II

(Actes non législatifs)

DÉCISIONS

DÉCISION (UE) 2019/56 DE LA COMMISSION

du 28 mai 2018

relative à l'aide d'État SA.34045 (2013/C) (ex 2012/NN) accordée par l'Allemagne aux consommateurs de charge en continu au sens de l'article 19 du règlement StromNEV

[notifiée sous le numéro C(2018) 3166]

(Le texte en langue allemande est le seul faisant foi.)

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

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et notamment 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 ([1]) et vu ces observations,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

(1) Par une plainte du 28 novembre 2011 de la Fédération des consommateurs d'énergie (Bund der Energieverbraucher e.V.), une plainte de GWS Stadtwerke Hameln GmbH du 8 décembre 2011 et plusieurs plaintes reçues de la part de consommateurs depuis décembre 2011, la Commission a été informée que l'Allemagne avait accordé depuis 2011 à certains grands consommateurs d'énergie une exonération complète des redevances de réseau. Par courrier du 29 juin 2012, l'Allemagne a transmis à la Commission des renseignements complémentaires concernant ce régime d'aide.

(2) Par courrier du 6 mars 2013 (ci-après la «décision d'ouvrir la procédure»), la Commission a communiqué à l'Allemagne sa décision d'ouvrir la procédure au titre de l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ci-après le «TFUE») concernant ce régime d'aide. L'Allemagne a transmis ses observations concernant la décision d'ouvrir la procédure le 8 avril 2013.

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

(4) La Commission a transmis les observations reçues des intéressés à l'Allemagne, qui a eu l'occasion de se prononcer à leur égard. La Commission a reçu la réponse de l'Allemagne par courrier du 5 novembre 2013.

(5) Dans le cadre d'une rencontre qui a eu lieu le 17 octobre 2013, et par courriers des 7 avril 2015, 20 juillet 2016, 6 juillet 2017, 18 septembre 2017, 3 octobre 2017 et 23 octobre 2017, la Commission a invité l'Allemagne à lui fournir des informations supplémentaires.

(6) Les réponses de l'Allemagne à ces demandes de renseignements sont parvenues à la Commission les 6 décembre 2013, 28 mai 2015, 15 septembre 2015, 14 octobre 2016, 3 août 2017, 20 septembre 2017, 24 octobre 2017 et 26 octobre 2017. Les informations les plus récentes ont été transmises le 11 décembre 2017.

([1]) JO C 128 du 4.5.2013, p. 43.

([2]) Décision de la Commission du 6 mars 2013 relative à l'aide d'État SA.34045 (2012/N) — Allemagne — Exonération des redevances de réseau pour les grands consommateurs d'électricité (article 19 du règlement StromNEV) — Invitation à présenter des observations en application de l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (JO C 128 du 4.5.2013, p. 43).

2. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE L'AIDE

2.1. *REDEVANCES DE RÉSEAU EN ALLEMAGNE*

(7) Le système des redevances de réseau en Allemagne est régi par la loi relative à la sauvegarde de l'approvisionnement en énergie (ci-après l'«EnWG»). L'EnWG, telle que modifiée par l'article 1er de la loi du 26 juillet 2011 portant nouvelle réglementation des dispositions relatives à l'approvisionnement en énergie ([3]) (ci-après la «loi du 26 juillet 2011»), qui ne contient pas encore les modifications apportées par l'article 1er de la loi du 26 juillet 2016 ([4]) (ci-après l'«EnWG 2011»), est seule pertinente aux fins de la présente décision.

(8) Conformément à l'article 21 de l'EnWG 2011, les redevances de réseau facturées aux consommateurs finals par les gestionnaires de réseau ([5]) doivent être appropriées, non discriminatoires et transparentes et être calculées sur la base des coûts d'une exploitation efficace du réseau. L'article 24 de l'EnWG 2011 habilite le gouvernement fédéral allemand à établir, par voie réglementaire, des dispositions détaillées en ce qui concerne la méthode de détermination des redevances de réseau. L'article 24, première phrase, point 1, de l'EnWG 2011 habilite le gouvernement fédéral allemand à établir la méthode générale de détermination des redevances de réseau. La première phrase, point 3, lui confère le pouvoir de réglementer les cas particuliers d'utilisation du réseau dans lesquels des redevances de réseau individuelles peuvent être autorisées.

(9) Le Stromnetzentgeltverordnung [règlement fédéral relatif aux redevances de réseau, ci-après le «règlement StromNEV» ([6])], adopté sur la base de l'article 24 de l'EnWG 2011, contient des dispositions détaillées concernant la fixation des redevances de réseau. Il est précisé à l'article 3, paragraphe 2, du règlement StromNEV que le paiement des redevances de réseau couvre l'utilisation du niveau de réseau de chaque gestionnaire de réseau de distribution d'électricité auquel l'utilisateur du réseau est raccordé, ainsi que de tous les niveaux de réseau en amont. L'article 16, paragraphe 1, du règlement StromNEV contient le principe directeur selon lequel les redevances de réseau doivent refléter les coûts réellement engendrés par les utilisateurs du réseau.

(10) Conformément à l'habilitation accordée à l'article 24, première phrase, point 1, de l'EnWG 2011, le règlement StromNEV définit la méthode générale de calcul à utiliser par les gestionnaires de réseau pour déterminer les redevances de réseau. Cette méthode de calcul est prévue par les articles 4 à 14 du règlement StromNEV 2011.

(11) Cette méthode détermine dans un premier temps les différents éléments de coûts annuels de l'ensemble des réseaux. Il s'agit des coûts de mise en place du réseau (lignes de transport et de distribution, sous-stations, etc.), des coûts d'entretien et d'exploitation, ainsi que des coûts des services système [réserves primaire et secondaire et réserves minutes ([7]), mesures de redispatching ([8]) et énergie pour compenser les pertes sur le

([3]) Loi du 26 juillet 2011 portant nouvelle réglementation des dispositions relatives à l'approvisionnement en énergie (Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften) (BGBl. I p. 1554).

([4]) Loi du 26 juillet 2016 relative à l'évolution du marché de l'électricité (Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes, en abrégé «Strommarktgesetz») (BGBl. I p 1786).

([5]) Le gestionnaire de réseau est l'entreprise responsable de l'exploitation et de la gestion sûre du réseau concerné. Les gestionnaires de réseau peuvent, d'une manière générale, être répartis en deux catégories, soit les gestionnaires de réseau de transport d'électricité et les gestionnaires de réseau de distribution, selon qu'ils exploitent un réseau de transport d'électricité ou un réseau de distribution.

([6]) Le règlement StromNEV a été adopté en 2005 et a déjà été modifié plusieurs fois depuis lors. La présente décision se réfère au «règlement StromNEV» en général si la disposition en cause n'a pas été fait l'objet des différentes modifications. Lorsqu'une disposition a été modifiée, la présente décision renvoie explicitement à la version correspondante du règlement StromNEV:
— le «règlement StromNEV 2010» désigne le règlement StromNEV dans sa version modifiée par l'article 6 de la loi du 3 septembre 2010 (BGBl. I p. 2074),
— le «règlement StromNEV 2011» désigne le règlement StromNEV dans sa version modifiée par l'article 7 de la loi du 26 juillet 2011 (BGBl. I p. 1554),
— le «règlement StromNEV 2014» désigne le règlement StromNEV dans sa version modifiée par l'article 1er du règlement du 14 août 2013 (BGBl. I p. 3250).

([7]) Dans un réseau électrique, il doit en principe y avoir un équilibre entre l'alimentation et le prélèvement d'électricité. Des déséquilibres peuvent survenir si la consommation réelle diffère de la consommation prévue, si une centrale électrique tombe en panne, si le vent faiblit soudainement ou si le rayonnement solaire diminue. Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ci-après les «GRT») sont chargés de maintenir en permanence l'équilibre du réseau, d'injecter de l'électricité supplémentaire dans le réseau lorsque la consommation est supérieure à la quantité d'électricité réellement injectée, et de faire baisser la production d'électricité ou d'augmenter la consommation lorsque la consommation est inférieure à la quantité d'électricité injectée. Comme il est difficile de stocker l'électricité, le GRT doit veiller à pouvoir accéder très rapidement (en quelques secondes ou minutes) à l'énergie positive ou négative. À cette fin, les GRT constituent des réserves (également appelées réserves de contrôle). En Allemagne, on distingue trois types de réserves: a) la réserve primaire, dont les GRT doivent pouvoir disposer dans un délai de 30 secondes suivant la demande; b) la réserve secondaire, dont les GRT doivent pouvoir disposer dans un délai de 5 minutes, et la réserve minutes (également appelée réserve tertiaire), qui doit être disponible dans un délai de 15 minutes (voir le site internet de la BNetzA: https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/wiki-article/446/396).

([8]) Les mesures de redispatching sont prises dans le cadre de la gestion des congestions. Il y a congestion du réseau lorsque la quantité d'électricité produite dépasse la capacité des éléments de réseau par lesquels les installations de production sont raccordées aux points de consommation. En réduisant la puissance active d'une ou de plusieurs centrales d'un côté de la congestion, et en l'augmentant de l'autre, la congestion peut être évitée, et dans le même temps, la puissance active totale injectée dans le réseau peut être maintenue à un niveau globalement constant. Dans le cadre des mesures de redispatching, les centrales sont invitées par le gestionnaire de réseau de transport d'électricité à ajuster la puissance active injectée afin d'éviter ou d'éliminer la congestion. Les GRT doivent verser une indemnisation aux centrales lorsqu'une mesure de redispatching est prise (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html).

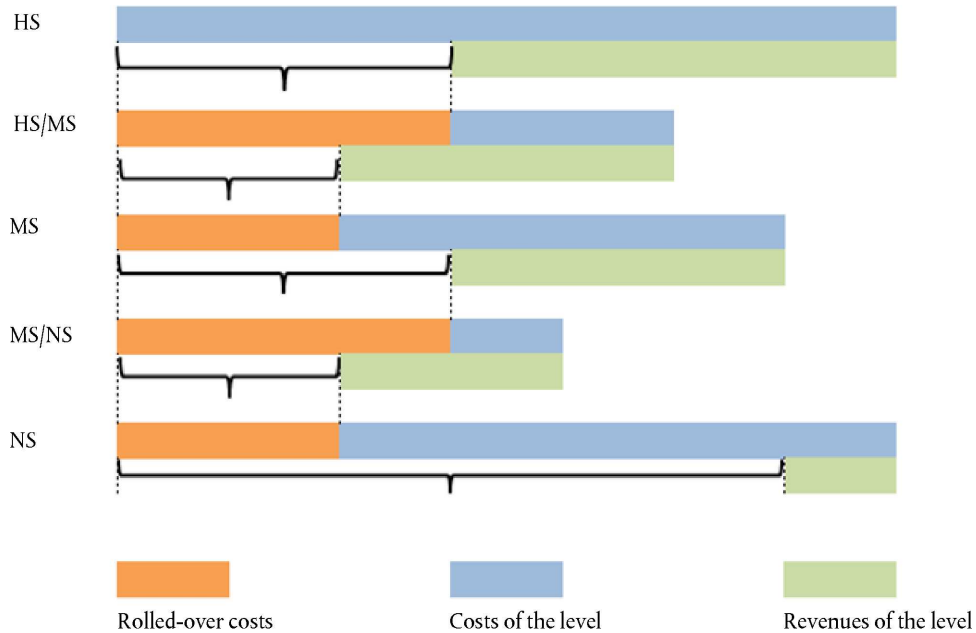
réseau ([9])]. Les coûts annuels sont déterminés sur la base des comptes de résultat des différents gestionnaires de réseau (article 4 du règlement StromNEV 2011). Ils comprennent non seulement les frais de matériel et de personnel, mais également les coûts d'emprunts (article 5 du règlement StromNEV 2011), les amortissements (article 6 du règlement StromNEV 2011), la rémunération du capital investi par les gestionnaires de réseau (article 7 du règlement StromNEV 2011), ainsi que les impôts (article 8 du règlement StromNEV 2011). Les recettes telles que les coûts de raccordement au réseau et les subventions doivent être déduites des coûts de réseau (article 9 du règlement StromNEV). Une redevance distincte est prélevée pour couvrir le coût de l'évaluation non inclus dans les coûts de réseau. Les coûts engendrés par l'achat d'énergie de réglage ([10]) ne sont pas non plus inclus dans les coûts de réseau; ils sont facturés séparément aux utilisateurs responsables du déséquilibre concerné.

(12) Le total annuel des coûts de réseau est ensuite réparti entre les différents niveaux de réseau (réseau haute tension, au niveau des sous-stations, réseau moyenne tension, réseau basse tension). L'annexe 2 du règlement StromNEV 2011 contient une liste de ces niveaux de réseau.

(13) L'étape suivante de la détermination des redevances de réseau consiste à calculer les redevances de réseau sur la base du total annuel des coûts de réseau. Elles sont calculées pour chaque niveau de tension (de la haute tension à la basse tension). Tout d'abord, les coûts annuels dits spécifiques du niveau de tension le plus élevé sont établis à partir du quotient du total annuel des coûts et de la charge de pointe annuelle simultanée de ce niveau, puisque la charge de pointe annuelle est considérée comme un important facteur de coûts. Les coûts annuels spécifiques sont exprimés en EUR/kW. Grâce à la fonction de simultanéité décrite au considérant 14, les coûts annuels spécifiques des différents niveaux de réseau sont convertis en prix par point de prélèvement (en EUR/kW) et en prix par unité d'électricité consommée (en EUR/kWh). Le même principe est appliqué pour les niveaux de tension suivants. Toutefois, le total annuel des coûts du niveau de tension suivant se compose des coûts propres à ce niveau et des coûts répercutés du niveau de tension en amont. Les coûts répercutés correspondent au total des coûts du niveau de tension en amont, minoré des redevances de réseau payés par les utilisateurs du réseau (à savoir, les consommateurs finals et les fournisseurs d'énergie directement raccordés à ce niveau de tension). Le graphique 1 ci-dessous illustre cette répercussion des coûts. Dans un réseau où le courant passe du niveau de tension le plus élevé au niveau de tension le plus bas, les utilisateurs du réseau doivent donc supporter les coûts du niveau de réseau auquel ils sont raccordés, ainsi qu'une partie des coûts des réseaux en amont, puisque ces réseaux sont également utilisés pour acheminer l'électricité jusqu'à eux.

Graphique 1

Répercussion des coûts de réseau dans le cadre de la détermination des redevances de réseau ([1])



([1]) Sur le graphique, HS désigne la haute tension (Hochspannung), MS la moyenne tension (Mittelspannung) et NS la basse tension (Niederspannung), HS/MS la sous-station dans laquelle la haute tension est transformée en

([9]) Lors du transport, une partie de l'électricité est perdue, de sorte que de l'énergie supplémentaire doit être injectée dans le réseau, afin que la quantité d'électricité reste la même que la quantité initialement injectée.

([10]) L'Allemagne a déclaré qu'en ce qui concerne les coûts d'approvisionnement en énergie de réglage, il convient de distinguer les coûts liés aux réserves et les coûts engendrés par la fourniture effective d'énergie de réglage positive ou négative. Les actifs immobilisés dans les réserves seront rémunérés pour leur disponibilité. Lorsqu'ils fournissent réellement de l'énergie à la demande du GRT, ils reçoivent une rémunération supplémentaire pour l'énergie fournie. Les coûts de l'énergie réellement fournie (positive ou négative) sont directement facturés au gestionnaire responsable du déséquilibre.

moyenne tension, et MS/NS la sous-station dans laquelle la moyenne tension est transformée en basse tension. Source: Commission européenne, sur la base de la description des faits fournie par l'Allemagne et complétée par les informations figurant sur le graphique 1 du Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität (rapport de l'Agence fédérale des réseaux sur le système de tarification de l'électricité) de décembre 2015. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1

(14) Afin de refléter les coûts réels générés par chaque utilisateur lors de la répartition des coûts — comme le prévoit l'article 16, paragraphe 1, du règlement StromNEV —, la fonction de simultanéité est utilisée pour chaque niveau de tension. La fonction de simultanéité visée au considérant 13 est décrite à l'article 16, paragraphe 2, du règlement StromNEV et à l'annexe 4 du règlement StromNEV 2011. Cette fonction attribue à chaque prélèvement individuel un degré de simultanéité compris entre 0 et 1. Le degré de simultanéité basé sur des données historiques reflète la probabilité que la consommation individuelle de cet utilisateur contribue à la charge de pointe annuelle du niveau de réseau concerné. La charge de pointe annuelle simultanée du réseau constitue un élément essentiel des coûts de réseau, car elle est pertinente pour le dimensionnement du réseau dans lequel le courant passe du niveau de tension le plus élevé au niveau le plus bas. La fonction de simultanéité vise à garantir que les utilisateurs du réseau les plus susceptibles de contribuer à la charge de pointe annuelle du réseau paient un prix de puissance plus élevé. Par utilisateurs des différents niveaux de réseau, on entend aussi bien les utilisateurs directement raccordés au niveau haute tension que les utilisateurs raccordés aux niveaux de réseau en aval. Dans un système de coordonnées, les degrés de simultanéité de l'ensemble des utilisateurs du réseau de chaque niveau de réseau (axe des y) sont indiqués en fonction du nombre d'heures d'utilisation (axe des x). Il en résulte la fonction de simultanéité. Cette fonction continue se compose de deux segments linéaires qui se coupent en un point [point d'inflexion ([11])], à une durée de consommation annuelle de 2 500 heures ([12]). La fonction de simultanéité permet de déduire un prix par point de consommation (prix de puissance) ([13]) (en EUR/kW) et un prix par unité d'électricité consommée (prix de puissance) ([14]) (en EUR/kWh).

(15) Lors de la détermination des redevances de réseau, les gestionnaires de réseau doivent également tenir compte du seuil maximum de recettes fixé par l'Agence fédérale des réseaux (en abrégé «Bundesnetzagentur», ci-après la «BNetzA») (pour le seuil maximum de recettes autorisé, voir également le considérant 43). Dans la pratique, le seuil maximum de recettes fixé grâce à une analyse comparative avec d'autres gestionnaires de réseau implique que les coûts élevés découlant de l'inefficacité ne peuvent être compensés par les redevances de réseau. Son objectif est donc d'accroître l'efficacité des gestionnaires de réseau. En cas de modification du seuil maximum de recettes qui entraînerait une réduction des redevances de réseau, le gestionnaire de réseau est tenu d'adapter ses redevances de réseau [article 17, paragraphe 2, du Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (règlement relatif à la régulation incitative des réseaux de distribution d'énergie), ci-après le «règlement ARegV 2011» ([15])].

([11]) L'Allemagne a déclaré que le point d'inflexion à 2 500 heures d'utilisation était certes une convention, mais qu'il était déduit d'observations empiriques. Empiriquement, la fonction de simultanéité n'est pas décrite par une trajectoire totalement linéaire, mais la déclivité ascendante relativement forte jusqu'à environ 2 500 heures d'utilisation diminue après ce point d'inflexion. Il en résulte deux segments différents de la fonction de simultanéité et donc, quatre éléments de tarification différents: un prix de puissance et de consommation pour les utilisateurs dont la consommation est inférieure à 2 500 heures d'utilisation et un prix de puissance et consommation pour les utilisateurs dont la consommation est supérieure à 2 500 heures d'utilisation. La seule alternative serait une courbe concave pour la fonction de simultanéité, mais cela signifierait que chaque utilisateur du réseau en Allemagne devrait calculer son propre prix de consommation (puisque la déclivité ascendante de la courbe varie à chaque point de la courbe). Cela alourdirait considérablement la charge administrative associée à la détermination des redevances de réseau en Allemagne, ralentirait leur calcul et réduirait la transparence et la prévisibilité des redevances de réseau.

([12]) Un exemple de la fonction de simultanéité figure dans le rapport de l'Agence fédérale des réseaux sur le système de tarification de l'électricité (décembre 2015): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1

([13]) Le prix de puissance est calculé en multipliant les coûts annuels spécifiques du niveau de réseau par la valeur de la fonction de simultanéité pour 0 ou 2 500 heures d'utilisation (pour les utilisateurs consommant plus ou moins de 2 500 heures). Par exemple, en 2017, Amprion a appliqué le prix de puissance suivant pour le niveau haute tension:

< 2 500 heures/an	≥ 2 500 heures/an
6,3 EUR/kWa	36,55 EUR/kWa

([14]) Le prix de consommation est calculé en multipliant les coûts annuels spécifiques du niveau de réseau par la déclivité ascendante de la fonction de simultanéité jusqu'à son point d'inflexion à 2 500 heures d'utilisation (pour les utilisateurs consommant moins de 2 500 heures) ou par la déclivité ascendante de la fonction de simultanéité après le point d'inflexion (pour les utilisateurs consommant plus de 2 500 heures). Par exemple, en 2017, Amprion a appliqué le prix de consommation suivant pour le niveau haute tension:

< 2 500 heures/an	≥ 2 500 heures/an
1,512 cent/kWh	0,302 cent/kWh

([15]) Règlement du 29 octobre 2007, BGBl. I p. 2529. Le règlement ARegV a été modifié à plusieurs reprises depuis 2007. La présente décision se réfère au «règlement ARegV» en général si la disposition en question n'a pas fait l'objet des différentes modifications. Lorsqu'une disposition a été modifiée, la présente décision renvoie explicitement à la version correspondante du règlement ARegV:

— le «règlement ARegV 2011» désigne le règlement ARegV tel que modifié par l'article 5 de la loi du 28 juillet 2011 (BGBl. I p. 1690).

(16) La méthode décrite aux considérants 11 à 15 ci-dessus est utilisée pour déterminer les redevances de réseau pour la majorité des utilisateurs du réseau, conformément au principe de la réflectivité des coûts. L'article 19 du règlement StromNEV fixe les redevances de réseau devant être payées par les utilisateurs dits atypiques, c'est-à-dire les utilisateurs dont les profils de consommation et de charge sont très différents de ceux des autres utilisateurs, conformément au principe de la réflectivité des coûts (article 24, première phrase, point 3, de l'EnWG 2011). L'article 19 du règlement StromNEV est intitulé «Formes atypiques d'utilisation du réseau».

(17) L'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV définit deux groupes d'utilisateurs atypiques. Le premier groupe comprend les utilisateurs dont la contribution à la charge de pointe est susceptible de différer sensiblement de la charge de pointe annuelle simultanée de tous les autres utilisateurs raccordés au même niveau de réseau (article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV). En règle générale, il s'agit d'utilisateurs du réseau qui consomment systématiquement de l'électricité en dehors des heures de pointe, parce qu'ils utilisent des appareils la nuit par exemple. Cette première catégorie d'utilisateurs atypiques est dénommée ci-après «consommateurs au sens de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV». Le deuxième groupe comprend les utilisateurs dont la consommation annuelle d'électricité représente au moins 7 000 heures d'utilisation ([16]) et plus de 10 gigawatts/heure (GWh) (article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV). Cette deuxième catégorie d'utilisateurs atypiques est dénommée ci-après «consommateurs de charge en continu».

(18) Avant la modification apportée par l'article 7 de la loi du 26 juillet 2011, décrite en détail dans la section 2.2, l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV, tel que modifié par la loi du 3 septembre 2010 [ci-après le «StromNEV 2010» ([17])], prévoyait le paiement, par les consommateurs au sens de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV et par les consommateurs de charge en continu, de redevances de réseau individuelles, comme le prévoit expressément la base d'habilitation à l'article 24, première phrase, point 3, de l'EnWG 2011 (voir considérant 7).

(19) Ces redevances de réseau individuelles devaient tenir compte du comportement d'achat des utilisateurs atypiques. Conformément à l'article 19, paragraphe 2, troisième phrase, du règlement StromNEV 2010, les redevances de réseau individuelles devaient refléter la contribution de l'utilisateur atypique à la réduction ou à la prévention d'une hausse des coûts de réseau. Pour ce faire, la BNetzA a publié en 2010 un guide ([18]) qui définit la «méthode du chemin physique» permettant de déterminer les coûts de réseau générés par les consommateurs de charge en continu et donc, les redevances de réseau individuelles qu'ils doivent payer. Le chemin physique permet de déterminer les «stand-alone costs» d'un utilisateur particulier. Dans ce cadre, les coûts d'une ligne directe fictive sur des tracés existants, du point d'accès au réseau à une centrale électrique de référence appropriée, sont calculés sur la base des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation de la partie du réseau utilisée pour raccorder le consommateur de charge en continu à la centrale électrique la plus proche, capable de satisfaire la totalité des besoins du consommateur de charge en continu. S'ajoutent à cela les coûts des éventuels services système dont bénéficie le consommateur de charge en continu ([19]).

(20) Toutefois, l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2010 stipulait que les consommateurs au sens de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV et les consommateurs de charge en continu devaient payer une redevance minimale équivalant à 20 % des redevances de réseau annoncées; autrement dit, les redevances de réseau individuelles calculées sur la base de la contribution de l'utilisateur atypique à une réduction ou à la prévention d'une hausse des coûts de réseau ne pouvaient être inférieures à 20 % des redevances de réseau annoncées. L'Allemagne a déclaré que cette redevance minimale devait garantir le paiement, par les utilisateurs atypiques également, d'une redevance minimale pour l'exploitation du réseau public auquel ils sont raccordés. En ce qui concerne plus particulièrement les consommateurs de charge en continu, l'Allemagne a indiqué que les redevances de réseau déterminées sur la base du chemin physique d'un consommateur de charge en continu situé à proximité immédiate d'une centrale de base ([20]) pouvaient être

([16]) Le seuil des 7 000 heures d'utilisation s'appliquait à partir du 1er janvier 2011 en vertu du règlement StromNEV 2010, c'est-à-dire avant même l'introduction de l'exonération complète des redevances de réseau accordée aux consommateurs de charge en continu. Avant cette modification, le seuil était de 7 500 heures d'utilisation.

([17]) Voir la note 6 de bas de page.

([18]) BNetzA, Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 und S. 2 StromNEV (Guide pour l'autorisation des redevances de réseau individuelles au titre de l'article 19, paragraphe 2, première et deuxième phrases, du règlement StromNEV), à partir de 2011 (29 septembre 2010).

([19]) Les services système sont des services fournis par le gestionnaire de réseau pour maintenir l'équilibre du réseau. Les services système les plus importants sont les réserves, les mesures de redispatching et l'énergie pour compenser les pertes sur le réseau.

([20]) Une centrale de base est une centrale qui fournit, en règle générale, de l'électricité en continu tout au long de l'année, et qui doit produire une certaine quantité minimale. Ces centrales ne sont arrêtées que lors des opérations de maintenance, de mise à niveau ou de révision. Selon certaines parties intéressées, les centrales de base atteignent généralement 7 500 heures d'utilisation par an. Il s'agit principalement de centrales nucléaires, de centrales électriques au lignite et de centrales hydroélectriques au fil de l'eau, ainsi que, dans une certaine mesure, de centrales au charbon. On distingue les centrales à charge moyenne (centrales à charbon et à turbine à gaz principalement), qui atteignent entre 3 000 et 5 000 heures d'utilisation par an, et les centrales de charge de pointe (centrales hydroélectriques d'accumulation par pompage, centrales à cycle combiné et centrales au pétrole) avec environ 1 000 heures d'utilisation par an. La BNetzA classe les centrales nucléaires, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau et les centrales au lignite dans la catégorie des centrales de base. Les centrales au charbon peuvent également être considérées comme des centrales de base, mais uniquement avec une disponibilité moyenne réduite [voir le Leitfaden zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV (Guide pour l'autorisation des conventions individuelles de redevances de réseau, conformément à l'article 19, paragraphe 2, première et deuxième phrases, du règlement StromNEV), section 1.3.2.2.1]. Les centrales au charbon peuvent être considérées comme des centrales de base, mais seulement jusqu'à 80 %.

proches de zéro. Ces consommateurs de charge en continu ont toutefois bénéficié du réseau d'alimentation générale et de l'approvisionnement électrique plus sûr que celui-ci fournit. Les tarifs minimums tiennent compte du fait que le chemin physique ne permet qu'une estimation des coûts de réseau individuels.

