



Bruxelles, le 18.10.2021
C(2021) 7393 final

AVIS DE LA COMMISSION

du 18.10.2021

**conformément à l'article 20, paragraphe 5, du règlement (UE) 2019/943 concernant le
plan de mise en œuvre de l'Allemagne**

(LE TEXTE EN LANGUE ALLEMANDE EST LE SEUL FAISANT FOI)

AVIS DE LA COMMISSION

du 18.10.2021

conformément à l'article 20, paragraphe 5, du règlement (UE) 2019/943 concernant le plan de mise en œuvre de l'Allemagne

(LE TEXTE EN LANGUE ALLEMANDE EST LE SEUL FAISANT FOI)

I. PROCÉDURE

Le 17 juin 2021, le ministère fédéral allemand de l'économie et de l'énergie (ci-après le «BMW*i*») a transmis un plan de mise en œuvre pour l'Allemagne, établi en vertu de l'article 20, paragraphe 3, du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité¹. L'article 20, paragraphe 3, du règlement (UE) 2019/943 dispose que les États membres qui ont recensé des difficultés d'adéquation des ressources établissent et publient un plan de mise en œuvre assorti d'un calendrier pour l'adoption de mesures visant à éliminer toutes les distorsions réglementaires ou carences du marché qui ont été recensées.

Comme le précise la Commission dans ses orientations relatives aux plans de mise en œuvre², cette exigence témoigne de la reconnaissance du fait que les marchés, s'ils sont bien conçus, libres de toute distorsion réglementaire et suffisamment connectés aux principaux réseaux d'électricité de l'Union européenne, peuvent fournir le volume et le type de capacités adéquats pour répondre à la demande. Il convient de mettre en place des mécanismes de capacité uniquement pour faire face à des difficultés résiduelles, c'est-à-dire à des problèmes ou des situations que des réformes du marché ne suffiraient pas à résoudre. Lorsque ces difficultés résiduelles auront été surmontées et que les réformes du marché auront commencé à produire leurs effets, les problèmes d'adéquation devraient s'amenuiser et, à terme, disparaître. Pour atteindre cet objectif, les mesures réglementaires visant à éliminer les distorsions et à réformer les marchés doivent être efficaces et crédibles aux yeux des investisseurs et de tous les autres acteurs du marché.

Le 14 juillet 2021, le BMW*i* a transmis, par courrier électronique, des informations supplémentaires concernant l'existence ou non d'incidence du redispatching sur les prix.

Le 20 juillet 2021, les services de la Commission ont adressé un certain nombre de questions au BMW*i*, lui demandant davantage d'informations sur divers aspects du marché allemand de l'électricité et du mécanisme de capacité.

¹ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (JO L 158 du 14.6.2019, p. 54).

² https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/market_reform_plan_guidance_final.pdf

Faisant suite à un appel du 29 juillet 2021, lors duquel il avait fourni de premières explications, le BMWi a communiqué ses réponses dans un courrier électronique daté du 13 août 2021.

En application de l'article 20, paragraphe 5, du règlement (UE) 2019/943, la Commission est tenue d'émettre un avis visant à évaluer si les mesures prévues et leur calendrier d'adoption suffisent pour éliminer les distorsions réglementaires ou les carences du marché.

II. DESCRIPTION DU PLAN DE MISE EN ŒUVRE

L'Allemagne a transmis son plan de mise en œuvre en vue de soumettre à une procédure d'adjudication de nouveaux contrats dans le cadre de sa réserve de capacité (*Kapazitätsreserve*), comme le prévoit le paragraphe 13 *sexies* de la loi sur l'industrie de l'énergie (*Energiewirtschaftsgesetz*, en abrégé «EnWG»). Le plan de mise en œuvre de l'Allemagne fournit un bon aperçu du marché de l'électricité allemand et des récentes évolutions du marché de l'électricité aux niveaux national, régional et européen. Il comprend également des informations sur la réserve de capacité.

Dans son plan de mise en œuvre, l'Allemagne présente plus particulièrement les éléments suivants:

1. Conditions générales du marché de gros

D'après le plan, l'Allemagne dispose de marchés infrajournaliers et journaliers fonctionnels dans le secteur de l'électricité, offrant un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché. Le plan souligne en outre la liquidité élevée que présente la zone commune de dépôt des offres Allemagne-Luxembourg.

Au niveau européen, le plan soutient le renforcement de la coordination transfrontalière en cas d'énergie non distribuée ainsi que l'approfondissement de l'intégration du marché.

Il décrit par ailleurs un certain nombre de choix stratégiques susceptibles, comme cela est reconnu dans le plan, d'influencer les prix de l'électricité. Parmi ces choix figurent notamment:

- l'abandon progressif de l'énergie nucléaire d'ici la fin de l'année 2022;
- l'abandon progressif de la production d'électricité à base de charbon, convenu pour la fin de l'année 2038 au plus tard;
- le soutien accordé aux énergies renouvelables en vertu de la loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare Energien Gesetz*, en abrégé «EEG»);
- le soutien accordé à la production combinée de chaleur et d'électricité en vertu de la loi sur la cogénération (*Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz*, en abrégé «KWKG»).

Dans son plan, l'Allemagne avance toutefois que les mesures suivantes n'ont pas d'incidence sur les prix de gros de l'électricité:

- la réserve du réseau visée au paragraphe 13 *quinquies* de la loi EnWG;
- la réserve de capacité visée au paragraphe 13 *sexies* de la loi EnWG;

- l'interruption de la production d'électricité à partir de lignite à des fins de sécurité, visée au paragraphe 13 *octies* de la loi EnWG.

Le plan indique que ce second groupe de mesures maintient les différents actifs de production électrique en dehors du marché, évitant ainsi toute incidence directe sur les prix de l'électricité due aux réserves. Cette stratégie suppose de ne faire appel à la réserve de capacité qu'une fois qu'après épuisement des mesures fondées sur le marché, y compris les échanges infrajournaliers et l'énergie d'équilibrage. Les autorités allemandes ont confirmé que les réserves susmentionnées étaient bel et bien assorties de périodes d'essai et de démarrage, mais que toute l'électricité produite durant ces périodes était compensée par un redispatching à la baisse issu d'autres centrales, annulant ainsi toute incidence sur le marché. Elles ont également confirmé que la réserve du réseau devait être utilisée de façon subsidiaire vis-à-vis du redispatching, y compris le redispatching transfrontalier, et des échanges de contrepartie. Elles admettent qu'il convient pour cela de mettre en pratique davantage d'améliorations.

Il est par ailleurs avancé dans le plan que le redispatching à partir de centrales électriques opérant sur le marché n'a pas d'incidence sur ce dernier, les opérateurs étant compensés sur la base des coûts.

Le plan établit en outre que l'Allemagne entend mettre à disposition 70 % de sa capacité sur les interconnexions aux fins du couplage de marchés transfrontaliers pour répondre aux exigences de l'article 15 et de l'article 16, paragraphe 8, du règlement (UE) 2019/943, mais aussi pour améliorer l'intégration du marché des énergies renouvelables, accroître la concurrence et réduire les prix d'approvisionnement.

Cette dernière mesure est la seule mesure figurant dans la section du plan consacrée au marché de gros.

Le plan confirme qu'il n'existe pas de plafonds/seuils tarifaires formels ou informels sur les marchés journalier et infrajournalier autres que les limites techniques actuellement appliquées dans le cadre du couplage unique journalier et infrajournalier tel que prévu à l'article 41, paragraphe 1, et à l'article 54, paragraphe 1, du règlement (UE) 2015/1222 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion³, et qu'aucune autre mesure n'a été prise pour prévenir la formation libre des prix.

2. Marchés d'équilibrage

Le plan décrit le fonctionnement des marchés allemand en ce qui concerne la capacité d'équilibrage et l'énergie d'équilibrage. Depuis le 2 novembre 2020, la capacité d'équilibrage et l'énergie d'équilibrage associées aux réserves de restauration de la fréquence manuelles et automatiques font l'objet de procédures d'adjudication distinctes. Les appels d'offres concernant la capacité d'équilibrage et l'énergie d'équilibrage sont constitués de six blocs journaliers de quatre heures chacun, la fermeture du marché ayant lieu une heure avant le début du bloc concerné. Cette procédure sera modifiée en application du

³ Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (JO L 197 du 25.7.2015, p. 24).

règlement (UE) 2017/2195 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique⁴: l'adjudication de l'énergie d'équilibrage sera divisée en 96 créneaux de 15 minutes par jour.

Les acteurs du marché qui sont préqualifiés en tant que fournisseurs de services d'équilibrage, mais qui n'ont pas obtenu de contrat sur le marché de la capacité d'équilibrage sont autorisés à soumettre des «offres libres».

Les coûts de règlement des déséquilibres, à la charge des responsables d'équilibre qui sont en déséquilibre, couvrent les coûts de l'énergie d'équilibrage, tandis que les coûts de maintien de la capacité d'équilibrage sont répercutés sur les tarifs de réseau.

Le prix de l'énergie d'équilibrage est défini comme étant au moins aussi élevé que le prix infrajournalier, afin d'éviter toute incitation au déséquilibre pour les acteurs du marché. Une composante liée à la rareté est ajoutée dès que l'équilibre de l'alliance allemande pour l'équilibrage du réseau atteint 80 % de la capacité d'équilibrage existante, et ce, afin de renforcer les incitations à maintenir l'équilibre lors des périodes de fort déséquilibre au sein du système.

