité, la Commission se félicite des engagements du Royaume-Uni i) à permettre aux capacités de tous types (à l'exception des interconnexions) de solliciter une préqualification afin de pouvoir soumissionner pour les différentes durées de contrats disponibles, si elles peuvent démontrer qu'elles atteignent les seuils de dépenses en capital décrits au considérant 75 ci-dessus, et ii) à continuer de réexaminer les seuils de dépenses en capital afin de s'assurer qu'ils restent appropriés (voir considérant 182). Ces changements seraient conformes au rapport de la commission de la science et de la technologie (Science and Technology Committee) de la Chambre des communes du Royaume-Uni, mentionné au considérant 21, qui recommande d'autoriser les fournisseurs autres que les producteurs soumissionnant pour des contrats du marché de capacité à soumissionner pour des contrats d'une durée maximale de quinze ans, comme les nouvelles installations de production.

6.2.3.3. Garantie limitée pour le volume proposé lors d'enchères T-1

(278) Comme expliqué aux considérants 161 à 163 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a demandé des éclaircissements sur la situation juridique, la mise en œuvre pratique et l'effet incitatif des enchères T-1, en particulier en ce qui concerne les CMU de gestion de la demande, étant donné que les enchères T-1 offrent une meilleure voie d'accès au marché aux opérateurs de gestion de la demande.

(279) En ce qui concerne la situation juridique passée des enchères T-1, la Commission rappelle que, en 2014, les autorités britanniques se sont engagées à mettre aux enchères T-1 au moins 50 % de la capacité réservée quatre ans plus tôt. Cet engagement était contraignant, en vertu de la décision de 2014. Il appartenait ensuite au Royaume-Uni de mettre en œuvre la mesure telle qu'approuvée dans la législation nationale, y compris les engagements pertinents, et de se conformer à tous égards à la décision de la Commission ([63]).

(280) La Commission observe également que, comme expliqué au considérant 162 de la décision d'ouvrir la procédure, et comme décrit au tableau 3 et au considérant 63 de la présente décision, depuis 2014, la capacité cible à se procurer et la quantité effectivement obtenue lors des enchères T-1 ont toujours dépassé la capacité initialement «réservée» à l'étape T-4.

(281) La Commission reconnaît que, comme indiqué au considérant 162 de la décision d'ouvrir la procédure, et comme l'ont souligné certaines parties intéressées (voir considérant 138 ci-dessus), le secrétaire d'État peut décider de ne pas organiser d'enchères T-1. Néanmoins, comme l'ont mentionné d'autres parties intéressées (voir considérant 139) et le Royaume-Uni (voir considérant 186), les enchères T-4 et T-1 peuvent être reportées ou annulées par le secrétaire d'État: par conséquent, il n'apparaît aucune discrimination particulière à l'égard des opérateurs de gestion de la demande. En outre, dans la pratique, aucune des mises aux enchères n'a été annulée à l'exception des enchères tenues après l'arrêt du Tribunal, lorsque les autorités britanniques ont suspendu le marché de capacité dans son ensemble.

(282) En ce qui concerne le volume de capacité à réserver, la Commission souscrit aux observations formulées par certaines parties intéressées et par le Royaume-Uni, soulignant l'équilibre entre, d'une part, la nécessité d'assurer une voie d'accès au marché aux opérateurs de gestion de la demande par le biais des enchères T-1 et, d'autre part, la nécessité d'éviter un sur-approvisionnement ou une disproportion des enchères et l'absence de concurrence. Compte tenu du niveau élevé et croissant de la participation des opérateurs de gestion de la demande aux enchères T-4 (voir tableau 1), ce dernier risque s'est accru. En effet, si le besoin de capacité diminue entre les enchères T-4 et T-1, la quantité cible sera revue à la baisse afin d'éviter un tel risque. Cette flexibilité est également nécessaire pour garantir la compatibilité avec les points 231 et 232 c) des LDAEE. Dès lors, la Commission conclut que la méthode de réserve actuelle, telle que décrite au considérant 62, est appropriée.

(283) Certaines parties intéressées ont suggéré de supprimer les enchères T-4 ou d'organiser des enchères hebdomadaires supplémentaires ou des enchères T-2. Toutefois, l'organisation d'enchères T-4 est nécessaire pour assurer la conformité au point 226 des LDAEE, c'est-à-dire permettre des délais de réalisation suffisants pour les nouveaux investissements. La Commission souscrit à l'argument du Royaume-Uni (voir considérant 188) selon lequel la nécessité d'enchères T-2 en sus des enchères T-4 et T-1 n'est pas justifiée. Qui plus est, les enchères hebdomadaires ne fourniraient pas le signal d'investissement à long terme nécessaire pour atteindre les objectifs du marché de capacité.

([63]) Arrêt du 13 juin 2013 dans l'affaire C-287/12 P, Ryanair/Commission, EU:C:2013:395, points 67 et 68.

(284) La Commission se félicite, dans la perspective du renforcement de la sécurité juridique des participants aux enchères, de l'engagement du Royaume-Uni, décrit au considérant 187, i) à continuer de se procurer, lors d'enchères T-1, au moins 50 % de la capacité réservée quatre ans plus tôt dans le cadre du processus de fixation des paramètres pour les enchères T-4 pour la même année de livraison, et ii) à continuer d'utiliser la méthode de réserve fondée sur un intervalle de confiance de 95 %, décrite au considérant 62 ci-dessus, pour déterminer la quantité de capacités minimale à réserver pour des enchères T-1.

6.2.3.4. Seuil minimal de participation

(285) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a demandé des éclaircissements sur la question de savoir si le seuil minimal de 2 MW (décrit aux considérants 30 et 31) pourrait constituer un obstacle à l'entrée sur le marché de capacité des nouveaux opérateurs de gestion de la demande. Plus précisément, s'il est vrai que les opérateurs de gestion de la demande ont la possibilité d'agréger plusieurs sites afin d'atteindre le seuil minimal de 2 MW, ils risquent de devoir payer une garantie de soumission pour l'intégralité de la capacité de 2 MW, même si une partie seulement de ce volume est une capacité de gestion de la demande non confirmée.

(286) En ce qui concerne le seuil proprement dit, la Commission est d'avis que la valeur de 2 MW appliquée en 2014 était faible par rapport aux seuils de participation appliqués dans d'autres mesures mises en œuvre par National Grid et à ceux appliqués dans d'autres pays européens (voir considérant 189). En outre, le seuil de 100 kW mis en place par PJM s'applique à des marchés régionaux plus petits et n'est donc pas comparable (voir considérant 143). Qui plus est, comme expliqué au considérant 68 de la présente décision, le Royaume-Uni a expérimenté un seuil de participation moins élevé lors des deuxièmes enchères transitoires. Seulement huit CMU d'une capacité inférieure à 2 MW, fournissant moins de 3 % de la capacité globale obtenue lors de ces enchères, se sont qualifiées. Par ailleurs, s'il y avait eu une plus forte demande de participation de la part des CMU de plus petite taille, les enchères auraient dû mettre en évidence un regroupement de CMU au niveau de 2 MW, mais tel n'a pas été le cas (voir considérant 189). Ces deux éléments montrent qu'il n'existait pas de ferme volonté de la part des CMU de plus petite taille de participer au marché de capacité.

(287) S'agissant de l'exigence relative à la garantie de soumission, la Commission convient qu'une telle exigence est utile pour garantir une livraison effective et décourager les projets spéculatifs, comme l'ont souligné certaines parties intéressées (voir considérant 144) et le Royaume-Uni (voir considérants 40 et 42).

(288) La Commission a examiné si le niveau de la garantie de soumission pouvait être considéré comme un obstacle à la participation des nouveaux opérateurs de gestion de la demande au marché de capacité. Premièrement, elle a conclu au considérant 271 que l'absence de contrats de livraison de capacité à terme fixe ne constituait pas, en soi, une discrimination à l'égard des opérateurs de gestion de la demande. Deuxièmement, comme l'ont expliqué certaines parties intéressées (voir considérant 145) et le Royaume-Uni (voir considérant 190), les nouveaux opérateurs de gestion de la demande bénéficient d'une série d'avantages sur le marché de capacité par rapport à d'autres technologies. La Commission observe notamment que, comme expliqué au considérant 42, le gouvernement britannique a relevé le montant de la garantie de soumission préalable aux enchères pour les capacités de production nouvellement construites à 10 000 GBP/MW à la suite de consultations menées en mars 2016. Parallèlement, il a maintenu le montant de cette garantie à 5 000 GBP/MW pour les opérateurs de gestion de la demande non confirmés, allégeant ainsi leur charge en termes relatifs. En outre, depuis 2015, les opérateurs de gestion de la demande ne doivent fournir une garantie de soumission qu'une seule fois pour une CMU de gestion de la demande non confirmée et, par conséquent, peuvent se préqualifier pour plusieurs enchères successives en ne fournissant qu'une seule fois une garantie de soumission. Par ailleurs, d'autres caractéristiques du marché de capacité doivent être prises en considération pour déterminer si une caractéristique, en l'occurrence l'exigence de garantie de soumission, est ou non discriminatoire à l'égard des opérateurs de gestion de la demande. Parmi celles citées par les parties intéressées et résumées au considérant 145, les frais de résiliation sont cités à titre d'exemple de cas dans lesquels les exigences sont moins élevées pour les capacités de gestion de la demande (jusqu'à 10 000 GBP/MW) que pour les autres types de capacité (jusqu'à 35 000 GBP/MW). Enfin, comme l'a expliqué le Royaume-Uni (voir considérant 192), la modification de la règle relative à la réaffectation des composants (voir considérant 180) mise en œuvre en juin 2019 a considérablement limité l'exposition des opérateurs de gestion de la demande non confirmés à l'intégralité de la garantie de soumission (même si la majorité de leurs composants sont confirmés).

