

RÈGLEMENT (UE) 2019/943 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL**du 5 juin 2019****sur le marché intérieur de l'électricité****(refonte)****(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)**

LE PARLEMENT EUROPÉEN ET LE CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et notamment son article 194, paragraphe 2,

vu la proposition de la Commission européenne,

après transmission du projet d'acte législatif aux parlements nationaux,

vu l'avis du Comité économique et social européen ⁽¹⁾,

vu l'avis du Comité des régions ⁽²⁾,

statuant conformément à la procédure législative ordinaire ⁽³⁾,

considérant ce qui suit:

- (1) Le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil ⁽⁴⁾ a été substantiellement modifié à plusieurs reprises. À l'occasion de nouvelles modifications, il convient, dans un souci de clarté, de procéder à la refonte dudit règlement.
- (2) L'union de l'énergie vise à fournir aux clients finals – ménages et entreprises – une énergie sûre, sécurisée, durable, compétitive et abordable. L'histoire du système électrique a été marquée par la domination de monopoles intégrés verticalement, souvent détenus par les pouvoirs publics, dotés de grandes centrales nucléaires ou de grandes installations à combustibles fossiles centralisées. Le marché intérieur de l'électricité, dont la mise en œuvre progressive est en cours depuis 1999, a pour finalité d'offrir une réelle liberté de choix à tous les consommateurs de l'Union, de créer de nouvelles perspectives d'activités économiques et d'intensifier les échanges transfrontaliers, de manière à réaliser des progrès en termes d'efficacité, à atteindre des prix compétitifs, à relever les niveaux de service et à contribuer à la sécurité d'approvisionnement ainsi qu'au développement durable. Le marché intérieur de l'électricité a renforcé la concurrence, notamment dans la vente au détail, et les échanges entre zones. Il demeure le fondement d'un marché de l'énergie efficient.
- (3) Le système énergétique de l'Union traverse sa plus profonde transformation depuis des décennies, processus au cœur duquel se trouve le marché de l'électricité. L'objectif commun d'une décarbonation du système énergétique apporte de nouvelles perspectives aux acteurs du marché, mais également son lot de nouvelles problématiques. Dans le même temps, l'évolution des technologies entraîne une diversification des modes de participation des consommateurs et des formes de coopération transfrontalière.
- (4) Le présent règlement fixe des règles visant à garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et intègre des exigences liées au développement des sources d'énergie renouvelables et de la politique environnementale, en particulier des règles spécifiques pour certains types d'installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables, en ce qui concerne la responsabilité en matière d'équilibrage, l'appel et le redispatching ainsi qu'un plafond pour les émissions de CO₂ de nouvelles capacités de production lorsque ces capacités sont soumises à des mesures temporaires visant à garantir le niveau requis d'adéquation des ressources nécessaires, à savoir les mécanismes de capacité.
- (5) L'électricité produite à partir des sources renouvelables des petites installations de production d'électricité devrait bénéficier d'un appel prioritaire, soit en se voyant attribuer une priorité spécifique dans la méthodologie d'appel, soit par le biais d'exigences légales ou réglementaires imposant aux opérateurs du marché de fournir cette

⁽¹⁾ JO C 288 du 31.8.2017, p. 91.

⁽²⁾ JO C 342 du 12.10.2017, p. 79.

⁽³⁾ Position du Parlement européen du 26 mars 2019 (non encore parue au Journal officiel) et décision du Conseil du 22 mai 2019.

⁽⁴⁾ Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 (JO L 211 du 14.8.2009, p. 15).

électricité sur le marché. Il convient de considérer conformes au présent règlement les appels prioritaires qui ont été octroyés dans les services d'exploitation des réseaux aux mêmes conditions économiques. En tout état de cause, les appels prioritaires devraient être considérés comme compatibles avec la participation au marché de l'électricité des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables.