Après l'introduction d'enchères distinctes pour la capacité d'équilibrage et l'énergie d'équilibrage, cette dernière a fait l'objet de prix très élevés, atteignant fréquemment la limite alors fixée à 99 999 euros/MWh⁵. Par conséquent, le 19 janvier, la limite des prix sur le marché de l'énergie d'équilibrage a été abaissée à 9 999 euros/MWh. Il est indiqué dans le plan que cette situation pourrait notamment être due au désavantage structurel dont pâtissent les «offres libres», les soumissionnaires devant tenir compte du coût de maintien de la capacité dans la tarification de leurs offres énergétiques. Il est avancé que pour cette raison, aucune offre libre n'a été présentée. Le plan indique également cette situation par le fait que la participation au marché infrajournalier, techniquement moins exigeant et plus liquide, est davantage attractive aux yeux des acteurs du marché que la participation au marché de l'énergie d'équilibrage.

Dans leur réponse au questionnaire de la Commission, les autorités allemandes expliquent que, bien qu'un grand nombre d'acteurs du marché soient préqualifiés au regard des marchés d'équilibrage en Allemagne, la part de marché des quatre principaux fournisseurs du marché de l'énergie d'équilibrage est considérable (entre 50 % et 90 %, selon le produit).

Le plan indique que les autorités allemandes et les gestionnaires de réseau poursuivent leur enquête à ce sujet, mais qu'ils ne comptent pas prendre de mesures visant à modifier leur conception avant la mise en activité des plateformes européennes d'échange d'énergie

⁴ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (JO L 312 du 28.11.2017, p. 6).

⁵ Cette limite est qualifiée de «limite technique aux offres» dans le plan. Il convient cependant d'observer que, contrairement aux limites techniques aux offres établies sur les marchés infrajournaliers et journaliers, cette limite est déterminée au niveau national uniquement et n'est pas relevée lorsqu'elle est atteinte ou lorsqu'il est prévu qu'elle soit atteinte.

d'équilibrage vis-à-vis des réserves de restauration de la fréquence manuelles et automatiques (plateforme PICASSO et MARI), prévue pour 2022.

3. Participation active de la demande

Les autorités allemandes expliquent que la participation active de la demande peut être associée aux marchés de gros aussi bien à titre individuel que par l'intermédiaire d'agrégateurs, sous réserve qu'ils respectent les exigences applicables (par exemple la préqualification vis-à-vis des marchés d'équilibrage). Dans le plan, les autorités allemandes expliquent qu'en principe, la participation active de la demande devrait être en concurrence avec d'autres options de flexibilité, telles que le stockage et la production flexible reposant sur des signaux de prix. Le plan indique que jusqu'à présent, en Allemagne, la flexibilité est offerte presque exclusivement par les installations de production et par le stockage (accumulation par pompage), mais que cette situation est vouée à évoluer du fait de la transition énergétique en cours. Lorsque des consommateurs fournissent des services d'équilibrage dans le cadre d'un groupe différent de celui de leur fournisseur, ils sont tenus de payer une redevance, ce qui place le fournisseur dans la même situation que si le service d'équilibrage n'avait pas été fourni. Il est prévu que cette modalité soit étendue à d'autres services de flexibilité par lesquels les consommateurs ajustent leur consommation.

Le plan indique en outre que les grands consommateurs commerciaux et industriels peuvent bénéficier d'une réduction des redevances d'accès aux réseaux sous certaines conditions. La section 19, paragraphe 2, première et deuxième phrases, du règlement relatif à la redevance d'accès aux réseaux électriques (StromNEV) énonce les conditions préalables à l'octroi de réduction de ces redevances. En vertu de la section 19, paragraphe 2, première phrase, du règlement StromNEV, un consommateur final a le droit de bénéficier de redevances d'accès aux réseaux réduites et individualisées s'il est prévisible que sa charge de pointe diffèrera sensiblement de la charge de pointe annuelle simultanée de tous les prélèvements effectués au niveau du réseau ou du transformateur concerné. Cependant, le plan indique également que du fait de cette disposition, les consommateurs en question peuvent *«orienter leur consommation principalement de manière à bénéficier d'une réduction des redevances d'accès aux réseaux en conséquence de leur comportement»*.

Il est reconnu dans le plan que le redispatching fondé sur les coûts n'est pas adapté à l'intégration de la participation active de la demande dans la gestion de la congestion. Les autorités allemandes affirment que l'utilisation d'un redispatching fondé sur le marché, comme prévu en principe (avec des possibilités d'exemption) aux articles 13 et 32 du règlement (UE) 2019/943, permettrait de recourir au stratagème du «in-dec gaming», qui consiste à soumettre des offres stratégiques augmentant le problème de congestion, que le fournisseur de services serait alors payé pour résoudre. Les autorités allemandes indiquent qu'elles étudient des moyens d'intégrer la participation active de la demande dans la gestion de la congestion tout en évitant le risque de recours à ce stratagème.

Reconnaissant, dans le plan, qu'un système de compteur intelligent peut contribuer à «*optimiser l'utilisation du réseau de distribution*» et à «*faciliter l'introduction de contrats de fourniture d'électricité à tarification dynamique, nécessaires à l'assouplissement de la demande et à la participation active de la demande*», l'Allemagne procède actuellement au déploiement ciblé d'un tel système. S'inspirant d'une expérience antérieure de déploiement à petite échelle de compteurs intelligents, l'Allemagne installera de tels systèmes, sur une période de huit ans à compter du 24 février 2020 et de l'émission de la «*déclaration de marché*»⁶ de l'Office fédéral de la sécurité des technologies de l'information (*Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik*, BSI), chez tous les consommateurs finals dont la consommation moyenne annuelle est comprise entre 6 000 kWh et 100 000 kWh. Ce segment représente 2,1 millions de sites de comptage, soit seulement 5 % de l'ensemble des points de consommation (ménages, clients professionnels, utilisateurs industriels). L'objectif intermédiaire est d'étendre le déploiement à 10 % des consommateurs concernés sur une période de trois ans (d'ici le début de l'année 2023). D'autres consommateurs, comme les producteurs d'énergie renouvelable ou les consommateurs flexibles, sont soumis à des exigences réglementaires concernant l'installation de compteurs intelligents; le déploiement de ces systèmes auprès de ces catégories de consommateurs ne sera cependant lancé qu'après l'émission d'une «*déclaration de marché*».

La progression du déploiement sélectif en cours a récemment été entravée par la décision d'une juridiction supérieure, qui a provisoirement suspendu l'obligation d'installer un compteur intelligent (pour le plaignant)⁷. Pour surmonter cette difficulté, comme les autorités allemandes l'ont mentionné, sans pour autant fournir de détails⁸, un ensemble de mesures a été mis en place (et est entré en vigueur le 27 juillet 2021). Ces mesures consistaient en des ajustements de la législation et en des améliorations de la procédure administratives. Les autorités entendent ainsi accroître la sécurité juridique et relancer le déploiement des compteurs intelligents. Aucune analyse n'a été mise à disposition concernant les conséquences de cette évolution pour le programme de déploiement ou l'incidence de la généralisation des contrats à tarification dynamique et des incitations à l'ajustement des charges, pour laquelle «*les compteurs intelligents sont un prérequis technique*», comme cela est précisé dans le plan.

Par conséquent, des compteurs intelligents équipés de fonctionnalités adéquates, couvrant, entre autres, les communications fréquentes et les flux de données (au moins par intervalles de 15 minutes pour les appareils de mesure actuellement certifiés en Allemagne) peuvent «*donner aux consommateurs finals la possibilité de gérer leur consommation d'électricité ou*

⁶ Il s'agissait d'une condition préalable à la certification par l'Office fédéral de la sécurité des technologies de l'information du premier point d'accès aux compteurs intelligents, mis en place en décembre 2018.

⁷ Par une décision urgente (affaire 21 B 1162/20) du 4 mars 2021, le tribunal administratif supérieur de Münster a provisoirement suspendu la force exécutoire de la déclaration de marché du BSI et l'obligation d'installer des compteurs intelligents pour les personnes qui avaient contesté cette obligation devant le tribunal. Le litige au principal est toujours en cours devant le tribunal administratif de Cologne.

⁸ Réponse de l'Allemagne du 13 août 2021 au questionnaire de la Commission.

leur mise en réseau de manière plus pratique et plus efficace, et de bénéficier de nouveaux types de contrats d’approvisionnement». Actuellement, comme cela est précisé dans le plan, seuls deux fournisseurs proposent des contrats à tarification dynamique, qui tiennent compte, par exemple, des prix sur le marché journalier. Dans leur réponse au questionnaire de la Commission, les autorités allemandes ont déclaré que *«la législation habilite les consommateurs finals disposant de systèmes intelligents de mesure à bénéficier d’un contrat de fourniture d’électricité à tarification dynamique»*, tout en précisant que *«l’état d’avancement actuel du déploiement ne permet pas de formuler des prévisions quant à l’évolution de la tarification dynamique»*.

4. Marchés de détail: réglementation des prix

L’Allemagne indique qu’aucune réglementation des prix de l’électricité n’est en vigueur.