2.2. *L'EXONÉRATION COMPLÈTE DES REDEVANCES DE RÉSEAU DE 2011 À 2013*

(21) Suivant la modification apportée par l'article 7 de la loi du 26 juillet 2011, entrée en vigueur le 4 août 2011, mais qui s'appliquait rétroactivement à partir du 1er janvier 2011 [ci-après le «StromNEV 2011 ([21])], les redevances de réseau individuelles pour les consommateurs de charge en continu ont été supprimées et remplacées par une exonération complète des redevances de réseau. Les redevances de réseau individuelles pour les consommateurs au sens de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV ont été maintenues, de même que l'obligation pour ceux-ci de payer au moins 20 % des redevances de réseau annoncées.

(22) Conformément à l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011, les consommateurs finals devaient être exemptés de redevances de réseau si leur consommation annuelle d'électricité provenant du réseau représentait au moins 7 000 heures d'utilisation et 10 GWh. Cette exonération (ci-après l'«exonération complète») fait à la fois l'objet de la décision d'ouvrir la procédure et de la présente décision.

(23) Le seuil des 7 000 heures d'utilisation est propre aux consommateurs de charge en continu dans la mesure où il ne peut être atteint que si le consommateur final est connecté au réseau quasi en continu avec la même charge. La durée de consommation (en heures d'utilisation à pleine charge) est définie à l'article 2, paragraphe 2, du règlement StromNEV comme équivalant au quotient de la production annuelle d'énergie et de la charge de pointe annuelle de chaque utilisateur du réseau.

(24) Conformément à l'article 19, paragraphe 2, troisième phrase, du StromNEV 2011, l'exonération prévue à la deuxième phrase ne pouvait être accordée qu'une fois que l'autorité de régulation compétente [soit la BNetzA ([22]), soit une autorité de régulation du Land] avait vérifié que les conditions juridiques correspondantes étaient respectées. Une fois ce contrôle effectué, la BNetzA ou l'autorité de régulation du Land délivrait une autorisation exonérant complètement le consommateur de charge en continu du paiement de redevances de réseau pour une période indéterminée (pour autant que toutes les conditions continuent d'être remplies) à compter du 1er janvier 2011 (pour autant que toutes les conditions soient remplies à cette date).

(25) L'exonération complète a entraîné une baisse des recettes des gestionnaires de réseau. Ces pertes financières ont été compensées par une surtaxe spéciale à partir de 2012 (voir la section 2.4). Toutefois, il n'y a eu aucune surtaxe spéciale en 2011, et les pertes financières de 2011 ont été supportées par les gestionnaires de réseau.

(26) L'exonération totale a été supprimée le 1er janvier 2014 par un amendement ([23]) du règlement StromNEV.

2.3. *BÉNÉFICIAIRES ET MONTANT DE L'AIDE*

(27) L'Allemagne a fourni une liste provisoire des entreprises pouvant bénéficier d'une exonération en vertu de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011. Sur la base de ces informations, plus de 200 entreprises ont été exonérées du paiement de redevances de réseau pour la période 2011-2013, en vertu de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011. La grande majorité de ces entreprises provenaient de divers secteurs de l'industrie manufacturière, en particulier de l'industrie chimique (y compris les producteurs de gaz industriels), des industries du papier, du textile, de l'acier, des métaux non ferreux, du pétrole et du verre. Ce n'est que dans quelques cas que l'exonération complète a été accordée à des entreprises du secteur des services (dans le domaine de l'hébergement de site, par exemple). Il s'agissait d'entreprises disposant de grands centres de données.

([21]) Voir également la note 6 de bas de page.

([22]) La BNetzA est une autorité fédérale qui dépend du ministère fédéral de l'économie et de l'énergie. Elle veille en premier lieu au respect de la loi sur les télécommunications (Telekommunikationsgesetzes, en abrégé «TKG»), de la loi sur la poste (Postgesetz, en abrégé «PostG») et de la loi relative à la sauvegarde de l'approvisionnement en énergie (Energiewirtschaftsgesetz, en abrégé «EnWG»), ainsi que des règlements y afférents, afin de garantir la libéralisation des marchés des télécommunications, de la poste et de l'énergie. Elle est également compétente en matière de régulation ferroviaire. Dans tous ces domaines réglementaires, elle veille à ce que l'accès au réseau soit non discriminatoire et transparent et contrôle les redevances d'utilisation du réseau. Pour atteindre ses objectifs, la BNetzA dispose de procédures et d'instruments efficaces qui incluent également des droits d'information et d'enquête, des possibilités de sanctions progressives et le droit de prendre des décisions de régulation. Son conseil consultatif est composé de 16 membres du Bundestag et de 16 représentants ou représentantes du Bundesrat; les représentants ou représentantes du Bundesrat doivent être membres d'un gouvernement du Land ou le représenter politiquement. Les membres et les membres suppléants du conseil consultatif sont nommés sur proposition du Bundestag et du Bundesrat [article 5 de la Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (loi sur l'Agence fédérale des réseaux pour l'électricité, le gaz, les télécommunications, la poste et les chemins de fer) du 7 juillet 2005, BGBl. I p. 1970]. La BNetzA est dirigée par un président et deux vice-présidents. Ceux-ci sont nommés par le gouvernement fédéral allemand sur proposition du conseil consultatif (article 3 de la loi sur l'Agence fédérale des réseaux pour l'électricité, le gaz, les télécommunications, la poste et les chemins de fer du 7 juillet 2005, BGBl. I p. 1970). Ils sont nommés par le président fédéral allemand. La BNetzA n'est cependant pas la seule autorité de régulation en Allemagne. Dans certains Länder, des autorités de régulation distinctes ont été créées (autorités de régulation du Land).

([23]) L'article 1er du Verordnung vom 14. August 2013 zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts [règlement du 14 août 2013 portant modification des règlements en matière d'énergie (BGBl. I p. 3250)].

(28) D'après les estimations fournies par l'Allemagne, la perte de recettes subie par les gestionnaires de réseau en raison de l'exonération complète au cours de la période 2011-2013, par rapport à une situation où les consommateurs de charge en continu auraient payé le tarif normal, s'élève à près de 900 millions d'euros. Toutefois, les pertes sont probablement moins importantes, car les gestionnaires de réseau prenaient habituellement en compte le fait que les consommateurs de charge en continu étaient éligibles aux redevances de réseau individuelles en vertu de l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV 2010. Cependant, cette estimation est rendue difficile par le fait qu'au 1er janvier 2011, le seuil au-delà duquel une entreprise était éligible aux redevances de réseau individuelles a changé (7 000 heures d'utilisation contre 7 500 heures auparavant) et que les redevances de réseau individuelles n'étaient peut-être pas suffisamment avantageuses pour certains utilisateurs de charge en continu, car, selon le lieu et les autres facteurs influençant le calcul des redevances de réseau individuelles, elles n'auraient pas entraîné de réduction significative des redevances de réseau qu'ils auraient dû payer.

2.4. *MÉCANISME DE FINANCEMENT*

2.4.1. LE MÉCANISME DE FINANCEMENT DÉCRIT À L'ARTICLE 19 DU RÈGLEMENT STROMNEV 2011

(29) Étant donné que les utilisateurs de charge en continu exonérés de redevances de réseau étaient raccordés à différents niveaux de réseau, l'exonération a entraîné des moins-values tant pour les gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT) que pour les gestionnaires de réseau de distribution (GRD). En vertu de l'article 19, paragraphe 2, sixième phrase, du StromNEV 2011, les GRT étaient tenus de rembourser au GRD la moins-value résultant de l'exonération complète. Pour les motifs exposés en détail dans la section 2.4.3, une telle indemnisation n'a eu lieu de facto qu'à partir de 2012. En 2011, les pertes ont été assumées par les GRT et les GRD aux réseaux desquels étaient raccordés les utilisateurs de charge en continu exonérés de redevances de réseau.

(30) En outre, conformément à l'article 19, paragraphe 2, septième phrase, du règlement StromNEV 2011, les GRT ont dû compenser entre eux la somme de leurs paiements aux GRD et leur propre perte de recettes au moyen d'une indemnisation financière. Pour les règles précises portant sur la méthode d'indemnisation, l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV 2011 renvoyait à l'article 9 de la Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (loi sur la promotion de la cogénération de chaleur et d'électricité, ci-après la «KWKG») ([24]) alors en vigueur, qui devait s'appliquer en conséquence. L'indemnisation a permis de répartir la charge financière entre les différents GRT, de sorte que chaque GRT assumait la même charge financière calculée selon la quantité d'électricité qu'il fournissait aux consommateurs finals raccordés (directement ou indirectement) à sa zone de desserte. L'article 9 de la KWKG, auquel l'article 19, paragraphe 2, septième phrase, du règlement StromNEV 2011 renvoyait, définissait le mécanisme par lequel les GRT obtenaient indemnisation, par le biais de la surtaxe dite KWK, pour les coûts supplémentaires résultant de leur obligation, découlant de la KWKG, de payer un supplément aux cogénérateurs raccordés à leur réseau, ainsi que de rembourser aux GRD les coûts supportés par ces derniers pour le paiement de suppléments aux cogénérateurs raccordés à leur réseau ([25]). En raison de l'application par analogie de l'article 9 de la KWKG, les gestionnaires de réseau ont été autorisés à introduire une surtaxe pour compenser les pertes financières qu'ils ont subies du fait de l'exonération complète: les recettes de cette surtaxe devaient être transférées par les GRD aux GRT ([26]).

(31) En outre, l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV 2011 stipulait que l'article 20 du règlement StromNEV 2011 s'appliquait par analogie. Conformément à l'article 20 du règlement StromNEV 2011, les gestionnaires de réseau devaient, avant de publier leurs tarifs d'accès au réseau électrique, apporter la preuve que les recettes des redevances étaient suffisantes pour couvrir les coûts escomptés.

(32) Depuis l'entrée en vigueur du règlement ARegV, qui prévoit un système de régulation conçu pour inciter les gestionnaires de réseau à gérer leur réseau de manière plus rentable, les redevances de réseau ne doivent plus être approuvées par la BNetzA (article 23a de l'EnWG). L'article 32, paragraphe 1, point 1, du règlement ARegV 2011

([24]) Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, du 25 octobre 2008 (BGBl. I p. 2101). Cette loi a été modifiée par l'article 11 de la Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (loi portant nouvelle régulation du cadre juridique pour la promotion de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables) du 28 juillet 2011 (BGBl. I p. 1634). L'article 9 de la KWKG n'a pas été amendé entre le 1er janvier 2011 et le 31 décembre 2013. La KWKG a été révisée le 21 décembre 2015 par la Gesetz zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (loi portant nouvelle régulation de la loi sur la cogénération de chaleur et d'électricité) (BGBl. I p. 2498); toutefois, le mécanisme de compensation prévu à l'article 9 a été maintenu (sous une forme plus détaillée) et a dès lors fait l'objet des articles 26 à 28 de la KWKG du 21 décembre 2015. La KWKG a ensuite été modifiée par la Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung (loi portant modification des dispositions sur la production d'électricité à partir de la cogénération et l'autoproduction), du 22 décembre 2016 (BGBl. I p. 3106).

([25]) Pour une description détaillée du système de compensation prévu à l'article 9 de la KWKG, devenu l'article 29 de la KWKG 2016 à la suite de l'amendement par la loi du 22 décembre 2016 portant modification des dispositions sur la production d'électricité à partir de la cogénération et l'autogénération (BGBl. I p. 3106), voir la section 2.3 (surtaxe CCG réduite) de la décision de la Commission du 23 mai 2017 sur les régimes d'aides d'État SA.42393 (2016/C) (ex 2015/N) accordés par l'Allemagne à certains consommateurs finals.

([26]) Voir notamment l'article 9, paragraphe 7, de la KWKG, qui prévoit l'introduction de la surtaxe sur l'électricité consommée en plus des redevances de réseau, ainsi que l'article 9, paragraphe 4, de la KWKG, qui confère aux GRT un droit à une compensation de la charge par les GRD (c'est-à-dire, le droit pour les GRT de se voir reverser les recettes de la surtaxe par les GRD).

stipule au contraire que la BNetzA approuve les seuils maximums autorisés de recettes totales provenant des redevances de réseau d'un gestionnaire de réseau. En vertu de l'article 17 du règlement ARegV 2011, ces seuils maximums de recettes doivent être pris en compte lors de la détermination des redevances de réseau par les gestionnaires de réseau.

(33) Toutefois, les gestionnaires de réseau restent tenus de veiller, avant la publication des redevances de réseau pour l'électricité, à ce que les recettes provenant des redevances de réseau soient suffisantes pour couvrir les coûts escomptés (et, en même temps, ne dépassent pas les seuils maximums de recettes).

(34) Comme indiqué dans la section 2.4.2, la BNetzA a adopté une décision visant à réglementer en détail le système par répartition mis en place en 2012. Cependant, les dispositions de l'article 19, paragraphe 2, sixième et septième phrases, du règlement StromNEV 2011 n'ont pas été mises en œuvre en 2011, de sorte que chaque gestionnaire de réseau a dû supporter ses propres coûts (voir la section 2.4.3).

2.4.2. FINANCEMENT PAR LA «SURTAXE ARTICLE 19» À PARTIR DE 2012

(35) Le cadre juridique applicable à la compensation et à l'indemnisation de la moins-value résultant de l'exonération complète a été établi par la décision de la BNetzA du 14 décembre 2011 ([27]) (ci-après la «décision de la BNetzA du 14 décembre 2011»), adoptée sur la base de l'article 29, paragraphe 1, de l'EnWG et de l'article 30, paragraphe 2, point 6, du règlement StromNEV 2011 ([28]). Cette décision obligeait les GRD à percevoir auprès des consommateurs finals un supplément appelé «surtaxe article 19». Les GRD étaient en outre tenus, en vertu de la BNetzA, de reverser mensuellement aux GRT les recettes de cette surtaxe (voir également l'article 9, paragraphe 5, du KWKG, auquel renvoie l'article 19, paragraphe 2, septième phrase, du règlement StromNEV 2011).

(36) L'objectif de la surtaxe article 19 était de créer un mécanisme de financement grâce auquel la charge financière résultant de l'application de l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV 2011 serait répartie de manière transparente et équitable, afin de créer des conditions équitables pour tous les consommateurs d'électricité sur l'ensemble du territoire allemand.

(37) Le montant de la surtaxe article 19 n'était pas calculé par la BNetzA, mais devait être déterminé chaque année par les GRT, sur la base de la méthode établie par la BNetzA. Cela signifie que les GRT devaient déterminer, d'une part, la moins-value escomptée résultant de l'exonération par rapport au paiement intégral des redevances de réseau et, d'autre part, la consommation attendue, afin de déterminer la surtaxe article 19 par kWh. Pour la première année de mise en œuvre (à savoir 2012), la BNetzA a fixé à 440 millions d'euros le montant à couvrir par la surtaxe article 19. Ce montant a servi de base au calcul de la surtaxe. Sur ce montant, 300 millions d'euros ont dû être reversés à titre de compensation pour la perte de recettes résultant de l'exonération complète. Les 140 millions d'euros restants étaient destinés à couvrir la moins-value résultant des redevances de réseau individuelles accordées au titre de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV 2011.

(38) Avant les modifications apportées au règlement StromNEV par l'article 7 de la loi du 26 juillet 2011, la moins-value résultant des redevances de réseau individuelles des utilisateurs atypiques était compensée par les redevances de réseau, à condition que le gestionnaire du réseau soit une entreprise rentable et puisse donc couvrir tous ses coûts conformément à l'ARegV. Comme les gestionnaires de réseau savaient déjà que certains utilisateurs paieraient moins, ils ont pu tenir compte de cet élément lors de la détermination des redevances de réseau conformément à l'article 20 du règlement StromNEV. En vertu de l'article 19, paragraphe 2, sixième et septième phrases, du règlement StromNEV 2011, la perte de recettes subie par les gestionnaires de réseau du fait des redevances de réseau individuelles des utilisateurs au sens de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV et de l'exonération complète des consommateurs de charge en continu, devait être compensée par une taxe spéciale.

(39) Par ailleurs, conformément à la décision de la BNetzA du 14 décembre 2011, les GRT devaient évaluer chaque année le montant des besoins financiers réels de l'année précédente. Si les revenus provenant de la surtaxe article 19 dépassaient le montant réellement nécessaire pour rembourser aux GRT la perte de recettes résultant de l'exonération complète et de la compensation pour les GRD, la surtaxe devait être réduite de la différence l'année suivante. Si les revenus n'étaient pas suffisants, la surtaxe était majorée en conséquence.

2.4.3. MÉCANISME DE FINANCEMENT EN 2011

(40) La décision de la BNetzA du 14 décembre 2011 indiquait explicitement que la perte de recettes subie en 2011 n'était pas couverte par le mécanisme de compensation et d'indemnisation décrit au considérant 30.

(41) Les GRD n'avaient donc aucun droit à une compensation de la part des GRT pour les pertes subies en 2011. Tant les GRD que les GRT ont dû couvrir ces pertes de recettes au moyen de leurs ressources propres.

([27]) BK8-11-024.

([28]) L'article 29, paragraphe 1, de l'EnWG habilite la BNetzA à déterminer les conditions et méthodes concrètes d'accès au réseau au moyen d'une décision contraignante pour les gestionnaires de réseau. L'article 30, paragraphe 2, point 6, du StromNEV 2011 stipule qu'une telle décision peut notamment porter sur la détermination de redevances de réseau appropriées.

(42) Ils ont pu inscrire ces pertes dans leurs comptes de régulation établis conformément à l'ARegV.

(43) Comme mentionné au considérant 32, l'ARegV a instauré un système de régulation conçu pour inciter les gestionnaires de réseau à gérer leur réseau de manière plus rentable du fait de l'obligation de respecter un seuil maximum de recettes fixé par la BNetzA. Ce seuil maximum est approuvé pour une période de régulation n'excédant pas cinq ans. Pour fixer le seuil maximum de recettes, les gestionnaires de réseau ont l'obligation de fournir à la BNetzA diverses données comptables (y compris leurs coûts et leurs recettes) avant le début de la période de régulation. Le montant maximum des recettes qu'un gestionnaire de réseau est en droit de tirer des redevances perçues auprès des utilisateurs change au cours de la période de régulation de cinq ans compte tenu de l'inefficacité des gestionnaires de réseau, de façon à inciter ces derniers à accroître leur efficacité. Cela signifie que le seuil maximum de recettes autorisé diminue au cours de la période de régulation. L'efficacité des gestionnaires de réseau est déterminée avant le début de chaque période de régulation au moyen d'une comparaison d'efficacité effectuée par la BNetzA. La première période de régulation s'est étendue de 2009 à 2013. La deuxième période de régulation a débuté en 2014 et prend fin en 2018.

(44) L'écart positif ou négatif ([29]) entre le seuil maximum de recettes autorisé et les recettes effectivement collectées est porté sur un compte spécial de régulation (article 5 du règlement ARegV), qui constitue un instrument comptable géré par la BNetzA, afin d'inciter les gestionnaires de réseau à être plus rentables.

(45) Au terme de la période de régulation de cinq ans allant de 2009 à 2013, les plus-values ont été déduites des moins-values. Le solde positif ou négatif en résultant a été reporté sur la période de régulation suivante (article 5, paragraphe 4, du règlement ARegV 2011) et réparti sur les cinq années de la deuxième période de régulation sous forme de hausse ou de baisse du seuil maximum de recettes en vigueur.

(46) Toutefois, si les recettes collectées au cours d'une année donnée de la période de régulation dépassaient de plus de 5 % le seuil maximum de recettes autorisé, les gestionnaires de réseaux concernés devaient adapter leurs redevances de réseau (pour éviter qu'une situation similaire ne se reproduise l'année suivante et prévenir le report de la diminution des redevances de réseau sur la période de régulation suivante). Si les recettes collectées au cours d'une année donnée de la période de régulation étaient inférieures de plus de 5 % au seuil maximum de recettes autorisé, le gestionnaire de réseau concerné avait le droit d'adapter ses redevances de réseau (pour éviter qu'une situation similaire ne se reproduise l'année suivante et prévenir une augmentation brusque des redevances de réseau au cours de la période de régulation suivante). Dans ce dernier cas toutefois, le gestionnaire de réseau pouvait décider lui-même s'il souhaitait ou non adapter ses redevances de réseau.

(47) Dans ce contexte, il était nécessaire d'indemniser les gestionnaires de réseau pour les moins-values résultant de l'exonération complète en 2011. Au moment du contrôle ([30]) portant sur 2011 (effectué en 2010), il n'était pas encore question d'exonération complète. En conséquence, il n'a pas non plus été possible de de tenir compte de celle-ci lors de la détermination des redevances de réseau pour 2011. Comme l'Allemagne l'a confirmé dans un courriel du 24 octobre 2017, la perte de recettes subie en 2011 (c'est-à-dire l'écart entre les recettes autorisées et les recettes réellement collectées) n'a pas pu être compensée par un ajustement des redevances de réseau prélevées en 2011 sur la base du règlement ARegV 2011 alors en vigueur, car les redevances de réseau devaient être déterminées à l'avance dans le cadre du contrôle visé à l'article 20 du règlement StromNEV et ne pouvaient pas être adaptées en cours d'année. Les gestionnaires de réseau ont alors été obligés de compenser ces pertes au moyen des bénéfices réalisés au cours des autres années de la période de régulation. C'est également la raison pour laquelle les gestionnaires de réseau ont contesté l'exonération en 2011 et la décision de la BNetzA.

(48) Il n'a pas non plus été possible de compenser les moins-values subies par les gestionnaires de réseau du fait de l'exonération complète au moyen d'une augmentation des redevances de réseau en 2012, car ces dernières ne reposaient que sur les coûts prévus pour 2012. Les moins-values — si elles n'ont pas déjà été compensées par des gains d'efficacité en 2011 — sont portées sur le compte de régulation. Lorsqu'à la fin de la première période de régulation, la perte de recettes subie en 2011 a été compensée par des plus-values réalisées durant les autres années de la période de régulation, aucune compensation des pertes n'a été effectuée. Ce n'est que lorsque les moins-values n'ont pas pu être compensées par des plus-values au cours de la période de régulation prenant fin en 2013 que la perte des recettes de 2011 a pu donner lieu à une compensation indirecte, sous la forme d'une légère hausse du seuil maximum de recettes autorisé, durant la période de régulation suivante. Toutefois, même dans un tel cas de figure, il n'y a normalement pas d'indemnisation complète, car conformément au règlement ARegV, le remboursement ne porte pas sur la totalité des coûts, mais uniquement sur les coûts d'un gestionnaire dont l'activité est rentable.

([29]) Avant d'être comptabilisés, les montants sont d'abord corrigés pour refléter la quantité d'électricité réellement transportée, de sorte que l'écart de recettes n'est pas simplement dû au fait que les utilisateurs du réseau ont consommé plus ou moins d'électricité qu'il avait été supposé lors de l'établissement du seuil maximum de recettes.

([30]) Selon l'article 20 du règlement StromNEV, les gestionnaires de réseau doivent veiller à ce que, dans le cadre de la détermination des redevances de réseau, un système de redevances en attente de publication permette de couvrir les coûts déterminés conformément à l'article 4 du règlement StromNEV. C'est ce qu'on appelle le contrôle des redevances de réseau.

2.5. *OBJECTIF DE L'EXONÉRATION COMPLÈTE*

(49) Il ressort de l'exposé des motifs du règlement StromNEV 2011 que l'exonération complète des consommateurs de charge en continu a été introduite en raison des effets de stabilisation présumés de ces consommateurs sur le réseau ([31]).

2.6. *MOTIFS D'OUVERTURE DE LA PROCÉDURE*

(50) Dans sa décision d'ouvrir la procédure, la Commission est arrivée à la conclusion que l'exonération complète conférait un avantage sélectif aux consommateurs de charge en continu dont la consommation annuelle d'électricité était d'au moins 7 000 heures et de plus de 10 GWh. Par ailleurs, la Commission a conclu que la surtaxe article 19 introduite en 2012 constituait une ressource d'État et que les GRT avaient été chargés de sa gestion, sous contrôle de la BNetzA par l'intermédiaire du compte spécial de régulation. En ce qui concerne l'année 2011, la Commission a exprimé des réserves sur le fait que l'exonération complète ait pu être financée par des ressources d'État avant même l'introduction de la surtaxe article 19. La Commission a indiqué que l'existence de ressources d'État peut s'expliquer par le fait qu'en vertu de l'article 9 de la KWKG, les gestionnaires de réseau pouvaient percevoir une surtaxe auprès des utilisateurs du réseau, dont les recettes étaient gérées par les GRT. La Commission a par ailleurs estimé que la moins-value résultant de l'exonération complète des redevances de réseau en 2011 aurait éventuellement pu être compensée par le compte spécial de régulation contrôlé par la BNetzA.

(51) La Commission a également constaté que l'Allemagne n'avait pas expliqué sur quelle base cette aide était compatible avec le marché intérieur, mais avait simplement invoqué les effets de stabilisation du réseau sans les quantifier. La Commission a par conséquent ouvert la procédure formelle d'examen.

2.7. *ÉVOLUTIONS À LA SUITE DE LA DÉCISION D'OUVRIR LA PROCÉDURE*

(52) Étant donné que les gestionnaires de réseau n'étaient pas assurés de pouvoir compenser la moins-value résultant de l'exonération complète en 2011, certains d'entre eux ont contesté les décisions de la BNetzA, et notamment sa décision du 14 décembre 2011. Dans son ordonnance du 8 mai 2013, l'Oberlandesgericht Düsseldorf (tribunal régional supérieur de Düsseldorf, Allemagne) ([32]) a conclu que l'exonération complète au cours des années 2011 à 2013 était illégale et a retiré l'exonération accordée à l'entreprise concernée. L'Oberlandesgericht a estimé que l'exonération complète visée à l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011 n'entrait pas dans les limites de la base d'habilitation de l'article 24 de l'EnWG 2011, qui autorise le gouvernement fédéral allemand à définir les modalités de calcul des redevances de réseau individuelles uniquement, mais pas à accorder une exonération complète des redevances de réseau. En outre, l'Oberlandesgericht a estimé que les redevances de réseau constituaient une contrepartie pour un service fourni (à savoir, l'accès au réseau et l'utilisation du réseau) et que l'exonération complète ne devait être considérée ni comme une redevance de réseau individuelle, ni comme une contrepartie pour un service fourni, mais plutôt comme un traitement de faveur, autrement dit, une exception au principe selon lequel une redevance de réseau appropriée doit être versée au gestionnaire du réseau pour l'utilisation du réseau. Les effets de stabilisation des consommateurs de charge en continu pourraient au mieux justifier une réduction des redevances de réseau, mais pas une exonération complète de celles-ci, puisque les consommateurs de charge en continu utilisent également le réseau. Enfin, l'Oberlandesgericht a établi que la surtaxe article 19 ne constituait pas une redevance de réseau, mais une taxe prélevée en plus des redevances de réseau: il ne s'agit pas d'une contrepartie pour l'utilisation du réseau, mais simplement d'une taxe introduite pour compenser la moins-value subie par les gestionnaires du réseau en raison de l'exonération complète.