- (6) Les interventions étatiques, souvent conçues sans coordination, ont conduit à des distorsions croissantes sur le marché de gros de l'électricité, avec des conséquences négatives sur les investissements et les échanges transfrontaliers.
- (7) Dans le passé, les consommateurs d'électricité étaient purement passifs, et achetaient souvent leur électricité à des prix réglementés qui n'avaient aucun lien direct avec le marché. Dans le futur, les consommateurs doivent pouvoir participer pleinement au marché, sur un pied d'égalité avec les autres acteurs du marché et être en mesure de gérer leur consommation énergétique. Pour pouvoir intégrer la part croissante de l'énergie renouvelable, le réseau électrique de demain devrait utiliser toutes les sources de flexibilité disponibles, notamment les solutions de participation active de la demande et le stockage d'énergie, et devrait pouvoir utiliser la numérisation grâce à l'intégration de technologies novatrices dans le système électrique. Le système électrique de demain doit aussi, pour réaliser une véritable décarbonation au meilleur coût, encourager l'efficacité énergétique. La réalisation du marché intérieur de l'énergie par l'intégration efficace de l'énergie renouvelable peut stimuler les investissements sur le long terme et contribuer à atteindre les objectifs de l'union de l'énergie et du cadre en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030, tels qu'ils sont énoncés dans la communication de la Commission du 22 janvier 2014 intitulée «un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030» et confirmés dans les conclusions adoptées par le Conseil européen lors de sa réunion des 23 et 24 octobre 2014.
- (8) La poursuite de l'intégration du marché et l'arrivée d'une production d'électricité plus volatile nécessitent d'accroître les efforts fournis pour coordonner les politiques énergétiques nationales avec les pays voisins et pour profiter des possibilités offertes par les échanges transfrontaliers d'électricité.
- (9) Des cadres réglementaires ont été mis en place pour permettre les échanges d'électricité dans toute l'Union. Cette évolution a été étayée par l'adoption de plusieurs codes de réseau et lignes directrices visant à intégrer les marchés de l'électricité. Ces codes de réseau et lignes directrices contiennent des dispositions relatives aux règles du marché, à l'exploitation du système et au raccordement au réseau. Pour assurer une totale transparence et accroître la sécurité juridique, il convient d'adopter également selon la procédure législative ordinaire, et de les intégrer dans un acte législatif de l'Union unique, les principes fondamentaux du fonctionnement du marché et de l'allocation de capacité dans le cadre temporel du marché de l'équilibrage, infrajournalier, journalier et à terme.
- (10) L'article 13 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission ⁽⁵⁾ établit une procédure par laquelle les gestionnaires de réseau de transport peuvent déléguer tout ou partie de leurs tâches à un tiers. Le gestionnaire de réseau de transport qui délègue devrait rester chargé d'assurer la conformité avec le présent règlement. De plus, les États membres devraient avoir la capacité d'assigner des tâches et des obligations à un tiers. Seules les tâches et obligations relevant du niveau national, tel que le règlement des déséquilibres, devraient pouvoir être ainsi assignées. Les restrictions concernant les tâches et obligations qui peuvent être assignées ne devraient pas entraîner de modifications inutiles des dispositions nationales déjà en place. Les gestionnaires de réseau de transport devraient cependant conserver la responsabilité des tâches qui leur sont confiées en application de l'article 40 de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil ⁽⁶⁾.
- (11) En ce qui concerne les marchés de l'équilibrage, pour que la méthode de fixation des prix soit efficace et ne crée pas de distorsion dans le cadre de l'acquisition de capacités d'équilibrage et d'énergie d'équilibrage, il faut que les contrats de capacité d'équilibrage ne fixent pas le prix de l'énergie d'équilibrage. Cela s'entend sans préjudice des systèmes d'appel utilisant un processus de programmation intégré conformément au règlement (UE) 2017/2195 de la Commission.
- (12) Les articles 18, 30 et 32 du règlement (UE) 2017/2195 établissent que la méthode de fixation des prix pour les produits standard et spécifiques d'énergie d'équilibrage devrait créer des incitations positives pour les acteurs du marché à maintenir leur propre équilibre ou à contribuer à rétablir l'équilibre du système dans leur zone de prix du déséquilibre, et partant à réduire les déséquilibres sur le système ainsi que les coûts pour la société. Ces approches de la formation des prix devraient viser à une utilisation économiquement efficace de la participation active de la demande et des autres ressources d'équilibrage, sous réserve des limites de la sécurité d'exploitation.

⁽⁵⁾ 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).

⁽⁶⁾ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (voir page 125 du présent Journal officiel).