5. Interconnexions et gestion de la congestion

Le plan reconnaît qu’il est important, pour le marché de l’électricité européen, d’étendre davantage les réseaux de transport interne d’électricité de l’Allemagne et d’accroître ses interconnexions avec les États membres voisins. Il établit que l’Allemagne est fortement interconnectée avec ses voisins et que d’autres projets d’interconnexions sont en cours d’élaboration. Quatorze projets d’interconnexions sont inscrits dans la législation, plusieurs d’entre eux étant des projets d’intérêt commun réalisés au titre du règlement (UE) n° 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes⁹. Les autorités allemandes sont convaincues que la construction des interconnexions prévues et achevées suffira à garantir le respect des critères établis dans le règlement (UE) 2018/1999 sur la gouvernance de l’union de l’énergie et de l’action pour le climat¹⁰ en ce qui concerne le niveau d’interconnexion électrique à atteindre d’ici 2030, aussi bien par rapport à la charge de pointe qu’à la capacité installée de production à partir de sources renouvelables. Plusieurs milliers de kilomètres de nouvelles lignes à courant alternatif et de lignes à haute tension à courant continu à terre et en mer ont été déployés en Allemagne, et plusieurs milliers de kilomètres de lignes supplémentaires sont prévus ou en cours d’installation. En plus de l’expansion de 7 500 km du réseau à haute tension antérieurement planifiée, la récente révision de la loi fédérale concernant la planification des besoins a prévu un ajout de 3 500 km afin de tenir compte de l’objectif révisé, à savoir élever la part d’énergies renouvelables dans la consommation finale brute d’électricité en Allemagne à 65 % d’ici 2030, et de permettre le développement des échanges d’électricité en Europe.

Des ajustements de la législation relative à la planification visent en outre à accélérer les procédures de planification et d’approbation de l’expansion du réseau, par exemple en facilitant l’installation de canaux vides à côté des câbles de manière à simplifier toute expansion future ou en raccourcissant les procédures d’appel.

⁹ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (JO L 115 du 25.4.2013, p. 39).

¹⁰ Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l’union de l’énergie et de l’action pour le climat (JO L 328 du 21.12.2018, p. 1).

Par ailleurs, les gestionnaires de réseau allemands ont pour objectif d'accroître la capacité de transport utilisable en ajoutant des transformateurs déphaseurs afin de contrôler les flux de puissance ainsi qu'en augmentant la part des lignes électriques aériennes contrôlées au niveau local ou régional. L'Allemagne entend faire en sorte que 60 % des lignes aériennes à haute tension fassent l'objet d'une surveillance individuelle d'ici cinq ans. Elle prévoit également, d'ici 2030, la mise en place de «stimulateurs de réseau», de grandes installations de stockage utilisées pour stabiliser le réseau en cas de défaillances de lignes.

Le réseau allemand présente des congestions structurelles au sein du pays, notamment entre le nord et le sud de l'Allemagne, comme l'a confirmé un rapport présenté en 2019¹¹ par les quatre gestionnaires de réseau de transport allemands en vertu de l'article 14, paragraphe 7, du règlement (UE) 2019/943. L'Allemagne a adopté un plan d'action conformément à l'article 15 du règlement (UE) 2019/943, à partir duquel elle entend suivre une trajectoire linéaire pour accroître la part de capacité disponible sur le marché à 70 % de la capacité des éléments critiques de réseau d'ici la fin de l'année 2025.

Conformément aux exceptions prévues à l'article 13, paragraphe 3, du règlement (UE) 2019/943, le redispatching en Allemagne est fondé sur les coûts. Le redispatching fondé sur le marché n'est généralement pas utilisé. L'Allemagne affirme qu'un certain niveau de redispatching est efficace, car cette stratégie peut réduire considérablement les investissements nécessaires dans le réseau.

En 2019, environ 2,8 % de la production totale d'énergie renouvelable en Allemagne a été réduite et environ 4 % de la production conventionnelle a fait l'objet d'un redispatching.

L'Allemagne prévoit que les mesures d'expansion du réseau programmées suffiront pour réduire considérablement la congestion et estime que le niveau élevé de gestion de la congestion actuellement nécessaire est un phénomène de transition (bien que l'objectif affiché soit de ne pas créer un réseau totalement dépourvu de congestion interne, ce qui serait considéré comme inefficace). Dans leur réponse au questionnaire de la Commission, les autorités allemandes expliquent que le plan de développement du réseau peut aboutir à la création d'un réseau ne présentant qu'un niveau limité de congestion interne. Le plan de développement du réseau en cours d'élaboration contiendra d'ores et déjà des projets et scénarios tenant compte des besoins du réseau en 2035.

En ce qui concerne les nouveaux projets de raccordement, l'Allemagne prévoit la mise en activité de deux nouveaux câbles à courant continu d'ici 2025 (le projet Hansa PowerBridge entre l'Allemagne et la Suède, comprenant 700 MW de capacité bidirectionnelle, et le projet NeuConnect entre l'Allemagne et un pays tiers, le Royaume-Uni, comprenant 1 400 MW de capacité bidirectionnelle). D'ici 2030, au total, cinq nouvelles interconnexions à courant alternatif doivent être achevées (1 000 MW de capacité bidirectionnelle avec le Luxembourg, 1 500 MW et 300 MW de capacité bidirectionnelle avec la France, 2 000 MW de capacité

11

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_91>Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?_blob=publicationFile&v=3

bidirectionnelle avec l’Autriche, et un raccordement comprenant 100 MW et 600 MW avec un pays tiers, la Suisse).

En outre, à partir du 1^{er} octobre 2021, les systèmes de limitation des énergies renouvelables (*Einspeisemanagement*, en abrégé «EinsMan») et de redispatching de la production conventionnelle seront intégrés dans un processus unique¹². Ce processus s’appliquera également à toutes les installations de production d’une capacité minimale de 100 kW (et aux installations de moindre capacité, lorsqu’elles peuvent être gérées par le gestionnaire du réseau), tandis qu’actuellement, seules les installations d’une capacité minimale de 10 MW sont concernées.

Les autorités allemandes déclarent en outre que les récentes réformes du règlement encadrant les mesures d’incitation (*Anreizregulierungsverordnung*) ont pour but d’inciter les gestionnaires de réseau de transport à réduire les besoins de redispatching en introduisant un système de bonus/malus, et qu’il est prévu de mettre en place des mesures semblables pour les gestionnaires de réseau de distribution.

L’Allemagne affirme que les régimes de soutien aux installations de production utilisant des énergies renouvelables ou reposant sur la production combinée de chaleur et d’électricité constituent une mesure transitoire et contiennent des éléments associés à la localisation, dont l’objectif est de garantir une meilleure synchronisation entre le déploiement du réseau et les investissements dans la production. Le plan mentionne que d’autres possibilités sont envisagées, telles que des redevances de raccordement au réseau différenciées selon la situation géographique ou des redevances d’utilisation du réseau différenciées pour les installations de production d’électricité, mais il ne propose aucune mesure concrète en ce sens.

¹² Il est entendu que les limitations antérieures du système EinsMan n’étaient que rarement compensées par le redispatching, ce qui créait des déséquilibres au sein du système.

III. REMARQUES

La Commission tient à formuler les remarques suivantes à propos du plan de mise en œuvre tel qu'il a été soumis:

1. Marchés de gros

La Commission salue la description détaillée du fonctionnement du marché dans les différents segments temporels des marchés de gros allemands. Elle se félicite en outre que l'Allemagne reconnaisse l'importance des échanges d'électricité transfrontaliers pour l'intégration du marché des énergies renouvelables, pour l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et pour la compétitivité.

La Commission regrette que l'Allemagne, dans son plan, n'ait pas analysé plus en détail l'incidence qu'ont les différentes interventions sur le marché induites par les politiques sur la fixation des prix et, dès lors, sur l'absence éventuelle de signaux du marché garantissant la sécurité d'approvisionnement. En effet, il est incontestable que de nombreuses mesures visant à atteindre des objectifs politiques, telles que l'abandon progressif du nucléaire et le soutien aux énergies renouvelables, sont autorisées. La législation européenne permet également le maintien d'une zone unique de dépôt des offres couvrant tout le territoire allemand, sous réserve des exigences visées aux articles 14 à 16 du règlement (UE) 2019/943.

Ces mesures ont toutefois une incidence sur les prix du marché et sur les investissements. Dès lors, si de telles interventions entraînent un manque d'investissements fondés sur le marché dans la production, elles pourraient servir de base à l'introduction de mécanismes de capacité tels que la réserve de capacité allemande. Dans ce cas, l'objectif du plan de mise en œuvre, conformément à l'article 20 du règlement (UE) 2019/943, exige la reconnaissance des mesures influant sur le fonctionnement du marché en tant que tel et, lorsque ces mesures sont rendues nécessaires par des motifs stratégiques fondés, il convient d'examiner s'il existe des moyens de réduire leur incidence sur les prix.

D'après les informations fournies dans le plan, il est impossible de déterminer les effets individuels ou combinés qu'ont, sur les prix de gros, l'abandon progressif du nucléaire et du charbon, le soutien aux énergies renouvelables, le soutien à la production combinée de chaleur et d'électricité et le maintien d'une vaste zone de dépôt des offres présentant une congestion structurelle interne. Ces mesures étant habituellement analysées séparément, le plan de mise en œuvre offre une occasion particulière d'examiner leurs incidences combinées sur le marché. Par ailleurs, aucune analyse ne détermine s'il existe des mesures susceptibles de limiter ces incidences, ce qui pourrait réduire la nécessité d'un mécanisme de capacité tout en garantissant la réalisation des objectifs stratégiques. Cette considération s'applique à l'incidence totale des mesures sur les prix ainsi qu'à l'incidence sur les incitations à l'investissement issues des signaux de localisation compris dans ces mesures.