(53) Par l'ordonnance du 6 octobre 2015 ([33]), le Bundesgerichtshof (Cour fédérale) a confirmé l'ordonnance de l'Oberlandesgericht Düsseldorf du 8 mai 2013. Le Bundesgerichtshof a confirmé que l'exonération complète visée à l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011 n'entrait pas dans les limites de la base d'habilitation de l'article 24 de l'EnWG 2011, qui autorise le gouvernement fédéral allemand à définir les modalités de calcul des redevances de réseau individuelles uniquement, mais pas à accorder une exonération complète des redevances de réseau. Le Bundesgerichtshof a par ailleurs estimé que l'article 24, paragraphe 1, première et troisième phrases, de l'EnWG 2011 reposait sur la prémisse que les gestionnaires de réseau pouvaient exiger une contrepartie pour l'utilisation de leur réseau, et que les effets de stabilisation du réseau des consommateurs de charge en continu ne pouvaient être considérés, en ce qui concerne le gestionnaire de réseau, comme une contrepartie pour l'utilisation du réseau, puisque ces effets de stabilisation du réseau ne sont pas une contrepartie pour l'utilisation du réseau, mais simplement une conséquence de l'utilisation du réseau. En outre, le Bundesgerichtshof a estimé que, bien que ces effets de stabilisation du réseau puissent présenter un intérêt économique pour les gestionnaires de réseau et justifier une réduction des redevances de réseau, ils ne justifient pas automatiquement une exonération complète fondée uniquement sur le nombre d'heures d'utilisation, d'autant plus que les consommateurs de charge en continu contribuent également à la charge de pointe. Lors de l'octroi de réductions, il faudrait tenir compte de l'impact spécifique de chaque consommateur de charge en continu sur le

([31]) Document du Bundestag 17/6365, p. 34.
([32]) VI-3 Kart 178/12 (V). Le 6 mars 2013, l'Oberlangesgericht avait déjà rendu un arrêt similaire lorsqu'un gestionnaire de réseau avait contesté la décision de la BNetzA du 14 décembre 2011.
([33]) EnVR 32/13.

réseau. Enfin, le Bundesgerichtshof a confirmé que la surtaxe article 19 ne constituait pas une redevance de réseau, mais une taxe prélevée en plus des redevances de réseau. Il ne s'agit pas d'une contrepartie pour l'utilisation du réseau, mais simplement d'une taxe introduite pour compenser la moins-value subie par les gestionnaires de réseau en raison de l'exonération complète.

(54) L'Oberlandesgericht Düsseldorf et le Bundesgerichtshof ont tous deux déclaré nulle l'exonération complète prévue à l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011, ainsi que les exonérations individuelles de redevances de réseau accordées sur cette base. Toutefois, en vertu du droit administratif allemand, l'État allemand ne pouvait pas de facto exiger le remboursement par les bénéficiaires en raison des règles de prescription. Par ailleurs, le nouvel article 32, paragraphe 7, du règlement StromNEV 2014 stipule, comme indiqué au considérant 55, que les décisions relatives à l'exonération complète, adoptées sur la base de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011, ne deviendront inopérantes qu'à partir du 1er janvier 2014.

(55) Par le règlement du 14 août 2013 ([34]), l'Allemagne a abrogé l'exonération complète à partir du 1er janvier 2014 et a réintroduit à compter de cette date des redevances de réseau individuelles pour les consommateurs finals dont la consommation énergétique annuelle dépasse 10 GWh et atteint au moins 7 000 heures d'utilisation. Conformément au règlement StromNEV tel que modifié par l'article 1er du règlement du 14 août 2013 (ci-après le «StromNEV 2014»), la BNetzA était tenue d'établir des règles détaillées concernant la méthode de calcul des coûts de réseau individuels. À cet effet, la BNetzA a réintroduit la méthode du chemin physique par décision ([35]) adoptée au titre de l'article 29 de l'EnWG. Bien que légèrement modifiée, cette méthode est en substance la méthode du chemin physique utilisée conformément au règlement StromNEV 2010, pour calculer les redevances de réseau individuelles (voir le considérant 19 de la présente décision). La décision de la BNetzA sur la méthode du chemin physique a été validée par l'ordonnance du Bundesgerichtshof du 13 décembre 2016 ([36]). Le Bundesgerichtshof y reconnaît expressément que la méthode du chemin physique permet de déterminer les coûts de réseau engendrés par chaque consommateur de charge en continu, en fonction de la part représentée.

(56) L'ordonnance du 8 mai 2013 de l'Oberlandesgericht Düsseldorf et l'ordonnance du Bundesgerichtshof du 6 octobre 2015 n'ont toutes deux eu d'effets que sur les parties à la procédure et n'ont pas entraîné le retrait général de toutes les décisions relatives à l'exonération complète. L'article 32, paragraphe 7, du règlement StromNEV 2014 stipule donc que toutes les décisions relatives à l'exonération complète prises par une autorité de régulation sur la base de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV, seront sans effet à compter du 1er janvier 2014. L'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2014 devrait s'appliquer (rétroactivement à partir du 1er janvier 2012) aux demandes d'exonération en souffrance en vertu de l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV 2011 et aux cas dans lesquels une décision relative à l'exonération complète a été annulée par une décision de justice. Pour 2011, le règlement StromNEV a été appliqué dans de tels cas comme avant l'introduction de l'exonération complète (c'est-à-dire, des redevances de réseau individuelles déterminées sur la base du chemin physique, le cas échéant).

(57) Par ordonnance du 12 avril 2016 ([37]), le Bundesgerichtshof a annulé la décision de la BNetzA du 14 décembre 2011 (voir les considérants 35 à 39). Dans cette ordonnance, le Bundesgerichtshof a déclaré que la décision de la BNetzA du 14 décembre 2011 n'était pas couverte par la base d'habilitation de l'article 24 de l'EnWG. À la suite de cet arrêt, le législateur allemand a modifié l'article 24 de l'EnWG et a ainsi remédié rétroactivement à l'absence de base d'habilitation pour la surtaxe article 19 ([38]).

3. **OBSERVATIONS DES PARTIES INTÉRESSÉES**

(58) La Commission a reçu des observations de la part des parties intéressées suivantes: Ahlstrom GmbH, AlzChem AG, Aurubis AG, Bender GmbH, Fitesa Germany GmbH, Evonik Industries AG, Hans Adler OHG, Linde Gas Produktionsgesellschaft, Norske Skog Walsum GmbH, Oxxynova GmbH, Ruhr Oel GmbH, Saalemühle Alsleben GmbH, Sasol Wax GmbH, SETEX-Textil GmbH, Bundesverband der Energieabnehmer e.V., Currenta GmbH & Co. KG, Air Liquide Deutschland GmbH, InfraServ GmbH & Co. KG, Naturin Viscofan GmbH, Wirtschaftsvereinigung Stahl, Wirtschaftsvereinigung Metalle, Hydro Aluminium Rolled Products GmbH, Norsk Hydro ASA, Papierfabrik Scheufelen GmbH & Co. KG, ThyssenKrupp Steel Europe AG, Trimet Aluminium AG, UPM GmbH, Verband der Chemischen Industrie e.V., Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. et Xstrata Zink GmbH/Glencore. Il est indiqué dans l'ensemble des observations reçues que l'exonération complète ne constitue pas une aide d'État. Les arguments invoqués dans ces observations pour étayer ce point de vue sont résumés dans les considérants ci-après.

(59) Les parties intéressées défendent l'avis selon lequel l'exonération complète n'a pas procuré d'avantage aux consommateurs de charge en continu exonérés. Il s'agit au contraire, selon les parties intéressées, d'une contrepartie pour

([34]) Règlement portant modification des règlements en matière d'énergie (BGBl. I p. 3250).
([35]) BK4-13-739.
([36]) EnVR 34/15.
([37]) EnVR 25/13.
([38]) Voir l'article 24 de l'EnWG, modifié par l'article 1er de la Strommarktgesetz du 26 juillet 2016 (BGBl. I p. 1786).

la contribution des consommateurs de charge en continu à la stabilité générale du réseau électrique. L'une des parties intéressées est d'avis que l'exonération complète constitue une compensation pour la fourniture d'un service d'intérêt économique général au sens de l'arrêt Altmark ([39]). Est notamment invoqué le fait que la consommation de charge en continu, qui permet une exonération complète, est une condition pour une production d'électricité continue à partir de générateurs synchrones. Ces centrales sont très importantes pour la stabilité du réseau, dès lors qu'elles contribuent à éviter les sauts de fréquence. Certaines parties intéressées se réfèrent à cet égard à une étude du 20 janvier 2012 sur le calcul de la production minimale technique du parc de centrales conventionnelles ([40]) afin de garantir la stabilité du système dans les réseaux de transport allemands en cas d'alimentation élevée à partir d'énergies renouvelables ([41]) (ci-après l'«étude de 2012»). Certaines parties intéressées estiment que l'avantage n'est pas sélectif, mais justifié par l'économie et la nature des redevances de réseau en Allemagne. Elles expliquent à cet égard que la possibilité de prévoir le comportement d'achat des consommateurs de charge en continu conduit à une réduction considérable des coûts de réseau puisque les besoins en matière d'énergie de réglage et de réserves s'en trouvent diminués. En outre, le comportement d'achat constant permet de maintenir plus longtemps les installations de réseau, ce qui réduit les coûts matériels. Ces coûts devraient, sinon, être supportés par les GRT dans le cadre de leurs missions définies à l'article 11 de l'EnWG. Certaines parties intéressées font également valoir que les consommateurs de charge en continu apportent une contribution au maintien de la tension et à la prévention des pannes d'électricité, et que l'exonération complète représente une compensation pour cette contribution. En outre, les observations présentées défendent le point de vue selon lequel la diminution de charge marginale exonérée des redevances de réseau garantit l'alimentation en électricité issue de sources d'énergie fluctuantes. Cela réduirait aussi bien les coûts de développement du réseau que les paiements compensatoires dans le cadre de l'Erneueuerbare-Energien-Gesetz ([42]) (loi sur les énergies renouvelables, ci-après l'«EEG»).

(60) Les parties intéressées ont également fait valoir que l'exonération complète n'avait pas été financée au moyen de ressources d'État. L'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011 faisait partie du système général des redevances de réseau, et il s'agissait donc d'une simple mesure de régulation des prix. Le fait que l'exonération complète dépendait d'une autorisation accordée par la BNetzA est vu par les parties intéressées comme un aspect purement formel qui ne suffit pas en soi à constater l'existence d'un financement au moyen de ressources d'État.

(61) En particulier, les parties intéressées ont fait observer qu'après l'introduction de la surtaxe article 19 en 2012, l'exonération complète ne pouvait plus être considérée comme étant financée au moyen de ressources d'État. La surtaxe article 19 fait partie du système général des redevances de réseau. En conséquence, les parties intéressées rejettent la qualification de la surtaxe article 19 de taxe parafiscale. Elles expliquent que le montant de la surtaxe article 19 n'est pas fixé par l'État, mais bien calculé par les gestionnaires de réseau, sur la base de profits qui leur échappent en raison de l'exonération complète. La surtaxe article 19 sert exclusivement à répartir sur tous les utilisateurs de réseau en Allemagne la charge financière résultant de l'exonération complète. De plus, les recettes générées par la surtaxe article 19 ne seraient pas destinées au budget de l'État, ni ne se trouveraient sous son contrôle. À cet égard, les parties intéressées ont expliqué que les GRT disposaient d'une marge d'appréciation quant à l'utilisation des recettes générales par la surtaxe article 19. Elles ont rejeté l'argument selon lequel les GRT centraliseraient les recettes générées par la surtaxe article 19 et agiraient ainsi de la même manière qu'un fonds. Selon elles, le groupe de projet commun «Compensation horizontale des charges» (Projektgruppe «Horizontaler Belastungsausgleich», ci-après le «PG HoBA»), auquel la décision d'ouvrir la procédure se réfère, a été institué sur une base volontaire et sert uniquement à la coordination technique entre les GRT.

(62) Les parties intéressées font valoir en outre que la surtaxe article 19 ne devait pas nécessairement être utilisée pour le financement de l'exonération complète. Même sans la surtaxe article 19, l'exonération complète aurait conduit à un avantage; la moins-value résultant de l'exonération complète aurait toutefois dû être supportée par les gestionnaires de réseau. Le mécanisme de compensation décrit dans la section 2.4 de la présente décision doit être considéré indépendamment de l'avantage accordé aux consommateurs de charge en continu. Sans ce mécanisme de compensation, les gestionnaires de réseaux auraient simplement intégré la moins-value dans le calcul des redevances de réseau pour les entreprises non exonérées, comme cela avait été le cas en 2011.

(63) De plus, les parties intéressées ont fait valoir que l'exonération complète ne fausse pas la concurrence ni n'entrave les échanges entre États membres puisqu'elle a simplement conduit à une diminution de la charge financière et du désavantage concurrentiel résultant des redevances de réseau nettement plus élevées en Allemagne que dans d'autres États membres.

([39]) Arrêt du 24 juillet 2003, Altmark Trans GmbH et Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehersgesellschaft Altmark GmbH, C-280/00, ECLI:EU:C:2003:415.

([40]) Les centrales électriques conventionnelles sont distinguées en règle générale des centrales électriques développées ces dernières années, qui produisent de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable (par exemple parcs éoliens et photovoltaïques). Sont généralement considérées comme des centrales électriques conventionnelles: les centrales nucléaires, les centrales au charbon et au lignite, les centrales au pétrole et au gaz et les centrales hydroélectriques.

([41]) IAEW/Consentec/FGH, Études sur le calcul de la production minimale technique du parc de centrales conventionnelles afin de garantir la stabilité du système dans les réseaux de transport allemands en cas d'alimentation élevée à partir d'énergies renouvelables, rapport final du 20 janvier 2012

([42]) BGBl. I p. 2074 et BGBl. I p. 1634.

(64) Seules quelques parties intéressées expliquent que l'exonération complète est compatible avec le marché intérieur. Leurs arguments se réfèrent pour l'essentiel à la contribution des consommateurs de charge en continu à la stabilité du réseau et donc, à la sécurité d'approvisionnement en Europe. Elles font valoir en outre que l'exonération complète renforce, en accord avec la politique de l'Union en matière de changement climatique, la compétitivité des gros consommateurs d'énergie et empêche donc une délocalisation de leurs activités vers des pays tiers, qui aurait des conséquences négatives pour l'économie de l'Union puisqu'elle entraînerait, par exemple, une perte de chaînes de création de valeur et une dépendance accrue de l'Union vis-à-vis des importations.

(65) Enfin, un nombre limité de parties intéressées fait valoir qu'un éventuel recouvrement enfreindrait le principe de confiance légitime. Elles allèguent à cet égard qu'en constatant que l'exonération complète a été financée au moyen de ressources d'État, la Commission s'écarte de l'interprétation de la notion d'aide d'État qui était appliquée, avant l'exonération complète, aussi bien dans sa pratique décisionnelle que dans la jurisprudence de la Cour de l'Union européenne; ce serait le cas, notamment, de l'interprétation de la notion de ressources d'État dans l'arrêt PreussenElektra.

(66) Après l'échéance du délai de présentation des observations, deux autres parties intéressées ont présenté leurs observations à la Commission (Wacker Chemie AG et Koehler Kehl GmbH). Wacker Chemie AG a pris position au sujet de la méthode du chemin physique développée et appliquée à partir de 2014 par la BNetzA pour définir les redevances de réseau individuelles pour les consommateurs de charge en continu. Wacker a défendu le point de vue selon lequel la méthode du chemin physique n'est pas appropriée pour calculer les redevances de réseau individuelles, dans la mesure où la redevance de réseau dépend du fait que le consommateur de charge en continu est installé à proximité d'une centrale de base ou non. Wacker a aussi critiqué le fait que les centrales hydroélectriques ne sont pas considérées comme des centrales de base et que la centrale en cause doit être en mesure de couvrir la totalité des besoins potentiels en électricité du consommateur de charge en continu. L'exonération complète constitue selon elle un principe plus simple qui reflète de manière adéquate la contribution des consommateurs de charge en continu à la stabilité du réseau. L'entreprise n'a cependant avancé aucun argument qui attesterait de l'effet stabilisateur des consommateurs de charge en continu. Koehler Kehl GmbH a transmis un avis sur un rapport de la BNetzA du 20 mars 2015 ([43]) et s'est référée aux informations figurant dans ce rapport, qui confirment la contribution de la consommation de charge en continu à la stabilité du réseau durant la période 2011-2013. Sur cette base, Koehler Kehl GmbH a défendu le point de vue selon lequel le fait que les consommateurs de charge en continu soient traités différemment des autres consommateurs finals ne constitue pas un avantage sélectif. L'entreprise a toutefois émis des doutes sur la solidité de l'argument avancé dans le rapport d'évaluation selon lequel une consommation de charge en continu est moins pertinente pour la stabilité du réseau. La méthode utilisée lors de l'élaboration du rapport est erronée, dès lors que l'on y a intégré par exemple les déclarations des gestionnaires des réseaux basse tension, auxquels toutefois aucun des consommateurs de charge en continu n'est raccordé. Le rapport ne contiendrait par conséquent pas d'affirmation pertinente qui démentirait l'effet stabilisateur de la consommation de charge en continu. En outre, les observations formulées soulignent l'existence d'un besoin constant en centrales de base, et donc en consommateurs de charge en continu, pour la stabilisation du réseau.

4. **POSITION DE L'ALLEMAGNE**

(67) L'Allemagne considère que l'exonération complète qui fait l'objet de la décision d'ouverture n'était pas une aide d'État, puisqu'elle n'a pas produit d'avantage sélectif ni n'a été financée au moyen de ressources d'État. À titre subsidiaire, les autorités allemandes estiment que l'exonération complète est compatible avec le marché intérieur. Elles soulignent dans ce contexte la nécessité de garantir, durant le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, des conditions de concurrence égales pour les gros consommateurs d'énergie.

(68) L'exonération intégrale correspond selon elles à la logique du système de droits de réseau en Allemagne, et notamment au principe selon lequel les droits de réseau doivent être adaptés (aux coûts) et exempts de toute discrimination. L'Allemagne fait valoir que le principe de la réflectivité des coûts, inscrit à l'article 16, paragraphe 1, du règlement StromNEV, ainsi que l'obligation figurant à l'article 17, paragraphe 1, deuxième phrase, du règlement StromNEV, selon lequel les droits de réseau doivent s'orienter chaque fois selon le nombre d'heures d'utilisation, entraînent la nécessité d'assurer aux consommateurs de charge en continu un traitement différent des autres consommateurs finals. Elle ajoute que l'exonération totale devrait être considérée comme une contrepartie raisonnable pour la contribution des consommateurs de charge en continu à la stabilité du réseau.

(69) Les consommateurs de charge en continu se distinguent fortement, selon l'Allemagne, des «consommateurs typiques». Alors que les consommateurs typiques auraient une consommation fluctuante, qui ne peut pas être pronostiquée de manière précise, les consommateurs de charge en continu puiseraient toujours la même quantité d'électricité du réseau. Eu égard à la bonne prévisibilité de la quantité d'électricité prélevée par les consommateurs de charge en continu, le besoin en énergie de réglage, réserves et mesures de redistribution serait revu à la baisse. En règle générale, la bonne prévisibilité faciliterait la planification du réseau et entraînerait une exploitation efficace du parc de centrales électriques (dès lors que le parc de centrales se compose en grande majorité de centrales conventionnelles). Si les consommateurs de charge en continu devaient verser les redevances de réseau calculées conformément aux articles 16 et 17, ils devraient apporter une contribution de 100 % à l'ensemble de ces coûts, même s'ils ne les ont pas générés. Dans la mesure où, en règle générale, les consommateurs de charge

([43]) BNetzA, Rapport d'évaluation sur les effets de l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV sur la gestion des réseaux d'approvisionnement en électricité — Rapport d'évaluation au titre de l'article 32, paragraphe 11, du règlement StromNEV, 20 mars 2015.

en continu sont implantés à proximité des installations de production d'électricité, ceux-ci n'utiliseraient qu'une part mineure du réseau et leur consommation entraînerait moins de pertes de réseau. De plus, les consommateurs de charge en continu exonérés des droits de réseau ne contribueraient pas à un besoin accru d'extension du réseau (à moins qu'ils soient eux-mêmes le motif de l'extension du réseau), puisque seules les fluctuations de consommation dépassant la charge en continu constante sont prises en considération pour l'extension du réseau. Les consommateurs de charge en continu auraient une influence positive sur le maintien de la fréquence, puisqu'une demande constante d'une certaine quantité peut réduire les sauts de fréquence, ce qui allongerait les temps de réaction des gestionnaires de réseau.

(70) L'Allemagne explique également que le système général des droits de réseau ne reflète pas de manière appropriée le rapport entre les coûts de réseau induits par les consommateurs de charge en continu exonérés et les coûts générés par les consommateurs dont la consommation est fluctuante. La fonction de simultanéité se base sur des données historiques, mais elle ne garantit cependant pas que les consommateurs ayant un comportement de consommation fluctuant prélèvent de l'électricité au même moment, comme c'était le cas dans le passé. Bien que les consommateurs fluctuants dont le nombre d'heures d'utilisation est réduit soient aussi caractérisés, empiriquement, par un faible degré de simultanéité, leur consommation d'électricité peut cependant fluctuer autour de la charge de pointe annuelle (en raison de la difficulté à prévoir leur consommation). Cela contraint les gestionnaires de réseau à tenir compte d'une marge de sécurité lorsqu'ils conçoivent le réseau. Cette marge de sécurité n'est pas nécessaire pour les consommateurs de charge en continu. Par conséquent, la fonction de simultanéité aurait surévalué les coûts induits par les consommateurs de charge en continu par rapport à ceux générés par les consommateurs fluctuants.

(71) Enfin, l'Allemagne a expliqué qu'une charge élevée et stable entraîne des économies d'échelle dont il n'a pas été tenu compte dans le calcul des droits de réseau sur la base de la fonction de simultanéité. Lors de la définition des droits de réseau à partir de la fonction de simultanéité, les droits de réseau devant être acquittés par les consommateurs de charge en continu seraient donc estimés à un niveau trop élevé.

(72) Concernant ce point, l'Allemagne arrive à la conclusion que les consommateurs de charge en continu, comparés aux consommateurs ayant un comportement de consommation fluctuant, contribuent à une série de réduction de coûts et d'économies dont bénéficient tous les utilisateurs du réseau. Ces économies ne peuvent être chiffrées avec précision, mais elles pourraient être quantifiées de manière indirecte par le calcul des coûts générés individuellement par chaque client de la charge en continu (coûts marginaux).

(73) L'Allemagne est d'avis que l'exigence légale d'une consommation de plus de 10 GWh et d'au moins 7 000 heures d'utilisation est justifiée et cohérente, puisqu'elle garantit un prélèvement d'électricité (charge en continu) stable et significatif. Pour atteindre le nombre de 7 000 heures d'utilisation, un consommateur final devrait prélever du réseau, tous les quarts d'heure, pendant 80 % de l'année, la charge de pointe annuelle. Les 7 000 heures d'utilisation ne dépendent donc pas de la quantité d'électricité consommée, mais de la stabilité de la consommation. En d'autres termes, les 7 000 heures d'utilisation ne peuvent être atteintes que si le consommateur prélève exactement la même quantité d'électricité pendant 80 % de l'année. L'Allemagne explique aussi que l'exigence des 10 GWh a été fixée à ce niveau, car les utilisateurs du réseau n'envisageraient de se retirer du système général des droits de réseau qu'à partir d'une certaine quantité d'électricité consommée ([44]).

(74) En ce qui concerne le recours potentiel à des ressources d'État, l'Allemagne défend l'avis selon lequel l'État n'exerce aucun contrôle sur le financement de l'exonération complète. L'autorisation de l'exonération complète par l'autorité de régulation n'est à elle seule pas suffisante pour faire le constat d'un tel contrôle.

(75) De plus, l'Allemagne fait valoir que la surtaxe article 19 ne constitue pas une taxe au sens de l'arrêt Essent ([45]). Pour étayer cet argument, l'Allemagne fait valoir que le montant de la surtaxe article 19 n'a pas été fixé par l'État, mais par les GRT, qui sont essentiellement des entreprises privées. En outre, les éventuels surplus résultant de la surtaxe article 19 ne sont pas reversés à l'État — contrairement à la situation dans l'affaire Essent. Selon l'Allemagne, les GRT peuvent décider librement de l'utilisation des recettes de la surtaxe article 19.

(76) L'Allemagne explique en outre que le simple fait que la surtaxe article 19 ait été introduite par la BNetzA ne suffit pas en lui-même à constater l'existence d'un contrôle étatique. La surtaxe article 19 a été introduite pour répartir équitablement la charge financière résultant de l'exonération complète. Une telle compensation à l'échelle de toute l'Allemagne s'avère nécessaire au regard de particularités réglementaires allemandes, puisque le réseau de transport est subdivisé en quatre zones géographiques, qui sont administrées par quatre GRT. L'alternative aurait été de ne pas augmenter les droits de réseau pour les consommateurs finals non exonérés au sein d'un territoire couvert par un réseau déterminé, ce qui aurait toutefois conduit à des différences de charge financière selon les régions. Le montant de la charge financière aurait dès lors été fonction de l'étendue des exonérations complètes dans le territoire couvert par le réseau correspondant.

([44]) L'exigence cumulative d'une consommation de plus de 10 GWh et d'au moins 7 000 heures d'utilisation peut déjà être atteinte avec une charge de 1,4 MW.

([45]) Arrêt du 17 juillet 2008, Essent Netwerk Noord e.a., C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413.

(77) En ce qui concerne l'année 2011, l'Allemagne explique que les recettes perdues en 2011 n'ont pas pu être compensées par les droits de réseau prélevés en 2011, puisque les droits de réseau devaient être fixés au préalable. Elles n'ont pas pu être compensées en 2012 non plus, puisque les droits de réseau doivent être calculés sur la base des coûts de réseau prévus. Par conséquent, la surtaxe article 19 faisant défaut, la moins-value résultant de l'exonération complète n'a pu être compensée — à tout le moins — que partiellement sur le compte de régulation, conformément aux dispositions prévues à l'article 5 du règlement ARegV 2011. Dans le cas d'une différence négative, résultant de la moins-value entre les recettes effectivement obtenues et le seuil maximal de recettes autorisé, cette différence est comptabilisée sur le compte de régulation. Un bilan négatif à la fin de la période de régulation aurait conduit à un relèvement du seuil maximal de recettes autorisé durant la période de régulation suivante. Dans ce contexte, l'Allemagne explique que le compte de régulation n'est pas la propriété de l'autorité de régulation compétente, ni n'est placé sous son contrôle. Le compte de régulation sert exclusivement l'objectif consistant à compenser au cours de la période de régulation les recettes des droits de réseau qui dépassent le seuil maximal de recettes autorisé, en accord avec le système décrit au considérant 41. Par conséquent, on ne comptabilise pas sur ce compte de régulation les liquidités qui pourraient être utilisées pour le financement de la moins-value résultant de l'exonération complète.