- (13) L'intégration des marchés de l'énergie d'équilibrage devrait faciliter le fonctionnement efficace du marché intrajournalier afin de donner la possibilité aux acteurs du marché de s'équilibrer eux-mêmes aussi près que possible du temps réel, ce qui est rendu possible par l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage prévue à l'article 24 du règlement (UE) 2017/2195. Seuls les déséquilibres restants après la clôture du marché intrajournalier devraient être équilibrés par les gestionnaires de réseau de transport dans le cadre du marché de l'équilibrage. L'article 53 du règlement (UE) 2017/2195 prévoit également l'harmonisation de la période de règlement des déséquilibres à 15 minutes dans l'Union. Une telle harmonisation vise à favoriser les échanges intrajournaliers et à promouvoir le développement de plusieurs produits ayant les mêmes échéances de livraison.
- (14) Afin de permettre aux gestionnaires de réseau de transport d'acquérir et d'utiliser des capacités d'équilibrage d'une manière efficace, économique et fondée sur le marché, il est nécessaire de promouvoir l'intégration du marché. À cet égard, le titre IV du règlement (UE) 2017/2195 établit trois méthodologies selon lesquelles les gestionnaires de réseau de transport peuvent allouer des capacités d'échange entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage et le partage de réserves, lorsque cela est justifié sur la base d'une analyse coûts-bénéfices: le processus d'allocation conjointement optimisé, le processus d'allocation fondé sur le marché et le processus d'allocation fondé sur une analyse d'efficacité économique. Le processus d'allocation conjointement optimisé doit être appliqué sur une base journalière. Au contraire, le processus d'allocation fondé sur le marché peut être appliqué lorsque le contrat est conclu au plus tôt une semaine avant la fourniture de la capacité d'équilibrage et le processus d'allocation fondé sur une analyse d'efficacité économique peut être appliqué lorsque le contrat est conclu plus d'une semaine avant la fourniture de la capacité d'équilibrage, à condition que les volumes alloués soient limités et qu'une évaluation soit réalisée chaque année. Une fois qu'une méthodologie pour le processus d'allocation de capacité d'échange entre zones a été approuvée par les autorités de régulation concernées, elle pourrait, dans un premier temps, être appliquée par deux gestionnaires de réseau de transport ou plus afin de leur permettre d'acquérir une expérience et de permettre son application sans heurts dans le futur par un plus grand nombre de gestionnaires de réseau de transport. De telles méthodologies devraient néanmoins être appliquées de manière harmonisée par tous les gestionnaires de réseau de transport afin de promouvoir l'intégration du marché.
- (15) Le titre V du règlement (UE) 2017/2195 dispose que l'objectif général du règlement des déséquilibres est de garantir que les responsables d'équilibre maintiennent leur propre équilibre ou contribuent à rétablir l'équilibre du système de manière efficace et d'inciter les acteurs du marché à maintenir ou à contribuer à rétablir l'équilibre du système. Afin que les marchés de l'équilibrage et l'ensemble du système énergétique soient aptes à l'intégration de la part croissante que représente l'énergie produite à partir de sources intermittentes d'énergie renouvelable, les prix du déséquilibre devraient refléter la valeur de l'énergie en temps réel. Tous les acteurs du marché devraient être financièrement responsables des déséquilibres qu'ils provoquent dans le système, c'est-à-dire de la différence entre le volume alloué et la position finale sur le marché. Pour les agrégateurs de participation active de la demande, le volume alloué se compose du volume énergétique physiquement activé par la charge des clients participants, sur la base d'une mesure définie et d'une méthodologie de base.
- (16) Le règlement (UE) 2015/1222 de la Commission ⁽⁷⁾ fixe des lignes directrices détaillées relatives à l'allocation de capacité d'échange entre zones et à la gestion de la congestion sur les marchés journalier et intrajournalier, y compris les exigences concernant l'établissement de méthodologies communes pour déterminer les volumes de capacité simultanément disponibles entre les zones de dépôt des offres, les critères d'évaluation de l'efficacité et un processus de révision de la configuration des zones de dépôt des offres. Les articles 32 et 34 du règlement (UE) 2015/1222 fixent des règles sur la révision de la configuration des zones de dépôt des offres, ses articles 41 et 54 fixent des limites harmonisées pour les prix d'équilibre maximaux et minimaux journaliers et intrajournaliers, son article 59 fixe les heures de fermeture du guichet intrajournalier entre zones et son article 74 fixe des règles relatives à la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie.
- (17) Le règlement (UE) 2016/1719 de la Commission ⁽⁸⁾ fixe des règles détaillées concernant l'allocation de capacité d'échange entre zones sur les marchés à terme, l'établissement d'une méthodologie commune pour déterminer la capacité d'échange entre zones à long terme, la mise en place d'une plateforme d'allocation unique à l'échelon européen proposant des droits de transport à long terme, et la possibilité de restituer des droits de transport à long terme en vue d'une allocation de capacité à terme ultérieure ou de transférer des droits de transport à long terme entre les acteurs du marché. L'article 30 du règlement (UE) 2016/1719 fixe des règles concernant les produits de couverture à terme.