(289) La Commission conclut donc que, jusqu'à présent, dans la pratique, le seuil minimal de participation de 2 MW, y compris l'exigence de garantie de soumission qui lui est liée, n'a pas constitué une barrière à l'entrée sur le marché de capacité des nouveaux opérateurs de gestion de la demande. Comme l'a expliqué le Royaume-Uni (voir considérant 193), la réalité du marché évolue et il se peut qu'à l'avenir, certains opérateurs de gestion de la demande d'une capacité inférieure à 2 MW préfèrent participer aux enchères du marché de capacité sans s'agréger à d'autres. La Commission se félicite donc de l'engagement du Royaume-Uni, tel que décrit au considérant 193, à réduire le seuil minimal de participation au marché de capacité à 1 MW, comme décrit aux considérants 30 et 31,

pour toutes les enchères pour lesquelles la phase de préqualification débute à compter de janvier 2020, ainsi que de l'engagement du Royaume-Uni à revoir ce seuil d'ici octobre 2021 afin d'examiner les possibilités d'un nouvel abaissement, comme décrit au considérant 193.

6.2.3.5. Ouverture de la mesure aux sources d'énergie renouvelables et aux nouvelles technologies

(290) Le point 226 des LDAEE indique qu'une mesure doit être ouverte aux opérateurs utilisant des technologies substituables. Les sources d'énergie renouvelables peuvent contribuer à résoudre le problème de l'adéquation des capacités de production. Par conséquent, la Commission rejette l'idée exprimée par une partie intéressée selon laquelle ces technologies ne devraient pas être incluses dans le marché de capacité (voir considérant 147). Comme expliqué à la section 2.3, des facteurs de déclassement sont utilisés pour tenir compte du risque que certaines ou toutes les capacités ne soient pas en mesure de répondre à une situation de tension sur le réseau. La méthode utilisée pour déterminer les facteurs de déclassement applicables à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire a été approuvée par le PTE ([64]), et aboutit à des facteurs similaires à ceux utilisés sur d'autres marchés de capacité dans l'Union européenne ([65]). Par conséquent, contrairement à certaines parties intéressées (voir considérant 146), la Commission considère que les facteurs de déclassement sont appropriés.

(291) Bien que la Commission n'ait pas abordé explicitement cette question dans la décision d'ouvrir la procédure, certaines parties intéressées ont indiqué que l'exclusion des technologies non subventionnées de la participation au marché de capacité n'était pas compatible avec les LDAEE. Comme mentionné au considérant 146, une partie intéressée a expliqué que son parc éolien non subventionné avait été empêché de participer aux enchères T-4 de 2017, et qu'il n'existait pas de procédure de préqualification pour les enchères T-4 de 2018 qui ont été annulées (pour l'année de livraison 2022/2023).

(292) La Commission estime que les règles décrites aux considérants 32 et 33 sont appropriées pour éviter le cumul d'aides d'État. Néanmoins, elles ne devraient pas conduire à l'exclusion de fournisseurs de capacité qui ne bénéficient pas de pareille aide. La Commission prend note des arguments du Royaume-Uni mentionnés au considérant 195, et reconnaît que le Royaume-Uni a pris des mesures rapidement. Elle se félicite de l'entrée en vigueur, en juin 2019, des nouvelles règles relatives au marché de capacité permettant la participation à ce marché des technologies éolienne et solaire décrites au considérant 196. Ces règles s'appliqueront à partir des enchères T-1, T-3 et T-4 prévues pour janvier 2020. Elles permettront donc à l'exploitant du parc éolien mentionné au considérant 291 de participer aux prochaines enchères T-3 (année de livraison 2022/2023). Dans le même temps, la Commission observe qu'il n'existe qu'un seul cas dans lequel un fournisseur n'a pu participer à aucune des enchères, celui d'un parc éolien lors des enchères T-4 de 2017, ce qui a donc eu un effet négligeable sur l'ensemble du marché de capacité.

(293) Certaines technologies ayant vu leurs coûts d'investissement diminuer considérablement au cours des dernières années, elles n'auront probablement plus besoin du soutien des mesures décrites au considérant 32. Par conséquent, soucieuse d'éviter à l'avenir l'exclusion de fournisseurs de capacité qui ne bénéficient pas d'une telle aide, comme dans la situation décrite au considérant 291, la Commission se félicite de l'engagement du Royaume-Uni, décrit au considérant 197, à élaborer toutes les règles nécessaires (par exemple, mais pas exclusivement, des facteurs de déclassement) pour garantir la participation effective de tout nouveau type de capacité susceptible de contribuer efficacement à résoudre le problème d'adéquation des capacités de production, dès lors que cette capacité est en mesure de contribuer à résoudre ce problème.

6.2.3.6. Participation des capacités interconnectées

(294) Le point 226 des LDAEE prévoit qu'une mesure tienne également compte de la mesure dans laquelle la capacité d'interconnexion pourrait remédier à un éventuel problème d'adéquation des capacités de production.

(295) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a expliqué que, en 2014, le Royaume-Uni avait présenté des éléments de preuve attestant qu'il était impossible, à ce stade, d'inclure les capacités étrangères dans le marché de capacité sans mettre en place des accords transfrontaliers supplémentaires. La Commission reconnaît qu'il était difficile, à cette époque, d'autoriser effectivement la participation transfrontalière au marché de capacité. Au lieu de cela, le Royaume-Uni a autorisé les capacités interconnectées à participer directement au marché de capacité à partir des deuxièmes enchères en 2015. Toutefois, la Commission doutait que la participation transfrontalière au marché de capacité dût, à terme, rester limitée aux interconnexions.

([64]) https://www.emrdeliverybody.com/Prequalification/EMR%20DB%20Consultation%20response%20-%20De-rating%20Factor%20Methodology%20for%20Renewables%20Participation%20in%20the%20CM.pdf

([65]) Les facteurs de déclassement utilisés pour la préqualification aux enchères T-4, T-3 et T-1 [voir considérant 18, point d)] sont les suivants: pour l'énergie éolienne terrestre, entre 7,42 % et 8,98 %; pour l'énergie éolienne en mer, entre 10,55 % et 14,45 %; pour l'énergie solaire photovoltaïque, entre 2,34 % et 3,22 %. Ces facteurs de déclassement sont comparables à ceux utilisés en Irlande (par exemple, pour les enchères de capacité T-1 de 2019/2020, voir http://sem-o.com/documents/general-publications/Initial-Auction-Information-Pack_IAIP1920T1.pdf) et en Italie [voir décision C(2018) 617 final].

(296) Conformément à l'article 26 du règlement (UE) 2019/943, qui s'appliquera à compter du 1er janvier 2020, les mécanismes de capacité doivent être ouverts à la participation transfrontalière directe des fournisseurs de capacité situés dans un autre État membre. Dans ce contexte, la Commission se félicite de l'engagement du Royaume-Uni, décrit au considérant 200:

a) à mettre tout en œuvre pour permettre la participation directe des capacités étrangères aux enchères dont la phase de préqualification débute à compter de janvier 2020, sous réserve d'accords de coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport dans les pays voisins où sont situées les capacités participantes; et

b) en tout état de cause, à appliquer la participation directe de capacités étrangères à toutes les enchères dont la phase de préqualification débutera après que les méthodes, les règles communes et les modalités mentionnées à l'article 26, point 11, du règlement (UE) 2019/943 auront été approuvées par l'ACER et publiées sur son site internet, conformément à l'article 27 du règlement susmentionné, et qu'elles seront entrées en vigueur.

(297) S'agissant des observations de certaines parties intéressées concernant le système de rémunération «Cap et Floor» applicable aux interconnexions (voir considérant 149), la Commission estime que cette situation est différente de celles décrites aux considérants 32 à 33 en ce qui concerne le cumul des aides. Comme le Royaume-Uni l'a expliqué (voir considérant 201), les éventuels revenus provenant du marché de capacité sont pris en considération avant l'évaluation des revenus des interconnexions dans le cadre du régime «Cap et Floor». Ainsi, une interconnexion ne recevra un paiement «floor» que si le total des revenus (y compris les revenus issus du marché de capacité) est inférieur au plancher, tandis que, si le total des revenus est supérieur au plafond, l'interconnexion remboursera le client. Le système «Cap et Floor» est donc différent d'une mesure de soutien qui entraînerait un cumul d'aides. Par conséquent, la Commission estime qu'il n'y avait pas lieu d'exclure les interconnexions du marché de capacité pour ce motif.

(298) En ce qui concerne l'observation d'une partie intéressée concernant l'exclusion des interconnexions des enchères T-1 qui se sont tenues au début de l'année 2018 pour l'année de livraison 2018/2019 (voir considérant 150), la Commission prend note des arguments présentés par le Royaume-Uni au considérant 202. En particulier, comme expliqué aux considérants 143 et 144 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission convient que le Royaume-Uni a revu à la hausse son estimation de la contribution des interconnexions lors des situations de tension, à la suite de la recommandation du PTE et aux fins de se conformer au considérant 124 de la décision de 2014. Leur contribution nette est ainsi passée de 0 GW à 2,1 GW pour l'année de livraison 2018/2019 (voir considérant 36). En conséquence, le Royaume-Uni a revu à la baisse la quantité de capacité à acquérir dans le cadre de ces enchères T-1. Or, pour permettre aux interconnexions de participer à ces enchères T-1, il aurait fallu augmenter la capacité à mettre aux enchères contrairement aux attentes du marché fondées sur les conditions des enchères T-4 de 2014.

(299) S'agissant des facteurs de déclassement appliqués aux interconnexions, la Commission considère que la méthode fondée sur les interconnexions individuelles n'est pas discriminatoire. Comme l'a expliqué le Royaume-Uni au considérant 202, cette approche particulière à l'égard des interconnexions est justifiée par la nécessité de tenir compte de la grande diversité des interconnexions et des marchés connectés. Cette diversité exige que NG utilise une fourchette modélisée de facteurs de déclassement pour chaque pays interconnecté (en utilisant une méthode de modélisation paneuropéenne stochastique). En outre, le groupe d'experts techniques examine de manière indépendante si les chiffres de déclassement sont appropriés.

6.2.4. *Conclusion sur le caractère approprié de la mesure*

(300) La Commission conclut par conséquent que le marché de capacité satisfait aux dispositions de la section 3.9.3 des LDAEE.