(78) L'Allemagne défend en outre l'avis selon lequel l'exonération complète n'entraîne aucune charge supplémentaire pour le budget de l'État. En particulier, les GRT ne sauraient être assimilés à l'État. Lors de la coordination de leur procédure de gestion de la surtaxe article 19, les GRT n'auraient pas agi de la même manière qu'un fonds, s'agissant de l'efficacité et de la transparence.

(79) L'Allemagne exprime également le point de vue selon lequel l'exonération complète n'a pas entraîné de distorsion de la concurrence sur le marché intérieur. Elle invoque à cet égard les coûts d'électricité élevés qui pèsent plus lourdement sur les gros consommateurs d'énergie en Allemagne que sur leurs concurrents dans les autres États membres. L'Allemagne fait valoir dans ce contexte que les États membres devraient être autorisés à adopter des mesures sur le maintien de la compétitivité de l'industrie européenne, notamment des secteurs grands consommateurs d'énergie, et elle souligne combien, en comparaison avec d'autres États membres, elle poursuit en matière d'énergies renouvelables une politique très ambitieuse qui rend nécessaires des investissements considérables sur le réseau. Cela entraîne des droits de réseau plus élevés. Il est nécessaire selon elle de limiter les coûts résultant du développement des énergies renouvelables pour garantir des conditions de concurrence égales vis-à-vis des entreprises d'autres États membres ou de pays tiers. Sans une telle limitation, l'industrie allemande serait menacée.

(80) L'Allemagne explique par ailleurs que, même si l'exonération complète constituait une aide d'État, celle-ci serait en tous les cas compatible avec le marché intérieur conformément à l'article 107, paragraphe 3, point b) ou c), TFUE, puisque l'exonération complète en vigueur durant la période 2011-2013 était nécessaire pour encourager un comportement de consommation qui constituait un avantage pour le réseau et la stabilité du réseau. Selon l'Allemagne, l'exonération totale était également nécessaire pour maintenir les consommateurs de charge en continu au sein du système de l'approvisionnement général en électricité et pour empêcher qu'ils ne passent à un système d'autoproduction ou construisent un raccordement direct à une centrale, au détriment de la stabilité du réseau. L'exonération a donc contribué à l'objectif de la sécurité d'approvisionnement. Le comportement prévisible et stable de consommation des consommateurs de charge en continu facilite selon l'Allemagne une gestion sûre du réseau. L'Allemagne souligne également que la consommation de charge en continu exonérée des droits de réseau est une condition pour la production minimale d'électricité conventionnelle nécessaire pour garantir la stabilité de réseau et renvoie à cet égard à l'étude de 2012. Durant la période 2011-2013, le bouquet énergétique allemand était toujours caractérisé par les centrales conventionnelles et n'était pas encore très flexible. Sans une consommation de charge en continu élevée, les centrales conventionnelles dotées de générateurs synchrones n'auraient pas pu être continuellement exploitées ni fournir les mêmes services auxiliaires ([46]). Cet aspect est particulièrement important, eu égard à la part croissante de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables fluctuantes et à la décision, prise à la suite de l'accident de Fukushima, d'arrêter huit centrales nucléaires. Sans les centrales conventionnelles dotées de générateurs synchrones, les gestionnaires de réseau auraient dû prendre d'autres mesures de stabilisation du réseau, entraînant à son tour un accroissement des coûts généraux du réseau. L'Allemagne est donc d'avis que l'objectif de l'exonération complète était conforme à l'objectif fixé à l'article 1er de l'EnWG d'un approvisionnement en électricité sûr, abordable et efficace. L'exonération complète était nécessaire pour promouvoir le développement de l'électricité renouvelable, puisqu'elle garantissait que cette électricité renouvelable serait consommée à tout moment. En l'absence de consommateurs de charge en continu, le risque était que de l'électricité renouvelable soit produite durant des périodes où il n'y a aucune demande. Les gestionnaires de réseau auraient alors dû régler à la baisse des installations de production d'électricité renouvelable et leur verser une compensation, de sorte que les coûts de la promotion de l'énergie renouvelable auraient augmenté.

([46]) Selon la directive 2009/72/CE, un «service auxiliaire» est un «service nécessaire à l'exploitation d'un réseau de transport ou de distribution». Les services concernant la fréquence tels que la compensation de système sont des exemples de ce type de services que les GRT peuvent obtenir de la part des producteurs, en vue de la gestion du système, et non les services concernant la fréquence tels que le contrôle de tension et le «Black Start».

(81) L'Allemagne affirme que l'exonération complète visait également à transposer l'article 14 du règlement (CE) nº 714/2009 du Parlement européen et du Conseil ([47]), ainsi que le considérant 32 et l'article 32, paragraphe 1, de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil ([48]), selon lesquels les droits de réseau doivent être appliqués sans discrimination. L'exonération complète a garanti que les différences entre les coûts générés par les consommateurs de charge en continu et ceux générés par les consommateurs normaux se retrouvent dans les droits de réseau.

5. APPRÉCIATION DU RÉGIME D'AIDE

(82) L'appréciation qui suit se fonde sur, et se limite à l'examen du cadre juridique, de la situation du marché, du bouquet énergétique et de la situation du réseau dans les années 2011 à 2013.

5.1. *EXISTENCE D'UNE AIDE AU SENS DE L'ARTICLE 107, PARAGRAPHE 1, TFUE*

(83) En vertu de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, sont incompatibles avec le marché intérieur, dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres, les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions ([49]).

5.1.1. EXISTENCE D'UN AVANTAGE

(84) La notion d'aide au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE recouvre non seulement des prestations positives telles que des subventions, mais également des interventions qui, sous des formes diverses, allègent les charges qui grèvent normalement le budget d'une entreprise et qui, par-là, sans être des subventions au sens strict du mot, sont de même nature et ont des effets identiques ([50]).

(85) Les consommateurs d'électricité doivent en règle générale acquitter un droit pour l'utilisation du réseau d'électricité. Ce droit reflète les coûts de réseau générés par le consommateur concerné. Par conséquent, pour les entreprises qui utilisent le réseau d'électricité, ces droits de réseau représentent une partie de leurs coûts de production normaux. Du fait de l'exonération complète des consommateurs de charge en continu ayant une consommation d'électricité annuelle de plus de 10 GWh et un minimum de 7 000 heures d'utilisation, conformément à l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011, ces consommateurs sont exonérés d'une charge financière qu'ils auraient normalement dû supporter. L'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011 a donc procuré un avantage aux consommateurs de charge en continu qui remplissaient les critères indiqués.

(86) Certaines parties intéressées ont fait valoir que l'exonération ne constituait pas un avantage dans la mesure où il s'agissait d'une contrepartie pour un service fourni (consommation électrique stable) aux conditions du marché (répondant au principe de l'investisseur en économie de marché) ou d'une compensation pour la fourniture d'un service d'intérêt économique général.

Il ne s'agit pas d'une compensation d'un service d'intérêt économique général

(87) Dans son arrêt Altmark ([51]), la Cour a précisé que les quatre critères ci-après devaient être remplis afin qu'une compensation pour la fourniture d'un service d'intérêt économique général ne constitue pas une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE:

a) l'entreprise bénéficiaire a effectivement été chargée de l'exécution d'obligations de service public et ces obligations ont été clairement définies;

b) les paramètres sur la base desquels est calculée la compensation doivent être préalablement établis, de façon objective et transparente, afin d'éviter qu'elle comporte un avantage économique susceptible de favoriser l'entreprise bénéficiaire par rapport à des entreprises concurrentes;

([47]) Règlement (CE) nº 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) nº 1228/2003 (JO L 211 du 14.8.2009, p. 15).

([48]) Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 55).

([49]) Cette appréciation est sans préjudice de la procédure d'infraction 2014/2285, en cours, concernant l'article 24 de l'EnWG.

([50]) Arrêt du 23 février 1961, De gezamenlijke Steenkolenmijnen in Limburg/Haute Autorité, 30/59, ECLI:EU:C:1961:2; arrêt du 19 mai 1999, Italie/Commission, C-6/97, ECLI:EU:C:1999:251, point 15; arrêt du 5 octobre 1999, France/Commission, C-251/97, ECLI:EU:C:1999:480, point 35.

([51]) Arrêt du 24 juillet 2003, Altmark Trans et Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark, C-280/00, ECLI:EU:C:2003:415, points 87 à 93.

c) les compensations ne dépassent pas ce qui est nécessaire pour couvrir tout ou partie des coûts occasionnés par l'exécution de l'obligation de service public, en tenant compte des recettes y relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable pour l'exécution de cette obligation;

d) lorsque le choix de l'entreprise à charger de l'exécution d'obligations de service public n'est pas effectué dans le cas concret dans le cadre d'une procédure de marché public permettant de sélectionner le candidat capable de fournir ces services au moindre coût pour la collectivité, le niveau de la compensation nécessaire doit être déterminé sur la base d'une analyse des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée aurait encourus pour exécuter ces obligations en tenant compte des recettes y relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable pour l'exécution de ces obligations.

(88) Il est cependant constaté que ces quatre conditions cumulatives ne sont pas remplies dans le cas présent. Premièrement, les dispositions de droit allemandes ne donnent pas de définition d'un service d'intérêt économique général qui consisterait en une consommation électrique stable, pas plus qu'elles ne confient aux consommateurs de charge en continu la mission d'exécuter une obligation de service public ([52]). Deuxièmement, ces dispositions ne contiennent pas de paramètres sur la base desquels les coûts devraient être calculés afin d'éviter une surcompensation. Troisièmement, une consommation électrique annuelle de plus de 10 GWh et d'au moins 7 000 heures d'utilisation correspond tout simplement au profil de consommation normal de bon nombre de consommateurs de charge en continu, et n'entraîne pas de coûts particuliers. Dans de tels cas, l'exonération complète conduit nécessairement à une surcompensation, puisqu'elle va au-delà de la compensation qui serait nécessaire pour couvrir les surcoûts générés par l'obligation de service public invoquée. De même, les entreprises n'ont pas été sélectionnées dans le cadre d'une procédure de marché public, et le montant de l'exonération complète n'a pas été défini sur la base d'une analyse des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée encourt pour exécuter ces obligations en tenant compte des recettes y relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable. Au contraire, l'Allemagne a souligné combien il est difficile de quantifier la valeur d'une consommation électrique stable pour le réseau.

L'exonération complète ne correspond pas au comportement d'un investisseur en économie de marché

(89) Concernant l'argument selon lequel l'exonération complète équivaut à un paiement qu'un investisseur en économie de marché effectuerait pour bénéficier du service en cause, il convient de constater qu'aucun argument convaincant n'a été avancé qui démontrerait que la valeur de l'exonération complète correspond au prix que les gestionnaires de réseau — sans l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase du règlement StromNEV 2011 — auraient été disposés à payer pour le service prétendument fourni par les consommateurs de charge en continu.

(90) Premièrement, le fait que les gestionnaires de réseau ont attaqué l'exonération complète devant les juridictions nationales (voir les considérants 52 et 53) montre qu'ils n'auraient pas acquis d'eux-mêmes le service en question contre la garantie d'une exonération complète allant au-delà des droits de réseau individuels (voir la section 5.1.2). Dans le cadre d'un rapport d'évaluation de la BNetzA du 30 mars 2015 concernant les effets de l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV sur l'exploitation de réseaux d'approvisionnement en électricité ([53]) (ci-après le «rapport d'évaluation de 2015»), qui s'appuie sur des données de la période 2011-2013, la BNetzA a mené un sondage parmi les gestionnaires de réseau. Il apparaît clairement dans ce rapport que les gestionnaires au réseau desquels sont raccordés des consommateurs de charge en continu ont un avis partagé concernant l'effet utile des consommateurs de charge en continu pour la stabilité du réseau. Certains affirment que, durant la période 2011-2013, les consommateurs de charge en continu ont généré des coûts de réseau plus faibles que d'autres utilisateurs du réseau ayant des charges variables et non prévisibles (mais ont tout de même occasionné des coûts, est-il remarqué); d'autres ont estimé que des charges flexibles seraient plus utiles pour réagir à la volatilité ([54]). Un GRT a défendu le point de vue selon lequel la contribution des consommateurs de charge en continu à la stabilité du réseau dépend chaque fois de la situation spécifique sur le réseau ([55]). Certains gestionnaires ont constaté que les consommateurs de charge en continu concernés adoptaient dès avant l'introduction de l'exonération complète un comportement de consommation identique, de sorte que l'exonération n'était pas nécessaire pour qu'ils modifient leur comportement. Le service aurait par conséquent été fourni même sans cette mesure. Cela confirme que les gestionnaires de réseau n'auraient pas tous «acheté» d'eux-mêmes la consommation électrique stable des consommateurs de charge en continu, et aucun d'entre eux ne l'aurait fait au prix d'une exonération complète.

(91) Deuxièmement, même si les gestionnaires de réseau avaient acheté d'eux-mêmes, dans certains cas, le service en cause, ils ne l'auraient fait que dans la mesure nécessaire à la gestion du réseau, et à un prix tenant compte de la contribution différentiée à la stabilité du réseau. L'exonération complète est en revanche garantie à des consommateurs de charge en continu dont la consommation électrique annuelle compte au moins 7 000 heures

([52]) Voir également l'arrêt du 26 novembre 2015, Espagne/Commission, T-461/13, ECLI:EU:T:2015:891, points 67 à 75.
([53]) Rapport d'évaluation concernant les effets de l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV sur l'exploitation de réseaux d'approvisionnement en électricité, BNetzA, 30 mars 2015. Voir également la réponse du gouvernement fédéral aux députés du Bundestag au sujet de ce rapport (document du Bundestag 18/5763): http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/18/057/1805763.pdf
([54]) Voir les réponses négatives dans les figures 6 et 7 et les constats formulés à la page 38 du rapport d'évaluation de 2015.
([55]) Voir la page 38 du rapport d'évaluation de 2015.

d'utilisation et plus de 10 GWh, sans prendre en considération à quel niveau de réseau ils sont raccordés, quelle contribution effective ils apportent à la stabilité du réseau ([56]), ou si, éventuellement, un nombre suffisant de consommateurs de charge en continu est déjà présent pour garantir une gestion de réseau stable. De même, si une demande stable (et non une réduction des coûts) est déterminante pour une gestion sûre du réseau, il n'y a aucune raison d'exclure de l'exonération complète des consommateurs dont la consommation électrique est inférieure à 10 GWh.

(92) Troisièmement, il y a lieu de constater que certaines juridictions allemandes sont également parvenues à la conclusion que l'exonération complète ne peut pas être considérée comme une contrepartie d'un service fourni, étant donné que le «service» correspond simplement, pour bon nombre de consommateurs de charge en continu, à leur comportement de consommation normal, et que l'accroissement concret de la stabilité du réseau n'a pas été pris en considération dans l'exonération complète. Selon le point de vue de ces juridictions, seule serait justifiée une réduction qui tienne compte de l'effet concret du comportement de chacun des consommateurs de charge en continu (voir les considérants 52 et 52).

(93) Une fraction des parties intéressées a fondé l'argument selon lequel l'exonération complète correspondait à un paiement qu'un opérateur du marché effectuerait pour le service des consommateurs de charge en continu sur l'étude de 2012 (voir le considérant 59).

(94) Il convient tout d'abord de remarquer à ce sujet que l'exonération a été introduite au moyen d'un acte réglementaire promulgué par l'État en sa qualité d'autorité de régulation. Concernant cet aspect, il y a lieu de se baser sur la jurisprudence récente du Tribunal dans l'affaire EDF/Commission ([57]). Selon celle-ci, l'État membre qui invoque le principe de l'investisseur en économie de marché doit démontrer qu'il a pris la décision de régulation en sa qualité d'actionnaire et non en sa qualité de puissance publique. Dans le cas présent, l'Allemagne (à l'échelon fédéral) ne détient aucune action dans les gestionnaires de réseau. Elle n'a cependant produit aucun document dont il ressortirait qu'elle a tenu compte des actions détenues par des autorités régionales ou locales dans les gestionnaires de réseau. Ni l'Allemagne, ni les parties intéressées n'ont transmis des documents de cette période faisant apparaître des considérations commerciales. De plus, l'étude a été rédigée après l'adoption de la BNetzA du 14 décembre 2011. Par conséquent, le principe de l'investisseur en économie de marché n'est pas applicable dans le cas présent.

(95) Deuxièmement, il convient de souligner que, même si le principe de l'investisseur en économie de marché était applicable (ce qui n'est toutefois pas le cas), l'étude de 2012 n'a été rédigée qu'après l'introduction de l'exonération. Un investisseur en économie de marché ne pourrait donc pas avoir fondé sur cette étude sa décision d'introduire l'exonération.

(96) Même si l'étude de 2012 était déterminante pour l'application du principe de l'investisseur en économie de marché (ce qui n'est pas le cas), elle n'étaie pas les arguments avancés. Selon l'avis des parties intéressées, une demande stable et forte est indispensable pour garantir la production minimale nécessaire de telles centrales, dès lors que cette demande garantit la rentabilité des centrales concernées et empêche leur démantèlement. Il convient toutefois de remarquer que l'étude de 2012 n'évoque aucunement l'importance des consommateurs de charge en continu pour le maintien de la production minimale des centrales conventionnelles en Allemagne nécessaire pour une gestion sûre du réseau. Ce n'est pas le sujet de l'étude et, partant, les consommateurs de charge en continu n'y sont pas mentionnés. La synthèse des résultats de l'étude ([58]) souligne toutefois que la production minimale nécessaire en Allemagne pour garantir une gestion du réseau sûre a été calculée sur la base de la demande existant en Allemagne. Ainsi, la production minimale nécessaire en Allemagne pour garantir une gestion sûre du réseau dépend du volume de consommation, mais aussi du type de la charge qui doit être couvert. En cas de demande réduite, ou si aucune production de charge de base ne devait être nécessaire pour couvrir la demande de charge de base, la production minimale nécessaire en Allemagne serait fixée différemment. Les consommateurs de charge en continu expliquent en partie pourquoi les capacités de production sont nécessaires dans cette mesure. Dès lors, leur demande ne saurait guère être considérée comme un service. Le maintien des centrales concernées sur le marché ne peut être garanti uniquement grâce aux consommateurs de charge en continu. L'élément décisif est, en fin de compte, le prix auquel l'électricité est vendue. Si les prix sont trop bas, la centrale électrique de base ne peut se maintenir sur le marché. De plus, le niveau de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables joue également un rôle important. Si la demande est réduite, mais que de grandes quantités d'électricité renouvelable sont produites, les installations de production d'électricité renouvelable ont une priorité d'appel et un accès prioritaire au réseau par rapport aux centrales utilisant des combustibles fossiles. À cet égard, il y a lieu d'observer qu'une partie des centrales conventionnelles mentionnées dans l'étude de 2012 ne sont pas des centrales électriques de base, mais des centrales conventionnelles qui peuvent avoir une montée en puissance rapide (par exemple les centrales à cycle combiné). Les consommateurs de charge en continu ne constituent pas une incitation au maintien sur le marché pour ces centrales, car leur rentabilité dépend de la possibilité d'obtenir des prix plus élevés en cas de situation d'approvisionnement difficile.

([56]) Dans le contexte de l'exonération complète, aucune différence n'est faite entre des consommateurs ayant une consommation électrique totalement stable de 8 760 heures d'utilisation et ceux qui ont une consommation électrique moins stable.
([57]) Arrêt du 16 janvier 2018, EDF/Commission, T-747/15, ECLI:EU:T:2018:6, points 218 à 251.
([58]) Voir la page (i) de la synthèse des résultats de l'étude de 2012.

(97) Certaines parties intéressées ont également soutenu que l'exonération était justifiée en raison de l'inclusion des consommateurs de charge en continu dans le plan de délestage en cinq phases des GRT, qui doit permettre d'éviter les défaillances de réseau lorsque le système est surchargé. Ce plan est présenté dans le Transmission Code 2007 (Règles de réseau et de système des gestionnaires de réseau de transport allemands). Ces parties intéressées font valoir en outre que ce délestage intervient en dehors de toute relation contractuelle et sans compensation, et que l'exonération complète constitue une compensation pour leur contribution à la sécurité d'approvisionnement.

(98) Il est tout d'abord constaté à cet égard que ces allégations sont en contradiction avec le Transmission Code 2007. La section 7.3.4, paragraphe 6, du Transmission Code 2007 prévoit expressément que la possibilité du délestage soit garantie par des dispositions contractuelles avec les clients du réseau. De plus, il n'existe pas de corrélation entre l'exonération complète et le délestage, puisque l'inclusion dans le plan de délestage en cinq phases n'est pas une condition pour bénéficier de l'exonération complète. Les parties concernées admettent à cet égard que leur consommation stable augmente uniquement la probabilité de leur inclusion dans ce plan. Selon elles, les consommateurs qui ne sont pas des consommateurs de charge en continu peuvent également prendre part à ce plan. En effet, d'autres consommateurs que les consommateurs de charge en continu doivent être inclus dans le plan de délestage en cinq phases. De fait, entre 35 % et 50 % de la charge de réseau (après délestage de pompes) sont inclus dans le plan ([59]). D'après les informations transmises par l'Allemagne, les entreprises totalement exonérées des droits de réseau atteignent ensemble une charge de pointe de 3,5 GW, ce qui correspond à environ 4,2 % du pic de charge de l'Allemagne en 2013 ([60]). Par conséquent, l'exonération — même en supposant qu'elle puisse correspondre à une rétribution pour l'inclusion dans le plan en cinq phases — constituerait toujours un avantage sélectif, puisqu'elle n'a été accordée qu'aux consommateurs de charge en continu et n'entrait en pas en considération pour tous les autres consommateurs qui étaient également inclus dans le plan de délestage en cinq phases.

(99) Certaines parties intéressées semblent tabler sur le fait que les consommateurs de charge en continu doivent répondre à certaines spécifications techniques en cas de raccordement au réseau et investir à cette fin dans des installations pour améliorer la stabilité du réseau, puisqu'ils alimentent la puissance réactive ([61]), sans recevoir pour cela de compensation.

(100) Il convient néanmoins de remarquer que l'exonération complète ne peut être considérée comme une rétribution qu'un investisseur en économie de marché aurait payée pour ce prétendu service. La réalité décrite par les parties intéressées ne constitue pas un service pour lequel des gestionnaires de réseau acquitteraient une rétribution. Il s'agit plutôt d'une spécification technique que les consommateurs doivent satisfaire pour être raccordés au réseau. Ils doivent notamment veiller à ce que leur facteur de décalage reste dans la fourchette de − 0,9 à + 0,9. Ainsi, selon les circonstances, il peut être effectivement nécessaire que le consommateur investisse dans une installation spéciale qui assure que son facteur de décalage se maintienne dans le cadre des valeurs prescrites. Cela ne saurait toutefois être considéré comme un service de réseau, mais constitue une mesure de prévention contre des perturbations de réseau plus importantes. Si les consommateurs (y compris les consommateurs de charge en continu) ne respectaient pas cette spécification technique, ils seraient responsables de perturbations considérables de la tension de réseau. Les parties intéressées ont elles-mêmes admis que cette spécification est nécessaire pour garantir une gestion de réseau sûre. De plus, les spécifications techniques s'appliquent à tous les consommateurs qui souhaitent conserver un raccordement au réseau concerné, et pas uniquement aux consommateurs de charge en continu. Dès lors, même si l'exonération pouvait être vue comme une rétribution (ce qu'elle n'est cependant pas), elle offrirait toujours un avantage sélectif puisqu'elle était limitée aux consommateurs de charge en continu, à l'exclusion de tous autres consommateurs qui devaient remplir la même exigence.

5.1.2. EXISTENCE D'UN AVANTAGE SÉLECTIF

(101) Tant les parties intéressées que l'Allemagne ont fait valoir que l'exonération complète n'offre pas d'avantage sélectif puisqu'elle est justifiée par la nature et l'économie du système des droits de réseau en Allemagne. Elles soulignent que le système des droits de réseau en Allemagne s'appuie sur le principe de la réflectivité des coûts,

([59]) Phase 1: 49,8 Hz — Mise en alerte du personnel et engagement de la puissance de production non encore mobilisée sur injonction de GRT, délestage de pompes.
Phase 2: 49,0 Hz — Délestage immédiat de 10-15 % de la charge de réseau.
Phase 3: 48,7 Hz — Délestage immédiat de 10-15 % supplémentaires de la charge de réseau.
Phase 4: 48,4 Hz — Délestage immédiat de 15-20 % supplémentaires de la charge de réseau.
Phase 5: 47,5 Hz — Décrochage de toutes les installations de production du réseau.

([60]) Le pic de charge en Allemagne en 2013 s'est élevé à 83,1 GW; voir RAP (2015): Report on the German power system. Version 1.0. Étude commandée par Agora Energiewende: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/CountryProfiles/Agora_CP_Germany_web.pdf

([61]) Un réseau électrique alternatif a besoin aussi bien de puissance active que de puissance réactive pour le transport de l'électricité. La puissance active est l'énergie consommée et transportée par les lignes électriques. La puissance réactive est en revanche nécessaire au maintien de la tension (voir par exemple l'explication sur le site internet d'Amprion: https://www.amprion.net/%C3%9Cbertragungsnetz/Physikalische-Grundlagen/Blind-Wirkleistung/). Elle est produite par des générateurs synchrones et d'autres installations de compensation de puissance réactive. La puissance réactive diminue généralement sur les longues lignes électriques: c'est pourquoi des installations de compensation de puissance réactive doivent être installées au milieu des lignes de longue distance.

mais que le profil de consommation et de charge des consommateurs de charge en continu se distingue nettement de celui des utilisateurs de réseau classiques, dont la consommation d'électricité et la charge de consommation sont variables et non prévisibles. À leur avis, l'exonération complète est justifiée parce que les consommateurs de charge en continu contribuent à la réduction de différents coûts de réseau.

(102) L'exonération complète ne peut dès lors être constitutive d'une aide d'État que dans la mesure où avantage accordé aux consommateurs de charge en continu est sélectif. Afin d'établir qu'un avantage est sélectif, la Commission doit démontrer qu'une mesure introduit des différentiations entre opérateurs économiques se trouvant, au regard de l'objectif du système de référence, dans une situation factuelle et juridique comparable, et que de telles différenciations ne peuvent être justifiées par la nature ou l'économie interne du système de référence ([62]).

(103) Afin d'examiner si l'exonération complète procure, sur la base des dispositions légales applicables, un avantage sélectif à certaines entreprises par rapport à d'autres entreprises, qui se trouvent dans une situation factuelle et juridique comparable au regard de la réglementation, il y a lieu de déterminer d'abord le cadre de référence dans lequel s'inscrit la mesure en cause ([63]).

5.1.2.1. ***Le système de référence***

(104) La Commission convient que le système allemand des droits de réseau est le cadre de référence pertinent pour la présente décision. Ce système s'appuie sur le principe selon lequel les droits de réseau doivent être orientés sur les coûts et non discriminatoires. Selon l'article 21 de l'EnWG, les droits de réseau doivent être raisonnables, non discriminatoires et transparents (voir le considérant 7 de la présente décision). Le principe de la réflectivité des coûts est inscrit à l'article 16 du règlement StromNEV et contenu implicitement à l'article 3 du règlement StromNEV, en vertu duquel l'utilisation du réseau est payée par l'acquittement des droits de réseau. Le règlement StromNEV comprend des dispositions détaillées pour la méthode de calcul des droits de réseau, orientée sur les coûts.