⁽⁷⁾ 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).

⁽⁸⁾ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme (JO L 259 du 27.9.2016, p. 42).

- (18) Le règlement (UE) 2016/631 de la Commission ⁽⁹⁾ fixe les exigences applicables au raccordement au réseau interconnecté des installations de production d'électricité, en particulier en ce qui concerne les unités de production d'électricité synchrones, les parcs non synchrones de générateurs et les parcs non synchrones de générateurs en mer. Ces exigences contribuent à garantir des conditions équitables de concurrence sur le marché intérieur de l'électricité, à garantir la sûreté du système et l'intégration de l'électricité produite à partir des sources renouvelables, ainsi qu'à faciliter les échanges d'électricité à l'échelle de l'Union. Les articles 66 et 67 du règlement (UE) 2016/631 fixent des règles applicables aux technologies émergentes de production d'électricité.
- (19) Des zones de dépôt des offres reflétant la répartition de l'offre et de la demande constituent un maillon essentiel des échanges d'électricité fondés sur le marché et sont une condition nécessaire pour exploiter pleinement le potentiel des méthodes d'allocation de capacité, notamment de l'approche fondée sur les flux. Ces zones devraient dès lors être définies de façon à garantir la liquidité du marché, une gestion efficace de la congestion et l'efficacité globale du marché. Lorsqu'une seule autorité de régulation ou un seul gestionnaire de réseau de transport avec l'approbation de son autorité de régulation compétente entame une révision d'une configuration des zones de dépôt des offres au sein de la zone de contrôle du gestionnaire de réseau de transport, si la configuration des zones de dépôt des offres n'a qu'un effet négligeable sur les zones de contrôle des gestionnaires de réseau de transport voisins, y compris sur les interconnexions, et si ladite révision est nécessaire pour améliorer l'efficacité, optimiser les possibilités d'échanges transfrontaliers ou préserver la sécurité d'exploitation, le gestionnaire de réseau de transport de la zone de contrôle concernée et l'autorité de régulation compétente devraient être, respectivement, le seul gestionnaire de réseau de transport et la seule autorité de régulation à participer à la révision. Le gestionnaire de réseau de transport et l'autorité de régulation compétente devraient informer au préalable les gestionnaires de réseau de transport voisins de la révision et les résultats de cette révision devraient être publiés. Le lancement d'une révision des zones de dépôt des offres à l'échelon régional devrait pouvoir être déclenché à l'issue du rapport technique sur la congestion conformément à l'article 14 du présent règlement ou conformément aux procédures en vigueur prévues par le règlement (UE) 2015/1222.
- (20) Lorsque les centres de coordination régionaux procèdent au calcul de la capacité, ils devraient optimiser la capacité en prenant en considération des actions correctives non coûteuses et en respectant les limites de sécurité d'exploitation des gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité. Lorsque le résultat du calcul n'est pas une capacité égale ou supérieure aux capacités minimales fixées par le présent règlement, les centres de coordination régionaux devraient prendre en considération toutes les actions correctives coûteuses à disposition pour augmenter davantage la capacité pour atteindre les capacités minimales, y compris le potentiel de redispatching au sein des régions de calcul de la capacité et entre celles-ci, tout en respectant les limites de sécurité d'exploitation des gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité. Les gestionnaires de réseau de transport devraient rendre compte avec exactitude et en toute transparence de tous les aspects du calcul de la capacité conformément au présent règlement et devraient veiller à ce que toutes les informations transmises aux centres de coordination régionaux soient exactes et adaptées à la finalité visée.
- (21) Lorsqu'ils procèdent au calcul de la capacité, les centres de coordination régionaux devraient calculer les capacités d'échange entre zones en utilisant des données fournies par les gestionnaires de réseau de transport qui respectent les limites de sécurité d'exploitation des zones de contrôle respectives des gestionnaires de réseau de transport. Les gestionnaires de réseau de transport devraient pouvoir s'écarter du calcul coordonné de la capacité lorsque son application entraînerait une infraction aux limites de sécurité d'exploitation des éléments du réseau de leur zone de contrôle. Ces écarts devraient être suivis de près et signalés en toute transparence afin d'empêcher les abus et de veiller à ce que le volume de la capacité d'interconnexion à mettre à la disposition d'acteurs du marché ne soit pas limité pour résoudre un problème de congestion au sein d'une zone de dépôt des offres. Lorsqu'un plan d'action est en place, il devrait tenir compte des écarts et chercher à remédier à leur cause.
- (22) La détermination des prix de l'électricité par l'offre et la demande devrait être inscrite dans les principes de base du marché. Ces prix devraient indiquer à quel moment de l'électricité est nécessaire, de façon à ce que le marché attire des investissements dans des sources de flexibilité telles que la production flexible, les interconnexions, la participation active de la demande ou le stockage d'énergie.