6.3. **Effet incitatif**

(301) La Commission a examiné si la mesure avait un effet incitatif, comme l'exige la section 3.9.4 des LDAEE, qui renvoie aux conditions énoncées à la section 3.2.4 de ces mêmes LDAEE. Un effet incitatif existe dès lors que l'aide incite le bénéficiaire à modifier son comportement afin d'améliorer le fonctionnement d'un marché européen de l'énergie sûr, abordable et durable, et que ce changement de comportement ne se produirait pas en l'absence d'aide.

(302) Dans sa notification de 2014, le Royaume-Uni a fourni des estimations de l'adéquation des capacités de production montrant que, dans un scénario contrefactuel en l'absence de mesure, l'adéquation des capacités de production aurait atteint des niveaux critiques en 2018/2019, comme indiqué au considérant 100 et illustré à la figure 4. En d'autres termes, sans la mesure, les fournisseurs de capacité n'auraient pas fourni la capacité disponible nécessaire pour respecter la norme de fiabilité fixée par le Royaume-Uni aux fins de la fourniture d'énergie en période de tension. Comme expliqué au considérant 126, point c), certaines parties intéressées ont confirmé l'importance du marché de capacité pour soutenir l'investissement dans de nouvelles capacités et maintenir les capacités existantes.

(303) En l'absence de marché de capacité, la fourchette de LOLE dépasserait la norme de fiabilité de trois heures pour toutes les années jusqu'en 2030. Par conséquent, sans le marché de capacité, le problème de l'adéquation des capacités de la production subsisterait.

(304) L'objectif de la mesure, en l'espèce, est d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en maintenant une capacité disponible suffisante. Comme expliqué aux considérants 302 et 303 ci-dessus, en l'absence de marché de capacité, la capacité ne serait pas suffisante pour garantir la sécurité de l'approvisionnement, étant donné que, selon les projections, une grande partie des centrales ne tireraient pas suffisamment de revenus du marché «energy-only» pour couvrir leurs frais.

(305) La mesure incite donc les capacités existantes à rester sur le marché et à se rendre disponibles en période de pénurie, et les nouvelles capacités à entrer sur le marché. Elle incite les acteurs du marché, nouveaux et existants, à contribuer de cette façon à l'objectif de sécurité de l'approvisionnement.

(306) Enfin, conformément au point 52 des LDAEE, l'aide est octroyée au moyen d'une procédure de mise en concurrence. Le processus d'enchères décrit à la section 2.4 est non discriminatoire et ouvert à tous les types de fournisseurs de capacité, et l'aide est octroyée sur la base du prix d'équilibre. En outre, le nombre d'entreprises est suffisant et le volume est contraignant, de telle sorte que tous les soumissionnaires ne peuvent pas bénéficier d'une aide (voir, par exemple, tableaux 1 et 2 ci-dessus).

(307) Dès lors, la Commission conclut que le marché de capacité a un effet incitatif et est conforme aux dispositions de la section 3.9.4 des LDAEE.

6.4. **Proportionnalité de la mesure**

(308) Selon la section 3.9.5 des LDAEE, une mesure est considérée comme proportionnée lorsqu'elle remplit les conditions suivantes: i) la compensation engendre un taux de rendement raisonnable pour les bénéficiaires (une mesure conçue comme une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires sera considérée comme engendrant des taux de rendement raisonnables dans des circonstances normales); ii) la mesure comporte des mécanismes intégrés pour empêcher la survenue de profits inattendus; et iii) le prix payé pour la disponibilité tend automatiquement vers zéro lorsque le niveau des capacités fournies est adéquat pour répondre au niveau des capacités demandées.

(309) La conformité du marché de capacité avec la première exigence relative au taux de rendement raisonnable est examinée aux sections 6.4.1 et 6.4.2.

(310) En ce qui concerne la deuxième exigence, la conception d'un marché de capacité à l'échelle du marché est le reflet d'un marché de l'énergie efficace. Les enchères sont des enchères descendantes à prix discriminatoire, dans lesquelles les adjudicataires sont payés selon le prix d'équilibre. Le paiement selon le prix d'équilibre est l'un des critères spécifiquement mentionnés dans la définition de la «procédure de mise en concurrence» figurant au point 43 des LDAEE, qui est donc présumée comporter des caractéristiques permettant d'engendrer des taux de rendement raisonnables, conformément au point 229 des LDAEE. En outre, les caractéristiques suivantes contribuent à réduire au minimum le risque de profits inattendus conformément au point 230 des LDAEE: un plafond de prix global de 75 GBP/kW, une limite de soumission pour les preneurs de prix de 25 GBP/kW, et des contrats à court terme pour la plupart des catégories de fournisseurs de capacité. Le niveau moins élevé des paiements de capacité pour les capacités existantes, mentionné par une partie intéressée (voir considérant 151), reflète uniquement des différences dans la valeur de l'adéquation pour différentes années et ne correspond pas à des profits inattendus. Par conséquent, la Commission conclut que le marché de capacité britannique respecte l'exigence relative à la prévention des profits inattendus.

(311) En ce qui concerne la troisième exigence, la nature concurrentielle des enchères, telle que décrite à la section 2.4 de la présente décision, devrait faire tendre les prix vers zéro si l'offre est suffisante pour répondre à la demande, conformément au point 231 des LDAEE. Il a en effet été constaté que certaines enchères ont été adjugées à des prix beaucoup moins élevés que prévu, voire à un niveau proche de zéro notamment lors des enchères T-1 de 2019, lorsque le prix d'équilibre a atteint 0,77 GBP/kW (voir tableau 7).

6.4.1. *Différences dans les durées contractuelles applicables*

(312) Nonobstant les doutes qui apparaissent de prime abord, comme expliqué à la section 6.2.3.2, la Commission considère que, dans la pratique, les différences dans les durées des contrats applicables n'ont, par le passé, conduit à aucune discrimination à l'égard des opérateurs de gestion de la demande. Elle estime notamment que le fait d'empêcher les capacités autres que les capacités de production d'avoir accès aux contrats à long terme n'était pas discriminatoire dès lors que les centrales et les opérateurs de gestion de la demande existants, compte tenu du niveau moins élevé de leurs coûts d'investissement (ce qui signifie qu'ils ont moins besoin d'un financement), n'ont pas grand-chose à gagner de contrats à plus long terme. La Commission estime donc que les contrats d'une durée

plus courte ne placent pas les producteurs et les opérateurs de gestion de la demande existants dans une position concurrentielle désavantageuse par rapport aux nouveaux producteurs. Par ailleurs, comme expliqué au considérant 275, les observations reçues mettent en évidence plusieurs éléments importants corroborant cette analyse. La mesure respecte donc la condition énoncée au point 229 des LDAEE relatif aux procédures de mise en concurrence, selon laquelle ces procédures doivent être fondées sur des critères transparents et non discriminatoires. La Commission observe que le recours à des seuils de dépenses en capital est suffisant pour faire en sorte que seules les capacités susceptibles de rencontrer des difficultés pour obtenir un financement aient accès aux contrats à long terme. Par conséquent, la Commission se félicite de l'engagement du Royaume-Uni à permettre aux capacités de tous types (à l'exception des interconnexions) de solliciter une préqualification afin de pouvoir soumissionner pour les différentes durées contractuelles disponibles, si elles peuvent démontrer qu'elles atteignent les seuils de dépenses en capital, et à continuer de réexaminer les seuils de dépenses en capital afin de s'assurer qu'ils restent appropriés (voir considérant 182).

6.4.2. *Exclusion des fournisseurs de STOR à long terme*

(313) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a considéré que l'exclusion des fournisseurs de STOR à long terme n'était pas discriminatoire. Ce point a néanmoins été soulevé par les parties intéressées (voir considérants 153 et 154) et par le Royaume-Uni (voir considérants 204 à 210) au cours de la procédure formelle d'examen.

(314) En ce qui concerne l'exclusion proprement dite, la Commission considère que, par le passé, le Royaume-Uni a légitimement pris en considération le risque de profits inattendus découlant de la participation des fournisseurs de STOR à long terme. Sur la base des informations disponibles à l'époque, ce risque semblait important, comme l'a également expliqué une autre partie intéressée (voir considérant 153). En outre, comme expliqué dans la décision d'ouvrir la procédure, et une fois encore par une partie intéressée (voir considérant 153) et par le Royaume-Uni (voir considérant 207), la Commission considère que les centrales électriques en question peuvent effectivement participer au marché de capacité, pour autant qu'elles renoncent à leur contrat à long terme avec le gestionnaire du réseau si elles sont retenues lors des enchères. Par ailleurs, la Commission prend acte de la décision du Royaume-Uni de séparer le régime des fournisseurs de STOR à long terme du régime du marché de capacité, sans «clause de reprise», une décision qui s'apparente à celle qui exclut du marché de capacité les capacités bénéficiant de régimes d'aide en faveur des énergies renouvelables. Enfin, la Commission prend acte de l'intention du Royaume-Uni de réexaminer la question de l'exclusion des opérateurs de STOR à long terme, à la lumière des nouvelles informations de marché disponibles (voir considérant 210): lors de ce nouvel examen, il tiendra toujours compte du risque de profits inattendus.

(315) En ce qui concerne l'exclusion des centrales mises en service avant 2014 de la possibilité d'avoir accès à des contrats à long terme, la Commission souscrit aux arguments avancés par le Royaume-Uni au considérant 206. En particulier, les centrales mises en service avant les premières enchères du marché de capacité n'ont pas rencontré de difficultés particulières pour entrer sur le marché (par exemple, le financement de la construction). Il n'y avait donc aucune raison qu'elles aient accès à des contrats à long terme.

6.4.3. *Méthode de récupération des coûts*

(316) Comme indiqué au considérant 187 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission doit tenir compte du point 25 des LDAEE, selon lequel la compatibilité de la mesure doit être appréciée uniquement sur la base des critères énoncés à la section 3.9.5 des LDAEE. Il convient de faire remarquer que cette disposition ne fait aucune référence au financement des mesures relatives à l'adéquation des capacités de production. Certaines parties intéressées (voir considérant 159) et le Royaume-Uni (voir considérant 211) souscrivent à ce point de vue. La Commission conclut que la proportionnalité du marché de capacité britannique doit être appréciée uniquement au regard des points 228 à 231 des LDAEE, comme cela a été fait aux considérants 308 à 315.