(105) L'article 24 de l'EnWG 2011 habilite le gouvernement fédéral allemand à définir par voie réglementaire la méthode de calcul des droits de réseau généraux. Comme cela a été exposé au considérant 7 de la présente décision, l'article 24 EnWG opère à cet égard une différence entre les utilisateurs généraux et les utilisateurs atypiques, pour lesquels un droit de réseau individuel peut être calculé. Le règlement StromNEV applique cette distinction et comporte par conséquent deux méthodes de calcul des droits de réseau: la méthode s'appliquant aux utilisateurs de réseau classiques (articles 15, 16 et 17 du règlement StromNEV) et la méthode applicable aux utilisateurs de réseau atypiques (voir les considérants 17 à 20 de la présente décision).

(106) Les articles 15, 16 et 17 du règlement StromNEV fixent la méthode de calcul générale des droits de réseau. Cette méthode a été décrite aux considérants 10 et 14 de la présente décision. Grâce à la fonction de simultanéité décrite à l'article 16, paragraphe 2, et à l'annexe 4 du règlement StromNEV, les coûts de réseau peuvent être imputés aux différents utilisateurs de réseau en fonction de la probabilité que la consommation d'électricité de l'utilisateur concerné contribue à la charge de pointe annuelle. L'Allemagne a indiqué que la charge de pointe annuelle dans un réseau où l'électricité circule «de haut en bas», est l'un des facteurs de coût les plus importants.

(107) L'Allemagne a cependant démontré que cette méthode générale permet, certes, une détermination fiable des coûts de réseau générés par la majorité des consommateurs finals, mais que les coûts générés par les consommateurs de charge en continu durant la période 2011-2013 auraient été de facto surévalués si la fonction de simultanéité était appliquée de la même manière à tous les utilisateurs de réseau. Cela s'explique par le fait que, selon la méthode basée sur la fonction de simultanéité, l'ensemble des coûts de réseau sont répartis entre tous les utilisateurs, alors que ces coûts contiennent également des coûts qui n'ont pas été générés par les consommateurs de charge en continu durant la période 2011-2013, ou l'ont été dans une mesure beaucoup plus limitée. En particulier, les coûts exposés pour compenser les fluctuations soudaines de consommation ne sont pas générés par les consommateurs de charge en continu, puisque leur consommation est prévisible et sensiblement plus constante. Il en est de même pour les mesures devant être prises pour maintenir la fréquence de réseau malgré les variations de charge.

([62]) Arrêt du 29 avril 2004, Pays-Bas/Commission, C-159/01, ECLI:EU:C:2004:246, point 43; arrêt du 6 septembre 2006, Portugal/Commission, C-88/03, ECLI:EU:C:2006:511, point 80; arrêt du 8 septembre 2011, Commission/Pays-Bas, C-279/08 P, ECLI:EU:C:2011:551, point 62; arrêt du 21 décembre 2016, Commission/Hansestadt Lübeck, C-524/14 P, ECLI:EU:C:2016:971, points 53 à 60; arrêt du 21 décembre 2016, Commission/World Duty Free Group SA, C-20/15 P et C-21/15 P, ECLI:EU:C:2016:981, points 92 à 94.

([63]) Arrêt du 6 septembre 2006, Portugal/Commission, C-88/03, ECLI:EU:C:2006:511, point 56; arrêt du 21 décembre 2016, Commission/Hansestadt Lübeck, C-524/14 P, ECLI:EU:C:2016:971, point 55.

(108) Effectivement, les consommateurs de charge en continu contribuent, comme tous les autres utilisateurs de réseau, au pic de charge qui est déterminant pour le dimensionnement du réseau, et constitue donc un facteur des coûts de réseau. Cependant, le pic de charge n'est pas déterminant pour l'imputation des autres coûts de réseau, par exemple les coûts liés à la mise à disposition de réserves nécessaires pour la fourniture d'énergie de réglage. Si tous les utilisateurs de réseau affichaient un comportement de consommation non prévisible et variable, une imputation de ces coûts selon la même clé de répartition, c'est-à-dire en fonction de la contribution des utilisateurs au pic de charge, s'avérerait pertinente. Le comportement de consommation des consommateurs de charge en continu est cependant prévisible et sensiblement plus stable. Durant les années 2011-2013, en raison du bouquet énergétique, les consommateurs de charge en continu ont généré des besoins nettement moins élevés en services système que d'autres utilisateurs de réseau. Par conséquent, dans le cadre d'un système de droits de réseau basé sur la réflectivité des coûts, les coûts de services système qui n'étaient pas nécessaires pour les consommateurs de charge en continu n'ont pas pu être imputés à ces consommateurs selon la même clé de répartition que celle utilisée pour les utilisateurs de réseau dont les charges étaient variables et non prévisibles.

(109) En outre, la méthode de calcul des droits de réseau basée sur la fonction de simultanéité ne tient pas compte des économies d'échelle. Si un réseau est utilisé en permanence à pleine capacité, les coûts par unité sont sensiblement moins élevés qu'en cas de consommation fluctuante, où le même réseau n'est utilisé que de temps en temps à pleine capacité, mais généralement jusqu'à 30 % de sa capacité seulement. En raison de la consommation fluctuante et difficilement prévisible des utilisateurs en général, les gestionnaires de réseau doivent prévoir une marge de sécurité lorsqu'ils définissent les dimensions du réseau. Le degré de simultanéité exprime seulement la probabilité d'un prélèvement isolé au moment de la charge de pointe annuelle, mais il ne peut le garantir. Pour les consommateurs de charge en continu, une telle marge de sécurité n'est cependant pas nécessaire dans la même mesure (voire pas du tout). Par conséquent, le calcul des droits de réseau des consommateurs de charge en continu à l'aide de la fonction de simultanéité conduirait, pour cette raison, à une surestimation.

(110) La Commission est dès lors d'avis que la possibilité prévue à l'article 24 de l'EnWG 2011 de fixer des droits de réseau individuels pour les utilisateurs atypiques tels que les consommateurs de charge en continu est conforme aux principes de la réflectivité des coûts et de l'absence de discrimination. Cette possibilité doit être considérée comme une composante essentielle du système de référence, puisqu'elle sert de correctif dans la prise en considération des coûts qui sont effectivement générés par des utilisateurs atypiques tels que les consommateurs de charge en continu.

(111) La Commission est également d'avis que la disposition selon laquelle les droits de réseau individuels des utilisateurs de réseau atypiques ne peuvent être inférieurs à 20 % des droits de réseau annoncés est un élément essentiel des règles relatives aux droits de réseau individuels visés par le règlement StromNEV. Premièrement, ce droit minimal a toujours été demandé par le groupe d'utilisateurs de réseau atypiques sur lequel se fonde l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV, et il était applicable en particulier durant la période 2011-2013 (voir le considérant 21 de la présente décision). Deuxièmement, en vertu du règlement StromNEV 2010, il était également applicable aux consommateurs de charge en continu (voir le considérant 20). Enfin, le droit minimal de 20 % devant être acquitté par les consommateurs atypiques tels que les consommateurs de charge en continu constitue, comme l'Allemagne l'expose (voir le considérant 20), une sécurité qui garantit que les consommateurs atypiques fournissent une contribution minimale à la rétribution de l'avantage que leur procure le raccordement au réseau. Le droit minimal de 20 % pour les consommateurs de charge en continu tient compte du fait que la méthode du chemin physique reflète assez précisément les coûts de réseau générés par ces consommateurs de charge en continu, mais implique tout de même une certaine approximation.

5.1.2.2. ***Dérogation au système de référence***

(112) La Commission considère cependant que l'exonération complète introduite par la loi du 26 juillet 2011 n'est pas conforme au concept des droits de réseau individuels inscrit à l'article 24, première phrase, point 3, de l'EnWG 2011, selon lequel des droits de réseau individuels peuvent être calculés en cas de formes atypiques d'utilisation du réseau.

(113) Le principe de la réflectivité des coûts et le principe selon lequel les droits de réseau doivent être raisonnables et non discriminatoires impliquent que les droits de réseau individuels sont déterminés sur la base des coûts de réseau individuels qui peuvent être imputés à l'utilisateur de réseau concerné. L'exonération complète des droits de réseau ne serait dès lors conforme à ces principes que s'il était démontré que les consommateurs de charge en continu ne génèrent pas de coûts de réseau. Or, cette preuve n'a pas été produite. Au contraire, les consommateurs de charge en continu génèrent des coûts de réseau, surtout s'ils sont nouvellement raccordés à un réseau existant, car leur raccordement pourrait rendre nécessaire une extension de la capacité de réseau. En outre, un réseau n'existant pas encore devrait être dimensionné de manière à couvrir, au moins, la demande des consommateurs de charge en continu. Ce principe a été reconnu également par différentes juridictions allemandes et par le Bundesgerichtshof (Cour constitutionnelle fédérale, Allemagne). Ces juridictions ont expressément constaté que l'exonération complète est contraire à l'article 24 de l'EnWG 2011 (voir les considérants 52 et 52 de la présente décision). Il doit en outre être constaté que l'autre groupe d'utilisateurs du réseau atypiques mentionné à l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV devait continuer d'acquitter des redevances de réseau individuelles qui ont été calculées à l'aide du profil de charge individuel des utilisateurs concernés durant la période 2011-2013 (voir le considérant 21 de la présente décision). L'exonération complète des

consommateurs de charge en continu a ainsi introduit une discrimination par rapport tant à d'autres utilisateurs de réseau atypiques, qui ont dû continuer d'acquitter des droits de réseau individuels, qu'à tous les autres utilisateurs finals, étant donné que l'exonération complète s'écarte des principes de la réflectivité des coûts et du caractère raisonnable des droits de réseau.

(114) Il convient de souligner qu'avant l'introduction de l'exonération complète en 2011, les consommateurs de charge en continu devaient acquitter des droits de réseau individuels qui tenaient compte de leur contribution à une diminution des coûts de réseau ou à la prévention de leur augmentation. Ces droits de réseau individuels ne pouvaient toutefois pas être inférieurs à 20 % des droits de réseau annoncés. Afin de calculer ces coûts, la BNetzA avait établi la méthode du chemin physique (voir le considérant 19). Selon l'avis de la Commission, cette méthode permet, compte tenu des caractéristiques du marché de l'électricité à ce moment-là, une approximation fiable des coûts générés par les consommateurs de charge en continu durant la période 2011-2013. Cette méthode détermine les droits de réseau sur la base des coûts qui peuvent être imputés aux consommateurs de charge en continu, c'est-à-dire les coûts du capital et les coûts de gestion fixes pour la partie du réseau par laquelle le consommateur de charge en continu est raccordé à la centrale électrique de base la plus proche qui peut couvrir de facto l'ensemble de sa demande. Certes, cette méthode conduit — comme l'a critiqué l'une des parties intéressées — à des droits de réseau différenciés, qui dépendent de la localisation du consommateur de charge en continu raccordé au réseau, mais tel est précisément le sens des droits de réseau individuels, à savoir refléter les coûts de réseau générés individuellement par chaque consommateur de charge en continu. Si un consommateur de charge en continu est plus éloigné d'une centrale électrique de base, cela signifie aussi qu'il utilisera une part nettement plus grande du réseau, pour que l'électricité soit transportée depuis la centrale qui peut couvrir sa demande. Il est également justifié que le chemin physique soit calculé jusqu'à une centrale qui peut couvrir l'ensemble de la demande du consommateur de charge en continu. En effet, si la centrale ne pouvait couvrir qu'une partie de sa demande, le consommateur de charge en continu utiliserait à nouveau plusieurs parties du réseau pour couvrir sa demande et serait donc responsable de coûts de réseau plus élevés. S'agissant du fait que les centrales hydroélectriques ne sont pas reconnues comme centrales électriques de base selon la méthode du chemin physique, il est constaté que les centrales hydroélectriques comptent parmi les centrales électriques de base dans le Guide de l'Agence fédérale des réseaux de 2010 (voir le considérant 19). De plus, la méthode du chemin physique prend en considération les pertes de réseau et les éventuels services système auxquels le consommateur de charge en continu fait appel. Le caractère approprié de la méthode du chemin physique pour déterminer les coûts de réseau générés par les consommateurs de charge en continu a été confirmé en 2016 par le Bundesgerichtshof ([64]).

(115) La Commission considère donc que le traitement différencié d'utilisateurs atypiques (c'est-à-dire les consommateurs au sens de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV et les consommateurs de charge en continu) et d'autres utilisateurs est un élément fixe du système de référence, qui se reflète dans son économie, tant qu'il s'appuie sur le concept de droits de réseau individuels et imputables à des utilisateurs déterminés.

(116) L'exonération complète dans les années 2011 à 2013 représente cependant une exception aux droits de réseau individuels d'utilisateurs atypiques, car elle ne s'appuie pas sur une définition individuelle des coûts générés par les consommateurs de charge en continu. Bien que les consommateurs au sens de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV et les consommateurs de charge en continu se trouvent dans une situation factuelle et juridique comparable au regard de l'objectif du système des droits de réseau (ce sont des utilisateurs atypiques pour lesquels les droits de réseau annoncés en 2011-2013 n'auraient pas été conformes au principe de la réflectivité des coûts), ils ont été traités de manière différente.

(117) De plus, l'exonération complète s'écarte du système de référence en ce sens que les consommateurs de charge en continu ne doivent pas, comme les autres utilisateurs atypiques (les consommateurs au sens de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV), acquitter au moins 20 % des droits de réseau annoncés. Ce traitement différent constitue une discrimination car qu'il n'y a aucune raison pour que les consommateurs de charge en continu doivent être exemptés de cette obligation. En particulier, il n'y a aucune raison pour laquelle, en ce qui concerne les droits de réseau individuels pour les consommateurs au sens de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV, il devrait y avoir un filet de sécurité, et pas pour les droits de réseau des consommateurs de charge en continu, car ces derniers profitent de leur raccordement au réseau autant que les consommateurs au sens de l'article 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV. En outre les droits de réseau individuels calculés selon la méthode du chemin physique impliquent une certaine proximité.

5.1.2.3. ***Pas de justification par la nature et l'économie du système des droits de réseau.***

(118) La notion d'aide ne comprend pas les mesures introduisant une différenciation entre entreprises en matière de charges lorsque cette différenciation résulte de la nature et de l'économie du système de charges en cause ([65]). Il incombe à l'État membre d'en apporter la preuve.

([64]) EnVR 34/15, point 27.
([65]) Arrêt du 29 avril 2004, Pays-Bas/Commission, C-159/01, ECLI:EU:C:2004:246, point 42; arrêt du 8 septembre 2011, Commission/Pays-Bas, C-279/08 P, ECLI:EU:C:2011:551, point 62.

(119) Il convient de constater que l'Allemagne n'a pas démontré que l'exonération complète est justifiée par la nature ou l'économie interne du système des droits de réseau en Allemagne. Celle-ci fait valoir que l'exonération complète peut contribuer à la sécurité d'approvisionnement puisqu'elle assure la présence des centrales conventionnelles nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et permet également la promotion des énergies renouvelables. Ces objectifs ne sont toutefois pas un élément fixe du système des droits de réseau, et ils doivent donc être examinés plus précisément dans le cadre de l'examen de compatibilité fondé sur la jurisprudence de la Cour ([66]) (voir la section 3.3.1).

5.1.2.4. ***Conclusion***

(120) L'exonération complète ne peut pas être justifiée par l'économie interne du système des droits de réseau en Allemagne dès lors qu'elle va au-delà d'une réduction des droits de réseau annoncés qui reflète la contribution à une diminution des coûts de réseau, ou à la prévention de leur augmentation, de la part des consommateurs de charge en continu. L'exonération complète constitue en particulier une dérogation injustifiée au système de référence parce que les consommateurs de charge en continu sont exonérés des coûts que le système de référence leur imputerait, à savoir les coûts de réseau individuels qui sont calculés sur la base de la méthode du chemin physique et ne peuvent pas être inférieurs à 20 % des droits de réseau annoncés.

(121) La Commission parvient dès lors à la conclusion que l'exonération complète des consommateurs de charge en continu ne correspond donc pas à l'économie interne du système de référence et qu'elle accorde un avantage sélectif dès lors que les consommateurs de charge en continu sont exonérés de droits de réseau excédant les coûts de réseau générés par leur consommation ou que, si ces coûts représentent moins que le montant minimal de 20 % des droits de réseau annoncés, les consommateurs de charge en continu sont exonérés de ce montant minimal.

5.1.3. IMPUTABILITÉ À L'ÉTAT

(122) L'exonération complète a été introduite par l'article 7 de la loi du 26 juillet 2011 (voir le considérant 21 de la présente décision) et mise en œuvre par des actes administratifs par lesquels les demandes d'exonération ont été approuvées (voir le considérant 24 de la présente décision). Elle est donc imputable à l'État.

(123) La surtaxe article 19, par laquelle l'exonération a été financée, est également imputable à l'État. La surtaxe article 19 a été introduite par l'article 7 de la loi du 26 juillet 2011 (voir le considérant 21 de la présente décision) et a été mise en œuvre par une autorité publique, la BNetzA (voir la section 2.4.2 et la note 22 de la présente décision). Cette conclusion n'est pas affectée par le fait que les droits de réseau sont calculés par des instances privées qui ont reçu un mandat en ce sens de l'État, car ces instances privées — les GRT — ne disposent, dans l'exercice de cette mission, d'aucune marge d'appréciation et ont été mandatées en ce sens par l'État dans le cadre de leur désignation au titre de l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV 2011. De plus, dans le cadre de ses pouvoirs de contrôle sur les GRT, la BNetzA peut adresser des décisions contraignantes aux GRT si ceux-ci ne remplissent pas leurs obligations (articles 29 et 54 de l'EnWG 2011). Pour l'année 2012, la BNetzA a déterminé directement le montant total qui devait être compensé au moyen de la surtaxe article 19 (voir le considérant 37 de la présente décision).

5.1.4. PRÉSENCE DE RESSOURCES ÉTATIQUES

(124) Un avantage sélectif constitue une aide au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, s'il est accordé, directement ou indirectement, au moyen de ressources d'État. La notion d'intervention «au moyen de ressources d'État» n'inclut pas seulement les avantages accordés directement par un État, mais aussi ceux accordés par l'intermédiaire d'un organisme public ou privé, désigné ou institué par cet État en vue de gérer l'aide ([67]). En ce sens, l'article 107, paragraphe 1, TFUE englobe tous les moyens pécuniaires que les autorités publiques peuvent effectivement utiliser pour soutenir des entreprises, sans qu'il soit pertinent que ces moyens appartiennent ou non de manière permanente au patrimoine de l'État ([68]).

([66]) Communication de la Commission relative à la notion d'aide d'État visée à l'article 107, paragraphe 1, TFUE (JO C 262 du 19.7.2016, p. 1), point 138; voir l'arrêt du 8 septembre 2011, Paint Graphos e.a., affaires jointes C-78/08 à C-80/08, ECLI:EU:C:2011:550, points 69 et 70; arrêt du 6 septembre 2006, Portugal/Commission, C-88/03, ECLI:EU:C:2006:511, point 81; arrêt du 8 septembre 2011, Commission/Pays-Bas, C-279/08 P, ECLI:EU:C:2011:551; arrêt du 22 décembre 2008, British Aggregates/Commission, C-487/06 P, ECLI:EU:C:2008:757; arrêt du 18 juillet 2013, P Oy, C-6/12, ECLI:EU:C:2013:525, points 27 et suivants.

([67]) Voir arrêt du 22 mars 1977, Steinike & Weinlig/Allemagne, 78/76, ECLI:EU:C:1977:52, point 21; arrêt du 13 mars 2001, PreussenElektra, C-379/98, ECLI:EU:C:2001:160, point 58; arrêt du 30 mai 2013, Doux Élevage, C-677/11, ECLI:EU:C:2013:348, point 26; arrêt du 19 décembre 2013, Association Vent de Colère!, C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851, point 20; arrêt du 17 mars 1993, Sloman Neptun, C-72/91 et C-73/91, ECLI:EU:C:1993:97, point 19; arrêt du 9 novembre 2017, Commission/TV2/Danmark, C-656/15 P, ECLI:EU:C:2017:836, point 44.

([68]) Arrêt du 30 mai 2013, Doux Élevage et Coopérative agricole UKL-ARREE, C-677/11, ECLI:EU:C:2013:348, point 34; arrêt du 27 septembre 2012, France/Commission, T-139/09, ECLI:EU:T:2012:496, point 36; arrêt du 19 décembre 2013, Association Vent de Colère!, C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851, point 21.

(125) Dès lors, le simple fait que l'avantage n'est pas financé directement par le budget de l'État ne suffit pas pour exclure que des ressources d'État soient impliquées. Il ressort de la jurisprudence de la Cour de justice de l'Union européenne qu'il n'est pas nécessaire d'établir, dans tous les cas, qu'il y a eu un transfert de ressources du budget de l'État ou d'un organisme public pour que l'avantage accordé à une ou plusieurs entreprises puisse être considéré comme une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE ([69]).

(126) De plus, l'origine privée des ressources n'empêche pas qu'elles soient considérées comme des ressources d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE ([70]). C'est ce qu'a rappelé le Tribunal dans l'affaire France/Commission ([71]), où il est parvenu à la conclusion que l'origine initiale des ressources concernées n'est pas déterminante pour constater la présence de ressources d'État, mais bien le degré d'intervention de l'autorité publique dans la définition des mesures en cause et de leurs modalités de financement. Le seul fait, pour un régime de subventions bénéficiant à certains opérateurs économiques d'un secteur donné, d'être financé en tout ou en partie par des contributions imposées par l'autorité publique et prélevées sur les opérateurs économiques concernés ne suffit pas pour enlever à ce régime son caractère d'aide accordée par l'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE ([72]). De même, le fait que ces ressources n'aient été à aucun moment la propriété de l'État n'exclut pas qu'elles constituent, le cas échéant, des ressources d'État, dès lors qu'elles se trouvent sous le contrôle de l'État ([73]). Au sens de la notion d'aide accordée au moyen de ressources de l'État, non seulement les aides accordées directement par l'État, mais aussi les aides qui ont été accordées par l'intermédiaire d'organismes publics ou privés, désignés ou institués par l'État, relèvent de l'article 107, paragraphe 1, TFUE ([74]).

(127) Cette argumentation est aussi à la base de l'arrêt dans l'affaire Essent ([75]). Dans cette affaire, la Cour devait apprécier une loi en vertu de laquelle les gestionnaires du réseau d'électricité néerlandais devaient prélever auprès des clients privés un supplément tarifaire sur leur consommation électrique et reverser les recettes obtenues grâce à ce supplément à SEP, une filiale commune des quatre producteurs d'électricité, afin de lui octroyer une compensation destinée à faire face aux «coûts échoués». Le supplément devait être versé par les gestionnaires de réseau à SEP, qui devait collecter les recettes et les affecter à la couverture des coûts échoués jusqu'à concurrence d'un montant fixé légalement. La Cour a constaté que SEP avait été mandaté par la loi pour gérer des ressources d'État ([76]). Elle a estimé que des ressources d'État étaient utilisées dans le cadre du régime néerlandais ([77]).

(128) Sur la base de cette jurisprudence, on peut conclure que des subventions financées à partir de taxes parafiscales ou de contributions imposées par l'État et administrées et distribuées conformément aux dispositions législatives applicables supposent un transfert de ressources d'État, même si ces ressources ne sont pas gérées par des autorités, mais par des organismes non étatiques désignés par l'État.

(129) Cela a été confirmé par la Cour dans l'affaire Vent de Colère! ([78]), dans laquelle elle a constaté notamment que l'existence d'une intervention au moyen de ressources d'État ne peut être exclue simplement parce qu'une partie des fonds prélevés ne transite pas par le compte de la Caisse des dépôts et consignations, mais a été conservée par les entreprises qui étaient tenues d'acheter de l'électricité renouvelable aux tarifs de rachat.

(130) La Cour a exclu le transfert de ressources d'État uniquement dans des circonstances très spécifiques: elle a estimé par exemple que la décision d'une autorité nationale étendant à l'ensemble des professionnels d'une filière un accord qui institue une cotisation dans le cadre d'une organisation interprofessionnelle reconnue par l'autorité nationale et la rend ainsi obligatoire en vue de permettre la mise en œuvre d'actions de promotion et de relations extérieures ne constitue pas un élément d'une aide d'État ([79]). Dans ce contexte, la Cour a constaté que la mesure n'était pas financée au moyen de ressources d'État, puisque ce n'était pas l'État, mais l'organisation

([69]) Voir arrêt du 16 mai 2002, France/Commission, C-482/99, ECLI:EU:C:2002:294, point 36; arrêt du 17 juillet 2008, Essent Netwerk Noord e.a., C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413, point 70; arrêt du 19 décembre 2013, Association Vent de Colère!, C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851, points 19 à 21; arrêt du 13 septembre 2017, Etimie, C-329/15, ECLI:EU:C:2017:671, point 25; voir également arrêt du 30 mai 2013, Doux Élevage et Coopérative agricole UKL-ARREE, C-677/11, ECLI:EU:C:2013:348, point 34; et arrêt du 19 mars 2013, Bouygues Télécom/Commission, affaires jointes C-399/10 P et C-401/10 P, ECLI:EU:C:2013:175, point 100.

([70]) Arrêt du 12 décembre 1996, Air France/Commission, T-358/94, ECLI:EU:T:1996:194, points 63 à 65; arrêt du 9 novembre 2017, Commission/TV2/Danmark, C-656/15 P, ECLI:EU:C:2017:836, point 48.

([71]) Arrêt du 27 septembre 2012, France/Commission, T-139/09, ECLI:EU:T:2012:496.

([72]) Arrêt du Tribunal du 27 septembre 2012, France/Commission, T-139/09, ECLI:EU:T:2012:496, point 61.

([73]) Arrêt du 12 décembre 1996, Air France/Commission, T-358/94, ECLI:EU:T:1996:194, points 65 à 67; arrêt du 16 mai 2002, France/Commission, C-482/99, ECLI:EU:C:2002:294, point 37; arrêt du 30 mai 2013, Doux Élevage et Coopérative agricole UKL-ARREE, C-677/11, ECLI:EU:C:2013:348, point 35.

([74]) Voir arrêt du 22 mars 1977, Steinike & Weinlig, C-78/76, ECLI:EU:C:1977:52, point 21; arrêt du 17 mars 1993, Sloman Neptun, affaires jointes C-72/91 et C-73/91, ECLI:EU:C:1993:97, point 19; et arrêt du 10 mai 2016, Allemagne/Commission, T-47/15, ECLI:EU:T:2016:281, point 81; arrêt du 9 novembre 2017, Commission/TV2/Danmark, C-657/15 P, ECLI:EU:C:2017:837, point 36.

([75]) Arrêt du 17 juillet 2008, Essent Netwerk Noord e.a., C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413.

([76]) Arrêt du 17 juillet 2008, Essent Netwerk Noord e.a., C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413, point 74.

([77]) Arrêt du 17 juillet 2008, Essent Netwerk Noord, C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413, point 66.

([78]) Arrêt du 19 décembre 2013, Association Vent de Colère!, C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851, point 27.

([79]) Arrêt du 30 mai 2013, Doux Élevage, C-677/11, ECLI:EU:C:2013:348; arrêt du 15 juillet 2004, Pearle, C-345/02, ECLI:EU:C:2004:448.

interprofessionnelle qui décidait de l'utilisation des ressources de la cotisation, qui étaient exclusivement destinées aux objectifs définis par le groupement interprofessionnel lui-même. Par conséquent, ces ressources ne faisaient pas constamment l'objet d'une surveillance publique et n'étaient pas à la disposition des autorités publiques.