Par exemple, lors de la consultation associée à l'élaboration du plan de mise en œuvre, les acteurs du marché ont insisté sur l'incidence du soutien à la production d'énergie à partir de sources renouvelables à des prix négatifs lorsque ces derniers s'appliquent pendant moins de

six heures. La Commission reconnaît que cette durée a été raccourcie à quatre heures en vertu de la loi EEG de 2021. Comme cela est indiqué au considérant 530 de la décision relative aux aides d'État concernant la loi EEG de 2021¹³, les autorités allemandes ont prévu d'analyser l'incidence de cette mesure pendant cette période raccourcie également. Reconnaisant que la loi EEG de 2021 n'a été adoptée que récemment, la Commission apprécierait l'intégration, dans le plan de mise en œuvre, d'une telle analyse ou d'un calendrier clair pour sa réalisation. La réponse apportée au questionnaire de la Commission contient d'ores et déjà des informations utiles, qu'il serait judicieux d'inclure dans le plan¹⁴. Il en ressort notamment que 123 des 211 heures où les prix étaient négatifs en 2019 (58 %) et 173 des 273 heures où les prix étaient négatifs en 2020 (63 %) faisaient partie de blocs de six heures, ce qui correspondrait à un nombre plus élevé, à savoir respectivement 155 heures (73 %) et 221 heures (80 %), selon la règle des quatre heures. Dès lors, si l'on appliquait cette règle des quatre heures, la grande majorité des heures où les prix sont négatifs ne serait pas couverte par le régime de soutien. Compte tenu de la part relativement négligeable des heures restantes, il conviendrait de se demander s'il ne serait pas judicieux et réalisable d'introduire une règle du «zéro heure».

Les énergies renouvelables étant censées constituer l'épine dorsale de l'approvisionnement en électricité allemand et européen à l'avenir, l'objectif devrait être d'accroître progressivement l'intégration de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dans le fonctionnement normal du marché. Il conviendrait pour cela, entre autres, d'introduire des incitations pour que les installations de production d'électricité cessent de produire lors des périodes affichant des prix négatifs, ce qui réduirait les coûts globaux du système et les coûts pour les consommateurs. En parallèle, la même étude montre (comme l'avaient déjà établi d'autres études) qu'une part importante de la production conventionnelle continue à produire de l'énergie durant les heures où les prix sont négatifs (75 % de production à base d'énergie nucléaire, 30 % de production à base de lignite et 14 % de production à base de houille continuant à générer de l'électricité durant ces périodes, ce qui démontre clairement que les prix négatifs ne sont pas exclusivement dus à la production subventionnée à partir de sources d'énergie renouvelables), ce qu'il conviendrait également d'analyser plus en détail. Cet aspect est particulièrement important pour permettre l'intégration de parts élevées d'énergies renouvelables durant les heures où la demande est faible¹⁵. Il convient d'observer que les prix négatifs ne sont pas, en soi, un résultat inefficace sur le marché (ils peuvent en effet créer des incitations à réagir aux situations de surapprovisionnement ou accroître la flexibilité des ressources), mais que leur occurrence fréquente pourrait indiquer d'autres inefficiences. De

¹³ Décision de la Commission du 29 avril 2021 dans l'affaire SA.57779 (2020/N) – Allemagne - EEG 2021, disponible à l'adresse suivante: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202124/288710_2283746_342_2.pdf.

¹⁴ Les autorités allemandes font référence à une étude élaborée pour le BMWi et disponible à l'adresse suivante: https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Bericht_2021-06-24_EnergyBrainpool_Studie-Negative-Preise_BMWi.pdf.

¹⁵ À partir de ses hypothèses, l'étude prévoit 305 heures où les prix seront négatifs en 2030 et que 11,5 % de la production globale annuelle d'énergie éolienne terrestre seront compris dans ces périodes. D'après les hypothèses formulées dans l'étude, il semble particulièrement pertinent d'accroître la flexibilité de la production combinée de chaleur et d'électricité au gaz, car cela devrait permettre de réduire de 66 % les prix négatifs en 2030.

plus, soutenir la production d'électricité durant les périodes affichant des prix négatifs peut augmenter inutilement les coûts globaux du système.

Les autorités allemandes ont confirmé qu'en principe, la réserve du réseau ne devrait être activée que si le redispatching, y compris transfrontalier, et les échanges de contrepartie ne suffisent pas à remédier à la congestion. Cependant, elles ont également admis que cette stratégie nécessiterait davantage d'améliorations pratiques.

La Commission rappelle que l'approbation des aides d'État accordées au réseau a expiré. Elle souligne en outre que cette réserve ne doit être utilisée qu'en dernier recours, sans quoi elle pourrait avoir une incidence importante sur le marché. Il est dès lors crucial que les autorités allemandes garantissent le respect, dans la pratique également, de la hiérarchie de principe entre le redispatching transfrontalier, l'échange de contrepartie et le recours à la réserve du réseau. Par ailleurs, étant donné que l'activation de la réserve du réseau est assortie d'une période de préavis relativement longue, il importe de veiller à ce que cette réserve ne soit pas activée si d'autres mesures de gestion de la congestion sont mises à disposition entre le premier avertissement et l'activation effective.

La Commission invite les autorités allemandes à inclure le fonctionnement de la réserve du réseau et ses liens avec d'autres mesures de gestion de la congestion dans son plan ainsi que dans les rapports réguliers sur la mise en œuvre de ce plan. La Commission souligne qu'il convient de recourir au dispatching transfrontalier, à moins que cela soit techniquement impossible [voir l'article 13, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943]. Étant donné que la complexité administrative n'est pas équivalente à une impossibilité technique, la Commission demande instamment que l'intégration pleine et entière du redispatching transfrontalier soit réalisée au plus vite dans les zones où ce n'est pas encore le cas. Il s'agit en effet d'une obligation juridique, depuis le 1^{er} janvier 2020, tant pour les gestionnaires de réseau de transport disposés à utiliser ces ressources que pour ceux qui couvrent une zone comprenant cette ressource. L'Allemagne devra inclure dans son plan un calendrier clair pour la réalisation de cette obligation et, si elle n'y parvient pas entièrement d'ici au 1^{er} janvier 2022, intégrer à ses rapports des explications claires quant aux motifs de ce retard.

2. Marchés d'équilibrage

La Commission salue la description détaillée du marché d'équilibrage allemand.

En vue de fixer des prix adéquats en cas de pénurie sur le marché de l'électricité, l'article 20, paragraphe 3, point c), du règlement (UE) 2019/943 impose aux États membres d'envisager la mise en place d'une fonction de détermination du prix de la pénurie. Dans son plan de mise en œuvre, l'Allemagne souligne qu'une composante liée à la rareté est ajoutée dès que l'équilibre de l'alliance allemande pour l'équilibrage du réseau (*Netzregelverbund*) atteint 80 % de la capacité d'équilibrage existante, mais précise qu'il n'est pas prévu d'introduire une fonction de détermination du prix de la pénurie au sens de l'article 44, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/2195. Dans leur réponse au questionnaire de la Commission, les autorités allemandes expliquent que ce rejet présenté dans leur plan de mise en œuvre renvoie

à toute composante administrative susceptible d'accroître les prix de l'électricité sur le marché de gros (ce qui, dans ce contexte, est censé désigner les marchés infrajournaliers et journaliers, selon l'interprétation de la Commission) en cas de pénurie. Cependant, l'Allemagne considère que la hausse du prix de l'énergie d'équilibrage devant être payé par les responsables d'équilibre dans certaines situations de pénurie est utile pour inciter ces responsables à maintenir l'équilibre de leur portefeuille. De fait, la composante liée à la rareté a été modifiée en mai 2021, remplaçant une majoration prédéfinie par une fonction augmentant le prix à mesure que les réserves d'équilibrage s'amenuisent.

Ni l'article 44, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/2195 ni l'article 20, paragraphe 3, point c), du règlement (UE) 2019/943 ne fournissent une définition juridique de la fonction de détermination du prix de la pénurie. Toutefois, l'article 44, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/2195 prévoit que le «mécanisme de règlement supplémentaire s'applique aux responsables d'équilibre». Il est dès lors évident que l'objectif de cette disposition est d'augmenter le coût devant être assumé par les responsables d'équilibre, et non pas d'augmenter administrativement les prix sur le marché infrajournalier et journalier (bien que l'accroissement des risques de déséquilibre puisse avoir un effet indirect sur les prix des autres segments du marché). La Commission en déduit que l'Allemagne a, en réalité, mis en place une fonction qui reflète, au moins partiellement, l'intention de l'article 44, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/2195.

Une valorisation efficace de la rareté encourage les acteurs du marché à réagir aux signaux du marché et à être disponibles lorsque les besoins du marché sont les plus urgents, et leur assure de couvrir l'ensemble de leurs coûts sur le marché de l'électricité. Dès lors, la Commission estime qu'il est important que le mécanisme de valorisation de la rareté soit conçu correctement. Pour cela, il devrait non seulement fournir des incitations à la flexibilité à court terme, mais aussi envoyer des signaux appropriés pour que les investissements maintiennent l'adéquation du système. Dans ce contexte, la Commission invite l'Allemagne à examiner s'il y a lieu d'appliquer la majoration sur l'énergie d'équilibrage créée en période de pénurie par la fonction visée non seulement aux responsables d'équilibre, mais aussi aux fournisseurs de services d'équilibrage qui fournissent de l'énergie d'équilibrage au gestionnaire de réseau de transport. La Commission invite l'Allemagne à envisager la mise en place de cette mesure d'ici au 31 décembre 2022. Si les autorités allemandes estiment qu'une autre date serait plus appropriée, la Commission les invite à le justifier dans la version modifiée du plan de mise en œuvre.