(317) Néanmoins, même si les points 27e) et 69 des LDAEE s'appliquaient à la mesure en l'espèce, la Commission considère que la méthode de récupération des coûts est proportionnée.

(318) Premièrement, comme l'ont expliqué certaines parties intéressées (voir considérant 156) et le Royaume-Uni (voir considérant 214), la méthode de récupération des coûts concilie l'intérêt à maintenir une incitation à la réduction de la demande et la nécessité de réduire l'incertitude pour les fournisseurs d'électricité quant à leur part probable des coûts. Cette incertitude se traduirait par une prime de risque que les fournisseurs d'électricité répercuteraient sur les consommateurs, augmentant ainsi le coût de l'électricité.

(319) Deuxièmement, la méthode de récupération des coûts profite exclusivement aux opérateurs de gestion de la demande et non aux producteurs (étant donné que le coût est appliqué sur le marché de détail). En tout état de cause, elle ajoute la tarification des pics de demande aux incitations à la réduction de la demande déjà existantes sur le marché britannique de l'électricité, ce qui n'est pas le cas d'autres méthodes telles que les tarifs forfaitaires ou l'impôt (voir considérant 212). Comme l'a expliqué le Royaume-Uni (voir considérant 215), l'argument selon lequel la méthode actuelle encouragerait uniquement la production «derrière le compteur» comme mode de gestion de la demande repose sur l'hypothèse que la période de 16 à 19 heures est trop large pour que les clients réduisent régulièrement la demande durant ces heures et bénéficient donc d'une réduction de la redevance du marché de capacité. Toutefois, il n'est pas nécessaire de réduire la demande pendant toute la période pour bénéficier de cette réduction. Cela signifierait simplement que les fournisseurs d'effacement n'en bénéficieraient pas pleinement.

(320) Troisièmement, comme l'ont expliqué des parties intéressées (voir considérant 157) et le Royaume-Uni (voir considérant 214), la méthode de la triade privilégiée par d'autres parties intéressées (voir considérant 158) ne serait pas nécessairement alignée sur les périodes de tension sur le réseau et pourrait conduire à des décisions d'appel inefficaces. Il n'y a donc aucune raison de considérer que la méthode de récupération des coûts telle qu'elle est appliquée par le Royaume-Uni est moins proportionnée que d'autres méthodes de financement potentielles, notamment la méthode de la triade.

6.4.4. *Conclusion sur la proportionnalité de la mesure*

(321) La Commission conclut par conséquent que le marché de capacité satisfait aux dispositions de la section 3.9.5 des LDAEE.

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

(322) La section 3.9.6 des LDAEE précise les conditions permettant d'éviter des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges.

6.5.1. *Participation des producteurs utilisant différentes technologies et des opérateurs proposant des solutions aux qualités techniques équivalentes*

(323) Comme expliqué aux considérants 30 et 31, le marché de capacité est ouvert à des agrégations de l'offre et de la demande, conformément à la dernière phrase du point 232 a) des LDAEE.

(324) Comme décrit à la section 2.3.1, le marché de capacité est, en principe, ouvert à la participation des producteurs utilisant différentes technologies et des opérateurs proposant des solutions aux qualités techniques équivalentes, comme la gestion de la demande, des interconnexions et des solutions de stockage, conformément aux deux premières phrases du point 232 a) des LDAEE. Néanmoins, dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a demandé des éclaircissements sur l'ouverture du marché de capacité en ce qui concerne certaines caractéristiques spécifiques de sa conception.

6.5.1.1. Discrimination potentielle à l'égard des opérateurs de gestion de la demande en raison de l'absence de contrats de livraison à terme fixe

(325) Sur la base des éléments de preuve fournis par le Royaume-Uni et résumés au considérant 176, la Commission estime que l'absence de contrats de livraison à terme fixe n'est pas discriminatoire. En particulier, le fait qu'une seule CMU sur 89 ait choisi de participer aux enchères transitoires pour le contrat de livraison à terme fixe démontre que les dispositions actuelles ne constituent pas un obstacle à la participation des opérateurs de gestion de la demande.

6.5.1.2. Différences dans les durées contractuelles proposées

(326) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a demandé des éclaircissements sur le traitement potentiellement discriminatoire des capacités de gestion de la demande par rapport aux capacités de production en raison de la différence dans les durées contractuelles applicables.

(327) La Commission est d'avis, d'une part, que les contrats de capacité d'une durée supérieure à un an peuvent être justifiés en cas de dépenses en capital élevées et de difficultés à obtenir un financement. Ils favorisent ainsi l'entrée de nouveaux concurrents sur le marché. Tel est notamment le cas pour les capacités de production nouvellement construites. Outre des suggestions générales préconisant des durées contractuelles plus courtes [voir points i), ii) et iii) du considérant 136], la Commission n'a reçu aucune observation contestant la pertinence des contrats à long terme (jusqu'à 15 ans) pour offrir des incitations aux nouvelles capacités, conformément au point 226 des LDAEE. En particulier, la Commission juge approprié de recourir à des seuils de dépenses en capital pour déterminer le droit à un contrat à long terme, puisque cette méthode donne une bonne indication des difficultés à obtenir un financement. D'autre part, elle estime que le fait d'empêcher les capacités autres que les capacités de production d'avoir accès à des contrats à long terme n'était pas discriminatoire dès lors que les centrales et les opérateurs de gestion de la demande existants, compte tenu de leurs coûts d'investissement moins élevés (ce qui signifie que le financement a moins d'importance), n'ont pas grand-chose à gagner de contrats à plus long terme. La Commission estime donc que les contrats d'une durée plus courte ne placent pas les producteurs et les opérateurs de gestion de la demande existants dans une position concurrentielle désavantageuse par rapport aux nouveaux producteurs.

(328) La Commission estime que, dans la pratique, les différences dans les durées contractuelles n'ont donné lieu à aucune discrimination à l'égard des opérateurs de gestion de la demande. Premièrement, les résultats des enchères n'indiquent pas que, dans la pratique, l'accès différencié aux contrats à long terme a faussé les résultats des enchères jusqu'à présent. Ils indiquent au contraire que les performances de la gestion de la demande sont comparables à (et régulièrement meilleures que) celles des capacités de production nouvellement construites (voir considérant 179). Deuxièmement, la Commission n'a trouvé aucun élément démontrant qu'un opérateur de gestion de la demande ayant atteint le seuil de dépenses en capital pour bénéficier de contrats à long terme n'aurait pas pu participer au marché de capacité. Troisièmement, les estimations des dépenses en capital réelles de la gestion de la demande

fournies par les parties intéressées étaient très faibles; certaines parties intéressées, qui interviennent en tant qu'opérateurs de gestion de la demande, ont estimé que les dépenses en capital de la gestion de la demande étaient largement inférieures aux seuils et même presque nulles (voir considérant 135). Les dépenses en capital des opérateurs de gestion de la demande établies lors des deuxièmes enchères transitoires s'élevaient, en moyenne, à 0,15 GBP/kW (voir considérant 178). Quatrièmement, les opérateurs de gestion de la demande recourant à la production «derrière le compteur» (c'est-à-dire 60 % à 70 % des opérateurs de gestion de la demande participant activement à des marchés de flexibilité) peuvent avoir accès à des contrats à long terme s'ils participent aux enchères en tant que producteurs (voir considérants 135 et 178). Cinquièmement, les seuils de dépenses en capital pour les enchères ont été mis à jour régulièrement (voir considérant 75).

(329) Par conséquent, la Commission considère que, dans la pratique, les différences entre les durées contractuelles appliquées par le passé n'ont entraîné aucune restriction injustifiée de la participation des opérateurs de gestion de la demande. Elle observe que le recours à des seuils des dépenses en capital est suffisant pour faire en sorte que seules les capacités susceptibles de rencontrer des difficultés pour obtenir un financement aient accès aux contrats à long terme. Par conséquent, la Commission se félicite de l'engagement du Royaume-Uni i) à permettre aux capacités de tous types (à l'exception des interconnexions) de solliciter une préqualification afin de pouvoir soumissionner pour les différentes durées contractuelles disponibles, si elles peuvent démontrer qu'elles atteignent les seuils de dépenses en capital décrits au considérant 75 ci-dessus, et ii) à continuer de réexaminer les seuils de dépenses en capital afin de s'assurer qu'ils restent appropriés (voir considérant 182).

6.5.1.3. Garantie limitée pour le volume proposé lors d'enchères T-1

(330) En ce qui concerne la situation juridique passée des enchères T-1, la Commission rappelle que, en 2014, les autorités britanniques se sont engagées à mettre aux enchères T-1 au moins 50 % de la capacité réservée quatre ans plus tôt. Cet engagement était contraignant, en vertu de la décision de 2014. Il appartenait ensuite au Royaume-Uni de mettre en œuvre la mesure telle qu'approuvée dans la législation nationale, y compris les engagements pertinents, et de se conformer à tous égards à la décision de la Commission ([66]).

(331) La Commission observe également que, comme expliqué au considérant 162 de la décision d'ouvrir la procédure, et comme décrit au tableau 3 et au considérant 63 de la présente décision, depuis 2014, la capacité cible à se procurer et la quantité effectivement obtenue lors des enchères T-1 ont toujours dépassé la capacité initialement «réservée» à l'étape T-4.

(332) La Commission reconnaît que, comme indiqué au considérant 162 de la décision d'ouvrir la procédure, et comme l'ont souligné certaines parties intéressées (voir considérant 138 ci-dessus), le secrétaire d'État peut décider de ne pas organiser d'enchères T-1. Néanmoins, comme l'ont mentionné d'autres parties intéressées (voir considérant 139) et le Royaume-Uni (voir considérant 186), les enchères T-4 et T-1 peuvent être reportées ou annulées par le secrétaire d'État: par conséquent, il n'apparaît aucune discrimination particulière à l'égard des opérateurs de gestion de la demande. En outre, dans la pratique, aucune des mises aux enchères n'a été annulée à l'exception des enchères tenues après l'arrêt du Tribunal, lorsque les autorités britanniques ont suspendu le marché de capacité dans son ensemble.