(131) Dans l'affaire PreussenElektra, la Cour a constaté que la Stromeinspeisungsgesetz [loi relative à l'arrivée de courant provenant d'énergies renouvelables dans le réseau de service public ([80])], dans sa version en vigueur en 1998, ne prévoyait pas d'organisme institué ou mandaté pour l'exécution du régime d'aide ([81]). Cette conclusion s'appuyait sur le constat que le Stromeinspeisungsgesetz introduisait un régime qui obligeait directement les entreprises d'approvisionnement en électricité et les gestionnaires des réseaux électriques situés en amont à acheter de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables à un prix fixe, mais elle ne désignait pas d'organisme compétent pour le traitement des paiements ([82]). La Stromeinspeisungsgesetz concernait un grand nombre de relations bilatérales entre les producteurs d'électricité issue de sources renouvelables et les fournisseurs d'électricité. Il n'y avait alors pas de surtaxe fixée par l'État pour compenser la charge financière résultant de cette obligation de livraison pour les fournisseurs d'électricité. Personne n'a dès lors été désigné pour la gestion d'une telle surtaxe et des flux financiers correspondants.

(132) En revanche, dans l'affaire Vent de Colère!, la Cour a affirmé que l'aide française se distinguait à deux égards de la situation dans l'affaire PreussenElektra: dans l'affaire PreussenElektra, les entreprises privées n'étaient pas mandatées par l'État membre pour gérer une ressource d'État, mais étaient tenues à une obligation d'achat au moyen de leurs ressources financières propres. De plus, dans l'affaire PreussenElektra, il n'existait aucun mécanisme instauré et réglementé par l'État membre, de compensation des surcoûts résultant de cette obligation d'achat et par lequel l'État garantissait à ces opérateurs privés la couverture intégrale desdits surcoûts ([83]).

(133) La Cour a récemment confirmé cette approche différenciée pour l'examen de l'existence de ressources d'État. Dans l'affaire ENEA S.A., elle a dit pour droit qu'en l'absence d'une répercussion intégrale d'un tel surcoût sur l'utilisateur final, de son financement par une contribution obligatoire imposée par l'État membre ou encore d'un mécanisme de compensation intégrale, une mesure nationale par laquelle les entreprises privées et publiques étaient obligées d'acheter de l'électricité issue de la cogénération ne constitue pas une mesure étatique ou financée au moyen de ressources d'État ([84]).

(134) Compte tenu de ces principes, il convient, au moment d'examiner si des ressources d'État ont été affectées au financement de l'exonération complète au titre de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011, de distinguer le financement de l'exonération complète en 2011 et le financement de l'exonération dans les années 2012 et 2013 — c'est-à-dire après l'introduction de la surtaxe article 19.

5.1.4.1. ***Financement au moyen de ressources d'État après l'introduction de la surtaxe article 19 par la BNetzA (2012 et 2013)***

(135) Sur la base du mécanisme de compensation visé à l'article 19, paragraphe 2, sixième et septième phrases, du règlement StromNEV 2011, décrit dans la section 2.4, la BNetzA a, par décision du 14 décembre 2011, obligé les GRD à prélever la surtaxe article 19 auprès des consommateurs finals et à transférer chaque mois aux GRT les recettes de cette surtaxe.

(136) Aux considérants 49 à 84 de la décision d'ouverture, la Commission a expliqué pourquoi, de son point de vue, l'exonération complète a été financée au moyen de ressources d'État. Sa motivation était la suivante:

a) l'exonération complète correspond à une politique de l'État;

b) les gestionnaires de réseau se voient garantir légalement que leurs pertes financières résultant de l'exonération complète sont intégralement compensées par une surtaxe sur la consommation d'électricité des utilisateurs du réseau; autrement dit, ils ne doivent pas financer l'exonération complète au moyen de leurs propres ressources;

c) les GRT ont été chargés de la gestion des flux financiers résultant de l'exonération et de la surtaxe article 19;

([80]) BGB1. I, p. 2633.
([81]) Arrêt du 13 mars 2001, PreussenElektra, C-379/98, ECLI:EU:C:2001:160, points 58 et 59.
([82]) Arrêt du 13 mars 2001, PreussenElektra, C-379/98, ECLI:EU:C:2001:160, point 56. Voir également l'arrêt du 17 juillet 2008, Essent Netwerk Noord, C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413, point 74, dans lequel la Cour souligne que, dans l'affaire PreussenElektra, les entreprises n'étaient pas mandatées par l'État pour gérer une ressource d'État.
([83]) Arrêt du 19 décembre 2013, Association Vent de Colère!, C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851, points 34 à 36.
([84]) Arrêt du 13 septembre 2017, ENEA, C-329/15, ECLI:EU:C:2017:671, point 30.

d) les GRT ne peuvent pas utiliser les revenus de la surtaxe de manière autonome, puisque celle-ci ne peut couvrir que les pertes financières générées par l'exonération: les éventuels excédents de recettes de la surtaxe doivent être déduits des surtaxes à payer dans les années suivantes;

e) la surtaxe article 19 ne représente pas un paiement pour un service ou une marchandise.

(137) La Commission ne partage pas l'avis de l'Allemagne et des parties intéressées, selon lequel l'exonération complète peut être considérée comme une mesure non financée à partir de ressources d'État puisque les ressources destinées au financement de l'exonération ne transitent pas par le budget de l'État. Comme exposé aux considérants 125 à 129, la Cour a constaté à plusieurs reprises que la notion de ressources d'État est également présente si l'aide est financée au moyen de ressources privées qui doivent être acquittées sur la base d'une obligation imposée par l'État, et sont gérées et distribuées conformément aux dispositions de l'acte juridique concerné. Selon la Cour, il convient de considérer qu'un tel régime de financement constitue un transfert de ressources de l'État même si les ressources ne sont pas gérées par les autorités, mais par des organismes non étatiques désignés par l'État.

(138) La Commission est d'avis que la perte de recettes découlant en 2012 et 2013 de l'exonération complète a été intégralement répercutée sur les consommateurs finals au moyen d'un mécanisme global de compensation qui a été financé au moyen d'une surtaxe imposée par l'État aux consommateurs finals.

(139) Ainsi que cela a été exposé aux considérants 35 à 39, le cadre juridique en vigueur en 2012 et 2013 prévoyait un mécanisme de financement qui compensait la moins-value du gestionnaire de réseau au réseau duquel les consommateurs de charge en continu exonérés étaient raccordés. Les GRT devaient rembourser aux GRD les recettes perdues et compenser entre eux cette charge financière supplémentaire. Conformément à la décision de la BNetzA du 14 décembre 2011, qui a été adoptée sur la base de l'article 29, paragraphe 1, de l'EnWG et de l'article 30, paragraphe 2, point 6, du règlement StromNEV 2011, les GRT ont reçu par l'intermédiaire de la surtaxe article 19 une compensation pour cette charge financière.

(140) La surtaxe article 19 était une taxe parafiscale prélevée auprès des consommateurs finals. Elle ne faisait donc pas partie du système général des droits de réseau, ainsi que les parties intéressées l'ont avancé dans leurs observations. La BNetzA a expliqué dans sa décision du 14 décembre 2011 que la surtaxe article 19 avait un objectif particulier (compensation de la moins-value des GRT) et qu'elle ne constituait donc pas un droit de réseau général, mais une «autre redevance» au sens de l'article 17, paragraphe 8, du règlement StromNEV, qui doit être prélevé séparément des droits de réseau généraux. Ceci a été confirmé par différentes juridictions allemandes: le Bundesgerichtshof, en particulier, est parvenu à la conclusion que la surtaxe article 19 ne constitue pas un droit de réseau, mais une taxe au moyen de laquelle la moins-value de l'exonération complète doit être couverte conformément à l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011 (voir les considérants 52 et 53 de la présente décision).

(141) La surtaxe article 19 est une taxe imposée par l'État. Elle a été prévue dans le règlement StromNEV 2011 et ensuite introduite par la décision contraignante de la BNetzA. Cette autorité fédérale supérieure est chargée de missions d'administration et de régulation, et elle est placée sous le contrôle du ministère fédéral de l'économie et de l'énergie. Son président et ses vice-présidents sont nommés par le ministre, tandis que son conseil consultatif est composé de représentants du Bundesrat et du Bundestag ([85]).

(142) Les gestionnaires de réseau ont été chargés du prélèvement et de la gestion de la surtaxe article 19, en conformité avec le cadre juridique en vigueur. Dans ce contexte, il convient de rappeler que la Cour a plusieurs fois dit pour droit qu'un organisme privé également peut être chargé de la gestion de ressources de l'État. De plus, il ressort de l'arrêt dans l'affaire Essent que la gestion de la surtaxe peut également être confiée à plusieurs entreprises.

(143) Premièrement, les GRD et les GRT étaient obligés de collecter la surtaxe article 19 auprès des consommateurs finals, et les GRD devaient ensuite les transférer au GRT.

(144) Deuxièmement, les GRT ne pouvaient utiliser les recettes de la surtaxe article 19 que pour la compensation des recettes perdues en raison de l'exonération des consommateurs de charge en continu au titre de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011 et pour la compensation entre eux (voir le considérant 35 de la présente décision). Cela est démontré par le fait que le montant de la surtaxe article 19 a été adapté au montant des ressources requises en raison de l'exonération complète. En particulier, toutes les recettes d'une année x qui dépassaient le montant nécessaire pour compenser cette charge financière entraînaient une réduction de la surtaxe de l'année x+2 (voir le considérant 39). La Commission ne partage donc pas l'avis de l'Allemagne et des parties intéressées selon lequel les gestionnaires de réseau pouvaient utiliser en toute autonomie les recettes issues de la surtaxe article 19.

([85]) Voir les articles 1er, 3, 4 et 5 du Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (loi sur l'Agence fédérale des réseaux pour l'électricité, le gaz, les télécommunications, la poste et les chemins de fer) du 7 juillet 2005 (BGBl. I p. 1970).

(145) Eu égard aux explications qui précèdent, il y a lieu de constater que l'introduction de la surtaxe article 19 a garanti aux gestionnaires de réseau la compensation intégrale de la moins-value qu'ils obtenaient en raison de l'exonération complète au titre de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011; par conséquent, la situation factuelle présente est différente tant des affaires PreussenElektra que ENEA ([86]), dans lesquelles les entreprises soumises à l'obligation d'achat devaient financer l'obligation au moyen de leurs propres ressources et ne pouvaient pas répercuter les coûts sur leurs clients.

(146) Il convient en outre de rejeter l'avis des parties prenantes selon lequel les recettes de la surtaxe article 19 ne devaient pas nécessairement être utilisées pour le financement de l'exonération complète au titre de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011. L'exonération complète ne pouvait en effet être financée, à partir de 2012, que par l'intermédiaire de la surtaxe article 19, qui était calculée de telle sorte que son montant correspondait exactement au besoin financier généré par l'exonération.

(147) La Commission maintient dès lors sa conclusion selon laquelle l'avantage accordé aux consommateurs de charge en continu sous forme d'une exonération complète dans les années 2012 et 2013 doit être considéré comme un avantage financé à partir de ressources d'État.

5.1.4.2. ***Financement au moyen de ressources d'État avant l'introduction de la surtaxe article 19 (année 2011).***

(148) Alors que l'exonération complète au titre de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011 s'appliquait dès le 1er janvier 2011, la surtaxe article 19 n'est entrée en vigueur que le 1er janvier 2012 (voir le considérant 40). Dans la décision d'ouverture, la Commission a exprimé des réserves quant au fait que les exonérations accordées en 2011 ont éventuellement été financées elles aussi au moyen de ressources d'État, et elle a demandé à l'Allemagne de lui fournir des informations supplémentaires sur le financement de l'exonération complète en 2011.

(149) Au vu des informations transmises par l'Allemagne, et compte tenu des observations de parties intéressées, la Commission n'est pas d'avis que des ressources d'État ont été engagées dans le mécanisme de financement appliqué en 2011.

(150) Ainsi que l'Allemagne l'a expliqué (voir le considérant 77) et comme la BNetzA l'a explicitement constaté dans sa décision du 14 décembre 2011, aucun mécanisme de compensation et d'indemnisation n'a été appliqué en 2011. En particulier, les sixième et septième phrases de l'article 19, paragraphe 2, du règlement StromNEV 2011 n'étaient pas encore applicables à l'époque. Par conséquent, les pertes générées en 2011 par l'exonération complète n'ont pas été répercutées sur les consommateurs finals au moyen d'un mécanisme global de compensation ou — puisque aucune surtaxe article 19 n'a été prélevée en 2011 — par une taxe imposée par l'État.

(151) Au contraire, les GRD et les GRT devaient, comme l'a établi la décision de la BNetzA du 14 décembre 2011, couvrir au moyen de leurs propres ressources les recettes perdues en 2011 en raison de l'exonération intégrale.

(152) Ils pouvaient inscrire ces pertes sur leurs comptes de régulation ouverts sur la base du règlement ARegV 2011. Comme expliqué au considérant 47, les recettes perdues en 2011 n'ont toutefois pas pu être compensées par une adaptation des droits de réseau prélevés en 2011, puisque les droits de réseau doivent être fixés de façon anticipée et ne peuvent pas être adaptés en cours d'année. Si elles n'étaient pas compensées par d'autres recettes supplémentaires (c'est-à-dire des ressources propres des GRT et des GRD), la moins-value devait être comptabilisée sur le compte de régulation. Si les recettes perdues en 2011 étaient compensées à la fin de la période de régulation, en 2013, par des recettes supplémentaires des autres années de cette période de régulation, aucune compensation des pertes n'était opérée et les pertes étaient couvertes par les ressources propres des GRT et des GRD. Ce n'est que si la moins-value ne pouvait pas être compensée par des recettes supplémentaires au cours de la période de régulation prenant fin en 2013 que les recettes perdues de 2011 pouvaient entraîner une compensation au cours de la période de régulation suivante. Cependant, même dans un tel cas, il n'y avait aucune garantie de compensation intégrale. Le montant de la compensation dépendait davantage d'autres facteurs, notamment de l'efficacité (ou de l'efficacité insuffisante) des GRD et des GRT, étant donné que l'ARegV ne se base pas sur des coûts réels, mais sur les coûts idéaux d'une entreprise efficace.

(153) Les gestionnaires de réseau n'avaient dès lors pas de garantie que leur moins-value résultant de l'exonération complète en 2011 aurait été compensée. Ainsi, les gestionnaires de réseau devaient financer l'exonération complète de 2011 à partir de leurs propres ressources.

([86]) Arrêt du 13 mars 2001, PreussenElektra, C-379/98, ECLI:EU:C:2001:160; et arrêt du 13 septembre 2017, ENEA, C-329/15, ECLI:EU:C:2017:671.

(154) La Commission parvient donc à la conclusion que l'avantage qui a été accordé aux consommateurs de charge en continu du fait de l'exonération complète des droits de réseau en 2011 a été financé à partir des ressources propres des gestionnaires de réseau, et non au moyen de ressources d'État ([87]).

5.1.5. EFFETS SUR LES ÉCHANGES ENTRE ÉTATS MEMBRES

(155) Selon une jurisprudence constante de la Cour, aux fins de la qualification d'une mesure nationale d'aide d'État, il y a lieu non pas d'établir une incidence réelle de l'aide en cause sur les échanges entre les États membres et une distorsion effective de la concurrence, mais seulement d'examiner si cette aide est susceptible d'affecter ces échanges ([88]). Lorsqu'une aide accordée par un État membre renforce la position d'une entreprise par rapport à celle d'autres entreprises concurrentes dans les échanges intracommunautaires, ces derniers doivent être considérés comme influencés par l'aide ([89]).

(156) Ainsi que cela a été exposé plus haut, la plupart des entreprises concernées sont actives dans l'industrie chimique (y compris des fabricants de gaz industriels), du papier, du textile, de l'acier, des métaux non ferreux, du raffinage pétrolier et du verre. Certains bénéficiaires exploitent également des centres de données et fournissent des services dans ce domaine. Dans l'ensemble de ces secteurs, il existe des échanges entre États membres et un trafic de marchandises transfrontalier. Étant donné que les entreprises concernées sont exonérées de coûts (droits de réseau) qu'une entreprise du même secteur active dans un autre État membre doit normalement supporter, l'exonération complète a renforcé la position des entreprises exonérées comparativement à leurs concurrents dans les échanges intracommunautaires. L'exonération complète était donc susceptible d'affecter les échanges entre les États membres.

5.1.6. EFFETS SUR LA CONCURRENCE

(157) Une mesure étatique est considérée comme une mesure qui fausse la concurrence ou menace de la fausser si elle peut améliorer la position concurrentielle du bénéficiaire par rapport à ses concurrents ([90]).

(158) Les secteurs de l'industrie de transformation, où les entreprises exonérées de la surtaxe sont généralement actives, et le marché des centres de données sont ouverts à la concurrence. Dans bon nombre de ces secteurs, les coûts de l'électricité représentent une part importante des coûts de production, ainsi que l'Allemagne l'a confirmé, dans son courrier du 6 décembre 2013, pour l'industrie du papier, du ciment, de la chimie et de l'aluminium, ainsi que dans d'autres secteurs de la métallurgie. L'exonération complète réduit les coûts de production des entreprises exonérées. Elle est donc de nature à améliorer la position concurrentielle des entreprises exonérées par rapport à leurs concurrents dans d'autres États membres. Elle pourrait de surcroît améliorer leur position concurrentielle par rapport à des entreprises du même secteur qui n'atteignent pas une consommation électrique annuelle de 10 GWh et 7 000 heures d'utilisation. L'exonération complète menace donc de fausser la concurrence.

(159) Il y a lieu de constater que l'argument selon lequel les coûts de l'électricité seraient plus élevés en Allemagne que dans d'autres États membres ne peut exclure ni une affectation des échanges ni une distorsion de la concurrence. En vertu de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011, les consommateurs de charge en continu ont été intégralement exonérés des droits de réseau. Par conséquent, ces consommateurs n'ont pas supporté de charge financière du fait de l'utilisation du réseau électrique, alors que leurs concurrents dans d'autres États membres devaient payer des droits de réseau. Par ailleurs, la Cour a déjà constaté que la circonstance qu'un État membre cherche à rapprocher, par des mesures unilatérales, les conditions de concurrence existant dans un certain secteur économique de celles prévalant dans d'autres États membres ne saurait enlever à ces mesures le caractère d'aides ([91]).

5.1.7. CONCLUSION SUR L'EXISTENCE D'UNE AIDE

(160) L'exonération complète accordée dans les années 2012 et 2013 aux consommateurs de charge en continu affichant une consommation électrique annuelle de plus de 10 GWh et d'au moins 7 000 heures d'utilisation constitue dès lors une aide, dans la mesure où les consommateurs de charge en continu sont ainsi exonérés des coûts de réseau générés par leur consommation d'électricité et de la contribution minimale de 20 % des droits de réseau annoncés.

(161) L'exonération complète en 2011 n'a pas été financée par des ressources d'État et ne constitue donc pas une aide d'État.

([87]) Arrêt du 13 mars 2001, PreussenElektra, C-379/98, ECLI:EU:C:2001:160; et arrêt du 13 septembre 2017, ENEA, C-329/15, ECLI:EU:C:2017:671.
([88]) Arrêt du 8 mai 2013, Libert e. a., C-197/11 et C-203/11, ECLI:EU:C:2013:288, point 76.
([89]) Arrêt du 8 mai 2013, Libert e. a., C-197/11 et C-203/11, ECLI:EU:C:2013:288, point 77.
([90]) Voir arrêt du 17 septembre 1980, Phillip Morris, 730/79, ECLI:EU:C:1980:209, point 11.
([91]) Arrêt du 3 mars 2005, Wolfgang Heiser/Finanzamt Innsbruck, C-172/03, ECLI:EU:C:2004:678, point 54.

5.2. *ILLÉGALITÉ*

(162) Ayant omis de notifier la mesure à la Commission pour approbation, avant de la mettre à exécution, l'Allemagne a violé l'article 108, paragraphe 3, TFUE. Par conséquent, la mesure constitue une aide d'État illégale.

5.3. *COMPATIBILITÉ AVEC LE MARCHÉ INTÉRIEUR*

(163) L'examen de compatibilité, ci-après, porte uniquement sur l'exonération complète des consommateurs de charge en continu pendant les années 2012 et 2013, dans la mesure où il s'agit d'une aide d'État (voir le considérant 160).

(164) Dans sa décision d'ouverture, la Commission a émis des doutes sur le point de savoir si l'exonération complète des consommateurs de charge en continu pouvait être déclarée compatible avec le marché intérieur. Elle a donc demandé à l'Allemagne de lui soumettre des observations complémentaires concernant la compatibilité de l'exonération complète avec le marché intérieur.

(165) L'Allemagne a fait valoir que l'exonération complète pouvait être considérée comme compatible avec le marché intérieur sur la base de l'article 107, paragraphe 3, point b) ou c), TFUE, parce que cette exonération poursuit les objectifs suivants:

— la garantie de la sécurité d'approvisionnement,

— la promotion des sources d'énergie renouvelables,

— l'introduction d'un système d'accès au réseau sans discrimination entre ses utilisateurs, conformément à l'article 32 de la directive 2009/72/CE,

— garantir, conformément à l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009, que les redevances de réseau reflètent les coûts effectivement engagés.

(166) De manière générale, l'Allemagne a également estimé que l'exonération complète renforçait la compétitivité de l'industrie européenne et était conforme à l'objectif de l'Union de la réindustrialisation de l'Europe.

5.3.1. COMPATIBILITÉ AU REGARD DE L'ARTICLE 107, PARAGRAPHE 3, POINT b), TFUE

(167) S'agissant du premier argument par lequel l'Allemagne motive la compatibilité, il convient de souligner que l'exonération complète n'est pas liée à un «projet important d'intérêt européen commun» qui soit spécifique et concret. L'Allemagne n'a pas décrit un tel projet, que l'exonération complète serait censée promouvoir. De plus, l'Allemagne n'a pas fourni d'informations qui attesteraient que l'exonération complète remédie à une perturbation grave de son économie. L'exonération complète ne saurait, dès lors, être justifiée sur le fondement de l'article 107, paragraphe 3, point b), TFUE.

5.3.2. COMPATIBILITÉ AU REGARD DE L'ARTICLE 107, PARAGRAPHE 3, POINT c), TFUE

(168) Selon l'article 107, paragraphe 1, TFUE, les aides d'État sont en principe interdites dans l'Union. La Commission peut cependant déclarer une mesure d'aide compatible avec le marché intérieur directement sur la base de l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE si cette mesure sert un objectif d'intérêt commun clairement défini ([92]) et contribue à sa réalisation, si elle est nécessaire à la concrétisation de cet objectif, a un effet incitatif, est appropriée et si ses effets positifs au regard de cet objectif commun sont supérieurs à ses effets négatifs sur la concurrence et le commerce.

(169) La preuve de la compatibilité de la mesure avec le marché intérieur doit être apportée par l'État membre ([93]).

(170) Dans la mesure où l'Allemagne a fait valoir que l'exonération complète contribue à la promotion de la production d'électricité d'origine renouvelable et à la sécurité d'approvisionnement, la Commission a examiné si l'aide relevait du champ d'application des lignes directrices communautaires concernant les aides d'État à la protection de l'environnement ([94]) (ci-après les «lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement»). Ces lignes directrices ne contiennent toutefois aucun critère de compatibilité pour les mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement. En ce qui concerne la promotion de l'électricité d'origine renouvelable, elles contiennent uniquement des critères de compatibilité des aides à la production d'énergies

([92]) Arrêt du 14 janvier 2009, Kronoply/Commission, T-162/06, ECLI:EU:T:2009:2, notamment les points 65, 66, 74 et 75; arrêt du 8 juin 1995, Siemens/Commission, T-459/93, ECLI:EU:T:1995:100, point 48.

([93]) Arrêt du 28 avril 1993, Italie/Commission, C-364/90, ECLI:EU:C:1993:157, point 20; arrêt du 15 juin 2005, Regione autonoma della Sardegna/Commission, T-171/02, ECLI:EU:T:2005:219, points 166 à 168.

([94]) Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement (JO C 82 du 1.4.2008, p. 1).

renouvelables (section 1.5.6 des lignes directrices). Ces critères ne se réfèrent cependant pas à des mesures telles que celle en cause, dans le cadre de laquelle des consommateurs d'électricité sont exonérés de redevances de réseau pour les inciter à rester connectés au réseau, afin d'accroître la probabilité que ces consommateurs utilisent aussi l'électricité d'origine renouvelable, si celle-ci est produite. Les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement ne sont, dès lors, pas applicables à la mesure en cause. La Commission a par conséquent examiné la compatibilité de l'exonération complète directement sur la base de l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE.

5.3.2.1. ***Objectif d'intérêt commun et caractère approprié de l'aide***

5.3.2.1.1. **Respect des règles européennes régissant les redevances de réseau**

(171) Au sujet de cet argument, il est renvoyé aux constatations formulées aux considérants 85 à 121. Il y est démontré que l'exonération complète qui a été accordée entre 2011 et 2013 aux consommateurs de charge en continu éligibles a procuré aux consommateurs concernés un avantage sélectif, puisqu'ils ont été exonérés également des coûts de réseau générés par leur consommation d'électricité. Cela n'est conforme ni à l'objectif mentionné à l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009, selon lequel les redevances de réseau doivent refléter les coûts effectivement engagés, ni au principe de non-discrimination. La Commission ne partage donc pas l'avis de l'Allemagne selon lequel l'exonération complète contribue à ces objectifs ou serait nécessaire en vertu du droit européen.

5.3.2.1.2. **Promotion de la sécurité d'approvisionnement et de l'électricité d'origine renouvelable**

(172) L'Allemagne fait valoir que l'exonération complète a contribué sous trois aspects à la sécurité d'approvisionnement et à la promotion de l'électricité d'origine renouvelable (voir le considérant 165):

— Durant la période 2011-2013, avant que les autres mesures de stabilisation du réseau aient pu être introduites, les consommateurs de charge en continu auraient fourni un service nécessaire à la stabilité. La consommation continue et constante d'électricité par les consommateurs exonérés des redevances de réseau soulage et stabilise le réseau. La prévisibilité de la consommation de charge en continu exonérée contribue à une utilisation efficace des capacités de production et il y a moins d'écarts de fréquence et de tension. On doit dès lors conserver moins de réserves et utiliser moins d'énergie de réglage. L'Allemagne a expliqué en outre que les consommateurs de charge en continu exonérés sont souvent implantés à proximité de grandes centrales. En raison de cette distance relativement faible, les pertes durant le transport de l'énergie sont moindres de même que le besoin en moyens d'exploitation pour garantir la puissance réactive. Les parties intéressées ont aussi souligné que les consommateurs de charge en continu avaient été inclus, souvent en dehors de toute relation contractuelle et sans aucune compensation, dans le plan de délestage en cinq phases des GRT. Certaines d'entre elles ont indiqué que les consommateurs finals doivent tenir compte de spécifications techniques s'ils veulent être raccordés au réseau. Certains investissements sont dès lors nécessaires pour l'amélioration du réglage de la tension mais ils ne sont toutefois pas rémunérés.