Par ailleurs, l'article 44, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/2195 prévoit également la création d'un mécanisme de recouvrement (partiel ou intégral) des coûts d'acquisition des capacités d'équilibrage auprès des responsables du déséquilibre. La Commission invite dès lors les autorités allemandes à examiner dans quelle mesure la majoration actuelle tient compte des coûts d'acquisition de capacités d'équilibrage et, si la majeure partie de ces coûts n'est pas couverte par la majoration, à déterminer s'il conviendrait de prévoir une hausse supplémentaire des redevances d'équilibrage en situation de pénurie.

La Commission invite l'Allemagne à examiner plus en détail la façon d'améliorer la concurrence sur le marché d'équilibrage, et plus particulièrement sur le marché de l'énergie d'équilibrage. Limiter les prix à un plafond de 9 999 euros/MWh est non seulement compliqué d'un point de vue juridique, eu égard à l'article 10 du règlement (UE) 2019/943, mais également susceptible de favoriser la réduction des mesures visant à inciter les acteurs du marché à accéder au marché de l'énergie d'équilibrage. Cette stratégie n'est donc pas une solution aux problèmes sous-jacents du marché de l'énergie d'équilibrage et ne peut, tout au plus, être justifiée qu'en tant que mesure temporaire de limitation des dommages. En outre, sur le marché européen de l'énergie d'équilibrage, l'existence de limitations de prix non harmonisées aboutit à des inefficacités. Il est dès lors particulièrement important de supprimer les obstacles à l'entrée sur les marchés d'équilibrage, y compris en ce qui concerne la participation active de la demande et le stockage. La Commission invite l'Allemagne à proposer des mesures concrètes au niveau national et à participer aux débats au niveau européen afin de remédier aux difficultés sous-jacentes que présente le marché de l'énergie d'équilibrage, notamment au regard du manque de concurrence. La Commission demande à l'Allemagne d'inclure un plan concret pour la résolution de ces problèmes en vue d'éliminer le plafonnement abaissé des prix dans les meilleurs délais et au plus tard le 31 décembre 2022, et d'intégrer ce plan dans ses rapports sur le plan de mise en œuvre. Si les autorités allemandes estiment qu'une autre date serait plus appropriée, la Commission les invite à le justifier dans la version modifiée du plan de mise en œuvre.

3. Participation active de la demande

La Commission se félicite du fait que la participation active de la demande est permise sur tous les marchés, y compris par l'intermédiaire d'agrégateurs. S'il est entendu que la participation active de la demande n'est censée s'accroître que lorsque les signaux du marché indiquent un besoin de flexibilité suffisamment fort, la Commission tient à souligner que, comme cela est démontré dans le plan, les marchés de l'énergie d'équilibrage affichent de manière récurrente des prix élevés sur plusieurs mois. Il semble néanmoins qu'aucune phase notable d'entrée sur le marché de l'énergie d'équilibrage de la part de fournisseurs associés à la participation active de la demande n'ait eu lieu. Étant donné que, contrairement à la production flexible, la participation active de la demande est également faible sur le marché intrajournalier, il paraît difficile d'expliquer ce phénomène par la seule attractivité supérieure du marché intrajournalier par rapport au marché de l'énergie d'équilibrage.

La Commission invite dès lors les autorités allemandes à prêter une attention particulière aux défis spécifiques auxquels est soumise la participation active de la demande lorsqu'elles analysent l'insuffisance de l'entrée sur les marchés de l'énergie d'équilibrage. Cette analyse devrait comprendre d'éventuels changements requis en ce qui concerne les exigences de préqualification, lorsque celles-ci sont nécessaires pour permettre la participation active de la demande, tout en garantissant, bien évidemment, le plein respect des besoins en matière de sécurité d'exploitation.

La Commission demande également aux autorités allemandes d'analyser, dans leur plan, dans quelle mesure les dispositions existantes sur la réduction des redevances d'accès aux réseaux prévue à la section 19 du règlement StromNEV ont un effet dissuasif sur la participation de la charge commerciale et industrielle aux services de participation active de la demande. En effet, comme cela est reconnu dans le plan, les remises importantes semblent inciter les acteurs du marché à ajuster leur profil de charge en fonction des exigences prévues à la section 19 du règlement StromNEV au lieu de les encourager à fournir des services de flexibilité sur le marché. Ce phénomène a également été relevé par les participants à la consultation. À la suite de l'arrêt de la Cour de justice de l'Union européenne du 2 septembre 2021, le cadre allemand régissant la tarification de l'accès aux réseaux doit être révisé par l'autorité réglementaire nationale compétente¹⁶. Dans le cadre de cette révision, la Commission invite l'autorité allemande compétente pour les questions liées à la tarification de l'accès aux réseaux à déterminer si ces rabais demeurent justifiés au regard des récentes évolutions du marché.

Dans leur réponse au questionnaire de la Commission, les autorités allemandes soulignent que la réduction en question est censée diminuer les incitations à l'établissement de lignes directes entre les installations de production d'électricité et les grands consommateurs industriels. Il convient cependant d'observer que le rôle des installations de production en base, bien qu'il demeure important, a été considérablement amoindri au cours de la transition énergétique. L'abandon progressif du nucléaire, bientôt achevé, et l'abandon progressif du charbon, toujours en cours, amplifieront cette tendance. L'octroi d'une réduction tarifaire spécifique aux profils de consommation visés à la section 19 du règlement StromNEV était peut-être justifié par le passé¹⁷, mais il existe de sérieuses raisons d'estimer que ce n'est plus le cas, le marché de l'électricité étant désormais moins axé sur la production en base inflexible et davantage sur la production à partir de sources intermittentes d'énergie renouvelable, sur la production auxiliaire flexible, sur le stockage d'électricité et sur la participation active de la demande.

La Commission demande aux autorités allemandes d'élaborer un plan concret en vue de la révision ou de la suppression des réductions tarifaires qui ne sont plus justifiées, en tenant dûment compte de la répartition des compétences en matière de tarification en vertu de la directive (UE) 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de

¹⁶ La Commission relève à cet égard que, conformément à l'arrêt de la Cour de justice du 2 septembre 2021 dans l'affaire C-718/18 – Commission/Allemagne, le fait que la méthode de détermination des tarifs d'accès aux réseaux est déjà largement exposée dans le règlement StromNEV adopté par le gouvernement fédéral en accord avec le Bundesrat, y compris dans la section 19 dudit règlement, porte atteinte aux compétences exclusives accordées à l'autorité de régulation nationale (soit, en Allemagne, l'Agence fédérale des réseaux – BNetzA) en vertu de la directive 2009/72/CE [désormais la directive (UE) 2019/944].

¹⁷ Étant donné que, selon les autorités allemandes, le concept du «chemin physique» a été approuvé dans les procédures relatives aux aides d'État, il convient d'observer que la décision (UE) 2019/56 de la Commission concernait la période 2012-2013 et les conditions du marché qui prévalaient à cette période.

l'électricité¹⁸, dans les meilleurs délais et au plus tard le 31 décembre 2022, et d'inclure ce plan dans les rapports concernant son plan de mise en œuvre. Si les autorités allemandes estiment qu'une autre date serait plus appropriée, la Commission les invite à le justifier dans la version modifiée du plan de mise en œuvre.

La Commission partage le point de vue de l'Allemagne selon lequel le redispatching fondé sur les coûts ne semble généralement pas adapté pour encourager la participation active de la demande, voire, peut-être, le stockage d'énergie. En parallèle, la Commission admet que, pour les zones de dépôt des offres caractérisées par une congestion interne importante, lorsque cette congestion est suffisamment prévisible, comme en Allemagne, le redispatching fondé sur le marché peut annuler l'efficacité des incitations s'adressant aux acteurs du marché et favoriser les abus de marché.

D'un côté, cet état de fait souligne la nécessité de réduire la congestion structurelle prévisible au sein d'une zone de dépôt des offres. De l'autre, lorsqu'il est prévu que ce problème perdure pendant plusieurs années, comme en Allemagne, il importe particulièrement de trouver d'autres solutions pour intégrer la participation active de la demande et le stockage d'énergie sur les marchés de la gestion de la congestion. La Commission se félicite donc du fait que l'Allemagne ait indiqué, dans son plan, que des travaux sur de telles solutions étaient en cours, mais elle invite les autorités allemandes à présenter un calendrier plus précis et de clarifier le type de solutions envisageables.

La Commission souligne que l'article 13, paragraphe 3, du règlement (UE) 2019/943 permet certes de ne pas respecter l'obligation de fonder le redispatching sur le marché dans certaines conditions, mais que cela ne permet pas, en soi, de contourner les autres exigences visées à l'article 13, paragraphe 1, dudit règlement, à savoir l'obligation de veiller à ce que le redispatching soit fondé «sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires» et à ce qu'il soit «ouvert à toutes les technologies de production, à tout le stockage d'énergie et à toute la participation active de la demande, y compris à ceux situés dans d'autres États membres, sauf si cela n'est pas techniquement possible». Il est dès lors urgent de trouver des solutions adéquates pour intégrer le stockage d'énergie et la participation active de la demande dans la pratique également.