(333) En ce qui concerne le volume de capacité à réserver, la Commission souscrit aux observations formulées par certaines parties intéressées et par le Royaume-Uni, soulignant l'équilibre entre, d'une part, la nécessité d'assurer une voie d'accès au marché aux opérateurs de gestion de la demande par le biais des enchères T-1 et, d'autre part, la nécessité d'éviter un sur-approvisionnement ou une disproportion des enchères et l'absence de concurrence. Compte tenu du niveau élevé et croissant de la participation des opérateurs de gestion de la demande aux enchères T-4 (voir tableau 1), ce risque s'est accru. En effet, si le besoin de capacité diminue entre les enchères T-4 et T-1, la quantité cible sera revue à la baisse afin d'éviter un tel risque. Cette flexibilité est également nécessaire pour garantir la compatibilité avec les points 231 et 232 c) des LDAEE. Dès lors, la Commission conclut que la méthode de réserve actuelle, telle que décrite au considérant 62, est appropriée.

(334) Certaines parties intéressées ont suggéré de supprimer les enchères T-4 ou d'organiser des enchères hebdomadaires supplémentaires ou des enchères T-2. Toutefois, l'organisation d'enchères T-4 est nécessaire pour assurer la conformité au point 226 des LDAEE, c'est-à-dire permettre des délais de réalisation suffisants pour les nouveaux investissements. La Commission souscrit à l'argument du Royaume-Uni (voir considérant 188) selon lequel la nécessité d'enchères T-2 en sus des enchères T-4 et T-1 n'est pas justifiée. Qui plus est, les enchères hebdomadaires ne fourniraient pas le signal d'investissement à long terme nécessaire pour atteindre les objectifs du marché de capacité.

([66]) Arrêt du 13 juin 2013 dans l'affaire C-287/12 P, Ryanair/Commission, EU:C:2013:395, points 67 et 68.

(335) La Commission se félicite, dans la perspective du renforcement de la sécurité juridique des participants aux enchères, de l'engagement du Royaume-Uni, décrit au considérant 187, i) à continuer de se procurer, lors d'enchères T-1, au moins 50 % de la capacité réservée quatre ans plus tôt dans le cadre du processus de fixation des paramètres pour les enchères T-4 pour la même année de livraison, et ii) à continuer d'utiliser la méthode de réserve fondée sur un intervalle de confiance de 95 %, décrite au considérant 62 ci-dessus, pour déterminer la quantité de capacités minimale à réserver pour des enchères T-1.

6.5.1.4. Seuil minimal de participation

(336) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a demandé des éclaircissements sur la question de savoir si le seuil minimal de 2 MW (décrit aux considérants 30 et 31) pourrait constituer un obstacle à l'entrée sur le marché de capacité des nouveaux opérateurs de gestion de la demande. Plus précisément, s'il est vrai que les opérateurs de gestion de la demande ont la possibilité d'agréger plusieurs sites afin d'atteindre le seuil minimal de 2 MW, ils risquent de devoir payer une garantie de soumission pour l'intégralité de la capacité de 2 MW, même si une partie seulement de ce volume est une capacité de gestion de la demande non confirmée.

(337) En ce qui concerne le niveau du seuil proprement dit, la Commission est d'avis que la valeur de 2 MW appliquée en 2014 était faible par rapport aux seuils de participation appliqués dans d'autres mesures mises en œuvre par National Grid et à ceux appliqués dans d'autres pays européens (voir considérant 189 ci-dessus). En outre, le seuil de 100 kW mis en place par PJM s'applique à des marchés régionaux plus petits et n'est donc pas comparable (voir considérant 143). Qui plus est, comme expliqué au considérant 68 de la présente décision, le Royaume-Uni a expérimenté un seuil de participation moins élevé lors des deuxièmes enchères transitoires. Seulement huit CMU d'une capacité inférieure à 2 MW, fournissant moins de 3 % de la capacité globale obtenue lors de ces enchères, se sont qualifiées. Par ailleurs, s'il y avait eu une plus forte demande de participation de la part des CMU de plus petite taille, les enchères auraient dû mettre en évidence un regroupement de CMU au niveau de 2 MW, mais tel n'a pas été le cas (voir considérant 189). Ces deux éléments montrent qu'il n'existait pas de ferme volonté de la part des CMU de plus petite taille de participer au marché de capacité.

(338) S'agissant de l'exigence relative à la garantie de soumission, la Commission convient qu'une telle exigence est utile pour garantir une livraison effective et décourager les projets spéculatifs, comme l'ont souligné certaines parties intéressées (voir considérant 144) et le Royaume-Uni (voir considérants 40 et 42).

(339) La Commission a examiné si le niveau de la garantie de soumission pouvait être considéré comme un obstacle à la participation des nouveaux opérateurs de gestion de la demande au marché de capacité. Premièrement, elle a conclu au considérant 271 que l'absence de contrats de livraison de capacité à terme fixe ne constituait pas, en soi, une discrimination à l'égard des opérateurs de gestion de la demande. Deuxièmement, comme l'ont expliqué certaines parties intéressées (voir considérant 145) et le Royaume-Uni (voir considérant 190), les nouveaux opérateurs de gestion de la demande bénéficient d'une série d'avantages sur le marché de capacité par rapport à d'autres technologies. La Commission observe notamment que, comme expliqué au considérant 42, le gouvernement britannique a relevé le montant de la garantie de soumission préalable aux enchères pour les capacités de production nouvellement construites à 10 000 GBP/MW à la suite de consultations menées en mars 2016. Parallèlement, il a maintenu le montant de cette garantie à 5 000 GBP/MW pour les opérateurs de gestion de la demande non confirmés, allégeant ainsi leur charge en termes relatifs. En outre, depuis 2015, les opérateurs de gestion de la demande ne doivent fournir une garantie de soumission qu'une seule fois pour une CMU de gestion de la demande non confirmée et, par conséquent, peuvent se préqualifier pour plusieurs enchères successives en ne fournissant qu'une seule fois une garantie de soumission. Par ailleurs, d'autres caractéristiques du marché de capacité doivent être prises en considération pour déterminer si une caractéristique, en l'occurrence l'exigence de garantie de soumission, est ou non discriminatoire à l'égard des opérateurs de gestion de la demande. Parmi celles citées par les parties intéressées et résumées au considérant 145, les frais de résiliation sont cités à titre d'exemple de cas dans lesquels les exigences sont moins élevées pour les capacités de gestion de la demande (jusqu'à 10 000 GBP/MW) que pour les autres types de capacité (jusqu'à 35 000 GBP/MW). Enfin, comme l'a expliqué le Royaume-Uni (voir considérant 192), la modification de la règle relative à la réaffectation des composants (voir considérant 180) mise en œuvre en juin 2019 a considérablement limité l'exposition des opérateurs de gestion de la demande non confirmés à l'intégralité de la garantie de soumission (même si la majorité de leurs composants sont confirmés).

(340) La Commission conclut donc que, jusqu'à présent, dans la pratique, le seuil minimal de participation de 2 MW, y compris l'exigence de garantie de soumission qui lui est liée, n'a pas constitué une barrière à l'entrée sur le marché de capacité des nouveaux opérateurs de gestion de la demande. Comme l'a expliqué le Royaume-Uni (voir considérant 193), la réalité du marché évolue et il se peut qu'à l'avenir, certains opérateurs de gestion de la demande d'une capacité inférieure à 2 MW préfèrent participer aux enchères du marché de capacité sans s'agréger à d'autres. La Commission se félicite donc de l'engagement du Royaume-Uni, tel que décrit au considérant 193, à réduire le seuil minimal de participation au marché de capacité à 1 MW, comme décrit aux considérants 30 et 31, pour toutes les enchères pour lesquelles la phase de préqualification débute à compter de janvier 2020, ainsi que de l'engagement du Royaume-Uni à revoir ce seuil d'ici octobre 2021 afin d'examiner les possibilités d'un nouvel abaissement, comme décrit au considérant 193.

6.5.1.5. Ouverture de la mesure aux sources d'énergie renouvelables et aux nouvelles technologies

(341) Les sources d'énergie renouvelables peuvent contribuer à résoudre le problème de l'adéquation des capacités de production. Par conséquent, la Commission rejette l'idée exprimée par une partie intéressée selon laquelle ces technologies ne devraient pas être incluses dans le marché de capacité (voir considérant 147). Comme expliqué à la section 2.3, des facteurs de déclassement sont utilisés pour tenir compte du risque que certaines ou toutes les capacités ne soient pas en mesure de répondre à une situation de tension sur le réseau. La méthode utilisée pour déterminer les facteurs de déclassement applicables à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire a été approuvée par le PTE ([67]), et aboutit à des facteurs similaires à ceux utilisés sur d'autres marchés de capacité dans l'Union européenne ([68]). Par conséquent, contrairement à certaines parties intéressées (voir considérant 146), la Commission considère que les facteurs de déclassement sont appropriés.

(342) Bien que la Commission n'ait pas abordé explicitement cette question dans la décision d'ouvrir la procédure, certaines parties intéressées ont indiqué que l'exclusion des technologies non subventionnées de la participation au marché de capacité n'était pas compatible avec les LDAEE. Comme mentionné au considérant 146, une partie intéressée a expliqué que son parc éolien non subventionné avait été empêché de participer aux enchères T-4 de 2017, et qu'il n'existait pas de procédure de préqualification pour les enchères T-4 de 2018 qui ont été annulées (pour l'année de livraison 2022/2023).