— L'Allemagne invoque également le fait que les centrales de base, en raison des services système importants qu'elles fournissent, étaient nécessaires pour l'exploitation sûre du réseau lorsque la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables a augmenté plus rapidement et qu'il n'existait pas encore de solutions de flexibilité [par exemple la gestion des effacements ([95])]. Compte tenu de la part croissante de l'électricité d'origine renouvelable, les consommateurs de charge en continu étaient nécessaires pour le maintien de ces centrales conventionnelles.

— Dans le même temps, l'Allemagne fait valoir que l'achat stable d'électricité par les consommateurs de charge en continu garantissait que l'électricité d'origine renouvelable était toujours consommée lorsqu'elle était produite. Ceci a réduit la nécessité d'instaurer des mesures (supplémentaires et plus coûteuses) de stabilisation (réglage à la baisse). Cela a permis de soutenir la transition énergétique et d'apporter une contribution à la promotion de l'électricité d'origine renouvelable.

(173) Il est fait remarquer de manière générale que la garantie de la sécurité d'approvisionnement et la promotion de l'électricité d'origine renouvelable, que l'on s'efforce d'atteindre, ont été reconnues objectifs d'intérêt commun ([96]).

([95]) La gestion des effacements désigne les écarts de consommation électrique des consommateurs finals par rapport à leur profil normal de consommation en réaction aux fluctuations des prix de l'électricité au fil du temps (réduction de la consommation en cas de prix élevé et augmentation de la consommation en cas de prix bas).

([96]) Concernant la sécurité d'approvisionnement, voir l'article 194, paragraphe 1, point b), TFUE, et l'article 3, paragraphe 11, de la directive 2009/72/CE, ainsi que l'arrêt de la Cour du 22 octobre 2013, affaires jointes C-105/12 à C-107/12, Staat der Nederlanden/Essen e.a., ECLI:EU:C:2013:677, point 59; concernant la promotion des énergies renouvelables, voir l'article 194, paragraphe 1, point c), TFUE, et la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (JO L 140 du 5.6.2009, p. 16), le point 48 des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et le considérant 231 de la décision de la Commission du 23 juillet 2014 dans l'affaire d'aide d'État SA.38632 — Allemagne — Loi sur les énergies renouvelables — EEG 2014 (JO C 325 du 2.10.2015, p. 4).

(174) Il convient toutefois de constater qu'il n'a pas été clairement démontré que l'exonération complète apportait une contribution directe aux objectifs que constituent la sécurité d'approvisionnement et la promotion de l'électricité d'origine renouvelable ni qu'elle était appropriée pour les atteindre. L'Allemagne n'a, notamment, pas démontré que l'exonération complète pouvait contribuer à ces objectifs et était appropriée à cette fin. Ainsi qu'il est exposé ci-après, l'exonération complète a conduit à des résultats contradictoires en ce qui concerne les objectifs à atteindre et il est même possible qu'elle ait fait obstacle à la réalisation de ceux-ci.

5.3.2.1.2.1. *La consommation de charge en continu peut entraver l'objectif de promotion de l'électricité d'origine renouvelable et la sécurité d'approvisionnement*

(175) Afin de démontrer qu'entre 2011 et 2013, l'exonération complète au titre de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du StromNEV 2011 pouvait contribuer à la sécurité d'approvisionnement et était appropriée pour la réalisation de cet objectif, l'Allemagne a invoqué une série de spécificités propres aux consommateurs de charge en continu qui facilitent la gestion du réseau et bénéficient à tous les utilisateurs du réseau: leur comportement stable et prévisible de consommation réduirait la nécessité de recourir à des mesures de compensation et de redispatching ainsi qu'aux réserves. Dans la mesure où leur site est implanté en règle générale plus près des centrales électriques, ils subissent des pertes de transport moindres et ont besoin de moins d'installations de compensation de puissance réactive.

(176) Il est constaté que ces spécificités peuvent réduire les coûts de réseau et alléger la gestion de réseau, si bien qu'elles pourraient alléger indirectement les obligations des GRT de garantir la sécurité d'approvisionnement. En admettant que l'on puisse à nouveau prendre en considération les mêmes spécificités, qui ont déjà été invoquées pour justifier les redevances de réseau individuelles pour parvenir à la conclusion que l'exonération sert un objectif d'intérêt commun, cette exonération ne serait, en tout état de cause, pas nécessaire, ni n'aurait un effet incitatif supplémentaire, ni ne garantirait le caractère approprié de l'aide (voir, à cet égard, les sections 5.3.2.2 à 5.3.2.4). De plus, l'exonération et les conditions dans lesquelles elle est accordée peuvent, comme on le verra ci-après, également entraver les mesures de flexibilité que l'Allemagne a introduites en 2013 afin de promouvoir la sécurité d'approvisionnement (considérant 179), et renchérir la promotion de l'électricité d'origine renouvelable (considérant 181). Pour ces motifs, l'exonération ne saurait être considérée comme appropriée pour la réalisation des objectifs que sont la sécurité d'approvisionnement et la promotion des énergies renouvelables.

(177) L'Allemagne et les parties intéressées font valoir que l'exonération complète a des effets positifs pour le maintien de la fréquence et de la tension.

(178) Il convient toutefois de constater que le maintien de la fréquence et de la tension n'est pas un service des consommateurs de charge en continu, mais une prestation des centrales conventionnelles, ce qu'admettent aussi bien l'Allemagne que les parties intéressées dans leurs explications. L'Allemagne et les parties intéressées avancent l'argument que les consommateurs de charge en continu sont nécessaires au maintien de la rentabilité des centrales conventionnelles. Cet argument est examiné aux considérants 183 à 188, et la Commission renvoie à ses constatations à cet égard. S'agissant du plan de délestage en cinq étapes, la Commission renvoie à sa conclusion au considérant 97, selon laquelle l'exonération complète ne peut être considérée comme une rétribution pour la participation au plan de délestage en cinq étapes. Il a déjà été constaté, concernant les installations que les consommateurs de charge en continu doivent installer pour que le facteur de décalage demeure, comme exigé, dans la fourchette comprise entre + 0,9 et – 0,9, que cette obligation doit garantir une gestion du réseau sûre et normale et qu'elle est imposée non seulement aux consommateurs de charge en continu, mais également à tous les autres consommateurs qui veulent avoir accès au réseau (voir les considérants 99 et suivants). Cela ne saurait par conséquent être considéré comme justifiant une exonération des consommateurs de charge en continu.

(179) Il convient en outre de souligner que l'exonération complète n'a, selon les informations fournies par l'Allemagne, apporté une contribution à la sécurité d'approvisionnement que pendant une période transitoire (2011-2013), jusqu'à l'introduction de différentes mesures grâce auxquelles le système électrique était censé devenir plus flexible. L'Allemagne a cependant adopté dès 2012 le Verordnung zu abschaltbaren Lasten ([97]) (règlement relatif aux contrats de charge interruptible, ci-après l'«AbLaV»), qui doit permettre l'achat de 3 gigawatts (ci-après «GW») de charge interruptible dans la perspective de la flexibilisation de la demande. L'AbLaV, qui est fondé sur l'article 13, paragraphe 4a, EnWG 2011, est entré en vigueur en 2013 (soit pendant la dernière année de l'exonération complète). Il vise à mettre à la disposition des gestionnaires de réseau des charges interruptibles permettant à ces derniers de réagir à une demande trop élevée par rapport à la quantité d'électricité produite. Dans des systèmes caractérisés par une part de marché élevée des énergies renouvelables (fluctuantes), une telle situation se

([97]) Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (règlement relatif aux contrats de charge interruptible, en abrégé «Verordnung zu abschaltbaren Lasten», «règlement relatif à l'interruptibilité»), du 28 décembre 2012 (BGBl. I, p. 2998).

produit plus souvent, étant donné qu'un affaiblissement soudain du vent ou du rayonnement solaire entraîne une chute brutale de la production. Il arrive aussi fréquemment que la production d'électricité éolienne ou solaire soit moindre que ce que les prévisions météorologiques laissaient présager. Il convient cependant de constater que l'exonération complète en faveur des consommateurs de charge en continu constitue une incitation à ne pas proposer de charges interruptibles sur la base de l'AbLaV, puisque, sinon, les 7 000 heures d'utilisation ne seraient pas atteintes. L'exonération est donc contraire aux objectifs d'une autre mesure destinée à garantir la sécurité d'approvisionnement. En 2013, l'exonération totale a donc représenté un obstacle à une autre mesure destinée à garantir la sécurité d'approvisionnement puisqu'elle a dissuadé les consommateurs de charge en continu de proposer des charges interruptibles.

(180) L'Allemagne a également affirmé que les consommateurs de charge en continu exonérés avaient contribué à la promotion de l'électricité d'origine renouvelable puisqu'ils avaient fait diminuer les coûts de cette promotion. La consommation stable d'électricité par les consommateurs de charge en continu garantit, selon l'Allemagne, que l'électricité d'origine renouvelable est toujours consommée si elle est produite. Cela a permis que les réglages à la baisse ne deviennent nécessaires qu'ultérieurement et que la compensation pour lesdits réglages devant être accordée aux installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables soit moins élevée.

(181) Il convient de constater que l'existence de consommateurs de charge en continu pouvait, indirectement, réduire la probabilité de réglages à la baisse, puisqu'il n'y avait en 2011-2013 ni installations de stockage raccordées aux installations de production d'énergie à partir de sources renouvelables, ni opérateurs d'effacement, ni incitation à consommer davantage si d'importantes quantités d'énergie renouvelable étaient disponibles. L'exonération pouvait dès lors être considérée comme un moyen de promouvoir l'électricité d'origine renouvelable. Néanmoins, l'exonération pouvait aussi accroître les coûts de la promotion de l'électricité d'origine renouvelable. Si, en cas d'affaiblissement soudain du vent ou de diminution du rayonnement solaire, il n'y avait pas d'électricité d'origine renouvelable disponible, il fallait probablement procéder à une montée en puissance rapide des centrales conventionnelles (très vraisemblablement des centrales au charbon ou au gaz) pour couvrir les besoins des consommateurs de charge en continu, en raison de leur manque de flexibilité dû à l'exonération. Ceci pourrait être considéré comme une augmentation des coûts de la promotion de l'énergie d'origine renouvelable.

(182) Il convient également de constater que l'exonération a été accordée indépendamment de la localisation physique des consommateurs de charge en continu. Il ressort toutefois de l'étude de 2012 (section 2.3) que, dans certaines circonstances, le réseau peut être saturé, par exemple, lorsque la production d'électricité dans le nord est plus élevée que ce que l'on peut acheminer vers le point de consommation dans le sud en recourant aux capacités existantes. Une telle saturation pourrait être imputable par exemple au vent fort. L'étude de 2012 contient un scénario (illustration 2.3) simulant une situation de vent fort pour calculer les éventuelles congestions du réseau. En pareilles situations, les centrales situées en amont de la congestion doivent diminuer leur production et celles situées en aval, accroître la leur. Dans le cadre de mesures de redispatching, tant les centrales qui devaient diminuer leur production que celles qui devaient augmenter la leur reçoivent une compensation. Les consommateurs de charge en continu localisés en aval de la congestion ne réduisent pas les coûts de la promotion de l'électricité d'origine renouvelable mais, au contraire, les accroissent. Dans la mesure où l'exonération complète n'était pas liée à la localisation géographique et qu'elle a été accordée sans qu'il soit tenu compte des congestions du réseau, elle pourrait avoir accru les coûts du développement de l'électricité d'origine renouvelable.

5.3.2.1.2.2. *Rapport ambigu entre l'exonération complète et la sécurité d'approvisionnement*

(183) L'Allemagne a allégué que l'exonération contribuerait (indirectement) à garantir la sécurité d'approvisionnement puisqu'elle assure une consommation constante, qui est en soi une condition de la production conventionnelle, qu'elle considère comme nécessaire non seulement pour la fourniture de services de stabilisation du réseau, mais aussi pour la couverture des besoins en électricité dans un contexte de marché caractérisé de plus en plus par la présence d'installations flexibles et décentralisées de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. L'Allemagne et plusieurs parties intéressées ont fait valoir que les centrales conventionnelles (dotées de générateurs synchrones) fournissaient une série de services système importants pour la gestion du réseau. Il s'agit en premier lieu du maintien de la tension et de la fréquence. L'Allemagne et les parties intéressées avancent l'argument selon lequel il serait plus difficile et, en tout état de cause, plus coûteux de recourir à ces services (par exemple parce qu'une plus grande réserve serait nécessaire), si les centrales conventionnelles n'étaient pas exploitées en continu. Les centrales conventionnelles ne pourraient toutefois être exploitées de manière continue que s'il existe une demande suffisamment constante de l'électricité qu'elles produisent. Selon l'Allemagne, l'étude de 2012 montre notamment que, pour une gestion sûre du réseau, l'Allemagne a besoin dans les prochaines années d'une capacité de production électrique des centrales conventionnelles comprise entre 8 et 25 GW. Afin de maintenir ces centrales conventionnelles, une demande constante et stable est nécessaire.

(184) Il convient de noter tout d'abord que l'étude de 2012 a été menée après l'octroi de l'exonération totale et qu'elle ne saurait dès lors être invoquée comme élément prouvant la nécessité de l'exonération complète pour garantir la rentabilité des centrales conventionnelles concernées. Ainsi qu'il sera démontré ci-après, la contribution de l'exonération à la sécurité d'approvisionnement n'est pas non plus établie.

(185) De plus, l'étude de 2012 ne se prononce pas sur le point de savoir si la garantie d'une consommation minimale constante déterminée est nécessaire, et l'Allemagne n'a pas non plus fourni d'informations quant au lien entre la consommation de charge en continu et la production minimale nécessaire provenant des centrales conventionnelles. L'Allemagne s'est bornée à indiquer que, par leur consommation continue, les consommateurs de charge en continu incitaient les centrales conventionnelles à rester sur le marché. L'étude de 2012 établit une distinction entre les centrales de base conventionnelles (c'est-à-dire les centrales nucléaires, les centrales au fil de l'eau et les centrales au lignite) et les centrales conventionnelles, qui sont plus flexibles. Les exigences en matière de production minimale concernent les deux types de production. Cependant, ni l'Allemagne, ni les parties intéressées n'opèrent cette distinction dans leurs observations et elles n'ont pas non plus exposé quel rapport existait entre la consommation de charge de base et les deux types de production. Lorsqu'elles évoquent les centrales conventionnelles, elles semblent se référer aux centrales de base, puisqu'elles invoquent une production constante et la nécessité d'une consommation également constante. Or l'étude de 2012 précise que la production conventionnelle nécessaire ne peut pas être seulement la production de charge de base. Elle souligne plutôt que ce système a besoin de flexibilité et qu'il faut du temps pour modifier la production et l'adapter aux fluctuations. Le rapport entretenu entre ces centrales flexibles et les consommateurs de charge en continu est difficilement identifiable. Ainsi que cela a déjà été évoqué au considérant 96, les consommateurs de charge de base ne constituent pas une incitation au maintien, sur le marché, des centrales conventionnelles pouvant être rapidement activées, comme les turbines à gaz, puisque leur rentabilité est liée à la possibilité d'obtenir des prix de l'électricité plus élevés lorsque le système est en tension.

(186) En outre, l'argument selon lequel l'exonération contribue à la sécurité d'approvisionnement parce qu'elle assure l'existence de centrales conventionnelles (de base) repose sur une conclusion circulaire: puisque les consommateurs de charge en continu ont besoin d'un approvisionnement continu en électricité, ils sont eux-mêmes responsables d'une partie de la production minimale nécessaire calculée dans l'étude. L'argument avancé par l'Allemagne et les parties intéressées, selon lequel les consommateurs de charge en continu seraient nécessaires pour le maintien de l'exploitation des centrales, présente un caractère circulaire dans la mesure où les centrales électriques de base sont nécessaires pour couvrir la demande, précisément, de ces consommateurs. La thèse selon laquelle l'exonération complète était appropriée pour garantir la sécurité d'approvisionnement n'est pas valablement motivée.

(187) Il convient de faire remarquer en outre que l'argument avancé par l'Allemagne et les parties intéressées repose sur l'hypothèse selon laquelle les consommateurs de charge en continu sont déterminants pour la consommation de l'électricité produite dans ces centrales et pour la rentabilité de ces dernières.

(188) L'étude de 2012 permet toutefois de comprendre que l'existence des consommateurs de charge en continu ne suffit pas pour assurer la consommation continue d'électricité produite par des centrales de base (y compris des centrales de base conventionnelles) et pour garantir leur rentabilité. À la page 1 de l'étude, il est expliqué que le développement d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et leur droit d'appel prioritaire entraînent une diminution de l'alimentation à partir d'installations de production conventionnelles. L'Allemagne admet elle-même que, durant les périodes caractérisées par une demande plus faible et une offre élevée d'électricité d'origine renouvelable, les consommateurs de charge en continu ont consommé de l'électricité d'origine renouvelable au lieu de l'électricité qui aurait été normalement fournie par les centrales de base conventionnelles, parce que les installations de production d'électricité d'origine renouvelable ont une priorité d'appel et un accès prioritaire au réseau. Cela montre que l'achat d'électricité par les consommateurs de charge en continu ni ne garantira la rentabilité des centrales de base conventionnelles ni ne rendra superflues les mesures visant à préserver la stabilité du système (par exemple exigences plus élevées concernant les réserves, démarrage rapide de centrales en cas de baisse de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables), mesures dont on pourrait faire l'économie, selon l'Allemagne et les parties intéressées, en cas d'exploitation en continu de centrales conventionnelles.

5.3.2.1.2.3. *Conclusion concernant le caractère approprié de l'aide pour garantir la sécurité d'approvisionnement et promouvoir l'électricité d'origine renouvelable*

(189) La Commission conclut dès lors que l'Allemagne n'a démontré ni que l'exonération complète pouvait contribuer à la sécurité d'approvisionnement ou, indirectement, à la promotion des énergies renouvelables, ni qu'elle était appropriée pour la réalisation de ces objectifs.

(190) À supposer même que l'exonération complète des redevances de réseau pour les consommateurs de charge en continu ait été de nature à contribuer à la sécurité d'approvisionnement recherchée et, indirectement, au développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, il reste toutefois à examiner si l'exonération complète était nécessaire à la réalisation de ces objectifs, si elle avait un effet incitatif, était appropriée et si les effets négatifs de la mesure sont plus réduits que leurs effets positifs. Il sera démontré ci-après que ces conditions ne sont pas remplies. Cette motivation est donnée à titre subsidiaire, dans la mesure où, selon la Commission, l'aide ne peut être déclarée compatible avec le marché intérieur ne serait-ce que parce qu'elle ne pouvait, en réalité, pas contribuer à la réalisation d'un objectif d'intérêt commun.

5.3.2.1.3. **Compétitivité de l'industrie européenne**

(191) L'Allemagne souligne que la décision de sortir du nucléaire et d'accroître la part de l'électricité d'origine renouvelable entraîne une augmentation des coûts de l'électricité (aussi bien des coûts de production que des coûts de transport), qui affecte particulièrement les entreprises des secteurs grands consommateurs d'énergie, tels que l'industrie du papier, du ciment, de la chimie, de l'aluminium et des métaux non ferreux, par rapport à leurs concurrents dans d'autres États membres, qui doivent supporter des coûts nettement moins élevés liés à la promotion des énergies renouvelables. L'exonération complète créerait des conditions de concurrence égales.

(192) Il convient toutefois de constater que l'exonération complète ne crée pas de conditions de concurrence égales ni n'est liée aux coûts induits par la promotion des énergies renouvelables. Par l'exonération complète des redevances de réseau, qui est une exonération des coûts individuels des consommateurs de charge en continu, les consommateurs de charge en continu allemands sont exonérés de l'ensemble de leurs coûts de réseau, y compris des coûts de leur raccordement au réseau jusqu'à la centrale de base la plus proche. Ces coûts n'ont rien à voir avec la promotion des énergies renouvelables; ils correspondent aux coûts que leurs concurrents dans d'autres États membres supportent comme une partie de leurs coûts de production normaux et que les consommateurs et concurrents en Allemagne doivent compenser moyennant la surtaxe article 19.

(193) Il convient de faire en outre remarquer que les exonérations complètes qui sont censées améliorer la compétitivité des consommateurs concernés pourraient être contraires à l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009 et à l'article 32 de la directive 2009/72/CE, dans la mesure où elles ne reflètent pas les coûts ou ne tiennent pas compte du principe de non-discrimination. De plus, les exonérations de redevances de réseau décidées par le législateur ou par le gouvernement pourraient ne pas être conformes à l'article 37, paragraphe 1, point a), de la directive 2009/72/CE, selon lequel les tarifs doivent être fixés en principe par l'autorité de régulation.

(194) La Commission conclut dès lors que l'exonération complète, qui correspond aux coûts individuels imputables aux consommateurs de charge en continu concernés, ne saurait contribuer à un objectif d'intérêt commun, dans la mesure où elle vise à renforcer la compétitivité des bénéficiaires de l'aide.

5.3.2.2. ***Nécessité de l'exonération complète***

(195) Ainsi qu'il est exposé ci-après (considérants 197 à 199), à supposer même que l'Allemagne ait démontré que l'exonération complète pouvait contribuer indirectement aux objectifs de promotion de l'électricité d'origine renouvelable et de garantie de la sécurité d'approvisionnement, et qu'elle était appropriée pour la réalisation de ces objectifs, l'État membre n'a toutefois pas prouvé que l'exonération complète était nécessaire en 2012-2013 pour atteindre ces objectifs. Il n'en aurait été ainsi que si l'Allemagne avait démontré que l'exonération complète était nécessaire pour maintenir la consommation de charge en continu et pour empêcher que les consommateurs de charge en continu quittent le réseau.

(196) Ainsi qu'il est exposé ci-après, l'Allemagne n'a toutefois pas prouvé que, sans l'exonération complète, les consommateurs de charge en continu auraient quitté le réseau public et qu'ils auraient construit un raccordement direct à une centrale ou seraient devenus autoproducteurs. De plus, l'Allemagne n'a pas exposé que, sans l'exonération complète, les bénéficiaires auraient modifié leur comportement de consommation et auraient adopté un profil de charge variable et imprévisible.

L'exonération complète n'était pas nécessaire pour empêcher que les consommateurs de charge en continu construisent un raccordement direct

(197) L'Allemagne n'a pas démontré que, s'ils avaient dû continuer d'acquitter des redevances de réseau individuelles, comme cela aurait été normalement le cas en application de l'article 24 EnWG, les consommateurs de charge en continu exonérés de ces redevances de réseau n'auraient plus contribué à un objectif d'intérêt commun (stabilisation du réseau et promotion de l'énergie d'origine renouvelable), puisqu'ils auraient construit un raccordement direct à une centrale électrique.

(198) Cela semble hautement improbable puisque les redevances de réseau individuelles sont calculées selon la méthode du chemin physique, par laquelle les coûts d'utilisation de la ligne sont calculés depuis le point de raccordement au réseau (point de consommation) du consommateur de charge en continu jusqu'à l'installation de production appropriée la plus proche. En ce sens, les redevances de réseau individuelles forment les coûts qu'aurait entraînés la construction d'un raccordement direct jusqu'à la centrale de base la plus proche pouvant couvrir la demande du consommateur de charge en continu. À coûts identiques, un consommateur de charge en continu préférera rester raccordé au réseau plutôt que d'accepter d'entreprendre une fastidieuse procédure d'autorisation à l'issue incertaine. Étant donné que, dans de nombreux cas, un raccordement direct devrait passer par des terrains qui

n'appartiennent pas aux consommateurs de charge en continu, différentes licences et autorisations seraient nécessaires, qui sont difficiles à obtenir car la population est souvent opposée aux lignes électriques. De plus, les redevances de réseau individuelles devraient être le plus souvent inférieures aux coûts de construction d'un raccordement direct. Pour les consommateurs de charge en continu concernés, un raccordement direct entraînerait d'importants coûts d'investissement et rendrait nécessaires de longues et coûteuses procédures d'autorisation pour la construction de ce raccordement. Un consommateur individuel devrait supporter tous les coûts fixes du raccordement, tandis qu'avec la méthode du chemin physique, il ne doit assumer que sa part des coûts fixes.

L'exonération complète n'était pas nécessaire pour empêcher que les consommateurs de charge en continu ne passent à un système d'autoproduction

(199) L'Allemagne n'a pas non plus démontré qu'il y aurait eu un risque que les entreprises exonérées passent à un système d'autoproduction si elles avaient été contraintes d'acquitter les redevances de réseau individuelles normalement dues en application de l'article 24 EnWG. L'Allemagne n'a produit aucun élément prouvant qu'avant l'introduction de l'exonération complète, les consommateurs de charge en continu seraient progressivement passés à un système d'autoproduction en raison du montant de leurs redevances de réseau individuelles. Il ressort au contraire des informations transmises par l'Allemagne que l'exonération complète n'a pas eu d'influence sur la décision des consommateurs de charge en continu de passer à un système d'autoproduction. L'Allemagne a fourni des données concernant les dix entreprises exonérées de redevances de réseau affichant la plus importante consommation d'électricité pour la période 2013-2015 (c'est-à-dire la période qui comprend la dernière année d'exonération complète et les deux années pendant lesquelles des redevances de réseau individuelles devaient être acquittées). Ces données font apparaître que six de ces dix entreprises n'avaient pas d'installation d'autoproduction en 2013 et qu'elles n'en ont pas non plus acquis après la réintroduction des redevances de réseau individuelles ([98]). Les données relatives aux quatre autres entreprises ([99]) montrent que l'une d'entre elles injecte dans le réseau la totalité de sa production électrique. Les trois autres entreprises disposaient déjà en 2013 d'installations d'autoproduction, qu'elles ont utilisées en permanence également sur la période 2013-2015. L'une de ces entreprises a moins utilisé son installation d'autoproduction qu'auparavant, l'autre davantage. Quant à la troisième entreprise, son utilisation de cette installation est restée à peu près inchangée. Cela confirme que l'exonération complète n'était pas nécessaire pour empêcher le passage à un système d'autoproduction, et que ce sont d'autres facteurs qui ont conduit des consommateurs de charge en continu à opter pour des modèles d'autoproduction. L'Allemagne l'a confirmé dans ses observations présentées dans l'affaire d'aide d'État SA.46526 (2017/N) ([100]), dans laquelle elle a d'abord expliqué que les solutions d'autoproduction des gros consommateurs d'énergie ([101]) avaient pour objectif d'exploiter les synergies dans des secteurs ayant des besoins en chaleur importants et dans les secteurs produisant des gaz d'échappement et des substances résiduelles, et qu'elles n'étaient pas motivées par la possibilité de contourner le paiement du prélèvement EEG (que les consommateurs allemands acquittent aux fins de la promotion de l'électricité d'origine renouvelable) ([102]). De plus, l'Allemagne a montré que l'autoproduction était restée stable dans les quatre secteurs où elle est le plus utilisée (papier, chimie, acier, raffinage pétrolier) durant la période 2010-2014, malgré une augmentation sensible du prélèvement EEG sur la période 2011-2014 (pendant laquelle ce prélèvement a été supérieur au prix de gros de l'électricité à partir de 2013) ([103]).

La contribution alléguée à la stabilité du réseau était déjà prise en considération dans les redevances de réseau individuelles

(200) Afin de justifier l'exonération complète, l'Allemagne a invoqué la stabilité et la prévisibilité de la consommation en continu, qui faciliteraient considérablement la gestion du réseau, contribuant ainsi, indirectement, à la sécurité d'approvisionnement.