⁽⁹⁾ Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (JO L 112 du 27.4.2016, p. 1).

- (23) Si la décarbonation du secteur de l'électricité, qui implique une place majeure sur le marché pour l'énergie produite à partir de sources renouvelables, est l'un des objectifs de l'union de l'énergie, il est crucial que le marché élimine les obstacles existants aux échanges transfrontaliers et encourage les investissements dans les infrastructures, à l'appui, notamment, de la production plus flexible, des interconnexions, de la participation active de la demande ou du stockage d'énergie. Pour assurer cette transition vers une production intermittente et distribuée, et pour que les principes du marché de l'énergie soient à la base des futurs marchés de l'électricité de l'Union, il est essentiel de se recentrer sur les marchés à court terme et sur la valorisation de la rareté.
- (24) Les marchés à court terme améliorent la liquidité et la concurrence en permettant à un plus grand nombre de ressources, en particulier les ressources qui sont plus flexibles de jouer un rôle à part entière sur le marché. Une fixation efficace de la valorisation de la rareté encouragera 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 assurera de couvrir leurs coûts sur le marché de gros. Il est donc essentiel de veiller à ce que les plafonds tarifaires administratifs et implicites soient supprimés de manière à ce que la valorisation de la rareté puisse être établie. Lorsqu'ils font partie intégrante de la structure du marché, les marchés à court terme et le prix de la rareté contribuent au retrait d'autres mesures de nature à fausser le marché, telles que les mécanismes de capacité, aux fins de la sécurité d'approvisionnement. Dans le même temps, la valorisation de la rareté sans plafonnement de prix sur le marché de gros ne devrait pas remettre en cause la possibilité d'offrir aux clients finaux, notamment les clients résidentiels, les petites et moyennes entreprises (PME) et les clients industriels, des prix fiables et stables.
- (25) Sans préjudice des articles 107, 108 et 109 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, des dérogations aux principes fondamentaux du marché, tels que la responsabilité en matière d'équilibrage, l'appel des moyens de production en fonction du marché, ou le redispatching réduisent les signaux de flexibilité et entravent la mise en œuvre de solutions telles que le stockage d'énergie, la participation active de la demande ou l'agrégation. S'il est vrai que certaines dérogations restent nécessaires afin d'éviter les charges administratives injustifiées pour certains acteurs du marché, notamment les clients résidentiels et les PME, les dérogations étendues couvrant l'intégralité d'une technologie, en revanche, ne sont pas compatibles avec l'objectif visant à atteindre des processus de décarbonation efficaces fondés sur le marché, et devraient par conséquent être remplacés par des mesures plus ciblées.
- (26) L'établissement de redevances non discriminatoires, transparentes et suffisantes pour l'utilisation du réseau, y compris les lignes d'interconnexions du réseau de transport, est une condition nécessaire à une véritable concurrence sur le marché intérieur de l'électricité.
- (27) Les réductions non coordonnées des capacités d'interconnexion limitent de plus en plus les échanges d'électricité entre États membres et sont devenues un obstacle de taille à la mise en place d'un marché intérieur de l'électricité fonctionnel. Le niveau de capacité maximal des interconnexions et les éléments critiques de réseau devraient par conséquent être mis à disposition, dans le respect des standards de sécurité de l'exploitation sûre du réseau, y compris le standard de sûreté pour les aléas ($N - 1$). Toutefois, il existe un certain nombre de limitations à la fixation du niveau de capacité dans un réseau maillé. Des niveaux minimaux clairs de capacité disponible pour les échanges entre zones doivent être mis en place afin de réduire les répercussions des flux de boucle et de la congestion interne sur les échanges entre zones et de donner aux acteurs du marché une valeur prévisible de la capacité. Lorsqu'est utilisée l'approche fondée sur les flux, cette capacité minimale devrait déterminer la part minimale de la capacité d'un élément critique de réseau entre zones ou interne respectant les limites de sécurité d'exploitation à utiliser pour le calcul coordonné de la capacité au titre du règlement (UE) 2015/1222, les aléas étant pris en compte. La part de capacité restante peut être utilisée pour les marges de fiabilité, les flux de boucle et les flux internes. En outre, lorsque des problèmes sont à prévoir pour assurer la sécurité du réseau, des dérogations devraient être possibles pendant une période de transition limitée dans le temps. De telles dérogations devraient s'accompagner d'une méthodologie et de projets apportant une solution à long terme.
- (28) La capacité de transport à laquelle s'applique le critère de capacité minimale de 70 %, selon l'approche fondée sur la capacité de transport nette (CTN), est le transport maximal de puissance active qui respecte les limites de la sécurité d'exploitation en tenant compte des aléas. Le calcul coordonné de cette capacité prend également en considération le fait que les flux d'électricité sont distribués de manière inégale entre les éléments individuels et qu'il ne s'agit pas simplement d'additionner des capacités de lignes d'interconnexion. Cette capacité ne tient pas compte des flux de boucle, ni des flux internes ou de la marge de fiabilité qui sont pris en compte dans les 30 % restants.