(343) La Commission estime que les règles décrites aux considérants 32 et 33 sont appropriées pour éviter le cumul d'aides d'État. Néanmoins, elles ne devraient pas conduire à l'exclusion de fournisseurs de capacité qui ne bénéficient pas de pareille aide. La Commission prend note des arguments du Royaume-Uni mentionnés au considérant 195, et reconnaît que le Royaume-Uni a pris des mesures rapidement. Elle se félicite de l'entrée en vigueur, en juin 2019, des nouvelles règles relatives au marché de capacité permettant la participation à ce marché des technologies éolienne et solaire décrites au considérant 196. Ces règles s'appliqueront à partir des enchères T-1, T-3 et T-4 prévues pour janvier 2020. Elles permettront donc à l'exploitant du parc éolien mentionné au considérant 291 de participer aux prochaines enchères T-3 (année de livraison 2022/2023). Dans le même temps, la Commission observe qu'il n'existe qu'un seul cas dans lequel un fournisseur n'a pu participer à aucune des enchères, celui d'un parc éolien lors des enchères T-4 de 2017, ce qui a donc eu un effet négligeable sur l'ensemble du marché de capacité.

(344) Certaines technologies ayant vu leurs coûts d'investissement diminuer considérablement au cours des dernières années, elles n'auront probablement plus besoin du soutien des mesures décrites au considérant 32. Par conséquent, soucieuse d'éviter à l'avenir l'exclusion de fournisseurs de capacité qui ne bénéficient pas d'une telle aide, comme dans la situation décrite au considérant 342, la Commission se félicite de l'engagement du Royaume-Uni, décrit au considérant 197, à élaborer toutes les règles nécessaires (par exemple, mais pas exclusivement, des facteurs de déclassement) pour garantir la participation effective de tout nouveau type de capacité susceptible de contribuer efficacement à résoudre le problème d'adéquation des capacités de production, dès lors que cette capacité est en mesure de contribuer à résoudre ce problème.

6.5.1.6. Conclusion

(345) La Commission conclut par conséquent que le marché de capacité permet la participation de producteurs utilisant différentes technologies et d'opérateurs proposant des solutions aux qualités techniques équivalentes, conformément au point 232 a) des LDAEE.

6.5.2. *Participation d'opérateurs d'autres États membres*

(346) Le point 232 b) des LDAEE traite de la possibilité pour les opérateurs d'autres États membres de participer à une mesure. Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a demandé des éclaircissements sur la question de savoir si, à l'avenir, la participation transfrontalière au marché de capacité britannique devrait rester limitée aux interconnexions.

(347) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a expliqué que, en 2014, le Royaume-Uni avait présenté des éléments de preuve attestant qu'il était impossible, à ce stade, d'inclure les capacités étrangères dans le marché de capacité sans mettre en place des accords transfrontaliers supplémentaires. La Commission reconnaît qu'il était difficile, à cette époque, d'autoriser effectivement la participation transfrontalière au marché de capacité. Au lieu de cela, le Royaume-Uni a autorisé les capacités interconnectées à participer directement au marché de capacité à partir des deuxièmes enchères en 2015. Toutefois, la Commission doutait que la participation transfrontalière au marché de capacité dût, à terme, rester limitée aux interconnexions.

([67]) https://www.emrdeliverybody.com/Prequalification/EMR%20DB%20Consultation%20response%20-%20De-rating%20Factor%20Methodology%20for%20Renewables%20Participation%20in%20the%20CM.pdf

([68]) Les facteurs de déclassement utilisés pour la préqualification aux enchères T-4, T-3 et T-1 [voir considérant 18, point d)] sont les suivants: pour l'énergie éolienne terrestre, entre 7,42 % et 8,98 %; pour l'énergie éolienne en mer, entre 10,55 % et 14,45 %; pour l'énergie solaire photovoltaïque, entre 2,34 % et 3,22 %. Ces facteurs de déclassement sont comparables à ceux utilisés en Irlande (par exemple, pour les enchères de capacité T-1 de 2019/2020, voir http://sem-o.com/documents/general-publications/Initial-Auction-Information-Pack_IAIP1920T1.pdf) et en Italie [voir décision C(2018) 617 final].

(348) Conformément à l'article 26 du règlement (UE) 2019/943, qui s'appliquera à compter du 1er janvier 2020, les mécanismes de capacité doivent être ouverts à la participation transfrontalière directe des fournisseurs de capacité situés dans un autre État membre. Dans ce contexte, la Commission se félicite de l'engagement du Royaume-Uni, décrit au considérant 200:

a) à mettre tout en œuvre pour permettre la participation directe des capacités étrangères aux enchères dont la phase de préqualification débute à compter de janvier 2020, sous réserve d'accords de coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport dans les pays voisins où sont situées les capacités participantes; et

b) en tout état de cause, à appliquer la participation directe de capacités étrangères à toutes les enchères dont la phase de préqualification débutera après que les méthodes, les règles communes et les modalités mentionnées à l'article 26, point 11, du règlement (UE) 2019/943 auront été approuvées par l'ACER et publiées sur son site internet, conformément à l'article 27 du règlement susmentionné, et qu'elles seront entrées en vigueur.

(349) Le point 232 b) des LDAEE explique que la participation d'opérateurs d'autres États membres devrait être autorisée là où une telle participation est matériellement possible, c'est-à-dire là où les capacités peuvent être matériellement fournies aux États membres qui mettent en œuvre la mesure d'aide. Par conséquent, la compatibilité du marché de capacité demeure garantie si la participation directe des capacités étrangères n'est pas possible pour des enchères données au motif que la dernière estimation de la capacité d'interconnexion disponible a déjà été entièrement souscrite lors d'enchères précédentes pour l'année de livraison concernée.

(350) S'agissant des observations de certaines parties intéressées concernant le système de rémunération «Cap et Floor» applicable aux interconnexions (voir considérant 149), la Commission estime que cette situation est différente de celles décrites aux considérants 32 à 33 en ce qui concerne le cumul des aides. Comme le Royaume-Uni l'a expliqué (voir considérant 201), les éventuels revenus provenant du marché de capacité sont pris en considération avant l'évaluation des revenus des interconnexions dans le cadre du régime «Cap et Floor». Ainsi, une interconnexion ne recevra un paiement «floor» que si le total des revenus (y compris les revenus issus du marché de capacité) est inférieur au plancher, tandis que, si le total des revenus est supérieur au plafond, l'interconnexion remboursera le client. Le système «Cap et Floor» est donc différent d'une mesure de soutien qui entraînerait un cumul d'aides. Par conséquent, la Commission estime qu'il n'y avait pas lieu d'exclure les interconnexions du marché de capacité pour ce motif.

(351) En ce qui concerne l'observation d'une partie intéressée concernant l'exclusion des interconnexions des enchères T-1 qui se sont tenues au début de l'année 2018 pour l'année de livraison 2018/2019 (voir considérant 150), la Commission prend note des arguments présentés par le Royaume-Uni au considérant 202. En particulier, comme expliqué aux considérants 143 et 144 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission convient que le Royaume-Uni a revu à la hausse son estimation de la contribution des interconnexions lors des situations de tension, à la suite de la recommandation du PTE et aux fins de se conformer au considérant 124 de la décision de 2014. Leur contribution nette est ainsi passée de 0 GW à 2,1 GW pour l'année de livraison 2018/2019 (voir considérant 36). En conséquence, le Royaume-Uni a revu à la baisse la quantité de capacité à acquérir dans le cadre de ces enchères T-1. Or, pour permettre aux interconnexions de participer à ces enchères T-1, il aurait fallu augmenter la capacité à mettre aux enchères contrairement aux attentes du marché fondées sur les conditions des enchères T-4 de 2014.

(352) S'agissant des facteurs de déclassement appliqués aux interconnexions, la Commission considère que la méthode fondée sur les interconnexions individuelles n'est pas discriminatoire. Comme l'a expliqué le Royaume-Uni au considérant 202, cette approche particulière à l'égard des interconnexions est justifiée par la nécessité de tenir compte de la grande diversité des interconnexions et des marchés connectés. Cette diversité exige que NG utilise une fourchette modélisée de facteurs de déclassement pour chaque pays interconnecté (en utilisant une méthode de modélisation paneuropéenne stochastique). En outre, le groupe d'experts techniques examine de manière indépendante si les chiffres de déclassement sont appropriés.

(353) En ce qui concerne l'observation d'une partie intéressée concernant l'exclusion des interconnexions de l'accès aux contrats de capacité d'une durée supérieure à un an (voir considérant 150), la Commission, comme le Royaume-Uni, estime que l'attribution de contrats à long terme aux interconnexions serait incompatible avec la position du Royaume-Uni selon laquelle le modèle de l'interconnexion est une solution envisagée à court terme (voir considérant 202), jusqu'à la mise en œuvre de la participation directe des capacités étrangères. Dans la mesure où la capacité d'interconnexion se voyait attribuer des contrats dans le cadre des enchères, elle ne serait pas disponible pour des importations en provenance de fournisseurs de capacité situés dans les pays voisins. La participation directe des capacités étrangères ne serait donc pas possible.

(354) La Commission conclut également que le fait de permettre aux interconnexions d'avoir accès à des contrats de capacité d'une durée supérieure à un an irait à l'encontre du point 232 b) des LDAEE, et en particulier de leur note de bas de page 97, selon laquelle les régimes devraient être adaptés au cas où des arrangements communs seraient adoptés pour faciliter une telle participation transfrontière.

(355) La Commission conclut que le marché de capacité permet la participation d'opérateurs d'autres États membres et est donc conforme au point 232 b) des LDAEE.

6.5.3. *Participation d'un nombre suffisant d'opérateurs en vue de la fixation d'un prix compétitif pour les capacités*

(356) Le point 232 c) traite de la possibilité pour un nombre suffisant de producteurs de participer afin de fixer un prix compétitif pour les capacités. Comme le montre le tableau 7, le prix des capacités n'a pas été excessif et a même diminué, passant de 19,40 GBP/kW lors des enchères T-4 de 2014 à 8,40 GBP/kW lors des enchères T-4 de 2017. En outre, le prix des capacités lors des enchères T-1 a, lui aussi, fortement diminué, passant de 6,00 GBP/kW en 2017 à 0,77 GBP/kW lors des enchères conditionnelles tenues en juin 2019.