(201) Il convient toutefois de constater que ces aspects sont déjà pris en compte dans le calcul des redevances de réseau individuelles, puisque chaque consommateur de charge en continu ne se voit imputer que les coûts du raccordement au réseau jusqu'à la centrale de base la plus proche pouvant couvrir ses besoins. Les coûts exposés pour l'énergie de réglage ne sont pris en considération ni dans les redevances de réseau en général, ni dans les redevances de réseau individuelles. Les coûts des réserves et mesures de redispatching ne sont pas inclus dans les redevances de réseau individuelles. Les pertes d'énergie inhérentes au transport de l'électricité sont imputées proportionnellement à la section du réseau utilisée. Le calcul des redevances de réseau individuelles intègre également la diminution du besoin d'installations de compensation de puissance réactive, puisque ces installations ne sont prises en considération que si elles se situent entre les centrales de base et les consommateurs de charge en continu.

([98]) Il s'agissait d'entreprises de l'industrie de […] et de […].
([99]) Il s'agissait d'entreprises de l'industrie de […], du secteur de […] et de l'industrie de […].
([100]) Décision de la Commission du 19 décembre 2017 dans l'affaire d'aide d'État SA.46526 (2017/N) — Allemagne — Réduction du prélèvement EEG pour les autoproducteurs d'électricité.
([101]) Selon les informations fournies par l'Allemagne, la plupart des consommateurs de charge en continu étaient de gros consommateurs d'énergie.
([102]) Voir le considérant 60 de la décision de la Commission dans l'affaire d'aide d'État SA.46526.
([103]) Voir le considérant 61 de la décision de la Commission dans l'affaire d'aide d'État SA.46526.

(202) Dès lors que chaque consommateur de charge en continu ne se voit imputer que les coûts de la partie du réseau comprise entre son site et la centrale de base la plus proche pouvant couvrir ses besoins, les redevances de réseau individuelles devraient déjà prendre dûment en considération les effets positifs de la consommation de charge en continu sur la gestion de réseau et, indirectement, sur la sécurité d'approvisionnement. Une aide sous la forme d'une exonération complète n'est par conséquent pas nécessaire et l'Allemagne n'a pas indiqué les raisons pour lesquelles des redevances de réseau basées sur les coûts individuels (calculées, par exemple, selon la méthode du chemin physique) auraient fait des bénéficiaires de l'exonération des consommateurs ayant un profil de consommation variable et imprévisible.

5.3.2.3. ***Effet incitatif***

(203) L'Allemagne n'a pas non plus démontré que l'exonération complète des redevances de réseau avait un effet incitatif. Une aide a un effet incitatif lorsqu'elle modifie le comportement de l'entreprise ou des entreprises concernées de manière à ce qu'elles créent de nouvelles activités qu'elles n'exerceraient pas sans l'aide ou qu'elles exerceraient d'une manière limitée ou différente.

(204) Le dossier de la présente affaire contient différentes pièces prouvant que, dans de nombreux cas, une exonération complète a été accordée à des consommateurs de charge en continu pour un comportement de consommation qui correspondait à leur comportement de consommation habituel puisque leur processus de production rend nécessaire une consommation d'électricité continue. Les redevances de réseau individuelles pour les consommateurs de charge en continu existent depuis 2005. Initialement, elles ne pouvaient être demandées que par des consommateurs de charge en continu affichant au moins 7 500 heures d'utilisation. L'exonération complète n'a donc pas donné lieu, du moins chez les consommateurs de charge en continu auxquels des redevances de réseau individuelles avaient déjà été accordées dans le cadre du régime initial, à un changement de comportement de ces consommateurs par rapport à celui qui était le leur pendant l'application des redevances de réseau individuelles. L'exonération complète n'a donc pas eu d'effet incitatif. De plus, le nombre des consommateurs de charge en continu auxquels des redevances de réseau individuelles ont été accordées en 2014 est très proche de celui des consommateurs de charge en continu auxquels une exonération a été accordée pendant les années 2011-2013; les demandeurs sont d'ailleurs souvent les mêmes entreprises. Ceci aussi confirme que la plupart des consommateurs de charge en continu n'ont pas adopté de comportement différent en raison de l'exonération complète par rapport à la période d'application des redevances de réseau individuelles. Ce constat a aussi été celui de différentes juridictions allemandes (voir le considérant 52). De surcroît, selon le rapport d'évaluation de 2015, plusieurs gestionnaires de réseau ont observé que les consommateurs de charge en continu concernés avaient adopté un tel comportement de consommation avant même l'introduction de l'exonération complète ([104]).

5.3.2.4. ***Caractère adéquat, effets négatifs sur les conditions des échanges et bilan général***

(205) À supposer même que l'exonération complète en faveur de certains consommateurs de charge en continu ait été appropriée et nécessaire pour la réalisation d'un objectif d'intérêt commun, et qu'elle ait eu un effet incitatif, il y a lieu de constater qu'elle n'était pas proportionnée et que les effets négatifs de l'aide l'emportaient sur ses effets positifs hypothétiques.

(206) Pour être adéquate, l'exonération complète aurait dû être limitée au montant qui serait nécessaire pour que le consommateur de charge en continu concerné modifie son comportement de telle sorte que celui-ci favorise la sécurité d'approvisionnement ou la promotion de l'électricité d'origine renouvelable.

(207) L'Allemagne n'a cependant ni démontré que l'exonération complète était limitée au montant qui aurait été nécessaire pour inciter le consommateur de charge en continu à modifier son comportement de consommation, ni qu'elle constituait l'instrument générant les distorsions de concurrence les plus faibles pour amener les consommateurs de charge en continu à maintenir leur contribution à la stabilité du réseau et à la sécurité d'approvisionnement. Dans ce contexte, certaines parties intéressées ont affirmé que, pour veiller à ce que les 7 000 heures d'utilisation soient atteintes, leurs collaborateurs devaient consacrer une partie de leur temps à la surveillance de la consommation, et qu'une consommation continue impliquait aussi une production continue, ce qui a entraîné la constitution de stocks plus importants à l'occasion d'une diminution de la demande d'un produit. La même partie intéressée admet néanmoins que ces coûts variaient dans chaque entreprise. À supposer même que certains consommateurs de charge en continu aient fait face à des coûts supplémentaires pour atteindre les 7 000 heures d'utilisation, il n'y avait pas de garantie que l'exonération correspondait dans tous les cas au montant nécessaire pour couvrir ces surcoûts, et l'Allemagne n'a pas non plus fourni de preuve en ce sens.

(208) Il est également constaté que la contribution à la promotion de la sécurité d'approvisionnement ne dépasse pas la contribution déjà prise en considération dans le calcul des redevances de réseau individuelles. Aucune preuve d'une contribution supplémentaire n'a été apportée. L'Allemagne et les parties intéressées admettent en tout état de cause que cette contribution supplémentaire ne peut pas être quantifiée.

(209) Il convient en outre de constater que, même en admettant que la contribution des consommateurs de charge en continu à la sécurité d'approvisionnement dépasse la stabilité des réseaux déjà prise en considération dans le

([104]) Voir la page 38 du rapport d'évaluation de 2015.

calcul des redevances de réseau individuelles et que les consommateurs de charge en continu contribuent indirectement aussi à la promotion de l'électricité d'origine renouvelable, l'Allemagne n'a pas démontré que l'aide était limitée à ce qui est nécessaire pour obtenir ces effets positifs. Dans son rapport d'évaluation de 2015, la BNetzA a constaté qu'une partie des gestionnaires au réseau desquels les consommateurs de charge en continu étaient raccordés défendaient le point de vue selon lequel les consommateurs de charge en continu apportaient une contribution positive à la stabilité du réseau, tandis que d'autres ne voyaient aucun effet de stabilisation consécutif à la consommation de charge en continu (voir les graphiques 6 et 7 et les constatations à la page 38 du rapport). Dans la mesure où le rapport n'opère aucune distinction en ce sens, il n'apparaît pas clairement si les gestionnaires de réseau qui avaient constaté des effets de stabilisation étaient d'avis que ces effets étaient supérieurs à ceux déjà pris en compte dans le calcul des redevances de réseau individuelles. Un GRT a défendu le point de vue selon lequel la contribution des consommateurs de charge en continu à la stabilité du réseau dépendait chaque fois de la situation spécifique sur le réseau: dans des situations de charge faible, les consommateurs de charge en continu menacent la stabilité du réseau, tandis qu'ils contribuent à celle-ci dans des situations à forte charge. Ce sont dès lors surtout les charges flexibles qui sont optimales ([105]). Les consommateurs de charge en continu constituent toutefois, par nature, non pas des charges flexibles, mais des charges stables et non flexibles. Si les consommateurs de charge en continu devaient fournir des services de flexibilité (consistant, par exemple, à réduire leur consommation à la demande des gestionnaires de réseau), ils ne correspondraient plus à la définition de la notion de consommateur de charge en continu, puisqu'ils n'atteindraient plus les 7 000 heures d'utilisation. Ceci confirme à tout le moins que la contribution supplémentaire des consommateurs de charge en continu à la stabilité — pour autant que ces derniers contribuent, dans certaines circonstances, davantage à la stabilité du réseau que ce qui est déjà pris en considération dans les redevances de réseau — dépend des circonstances du cas d'espèce et ne peut pas être admise par principe pour tout consommateur de charge en continu atteignant une consommation de plus de 10 GWh et d'au moins 7 000 heures d'utilisation. On ne peut en outre pas conclure qu'une exonération complète des redevances de réseau ait été justifiée dans tous les cas.

(210) Il convient, par ailleurs, de faire remarquer que l'argument de l'Allemagne et des parties intéressées, selon lequel l'exonération garantirait l'existence de centrales de base qui fournissent des services système en grande quantité, repose sur l'hypothèse que la production minimale nécessaire calculée dans l'étude de 2012 reste constante, indépendamment de la demande en Allemagne, ce qui n'est cependant pas le cas. Au contraire, il est souligné dans l'étude de 2012, à la page (i) de la synthèse des résultats que le niveau de la production minimale nécessaire dépend beaucoup de la situation du moment, notamment de la production à partir d'énergies renouvelables, mais aussi de la charge de consommation (voir le considérant 93). L'Allemagne n'a avancé aucun argument qui montre que l'exonération complète est limitée à la consommation de charge de base qui est supposée nécessaire pour garantir l'existence de centrales de base conventionnelles ou qu'elle a été adaptée au fil du temps à l'évolution des besoins.

(211) L'Allemagne fait valoir que les conditions des échanges ne sont pas excessivement faussées: les effets sur la concurrence sont limités, puisque la mesure contribue considérablement à la sécurité d'approvisionnement et a peu d'effets sur la concurrence avec des entreprises d'autres États membres, les prix de l'électricité en Allemagne étant très élevés par rapport à ceux pratiqués dans d'autres États membres.

(212) Toutefois, il ressort des sections 5.3.2.1 à 5.3.2.4 qu'il n'est pas démontré que l'exonération complète ait été appropriée et nécessaire pour la réalisation des objectifs de sécurité d'approvisionnement et de promotion de l'électricité d'origine renouvelable et qu'elle ait présenté un effet incitatif. Comme expliqué aux considérants 205 à 210, l'aide n'est pas limitée au montant nécessaire pour atteindre ces objectifs et elle entraîne une charge excessive. Les hypothétiques effets positifs de l'aide sont dès lors extrêmement limités, si tant est qu'ils existent.

(213) Par ailleurs, l'exonération complète ne semble pas compatible avec l'article 32 de la directive 2009/72/CE et avec l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009.

(214) La Commission ne partage pas l'avis de l'Allemagne selon lequel la distorsion de concurrence avec des entreprises d'autres États membres serait négligeable. Premièrement, les bénéficiaires de l'aide sont intégralement exonérés des redevances de réseau, alors que tous leurs concurrents doivent continuer d'acquitter des redevances de réseau dans leur État membre conformément au droit de l'Union applicable. Cela peut considérablement fausser la concurrence puisque la plupart des bénéficiaires sont, selon les données fournies par l'Allemagne, de gros consommateurs d'énergie. Les coûts de l'électricité sont par conséquent un élément important de leur compétitivité. Deuxièmement, il n'a pas été démontré que les prix de l'électricité étaient élevés en Allemagne et qu'ils pesaient lourdement sur les coûts de production des gros consommateurs d'énergie dans ce pays. La Commission constate au contraire que, pendant les années 2011-2013, l'Allemagne a accordé aux gros consommateurs d'énergie des réductions de la taxe sur l'électricité, du prélèvement EEG et de la surtaxe CCG.

(215) La Commission en conclut que les effets négatifs de l'aide l'emportent sur la contribution positive hypothétique qu'elle a éventuellement apportée à la promotion de l'électricité d'origine renouvelable ou à la sécurité d'approvisionnement.

([105]) Voir la page 38 du rapport d'évaluation de 2015.

5.3.3. CONCLUSION

(216) L'aide accordée en 2012 et 2013 n'est pas compatible avec le marché intérieur.

6. **RÉCUPÉRATION**

(217) Conformément aux dispositions du TFUE et à la jurisprudence constante de la Cour de justice de l'Union européenne, la Commission est compétente, lorsqu'elle a constaté l'incompatibilité d'une aide avec le marché intérieur, pour décider que l'État intéressé doit la supprimer ou la modifier ([106]). La Cour a également jugé à plusieurs reprises que l'obligation faite à un État membre de supprimer une aide considérée par la Commission comme incompatible avec le marché intérieur visait à rétablir la situation antérieure ([107]).

(218) Selon la Cour, cet objectif est atteint dès que le bénéficiaire a remboursé les montants qui lui ont été accordés à titre d'aides illégales, puisqu'il perd ainsi l'avantage dont il avait bénéficié sur le marché par rapport à ses concurrents et que la situation antérieure au versement de l'aide est rétablie ([108]).

(219) Conformément à la jurisprudence, l'article 16, paragraphe 1, du règlement (UE) 2015/1589 du Conseil ([109]) prévoit ce qui suit: «En cas de décision négative concernant une aide illégale, la Commission décide que l'État membre concerné prend toutes les mesures nécessaires pour récupérer l'aide auprès de son bénéficiaire […]»

(220) Dans la mesure où l'aide en cause a été exécutée en violation de l'article 108, paragraphe 3, TFUE et est incompatible avec le marché intérieur, elle doit être récupérée auprès des bénéficiaires afin de rétablir sur le marché la situation antérieure à l'octroi de l'aide. La récupération devrait porter sur la période comprise entre le moment où le bénéficiaire a obtenu l'avantage, c'est-à-dire où l'aide a été mise à sa disposition, et le remboursement effectif; des intérêts doivent être calculés pour cette période.

(221) S'agissant de l'argument de certaines parties intéressées selon lequel cette récupération irait à l'encontre du principe de protection de la confiance légitime, il y a lieu de faire observer que la Cour a itérativement jugé que le droit de se prévaloir du principe de protection de la confiance légitime s'étendait à tout justiciable dans le chef duquel une institution de l'Union avait fait naître des espérances fondées. Cependant, lorsqu'un opérateur économique prudent et avisé est en mesure de prévoir l'adoption d'une mesure de l'Union de nature à affecter ses intérêts, il ne saurait invoquer le bénéfice d'un tel principe lorsque cette mesure est adoptée ([110]). Compte tenu de cette jurisprudence, l'arrêt PreussenElektra ne pouvait fonder des espérances légitimes puisqu'il n'a pas remis en cause la possibilité de confier à des organismes privés la gestion d'un régime d'aides et de considérer des taxes parafiscales et des prélèvements comme des ressources d'État. Cet arrêt concernait plutôt une situation strictement délimitée, qui avait déjà été constatée dans l'affaire Van Tiggele ([111]). De plus, la Commission a constaté l'existence d'une aide d'État dans de nombreux régimes financés par un prélèvement imposé par l'État ([112]).

([106]) Voir arrêt du 12 juillet 1973, Commission/Allemagne, C-70/72, ECLI:EU:C:1973:87, point 13.
([107]) Voir arrêt du 14 septembre 1994, Espagne/Commission, C-278/92, C-279/92 et C-280/92, ECLI:EU:C:1994:325, point 75.
([108]) Voir arrêt du 17 juin 1999, Belgique/Commission, C-75/97, ECLI:EU:C:1999:311, points 64 et 65.
([109]) 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 (JO L 248 du 24.9.2015, p. 9).
([110]) Voir arrêt du 22 juin 2006, Forum 187/Commission, affaires jointes C-182/03 et C-217/03, ECLI:EU:C:2006:416, point 147.
([111]) Voir arrêt du 24 janvier 1978, Van Tiggele, C-82/77, ECLI:EU:C:1978:10.
([112]) Voir par exemple: décision de la Commission du 4 juillet 2006 dans les affaires d'aide d'État NN 162/A/2003 et N 317/A/2006 — Autriche — Soutien à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, dans le cadre de la loi autrichienne sur l'électricité verte (JO C 221 du 14.9.2006, p. 8); décision de la Commission du 8 février 2012 dans l'affaire d'aide d'État SA.33384 — Autriche — Loi sur l'électricité verte 2012 (JO C 156 du 2.6.2012, p. 1); décision de la Commission du 14 avril 2010 dans l'affaire d'aide d'État N 94/2010 — Royaume-Uni — Tarifs de rachat pour le soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable à partir de sources à faible émission de carbone (JO C 166 du 25.6.2010, p. 2); décision de la Commission du 24 avril 2007 dans l'affaire d'aide d'État C 7/2005 — Slovénie — Tarifs de l'électricité en Slovénie (JO C 219 du 24.8.2007, p. 9); décision de la Commission du 26 octobre 2009 dans l'affaire d'aide d'État N 354/2009 — Slovénie — Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et dans des centrales CCG (JO C 285 du 26.11.2009, p. 2); décision de la Commission du 25 septembre 2007 dans l'affaire d'aide d'État N 571/2006 — Irlande — Programme de soutien à l'électricité verte (JO C 311 du 21.12.2007, p. 2); décision de la Commission du 18 octobre 2011 dans l'affaire d'aide d'État SA.31861 — Irlande — Production d'électricité à partir de biomasse (JO C 361 du 10.12.2011, p. 2); décision de la Commission du 2 juillet 2009 dans l'affaire d'aide d'État N 143/2009 — Chypre — Régime d'aide visant à encourager la production d'électricité d'origine renouvelable par de grands systèmes éoliens, solaires et photovoltaïques commerciaux ainsi qu'à partir de biomasse (JO C 247 du 15.10.2009, p. 2); décision de la Commission du 19 mars 2003 dans les affaires d'aide d'État N 707/2002 et N 708/2002 — Pays-Bas — Régime MEP en faveur des énergies renouvelables & Régime MEP en faveur de la cogénération (JO C 148 du 25.6.2003, p. 8); décision de la Commission du 5 juin 2002 dans l'affaire d'aide d'État C 43/2002 (ex NN 75/2001) — Luxembourg — Fonds de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité (JO L 159 du 20.6.2009, p. 11); décision de la Commission du 23 juillet 2014 dans l'affaire d'aide d'État SA.38632 — Allemagne — EEG 2014 — Réforme de la loi sur les énergies renouvelables (JO C 325 du 2.10.2015, p. 4); décision de la Commission du 8 mars 2011 dans l'affaire d'aide d'État C 24/2009 — Autriche — Aide d'État en faveur des entreprises à forte intensité énergétique, loi autrichienne sur l'électricité verte (JO L 235 du 10.9.2011, p. 42).

(222) En tout état de cause, la Cour a précisé dans l'affaire Essent ([113]) les limites de l'arrêt PreussenElektra, et elle a réitéré sa formule tirée d'affaires antérieures, selon laquelle un avantage qui est financé à partir d'un prélèvement imposé par l'État et qui est géré par un organisme désigné par l'État constitue une ressource d'État.

(223) L'interprétation de la notion de ressources d'État dans la présente décision est conforme à la jurisprudence constante de la Cour ainsi qu'à la pratique décisionnelle de la Commission. Dans la mesure où un opérateur économique prudent et avisé aurait pu le prévoir, la récupération de l'aide n'est pas contraire au principe de protection de la confiance légitime.

(224) Compte tenu des constatations ci-dessus (notamment au considérant 216), l'aide devrait être récupérée parce qu'elle n'est pas compatible avec le marché intérieur, et le montant à récupérer doit comprendre des intérêts, depuis le moment où les aides ont été mises à la disposition des bénéficiaires, jusqu'à celui de leur récupération.

(225) La récupération ne devrait porter que sur l'exonération complète des redevances de réseau pendant la période comprise entre le 1er janvier 2012 et le 31 décembre 2013, et elle devrait être calculée sur la base des redevances de réseau individuelles qui auraient dû être acquittées en l'absence de l'exonération, puisque seule cette partie constitue une aide d'État.

(226) Les montants à récupérer devraient être, pour chacune des années concernées, les redevances de réseau individuelles que les bénéficiaires auraient dû verser s'ils n'avaient pas bénéficié de l'exonération complète.

(227) Les redevances de réseau individuelles visées au considérant précédent devraient être calculées selon la méthode du chemin physique que la BNetzA a exposée dans son «Guide pour l'autorisation de conventions individuelles fixant des redevances de réseau au titre de l'article 19, paragraphe 2, première et deuxième phrases, du règlement StromNEV» du 26 octobre 2010.

(228) Les montants à récupérer devraient, pour chacune des années concernées, correspondre à au moins 20 % du montant que le bénéficiaire aurait acquitté s'il avait dû payer les redevances de réseau annoncées.

(229) Lorsque le montant total de l'aide reçue par un bénéficiaire est inférieur à 200 000 EUR et lorsque l'aide remplit tous les autres critères du règlement (UE) no 1407/2013 de la Commission ([114]) ou du règlement (CE) no 1998/2006 de la Commission ([115]), cette aide est considérée comme ne constituant pas une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du traité et ne doit dès lors pas être récupérée.

7. **CONCLUSION**

(230) Il est constaté que, du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2013, l'Allemagne a exécuté illégalement, en violation de l'article 108, paragraphe 3, TFUE, des aides sous forme d'une exonération complète des consommateurs de charge en continu affichant une consommation électrique annuelle de plus de 10 GWh et au moins 7 000 heures d'utilisation.

(231) Les aides d'État correspondent aux coûts de réseau générés en 2012 et 2013 par les consommateurs de charge en continu exonérés ou, si les coûts de réseau étaient inférieurs à la redevance minimale de 20 % des redevances de réseau annoncées, à cette redevance minimale. C'est dans cette mesure que l'exonération complète accordée au titre de l'article 19, paragraphe 2, deuxième phrase, du règlement StromNEV 2011 déroge au système de référence de l'époque. Le montant des aides d'État équivaut donc à la valeur des redevances de réseau individuelles qui n'ont pas été acquittées par les consommateurs de charge en continu sur la période 2012-2013, et il correspond à au moins 20 % des redevances de réseau annoncées pendant les années concernées.

(232) Ces aides d'État ne relèvent d'aucune des exceptions prévues à l'article 107, paragraphes 2 et 3, TFUE, et ne peuvent pas non plus être considérées comme compatibles avec le marché intérieur pour d'autres motifs. Elles sont dès lors incompatibles avec le marché intérieur.

(233) Conformément à l'article 16, paragraphe 1, du règlement (UE) 2015/1589, la Commission doit exiger que l'État membre concerné prenne toutes les mesures nécessaires pour récupérer les aides auprès de son bénéficiaire. Elle devrait dès lors exiger de l'Allemagne la récupération des aides incompatibles,

([113]) Arrêt du 17 juillet 2008, Essent Netwerk Noord e.a., C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413, point 74.
([114]) Règlement (UE) no 1407/2013 de la Commission du 18 décembre 2013 relatif à l'application des articles 107 et 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne aux aides de minimis (JO L 352 du 24.12.2013, p. 1).
([115]) Règlement (CE) no 1998/2006 de la Commission du 15 décembre 2006 concernant l'application des articles 87 et 88 du traité aux aides de minimis (JO L 379 du 28.12.2006, p. 5).

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

1. L'exonération complète des redevances de réseau accordée illégalement par l'Allemagne en 2012 et 2013 aux consommateurs de charge en continu constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, dans la mesure où les consommateurs de charge en continu ont été exonérés de redevances de réseau qui correspondaient aux coûts de réseau qu'ils généraient ou, si ces coûts étaient inférieurs à la redevance minimale de 20 % de la redevance de réseau annoncée, lesdits consommateurs ont été exonérés de cette redevance minimale.

2. L'aide d'État visée au paragraphe 1 a été exécutée par l'Allemagne en violation de l'article 108, paragraphe 3, TFUE et n'est pas compatible avec le marché intérieur.

Article 2

L'aide individuelle octroyée au titre du régime visé à l'article 1er n'est pas constitutive d'une aide d'État si, au moment de son octroi, elle remplit les conditions définies par un règlement adopté en vertu de l'article 2 du règlement (CE) no 994/98 du Conseil ([116]), applicable au moment où l'aide est octroyée.

Article 3

1. L'Allemagne récupère auprès des bénéficiaires les aides incompatibles avec le marché intérieur octroyées au titre du régime d'aides visé à l'article 1er.

2. Les montants à récupérer comprennent des intérêts, depuis le moment où les aides ont été mises à la disposition des bénéficiaires, jusqu'à celui de leur récupération.

3. Les intérêts sont calculés sur une base composée, conformément au chapitre V du règlement (CE) no 794/2004 de la Commission ([117]).

4. L'Allemagne annule tous les paiements non encore effectués au titre du régime visé à l'article 1er à compter de la date d'adoption de la présente décision.

Article 4

1. La récupération des aides octroyées au titre du régime visé à l'article 1er est immédiate et effective.

2. L'Allemagne veille à l'exécution de la présente décision dans les quatre mois suivant la date de sa notification.

Article 5

1. Dans les deux mois suivant la notification de la présente décision, l'Allemagne communique à la Commission les informations suivantes:

a) une liste des bénéficiaires qui ont reçu une aide dans le cadre du régime visé à l'article 1er et le montant total d'aide reçu par chacun d'eux à ce titre;

b) le montant total (principal et intérêts) à récupérer auprès de chaque bénéficiaire;

c) une description détaillée des mesures qui ont déjà été prises ou qui seront prises afin de se conformer à la présente décision;

d) les documents dont il ressort que les bénéficiaires ont été mis en demeure de rembourser les aides visées à l'article 1er.

2. L'Allemagne tient la Commission informée de l'avancement des mesures nationales prises pour mettre en œuvre la présente décision jusqu'à la récupération complète de l'aide octroyée au titre du régime visé à l'article 1er. Elle transmet immédiatement, sur simple demande de la Commission, toute information sur les mesures déjà prises ou prévues pour se conformer à la présente décision. Elle fournit également des informations détaillées concernant les montants de l'aide et les intérêts déjà récupérés auprès des bénéficiaires.

([116]) Règlement (CE) no 994/98 du Conseil du 7 mai 1998 sur l'application des articles 92 et 93 du traité instituant la Communauté européenne à certaines catégories d'aides d'État horizontales (JO L 142 du 14.5.1998, p. 1).

([117]) Règlement (CE) no 794/2004 de la Commission du 21 avril 2004 concernant la mise en œuvre du règlement (UE) 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).

Article 6

La République fédérale d'Allemagne est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 28 mai 2018.

Par la Commission
Margrethe VESTAGER
Membre de la Commission