- (29) Il importe d'éviter que des normes différentes de sécurité, de planification et d'exploitation utilisées par les gestionnaires de réseau de transport dans les États membres mènent à des distorsions de concurrence. En outre, les capacités de transfert disponibles et les normes de sécurité, de planification et d'exploitation qui ont une incidence sur les capacités de transfert disponibles devraient être transparentes pour les acteurs du marché.
- (30) Pour attirer efficacement les investissements nécessaires, il importe également que les prix fournissent des signaux indiquant la localisation des besoins en électricité les plus aigus. Dans un système électrique organisé en zones, afin de disposer de signaux de localisation adaptés, les zones de dépôt des offres doivent être déterminées de manière cohérente, objective et fiable via un processus transparent. Afin de garantir une exploitation et une planification efficaces du réseau d'électricité de l'Union et de fournir des signaux de prix efficaces en ce qui concerne les nouvelles capacités de production, la participation active de la demande et les infrastructures de transport, les zones de dépôt des offres devraient tenir compte de la congestion structurelle. En particulier, la capacité d'échange entre zones ne devrait pas être réduite dans l'intention d'éliminer des congestions internes.
- (31) Pour tenir compte des principes divergents de l'optimisation des zones de dépôt des offres sans mettre en péril les marchés liquides et les investissements dans le réseau, il convient de prévoir deux options pour remédier aux congestions. Les États membres devraient pouvoir choisir entre la reconfiguration de leur zone de dépôt des offres ou des mesures telles que le renforcement du réseau et l'optimisation du réseau. Le recensement des congestions structurelles à long terme par le ou les gestionnaires de réseau de transport d'un État membre, par le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ci-après dénommé «REGRT pour l'électricité») dans un rapport sur la congestion, ou dans le cadre d'une révision des zones de dépôt des offres, devrait servir de point de départ à une telle décision. Les États membres devraient tout d'abord s'efforcer de trouver une solution commune concernant la manière de remédier au mieux à la congestion. Ce faisant, les États membres pourraient adopter des plans d'action multinationaux ou nationaux pour remédier à la congestion. Pour les États membres qui adoptent un plan d'action afin de remédier à la congestion, une période d'application progressive sous la forme d'une trajectoire linéaire devrait être prévue pour l'ouverture d'interconnexions. Au terme de la mise en œuvre d'un tel plan d'action, les États membres devraient avoir la possibilité de choisir s'ils optent pour une reconfiguration des zones de dépôt des offres ou pour l'application aux congestions restantes d'actions correctives dont ils assument les coûts. Dans ce dernier cas, une reconfiguration de leur zone de dépôt des offres ne devrait pas pouvoir avoir lieu contre la volonté de cet État membre, pour autant que les capacités minimales soient atteintes. Il convient que le niveau minimal de capacité utilisé dans le calcul coordonné de la capacité corresponde à un pourcentage de la capacité d'un élément critique de réseau, telle que définie à l'issue du processus de sélection au titre du règlement (UE) 2015/1222, après avoir respecté les limites de sécurité d'exploitation en situation d'aléas ou, dans le cas d'une approche basée sur les flux, tout en respectant ces limites. Une décision de la Commission concernant la configuration d'une zone de dépôt des offres devrait être possible en dernier ressort et ne devrait modifier la configuration des zones de dépôt des offres que dans les États membres qui ont opté pour un partage de la zone de dépôt des offres ou qui n'ont pas atteint le niveau minimal de capacité.
- (32) Une décarbonation efficace du système électrique via l'intégration des marchés exige de supprimer systématiquement les entraves aux échanges transfrontaliers afin de remédier à la fragmentation du marché et de permettre aux consommateurs d'énergie de l'Union de tirer pleinement parti des avantages de l'intégration des marchés de l'électricité et de la concurrence.
- (33) Le présent règlement devrait fixer les principes fondamentaux en ce qui concerne la tarification et l'allocation de capacité, tout en prévoyant l'adoption de lignes directrices détaillant d'autres principes et méthodes importants, afin de permettre une adaptation rapide aux nouvelles situations.
- (34) La gestion des problèmes de congestion devrait permettre de fournir des signaux économiques corrects aux gestionnaires de réseau de transport et aux acteurs du marché, et devrait être basée sur les mécanismes du marché.
- (35) Dans un marché ouvert et compétitif, les gestionnaires de réseau de transport devraient être indemnisés pour les coûts engendrés par le passage de flux transfrontaliers d'électricité sur leurs réseaux par les gestionnaires des réseaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires et des systèmes où ces flux aboutissent.
- (36) Les paiements et les recettes résultant des compensations entre gestionnaires de réseau de transport devraient être pris en considération lors de la fixation des tarifs de réseaux nationaux.
- (37) Le montant réel dû pour l'accès transfrontalier au système peut varier considérablement, selon les gestionnaires de réseau de transport impliqués et du fait des différences de structure des systèmes de tarification appliqués dans les États membres. Un certain degré d'harmonisation est donc nécessaire afin d'éviter des distorsions des échanges.