(357) La Commission n'ayant pas reçu d'observations des parties intéressées indiquant le contraire, elle conclut qu'il existe un nombre suffisant de capacités participant au marché de capacité pour définir un prix compétitif pour les capacités, conformément au point 232 c) des LDAEE.

6.5.4. *Prévention des effets négatifs dans le marché intérieur dus à des mesures réglementaires*

(358) Comme expliqué aux considérants 110 à 118 de la présente décision (voir également considérants 102 à 110 de la décision d'ouvrir la procédure), le Royaume-Uni a mis en œuvre une série de réformes visant à améliorer le fonctionnement des marchés de l'électricité.

(359) La Commission n'a pas reçu d'observations de la part des parties intéressées indiquant le contraire et, sur la base des arguments exposés ci-dessus, elle conclut que le marché de capacité britannique permet de prévenir les effets négatifs dans le marché intérieur, conformément au point 232 d) des LDAEE.

6.5.5. *Incidence sur les incitations à investir dans les capacités d'interconnexion et le couplage des marchés*

(360) Les interconnexions peuvent participer aux enchères du marché de capacité depuis les deuxièmes enchères, en 2015, comme expliqué au considérant 34. Le marché de capacité a donc contribué au financement des interconnexions. En particulier, comme le montre le tableau 2 ci-dessus, trois CMU d'interconnexion nouvellement construites ont été retenues lors des enchères T-4 de 2017.

(361) Plus généralement, comme décrit au considérant 116 de la présente décision, le degré d'interconnexion du Royaume-Uni est passé de 4 % en 2014 à 6 % de la capacité totale installée en 2019, notamment après la mise en service de l'interconnexion NEMO avec la Belgique, le 31 janvier 2019. La capacité d'interconnexion devrait atteindre 9 % d'ici à 2021 ([69]). En outre, les mesures décrites à la section 2.8.4 contribuent à un fonctionnement plus efficace du couplage des marchés.

(362) La Commission n'ayant pas reçu d'observations des parties intéressées indiquant le contraire, elle conclut que le marché de capacité ne réduit pas les incitations à investir dans les capacités d'interconnexion ou le couplage des marchés, conformément aux points 233 a) et b) des LDAEE.

6.5.6. *Incidence sur les décisions d'investissement antérieures à l'introduction de la mesure*

(363) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a indiqué que, selon la modélisation présentée par le Royaume-Uni, l'introduction du marché de capacité aura tendance, avec le temps, à faire baisser les prix de l'électricité sur le marché de l'énergie. Le fait que les producteurs existants (qui ont pris les décisions d'investissement sur la base des projections des prix de gros de l'énergie) aient accès au marché de capacité et puissent compléter les revenus générés sur ce marché signifie donc que, en moyenne, la mesure ne nuit pas à leurs décisions d'investissement. En outre, les centrales dont la construction a commencé entre mai 2012 et les premières enchères en 2014 ont été considérées comme de nouvelles centrales en reconnaissance de leurs dépenses en capital et du fait qu'elles comptaient sur la mise en place du marché de capacité.

(364) Comme c'est le cas lors de tout changement dans la configuration du marché, il est probable que les effets du changement se fassent davantage sentir dans certaines des centrales existantes que dans d'autres. Concrètement, les centrales construites plus récemment mais avant mai 2012, et qui ne peuvent donc pas être qualifiées de «nouvelles» centrales dans le cadre du marché de capacité, seront probablement plus touchées par la mise en place de la mesure. Toutefois, toute incidence négative éventuelle devrait être atténuée par le fait que n'importe quelle centrale peut avoir accès au marché de capacité, et compensée par les avantages substantiels de la mesure pour le réseau électrique, compte tenu également du signal-prix très clair que le marché de capacité devrait envoyer en ce qui concerne les capacités. Un tel signal-prix n'existerait pas sans la mesure et devrait être déterminé indirectement, au moyen du prix de l'électricité.

([69]) Ces chiffres sont fondés sur l'hypothèse que la capacité de production d'électricité du Royaume-Uni demeure constante, à 81,3 GW.

(365) La Commission n'ayant pas reçu d'observations des parties intéressées indiquant le contraire, elle conclut que le marché de capacité ne nuit pas aux décisions d'investissement antérieures à l'introduction de la mesure, conformément au point 233 c) des LDAEE.

6.5.7. *Incidence sur les positions dominantes*

(366) Le point 232 d) des LDAEE traite de la nécessité d'éviter des effets négatifs dans le marché intérieur. Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a observé que l'attribution de contrats de capacité plus longs pour de nouveaux investissements permettait aux nouveaux arrivants d'obtenir le financement nécessaire. La facilitation de l'entrée sur le marché contribuerait également à la lutte contre le risque de positions dominantes. La Commission a également observé que la forte composante de fixation des prix dans un système d'enchères descendantes à prix discriminatoire réduisait le risque d'exercer un pouvoir de marché lors des enchères.

(367) La Commission n'ayant pas reçu d'observations des parties intéressées indiquant le contraire, elle conclut que le marché de capacité ne renforce pas les positions dominantes, conformément au point 232 d) des LDAEE.

6.5.8. *Préférence aux technologies émettant peu de carbone, à paramètres techniques et économiques équivalents.*

(368) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a présenté une liste de raisons pour lesquelles elle considérait que le marché de capacité donnait la préférence aux producteurs émettant peu de carbone, à paramètres techniques et économiques équivalents, conformément au point 233e) des LDAEE:

a) la mesure est ouverte aux producteurs émettant peu de carbone. Toutefois, afin d'éviter le cumul d'aides et la surcompensation qui en résulte, les producteurs ne doivent pas être bénéficiaires d'autres mesures de soutien telles que celles décrites aux considérants 32 et 33;

b) le caractère concurrent du mécanisme expose les participants aux prix du carbone lorsqu'ils vendent leur électricité sur le marché. À caractéristiques techniques équivalentes, l'augmentation des coûts du carbone aura donc pour effet de réduire les revenus attendus du marché de l'énergie et d'augmenter les prix des capacités demandés par les soumissionnaires émettant beaucoup de carbone lors des enchères (voir considérant 67 ci-dessus), ce qui réduira leurs chances d'être retenus lors des enchères ([70]);

c) comme indiqué dans la décision de 2014 (considérant 153) et dans la décision d'ouvrir la procédure (considérant 195), la Commission considère que les coûts du carbone liés au système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne (ci-après le «SEQE de l'Union européenne») constituent des paramètres économiques généraux aux fins du point 233e) des LDAEE, et sont donc insuffisants pour démontrer qu'une mesure accorde une préférence particulière aux producteurs émettant peu de carbone. Elle observe toutefois que, en 2013, le Royaume-Uni a introduit un prix plancher du carbone (Carbon Price Floor, ci-après «CPF»), fixé à 18 GBP/tCO_2 pour les années 2018/2019 et 2019/2020. Avec ce CPF, le prix du carbone pour les producteurs d'électricité était plus élevé qu'avec le seul SEQE de l'Union européenne. Dès lors, de l'avis de la Commission, l'interaction entre le CPF et le mécanisme d'enchères décrit ci-dessus a un effet équivalent à celui de critères de sélection secondaires (par exemple, dans le cadre d'un appel d'offres fondé sur d'autres critères que le prix) qui accorderaient la préférence aux producteurs émettant peu de carbone, à paramètres techniques et économiques équivalents.

(369) Comme mentionné au considérant 160, certaines parties intéressées ont insisté sur la nécessité de modifier le marché de capacité de façon qu'il favorise généralement les technologies à faible émission de carbone. En outre, dans le rapport mentionné au considérant 21, la commission de la science et de la technologie de la Chambre des communes a proposé que le marché de capacité soutienne les technologies à faible émission de carbone dans la mesure du possible, et qu'un pourcentage minimal du financement du marché de capacité soit alloué à ces technologies. La Commission estime que les modifications suggérées pour le marché de capacité britannique ne sont pas nécessaires pour se conformer aux LDAEE, étant donné que le point 233e) de ces lignes directrices exige que le marché de capacité accorde la préférence aux capacités émettant peu de carbone uniquement en cas de paramètres techniques et économiques équivalents.

(370) S'agissant des observations des parties intéressées indiquant que le marché de capacité doit respecter les limites d'émissions de CO_2 imposées par le règlement (UE) 2019/943 (voir considérant 161), la Commission fait remarquer que:

a) en ce qui concerne les nouvelles capacités, une modification des règles relatives au marché de capacité visant à mettre en place cette limite d'émissions de carbone pour les capacités nouvellement construites souhaitant se préqualifier pour les enchères de capacité qui se tiendront au début de l'année 2020 (y compris tout composant nouvellement construit participant en tant que capacité de gestion de la demande non confirmée), comme expliqué au considérant 217, est entrée en vigueur le 18 juillet 2019;

([70]) À titre subsidiaire, le Royaume-Uni souligne que si deux projets d'intensité en carbone différente présentent des offres équivalentes, cela ne peut s'expliquer que par des caractéristiques techniques et d'autres caractéristiques économiques différentes.

b) en ce qui concerne les capacités existantes, le Royaume-Uni s'est engagé à respecter les dispositions pertinentes du règlement (UE) 2019/943. Il adoptera notamment, avant la fin de l'année 2020, des modifications réglementaires visant à garantir que, à partir du 1er juillet 2025 au plus tard, les capacités de production qui ont entamé une production commerciale avant le 4 juillet 2019 et qui émettent plus de 550 g de CO_2 d'origine fossile par kilowattheure d'électricité et plus de 350 kg de CO_2 d'origine fossile en moyenne par an et par kilowatt électrique installé ne reçoivent pas de paiements ni d'engagements pour de futurs paiements dans le cadre du marché de capacité (voir considérant 218).

(371) Sur la base de ces considérations, la Commission conclut que le marché de capacité accorde la préférence aux technologies à faible émission de carbone, à paramètres techniques et économiques équivalents, conformément au point 233e) des LDAEE.