La Commission prend bonne note du déploiement sélectif des compteurs intelligents que l'Allemagne réalise actuellement, couvrant 2,1 millions de sites de comptage, soit seulement 5 % de l'ensemble des points de consommation (ménages, clients professionnels, utilisateurs industriels). Tout en reconnaissant que la décision de procéder à un déploiement limité repose sur les conclusions d'une évaluation coûts-avantages, la Commission estime qu'il s'agit d'une démarche pour le moins prudente étant donné, notamment, que d'autres États membres de l'Union ont procédé à des déploiements bien plus ambitieux à l'échelle nationale dans des contextes comparables, et que les compteurs intelligents «favorisent la poursuite de la numérisation de la transition énergétique», comme cela est reconnu dans le plan.

¹⁸ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (JO L 158 du 14.6.2019, p. 125).

La Commission invite donc l'Allemagne à intégrer dans son plan une révision en temps utile de son évaluation coûts-avantages, conformément à l'article 19 de la directive (UE) 2019/944, afin d'examiner les conditions propices à un déploiement généralisé qui pourraient être apparues entretemps, tout en tenant compte des éventuelles modifications des hypothèses de départ ainsi que des évolutions technologiques et du marché. Il serait judicieux d'associer cette démarche à la stratégie nationale pour le développement de réseaux intelligents, qui vise à faire de l'utilisation de compteurs intelligents *«un élément central du système de réseaux énergétiques intelligents et une plateforme présentant un grand nombre de services ainsi qu'une valeur ajoutée dans les domaines des compteurs intelligents/divisionnaires, des réseaux intelligents, de la mobilité intelligente, des maisons/bâtiments intelligents et des services intelligents»*.

La Commission prend acte de la réaction rapide des autorités allemandes, qui ont prévu des mesures spécifiques pour répondre aux dernières évolutions issues de la décision de la juridiction supérieure contestant les règles du déploiement. Cependant, la Commission n'ayant pas reçu d'informations détaillées sur ces mesures correctives de la part des autorités allemandes, elle ne peut ni les analyser ni se forger une opinion quant à leur adéquation et à leur efficacité.

Elle demande donc aux autorités nationales d'analyser précisément, à présent qu'elles disposent de davantage de données d'exploitation, si ces mesures correctives sont adaptées et effectivement en mesure de combler les lacunes recensées dans la pratique nationale par la juridiction supérieure, si elles apportent la fonctionnalité/l'opérabilité requise dans le domaine des systèmes de mesure et des réseaux, et si elles répondent de manière adéquate aux préoccupations exprimées.

En outre, la Commission invite l'Allemagne à démontrer, dans son plan, dans quelle mesure cette situation a perturbé le programme de déploiement global, y compris au niveau des taux d'acceptation, de la qualité des investissements et de la prestation de services. Cette analyse devrait inclure d'autres mesures éventuelles, ou un perfectionnement du programme existant, qui pourraient être requis lors du déploiement afin d'en accélérer la progression, d'en garantir l'étendue appropriée en fonction des besoins des systèmes et des marchés, et de garantir la fiabilité, la sécurité juridique et la solidité de l'exploitation.

L'urgence de cette démarche est amplifiée par le fait que les compteurs intelligents sont *«un prérequis pour toute incitation à l'ajustement de la charge»* et sous-tendent les contrats à tarification dynamique, dont l'offre est actuellement limitée en Allemagne, comme cela est précisé dans le plan, tandis que *«l'état d'avancement actuel du déploiement ne permet pas de formuler des prévisions quant à l'évolution de la tarification dynamique»*. L'Allemagne est dès lors invitée à accorder une attention particulière à cet enjeu et à trouver des solutions adéquates pour promouvoir des dispositifs de participation active de la demande qui soient à même de profiter aux consommateurs ainsi qu'au système énergétique dans son ensemble.

De plus, si la Commission salue les efforts déployés pour mettre en œuvre des dispositions relatives à la tarification dynamique, elle estime qu'il importe, dans le même temps,

d'informer les consommateurs des possibilités, des coûts et des risques qu'engendrent de tels contrats de fourniture d'électricité à tarification dynamique.

4. Marchés de détail: réglementation des prix

La Commission se félicite du fait qu'aucune réglementation des prix ne soit appliquée en Allemagne.

5. Interconnexions et gestion de la congestion

La Commission salue les efforts (financiers et administratifs) considérables déployés par l'Allemagne pour accélérer l'expansion de ses infrastructures, reconnaissant l'importance de cette démarche pour le marché de l'électricité européen. Elle se félicite également de ce que l'Allemagne et ses voisins prévoient d'importantes augmentations de la capacité des interconnexions au cours des prochaines années, y compris plusieurs projets d'intérêt commun. La Commission reconnaît que garantir l'alignement de l'expansion du réseau et du développement des énergies renouvelables demeure un défi considérable qui nécessitera encore d'immenses efforts. La Commission salue les travaux menés pour ajuster la législation nationale relative à la planification de manière à accélérer les procédures qui assureront l'expansion requise du réseau et invite l'Allemagne à envisager d'autres mesures pour y parvenir. La Commission soutient en outre les efforts déployés pour accroître la capacité disponible sans construire de nouvelles lignes, notamment grâce à l'exploitation systématique de lignes à charge dynamique.

Elle se félicite par ailleurs de l'intégration de la gestion de la congestion associée à différentes sources d'énergie en un processus commun unique à partir du 1^{er} octobre de cette année. En effet, l'utilisation de différents processus de gestion de la congestion pour différentes technologies de production pourrait se traduire par des inefficiences et des résultats discriminatoires. De même, les initiatives visant à encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à réduire le redispatching à la baisse sont bienvenues. Il convient cependant d'observer que l'article 13, paragraphe 5, point b), du règlement (UE) 2019/943 impose aux gestionnaires de réseau de transport et aux gestionnaires de réseau de distribution de prendre des mesures appropriées liées à l'exploitation du réseau et au marché pour limiter le plus possible le redispatching à la baisse de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement. Même lorsqu'il n'existe encore aucune incitation dans le cadre tarifaire, par exemple pour les gestionnaires de réseau de distribution, cette obligation juridique s'applique directement à tous les gestionnaires de réseau depuis le 1^{er} janvier 2020.

La Commission tient à ajouter que la congestion structurelle en Allemagne exerce une pression considérable sur le fonctionnement du réseau de l'électricité européen. Il s'agit d'une pression physique (les flux de bouclage réduisant les capacités d'échange dans les États membres voisins également), mais aussi administrative (une congestion structurelle importante requérant souvent des solutions spécifiques en matière de législation ou de méthodes), ainsi que d'une pression sur le fonctionnement du marché (ces solutions

spécifiques pouvant accroître considérablement la complexité du marché). Il est dès lors impératif de poursuivre ou d'accélérer les efforts déployés pour réduire cette congestion sur le territoire allemand. La Commission observe que d'importants retards dans les projets d'expansion des infrastructures ont été enregistrés par le passé, y compris en Allemagne, et que les besoins en infrastructure pourraient augmenter au-delà des niveaux attendus en raison des évolutions de la situation en matière d'offre et de demande, notamment l'intensification de la production d'énergie éolienne en mer ou la construction d'électrolyseurs dans le sud du pays. Dans ce contexte, la Commission invite les autorités allemandes à envisager des solutions de repli (y compris, entre autres, les mesures évoquées ci-après) au cas où la modernisation du réseau n'avancerait pas comme prévu ou au cas où les modernisations effectives du réseau ne suffiraient pas pour répondre à la demande. La Commission souligne qu'en cas de retards importants, des mesures de repli devront être rapidement mises en œuvre afin de respecter la trajectoire linéaire et l'exigence des 70 % de capacité prévue dans le règlement (UE) 2019/943.

Contrairement à ce qui est affirmé dans le plan, l'utilisation du redispatching pour remédier à la congestion interne au sein d'une zone de dépôt des offres semble avoir une incidence sur les prix. De fait, il est souligné dans le plan lui-même que l'uniformité des prix de gros en Allemagne (qui résulte de l'existence d'une seule zone de dépôt des offres) *«garantit que l'offre d'électricité est dominée par les technologies de production les plus rentables, indépendamment du lieu exact de production d'électricité en Allemagne. Le fait que les installations présentant les coûts de déploiement les plus faibles sont utilisées au niveau suprarégional engendre une diminution des coûts variables de l'ensemble du système. La zone de dépôt des offres uniforme couvrant l'Allemagne et le Luxembourg aide à réduire la demande globale de capacités de production, de la gestion de la demande et du stockage, abaissant ainsi les frais d'investissement et de maintenance pour l'ensemble du système également»*¹⁹.» En évoquant «une diminution des coûts variables de l'ensemble du système», le plan reconnaît que la zone de dépôt des offres unique réduit les prix de gros de l'électricité. En affirmant que la demande de capacités de production diminue, le plan reconnaît expressément qu'il peut en résulter un amoindrissement des incitations à l'investissement.

En effet, lorsque des centrales électriques déterminent le prix de l'électricité sans en produire par la suite, le prix marginal sur le marché décroît. Il convient d'observer que l'inclusion de la demande qui s'avère impossible à satisfaire ne produit pas d'effet contraire, car toute demande finit par être satisfaite (au moyen, si nécessaire, de mesures hors marché, comme le redispatching). Une offre plus vaste répond donc à la même demande, ce qui, au total²⁰, semble résulter en des prix marginaux plus faibles sur le marché de gros. Il importe de préciser que cela n'entraîne pas de réductions globales des coûts du système électrique. Au

¹⁹ C'est la Commission qui souligne.