- (38) Il convient d'établir des règles concernant l'utilisation des recettes des procédures de gestion de la congestion, à moins que la nature particulière de l'interconnexion en cause ne justifie une dérogation à ces règles.
- (39) Afin d'assurer des conditions de concurrence équitables entre tous les acteurs du marché, les tarifs de réseau devraient être appliqués sans introduire de discrimination, positive ou négative, entre la production raccordée au niveau de la distribution et la production raccordée au niveau du transport. Les tarifs de réseau ne devraient pas créer de discrimination vis-à-vis du stockage d'énergie, ni décourager la participation active de la demande, ni freiner l'amélioration de l'efficacité énergétique.
- (40) Afin d'accroître la transparence et la comparabilité dans la fixation des tarifs dans les cas où l'harmonisation contraignante n'est pas considérée comme appropriée, des rapports sur les meilleures pratiques en ce qui concerne les méthodes de tarification devraient être publiés par l'Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) instituée par le règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁰⁾.
- (41) Comme moyen de mieux assurer un niveau optimal d'investissement dans le réseau transeuropéen, et d'offrir une meilleure solution aux cas dans lesquels il est impossible de mettre en œuvre des projets d'interconnexion viables faute de priorités fixées au niveau national, le recours à des rentes de congestion devrait être réexaminé et contribuer à garantir la disponibilité des capacités d'interconnexion, à les conserver ou à les accroître.
- (42) Afin d'assurer une gestion optimale du réseau de transport d'électricité et de permettre les échanges et la fourniture transfrontaliers d'électricité dans l'Union, il y a lieu de créer un REGRT pour l'électricité. Les tâches du REGRT pour l'électricité devraient être exécutées dans le respect des règles de l'Union en matière de concurrence, qui restent applicables à ses décisions. Les tâches du REGRT pour l'électricité devraient être clairement définies et ses méthodes de travail devraient être de nature à garantir son efficacité et sa transparence. Les codes de réseau élaborés par le REGRT pour l'électricité ne sont pas destinés à remplacer les codes de réseau nationaux nécessaires pour les questions non transfrontalières. L'échelon régional permettant de progresser de manière plus efficace, les gestionnaires de réseau de transport devraient mettre en place des structures régionales au sein de la structure de coopération globale tout en veillant à ce que les résultats obtenus à l'échelon régional soient compatibles avec les codes de réseau et les plans décennaux non contraignants de développement du réseau au niveau de l'Union. Les États membres devraient promouvoir la coopération et surveiller l'efficacité du réseau au niveau régional. La coopération au niveau régional devrait être compatible avec la mise en place d'un marché intérieur de l'électricité concurrentiel et efficace.