6.5.9. *Conclusion sur la prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges*

(372) La Commission conclut par conséquent que le marché de capacité satisfait aux dispositions de la section 3.9.6 des LDAEE.

6.6. **Conformité avec les articles 30 et 110 du traité**

(373) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a conclu à titre préliminaire que le mécanisme de financement de la mesure n'introduisait aucune restriction susceptible d'enfreindre l'article 30 ou l'article 110 du traité.

(374) Comme expliqué au considérant 88 ci-dessus, les paiements sont financés par un prélèvement imposé aux fournisseurs d'électricité (ci-après l'«obligation du fournisseur»). Le prestataire de services de règlement calcule et collecte les paiements au titre de l'obligation de fournisseur d'électricité. Le Royaume-Uni explique que l'obligation du fournisseur est imposée à tous les fournisseurs d'électricité titulaires d'une licence, et est déterminée en fonction de leur part de marché et calculée sur la base des volumes d'électricité vendus. La Commission considère toutefois que ce prélèvement s'apparente fortement à une taxe sur l'électricité consommée.

(375) S'agissant des articles 30 et 110 du traité, en vertu d'une jurisprudence constante, le droit de l'Union ne restreint pas, en l'état actuel de son évolution, la liberté de chaque État membre d'établir un système de taxation différenciée pour certains produits, même similaires au sens de l'article 110, premier alinéa, du traité, en fonction de critères objectifs, tels que la nature des matières premières utilisées ou les procédés de production appliqués. De telles différenciations ne sont toutefois compatibles avec le droit de l'Union que si elles poursuivent des objectifs compatibles, eux aussi, avec les exigences du droit de l'Union et si leurs modalités sont de nature à éviter toute forme de discrimination, directe ou indirecte, à l'égard des importations en provenance des autres États membres, ou de protection en faveur de productions nationales concurrentes» ([71]).

(376) La Commission n'a reçu aucune observation de parties intéressées ou du Royaume-Uni indiquant le contraire et maintient sa conclusion préliminaire.

(377) Un traitement discriminatoire à l'égard d'importations en provenance d'autres États membres suppose que des situations similaires sont traitées différemment. La Commission a donc examiné si la situation des importations était similaire à celle de la production nationale. Comme expliqué au considérant 34, les interconnexions sont admises à participer au marché de capacité depuis les deuxièmes enchères, en 2015, en tant que CMU, dans des conditions identiques à celles appliquées aux capacités britanniques. En outre, à l'avenir, comme expliqué au considérant 200, le Royaume-Uni autorisera les capacités étrangères à participer directement au marché de capacité.

(378) La Commission conclut à titre préliminaire que le mécanisme de financement de la mesure n'introduit aucune restriction susceptible d'enfreindre l'article 30 ou l'article 110 du traité.

6.7. **Transparence**

(379) Comme expliqué au considérant 221, le Royaume-Uni s'est engagé à appliquer les conditions de transparence spécifiées à la section 3.2.7 des LDAEE dans la mesure où elles s'appliquent aux aides accordées au titre du marché de capacité. Cette condition est donc respectée.

6.8. **Applicabilité de l'appréciation de la compatibilité**

(380) Le 15 novembre 2018, le Tribunal de l'Union européenne, dans l'affaire T-793/14, Tempus/Commission, a annulé la décision de la Commission du 23 juillet 2014. Le 25 janvier 2019, la Commission a formé un pourvoi contre l'arrêt du Tribunal (affaire C-57/19 P). Étant donné que le pourvoi n'avait pas d'effet suspensif et aux fins de se conformer à l'arrêt du Tribunal, la Commission a décidé de réexaminer le marché de capacité britannique et, le 21 février 2019, a ouvert la procédure formelle d'examen au titre de l'article 108, paragraphe 2, TFUE.

([71]) Arrêt dans l'affaire C-213/96, Outokumpu, Rec. 1998, p. I-1777, point 30.

(381) Aux fins de la sécurité juridique, il est nécessaire de préciser l'état de la présente décision si la Cour de justice décide d'annuler l'arrêt rendu par le Tribunal dans l'affaire T-793/14, auquel cas la décision du 23 juillet 2014 serait valable à compter de la date de son adoption. En l'espèce, l'appréciation de la compatibilité effectuée dans la présente décision en ce qui concerne les mesures en vigueur jusqu'à la date d'adoption de cette décision serait sans objet ni effet juridique. En ce qui concerne les modifications du marché de capacité par rapport au mécanisme approuvé par la décision de la Commission du 23 juillet 2014, la Commission estime que ces modifications, décrites aux considérants 182, 187, 194, 197, 200 et 218, constitueraient des modifications du marché de capacité au sens de l'article 4, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 794/2004 de la Commission ([72]), que la Commission a déclarées compatibles avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, du traité sur la base de l'appréciation exposée dans la présente décision.

7. **CONCLUSION**

(382) La Commission constate que, à compter de la date de mise en œuvre de la mesure et jusqu'à sa suspension, le 15 novembre 2018, à la suite de l'arrêt du Tribunal ([73]), le Royaume-Uni a mis en œuvre le marché de capacité illégalement, en violation de l'article 108, paragraphe 3, du traité, comme expliqué au considérant 235. Elle estime toutefois que la mesure est compatible avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité, et en particulier de la section 3.9 des LDAEE pour une période maximale de dix ans à compter de la date à laquelle la mesure a été mise en œuvre pour la première fois en 2014 (réputée être le 16 décembre 2014, c'est-à-dire lors des premières enchères du marché de capacité) ([74]),

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

Le régime d'aides prenant la forme du marché de capacité mis en œuvre par le Royaume-Uni conformément à la loi sur l'énergie de 2013 (ci-après le «régime d'aides») est compatible avec le marché intérieur sur le fondement de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité. La Commission autorise le régime d'aides pour une période maximale de dix ans à compter du 16 décembre 2014.

Article 2

Si la Cour annule l'arrêt rendu par le Tribunal dans l'affaire T-793/14 et décide de confirmer la décision C(2014) 5083, l'article 1er est remplacé par le texte suivant:

«*Article premier*

Les modifications qu'il est proposé d'apporter au régime d'aides déclaré compatible par la décision C(2014) 5083, qui ont été notifiées à la Commission le 12 septembre 2019 et sont décrites à l'annexe de la présente décision, sont compatibles avec le marché intérieur sur le fondement de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité, à compter de la date de notification de la présente décision jusqu'au 15 décembre 2024.»

Article 3

Le Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 24 octobre 2019.

Par la Commission
Margrethe VESTAGER
Membre de la Commission

([72]) Règlement (CE) n° 794/2004 de la Commission du 21 avril 2004 concernant la mise en œuvre du règlement (CE) 2015/1589 du Conseil portant modalités d'application de l'article 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (JO L 140 du 30.4.2004, p. 1).
([73]) Voir considérant 17.
([74]) Voir article 21, point 8, du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (JO L 158 du 14.6.2019, p. 54).

ANNEXE

MODIFICATIONS DU MARCHÉ DE CAPACITÉ

1) Premièrement, le Royaume-Uni s'engage:

   a) à abaisser à 1 MW le seuil minimal de participation au marché de capacité tel que décrit aux considérants 30 et 31 de la présente décision, pour toutes les enchères dont la phase de préqualification débute à compter de janvier 2020; et

   b) à revoir ce seuil d'ici octobre 2021 afin d'examiner les possibilités d'un nouvel abaissement.

2) Deuxièmement, le Royaume-Uni s'engage:

   a) à mettre tout en œuvre pour permettre la participation directe des capacités étrangères aux enchères dont la phase de préqualification débute à compter de janvier 2020, sous réserve d'accords de coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport dans les pays voisins où sont situées les capacités participantes; et, en tout état de cause;

   b) à appliquer la participation directe de capacités étrangères à toutes les enchères dont la phase de préqualification débutera après que les méthodes, les règles communes et les modalités mentionnées à l'article 26, point 11, du règlement (UE) 2019/943 auront été approuvées par l'ACER et publiées sur son site internet, conformément à l'article 27 du règlement susmentionné, et qu'elles seront entrées en vigueur.

3) Troisièmement, le Royaume-Uni s'engage à mettre en place toutes les règles nécessaires (par exemple, mais pas exclusivement, des facteurs de déclassement) pour permettre la participation effective de tout nouveau type de capacité susceptible de contribuer efficacement à résoudre le problème d'adéquation des capacités de production, dès lors que cette capacité est en mesure de contribuer à résoudre ce problème.

4) Quatrièmement, le Royaume-Uni s'engage:

   a) à autoriser les capacités de tous types (à l'exception des interconnexions) à se porter candidates à la préqualification afin de pouvoir soumissionner pour les différentes durées contractuelles disponibles, si elles peuvent démontrer qu'elles satisfont aux seuils de dépenses en capital décrits au considérant 75 de la présente décision, et;

   b) à continuer de réexaminer ces seuils de dépenses en capital afin de s'assurer qu'ils restent appropriés.

5) Cinquièmement, le Royaume-Uni s'engage:

   a) à continuer de se procurer, lors des enchères T-1, au moins 50 % de la capacité réservée quatre ans plus tôt dans le cadre du processus de fixation des paramètres pour les enchères T-4 pour la même année de livraison, et;

   b) à continuer d'utiliser la méthode de mise en réserve fondée sur un intervalle de confiance de 95 %, décrite au considérant 62 de la présente décision, pour déterminer la quantité de capacité minimale qui sera réservée à des enchères T-1.

6) Sixièmement, le Royaume-Uni s'engage à respecter les dispositions du règlement (UE) 2019/943 et, en particulier, à adopter d'ici à la fin de l'année 2020 des modifications réglementaires visant à garantir que, à compter du 1er juillet 2025 au plus tard, les capacités de production qui ont entamé une production commerciale avant le 4 juillet 2019 et qui émettent plus de 550 g de CO_2 d'origine fossile par kilowattheure d'électricité et plus de 350 kg de CO_2 d'origine fossile en moyenne par an et par kilowatt électrique installé ne sont pas engagées, et ne reçoivent ni paiements ni engagements pour de futurs paiements dans le cadre du marché de capacité.