²⁰ Les autorités allemandes font remarquer à juste titre que dans la zone nord, supposée moins chère (en moyenne), la répercussion de la congestion sur les prix entraînerait une diminution des prix, tandis que dans la zone sud, cela entraînerait leur hausse. Cependant, l'argument présenté ici est qu'*en tant que somme absolue*, à première vue, le revenu marchand de la production d'électricité semble moins important dans une zone vaste que dans des zones de moindre envergure.

contraire, toute réduction des coûts de gros de l'électricité semble être plus que compensée par l'augmentation des coûts du redispatching et des différents types de réserves. Ces coûts sont toutefois répercutés (notamment sur les tarifs de réseau) et ne génèrent pas de signaux d'investissement vis-à-vis des installations de production d'électricité, du stockage ou de la participation active de la demande.

Les autorités allemandes ont, à juste titre, indiqué aux services de la Commission que les volumes soumis au redispatching représentent toujours une partie relativement limitée du volume total du marché et qu'il est donc difficile de déterminer l'importance de cet effet sur les prix du marché ou d'établir qu'il est négligeable. Une première étape pourrait donc consister à déterminer l'incidence réelle de la gestion de la congestion sur les prix de gros.

Dans leur réponse au questionnaire de la Commission, les autorités allemandes ont précisé que la déclaration susmentionnée concernait les effets d'une zone unique de dépôt des offres *dans laquelle l'expansion du réseau permet la réalisation d'échanges sur le plan physique également*. Cette précision revient toutefois à inverser le raisonnement: elle suppose pour l'essentiel qu'étant donné qu'une vaste zone de dépôt des offres *sans congestion* requerrait une capacité de production moindre, il est judicieux de maintenir une zone unique de dépôt des offres *présentant également un niveau élevé de congestion interne*. Cette thèse n'est pas convaincante. De même, le raisonnement qui en découle, selon lequel l'expansion du réseau au sein du territoire allemand serait la conséquence directe de la zone unique de dépôt des offres, n'est pas pleinement convaincant. Certes, il se pourrait que la nécessité de remédier à la congestion interne offre une incitation à l'expansion de la capacité du réseau, mais les nouveaux grands projets d'interconnexions entre l'Allemagne et ses voisins montrent clairement que les incitations économiques, juridiques et politiques à l'expansion du réseau entre différentes zones de dépôt des offres peuvent également s'avérer considérables.

Il importe de souligner que ce raisonnement ne remet pas en question la légalité de la zone unique de dépôt des offres entre l'Allemagne et le Luxembourg. En effet, l'objectif du plan de mise en œuvre est non seulement de garantir la suppression des mesures nationales *illégales* qui aboutissent à des distorsions sur le marché²¹, mais également d'analyser les possibilités de suppression ou de limitation des distorsions *légal*es. Ainsi, en examinant la nécessité d'introduire des mécanismes de capacité tels qu'une réserve stratégique, il importe de déterminer si, et dans quelle mesure, la zone unique de dépôt des offres contribue aux difficultés d'adéquation en limitant les incitations à investir dans la production, le stockage ou la participation active de la demande, et si cette incidence pourrait être atténuée ou éliminée.

La Commission invite donc les autorités allemandes à analyser cette incidence de manière plus approfondie et à déterminer s'il serait possible de mettre en place des mesures qui, tout en maintenant la zone unique de dépôt des offres s'il en est décidé ainsi, en réduiraient les effets sur la fixation des prix. Parmi les mesures qui mériteraient d'être examinées plus en détail, on peut notamment citer les suivantes:

²¹ En réalité, les procédures d'infraction prévues à l'article 258 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne permettent déjà d'atteindre cet objectif.

- modification de la zone de dépôt des offres (par ex. division de cette zone en deux ou plusieurs zones de moindre envergure);
- modification de la zone de dépôt des offres uniquement en ce qui concerne l’offre, et pas la demande (comme en Italie, où les producteurs vendent leurs produits dans plusieurs zones de dépôt des offres différentes, mais où la demande est fournie à un prix uniformisé au niveau national). Dans l’idéal, les principaux lieux de consommation, ou tout du moins les nouveaux investissements à forte consommation d’énergie, comme les nouvelles installations d’électrolyse, devraient néanmoins recevoir des signaux de localisation. À l’instar de la première mesure, cela résulterait également en une optimisation des signaux du marché pour le redispatching transfrontalier, ce qui amoindrirait considérablement la nécessité du redispatching transfrontalier complexe;
- intégration de la contribution aux coûts de la congestion dans les tarifs d’accès au réseau, compte tenu des limitations prévues par le règlement (UE) n° 838/2010 de la Commission fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport²²;
- redevances de raccordement différenciées vis-à-vis de la production ou de la charge, en fonction des coûts de la congestion;
- modification de la gestion de la congestion, afin d’encourager la participation active de la demande et le stockage d’énergie, idéalement en fonction du marché;
- exclusion des résultats du marché des centrales électriques qui feront très probablement l’objet d’un redispatching à la baisse après la fermeture des marchés. Sur ce dernier point, le BMWi a fait observer, dans son courrier électronique du 14 juillet 2021, que cette démarche accroîtrait l’écart entre les prix du marché dans la zone (qui augmenteraient) et le prix théorique d’une zone dans le nord du pays, ce qui serait contre-productif étant donné que cela risquerait d’entraîner un report de la «mise sous cocon» (ou des nouveaux investissements) dans le nord de l’Allemagne. Si ce raisonnement semble approprié en ce qui concerne la partie nord du pays, c’est le contraire qui s’applique à la partie sud, où un tel résultat (report de la mise sous cocon ou des nouveaux investissements) serait bienvenu. Cette mesure pourrait ainsi contribuer à remédier à la fois aux difficultés d’adéquation et à certains des problèmes faisant l’objet de mesures axées sur la localisation, telles que la réserve de réseau. Cependant, elle entraînerait aussi des complications supplémentaires ainsi que d’autres interventions sur le marché, ce qui, comme pour les autres mesures susmentionnées, mérite une réflexion plus poussée.

Il importe de signaler que les considérations ci-dessus n’ont pas vocation à imposer ou à approuver une mesure donnée, mais visent plutôt à souligner la nécessité d’approfondir l’analyse de cette question et, lorsque les difficultés sont avérées et jugées suffisamment élevées pour être pertinentes, d’en tenir compte et de mettre en place les mesures correctives

²² Règlement (UE) n° 838/2010 de la Commission du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport (JO L 250 du 24.9.2010, p. 5).

adéquates. Plusieurs de ces mesures sont d'ores et déjà mentionnées parmi les pistes de réflexion figurant dans le plan. Ce dernier ne comprend toutefois aucun calendrier pour ces réflexions. La Commission invite dès lors l'Allemagne à ajouter des calendriers précis et à inclure de prochaines étapes concrètes à cet égard dans la version finale de son plan.

La Commission reconnaît que les investissements ne seront réalisés qu'en fonction de signaux à plus long terme. Il est donc important, aux fins de cette analyse, de déterminer si une réduction radicale de la congestion interne est prévue dans un futur proche. Il convient cependant d'observer que, comme indiqué expressément dans la réponse au questionnaire de la Commission, l'objectif du plan de développement du réseau n'est pas de parvenir à un réseau entièrement dépourvu de congestion (ce qui s'avérerait inefficace). Dès lors, si un certain niveau de congestion, même considérablement moindre, est également prévu sur le long terme, il peut être judicieux d'envisager certaines mesures même si le plan de développement du réseau est réalisé dans les temps et résulte en la réduction prévue de la congestion.

En outre, la Commission souligne que les zones de dépôt des offres ne présentant pas d'entraves internes notables contribuent considérablement à l'efficacité de l'appel des centrales électriques et à la participation active de la demande. Elles peuvent également engendrer une réduction des émissions de carbone, étant donné que les installations de production ayant des coûts marginaux moins importants émettent souvent moins de dioxyde de carbone. Plus particulièrement, lorsque le fonctionnement du redispatching transfrontalier est toujours considéré comme étant sous-optimal, il convient de relever que dans les zones ne présentant pas de congestion interne importante, l'appel initial exploite d'ores et déjà la capacité transfrontalière de manière optimale, sans qu'un redispatching transfrontalier massif soit nécessaire par la suite.

Il importe de reconnaître que de nombreuses améliorations de la gestion de la congestion devront être mises en œuvre au niveau régional ou au niveau européen. Par exemple, lorsqu'il est prévu de remédier à la congestion interne au moyen du redispatching, il n'en est actuellement pas pleinement tenu compte dans les algorithmes qui calculent la capacité d'échange, lesquels considéreront que la ligne concernée présente une congestion, ce qui réduira la capacité disponible. L'amélioration des échanges d'informations et l'inclusion dans les calculs de la capacité des meilleures données disponibles, y compris, éventuellement, en ce qui concerne le redispatching prévu, pourraient constituer des pistes d'amélioration. La Commission invite l'Allemagne à continuer d'appuyer ces débats, notamment en vue d'améliorer l'efficacité des mesures de gestion de la congestion ailleurs dans l'Union.

Il convient également de souligner que plusieurs mesures nationales comportent des éléments axés sur la localisation. Dans leur réponse au questionnaire de la Commission, les autorités allemandes opèrent une distinction entre deux types de mesures.

- Le premier est constitué des mesures comportant des éléments axés sur la localisation dont l'Allemagne affirme qu'elles n'ont pas d'incidence sur les signaux d'investissement ou d'appel. Selon l'Allemagne, les mesures suivantes sont placées dans cette catégorie:

- la réserve du réseau;
- les moyens de gestion du réseau particuliers («besondere netztechnische Betriebsmittel») énoncés au paragraphe 11, point 3, de la loi EnWG (en vigueur jusqu'au 27 juillet 2021);
- la réserve de capacité;
- la législation relative à l'abandon du charbon.

L'Allemagne précise que la réserve de capacité ne contient pas d'éléments axés sur la localisation. En ce qui concerne les autres mesures, les autorités allemandes affirment que, comme les ressources incluses dans ces mesures ne sont pas détenues sur le marché de l'électricité, elles n'ont pas d'incidence sur les signaux d'appel ou d'investissement. S'il est certainement exact que ces réserves ne sont activées qu'une fois que toutes les mesures fondées sur le marché ont été épuisées, elles ont néanmoins une incidence, certes plus limitée et moins directe, sur le fonctionnement du marché (par ex. du fait d'une réduction de la constitution de réserves ou d'une moindre nécessité de convenir de cadres pour le redispatching transfrontalier²³).

- Le second type de mesures (dont certaines sont toujours soumises à l'approbation des aides d'État) comprend celles dont les autorités allemandes reconnaissent l'incidence sur les décisions relatives aux investissements et aux appels. Parmi ces mesures figurent les régimes de soutien aux énergies renouvelables et, de façon limitée, les régimes de soutien à la production combinée de chaleur et d'électricité.

Il est incontestable que ces mesures ont une incidence sur les signaux d'investissement. En effet, leur objectif même est d'influencer la localisation des investissements. Si la finalité (par ex. répartir plus largement les investissements dans les énergies renouvelables en Allemagne, afin, entre autres, d'améliorer la situation du réseau) est compréhensible, il est difficile de déterminer en quoi cette finalité devrait être poursuivie uniquement en ce qui concerne des types d'investissement très spécifiques (par ex. les nouvelles installations éoliennes terrestres), et non pas pour d'autres types d'investissement qui contribuent également (ou non) à résoudre les problèmes de congestion.

Comme l'ont souligné les autorités allemandes, les efforts considérables déployés afin de réduire la congestion interne au moyen de l'expansion du réseau revêtent une importance vitale pour la résolution de ce problème. Cependant, comme en témoigne l'inclusion d'éléments axés sur la localisation dans certaines mesures, il ne semble pas optimal, du point de vue du bien-être sociétal (pour autant qu'il soit réalisable), de consentir des investissements dans la production qui soient totalement indépendants de la situation du réseau. Globalement, ces mesures semblent également décourager la participation active de la demande dans le sud (où l'offre est souvent rare et où les prix pourraient devoir être plus élevés pour envoyer des signaux efficaces en faveur de la participation active de la demande)

²³ Les participants à la consultation ont fait remarquer que selon eux, la réserve de réseau est parfois utilisée alors que des réserves transfrontalières auraient été disponibles. Les autorités allemandes affirment que cette observation est incorrecte. Elles admettent cependant que le redispatching transfrontalier ne peut actuellement fonctionner que lorsqu'il existe des accords bilatéraux entre les gestionnaires de réseau allemands et leurs homologues des pays voisins. Il semble concevable que de tels accords auraient été conclus avec une urgence accrue si aucune réserve n'avait été disponible.

et permettre le maintien sur toute la zone de dépôt des offres de prix de l'électricité qui, à de nombreuses heures, ne représentent pas exactement l'équilibre entre l'offre et la demande dans le nord ou le sud, faussant les signaux en faveur de l'importation et de l'exportation d'électricité à toutes les frontières allemandes et bénéficiant aux clients du sud de l'Allemagne aux dépens de ceux du nord. Dès lors, la Commission encourage vivement l'Allemagne à réexaminer si l'application de mesures particulières dotées d'éléments axés sur la localisation et d'autres mesures dépourvues de tels éléments est réellement préférable à la fourniture d'un seul signal de localisation central, que ce soit par l'intermédiaire des zones de dépôt des offres ou par d'autres moyens. Plus précisément, l'inclusion d'éléments axés sur la localisation dans des mesures particulières peut réduire la concurrence vis-à-vis desdites mesures (par ex. si les appels d'offres sont limités à des zones spécifiques) ainsi que le total des investissements dans les énergies renouvelables si, en conséquence, les appels d'offres ne suscitent pas un intérêt suffisant. Cette stratégie peut également transférer la charge de la gestion de la congestion sur une partie seulement des acteurs du marché. Il en résulte en outre que, pour de nombreux acteurs du marché, il n'existe aucun signal de localisation (par ex. nouveaux investissements dans la production au gaz, nouveaux investissements dans le stockage, demande importante concernant de nouvelles installations à forte consommation d'énergie, comme les électrolyseurs, etc.), ce qui peut grandement compromettre la réalisation de l'objectif de réduction de la congestion à long terme. Par conséquent, l'Allemagne risque de devoir adopter des mesures correctives pour contrer les effets négatifs des mesures particulières axées sur la localisation qui faussent la concurrence. Au contraire, l'instauration d'un seul signal de localisation central, que ce soit par l'intermédiaire des prix de gros, des redevances d'accès au réseau, des frais de raccordement ou par d'autres moyens, pourrait donner lieu à un signal plus cohérent et fiable et permettrait de réduire la complexité d'autres mesures. La Commission se félicite du fait que les autorités allemandes déclarent examiner un certain nombre de mesures de cette nature et les encourage vivement à poursuivre leur réflexion en ce sens.

6. Mécanisme de capacité

La Commission invite l'Allemagne à veiller à ce que la conception de son mécanisme de capacité soit conforme aux exigences du règlement (UE) 2019/943 et à adapter son mécanisme, le cas échéant, conformément à l'article 22, paragraphe 5, du règlement.

La Commission tient à souligner que l'article 21, paragraphe 4, du règlement (UE) 2019/943 dispose que les États membres n'introduisent pas de mécanismes de capacité lorsque tant l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne que l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ou, en l'absence d'une évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne, n'ont pas recensé de difficulté d'adéquation des ressources. Le plan transmis indique que *«l'Allemagne n'exprime, en principe, aucune inquiétude concernant l'adéquation des ressources sur le marché de l'électricité allemand»*. L'Allemagne a expliqué, dans sa réponse au questionnaire de la Commission, que cette déclaration renvoie à des situations habituelles en matière d'offre et de demande. Elle affirme que l'évaluation de l'adéquation à l'échelle nationale et européenne porte sur ces situations habituelles sur le

marché, y compris les hivers froids et les étés chauds, mais ne tient pas compte des situations extrêmes. D'après les autorités allemandes, la réserve de capacité couvre ces situations extrêmes, à partir d'un scénario du pire raisonnable qui demeure en cours d'analyse.

S'il semble plausible d'admettre des difficultés d'adéquation plus éloignées pour justifier des mécanismes de moins grande envergure et ayant moins d'incidences sur le marché, le règlement prévoit clairement que *s'il n'existe pas de difficultés d'adéquation, aucun mécanisme de capacité n'est permis*. La Commission encourage donc vivement les autorités allemandes à veiller à ce que tout mécanisme de capacité ne soit introduit et que tout contrat ne soit conclu que sur la base de critères objectifs issus d'une évaluation de l'adéquation des ressources, conformément à l'article 21, paragraphe 6, du règlement (UE) 2019/943.

La Commission invite l'Allemagne à mettre à jour son évaluation de l'adéquation des ressources en respectant les exigences énoncées dans la méthodologie de l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) du 2 octobre 2020 concernant l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources. La Commission se félicite de la collaboration des autorités allemandes avec les autorités luxembourgeoises en vue de l'introduction de normes de fiabilité et de la fixation du coût de l'énergie non distribuée. La Commission invite les autorités allemandes et luxembourgeoises à respecter les méthodologies de l'ACER relatives au coût qu'un nouvel entrant doit couvrir, au coût de l'énergie non distribuée et aux normes de fiabilité. La Commission rappelle que le dimensionnement de toute réserve doit être directement lié à la difficulté d'adéquation constatée et à la norme de fiabilité.

IV. CONCLUSIONS

Conformément à l'article 20, paragraphe 5, du règlement (UE) 2019/943, la Commission invite l'Allemagne à modifier son plan de mise en œuvre afin que celle-ci tienne le plus grand compte des observations formulées ci-dessus par la Commission. L'Allemagne est invitée à publier son plan modifié dans un délai de trois mois et à en informer la Commission.

En application de l'article 20, paragraphe 6, du règlement (UE) 2019/943, l'Allemagne doit assurer le suivi de l'application de son plan de mise en œuvre et publier les résultats de ce suivi dans un rapport annuel et soumettre ce rapport à la Commission. Dans ce rapport, l'Allemagne est invitée à expliquer si, et dans quelle mesure, les réformes du marché ont été mises en œuvre conformément au calendrier prévu et, dans la négative, à en donner les raisons.

La position de la Commission sur cette notification particulière est sans préjudice de toute position qu'elle pourrait adopter sur la compatibilité de toute mesure nationale d'exécution avec le droit de l'UE.

La Commission publiera le présent document sur son site web. La Commission ne considère pas les informations qu'il contient comme confidentielles. Si l'Allemagne considère, conformément à la réglementation de l'UE et à la réglementation nationale en matière de secret des affaires, que le présent document contient des informations confidentielles qu'elle

souhaite voir supprimer avant toute publication, elle doit en informer la Commission dans un délai de dix jours ouvrables suivant réception de la présente, le cas échéant en indiquant les raisons de sa demande.

Fait à Bruxelles, le 18.10.2021

Pour la Commission
Kadri SIMSON
Membre de la Commission