- (43) Le REGRT pour l'électricité devrait réaliser une évaluation européenne solide de l'adéquation des ressources sur les moyen et long termes afin de fournir une base objective pour l'évaluation des difficultés d'adéquation. La difficulté d'adéquation des ressources que visent à traiter les mécanismes de capacité devrait être fondée sur l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources. Cette évaluation peut être complétée par des évaluations nationales.
- (44) L'objectif de la méthodologie d'évaluation de l'adéquation des ressources à long terme (échéances allant d'un an à dix ans) prévue dans le présent règlement diffère de celui poursuivi par les évaluations d'adéquation saisonnière (échéance à six mois) prévues par l'article 9 du règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹¹⁾. Les évaluations à moyen et long termes servent avant tout à identifier les difficultés d'adéquation et à analyser les besoins relatifs aux mécanismes de capacité, alors que les évaluations d'adéquation saisonnière ont pour but d'alerter sur les risques à court terme qui pourraient se concrétiser au cours des six mois suivants et qui pourraient entraîner une dégradation significative de la situation du point de vue de l'approvisionnement en électricité. Les centres de coordination régionaux procèdent également à des évaluations régionales de l'adéquation relatives à l'exploitation du réseau de transport de l'électricité. Il s'agit dans ce cas d'évaluations de l'adéquation à très court terme (échéances allant d'une semaine à un jour) utilisées dans le contexte de l'exploitation du réseau.
- (45) Avant d'introduire des mécanismes de capacité, les États membres devraient évaluer les distorsions réglementaires qui contribuent aux difficultés d'adéquation des ressources en question. Les États membres devraient être tenus d'adopter des mesures visant à éliminer les distorsions identifiées et ils devraient adopter un calendrier de mise en œuvre. Les mécanismes de capacité ne devraient être introduits que pour remédier aux difficultés d'adéquation que l'élimination des distorsions ne permet pas de résoudre.

⁽¹⁰⁾ Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (voir page 22 du présent Journal officiel).

⁽¹¹⁾ Règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE (voir page 1 du présent Journal officiel).

- (46) Les États membres qui envisagent d'introduire des mécanismes de capacité devraient établir des objectifs d'adéquation des ressources sur la base d'un processus transparent et vérifiable. Les États membres devraient être libres de fixer comme ils le souhaitent leur propre niveau de sécurité d'approvisionnement.
- (47) En vertu de l'article 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, la Commission dispose de la compétence exclusive pour évaluer la compatibilité avec le marché intérieur des mesures d'aide d'État que les États membres peuvent mettre en place. Cette évaluation est effectuée sur la base de l'article 107, paragraphe 3, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne et conformément aux dispositions et lignes directrices en la matière que la Commission peut adopter à cet effet. Le présent règlement est sans préjudice de cette compétence exclusive conférée à la Commission par le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.
- (48) Les mécanismes de capacité déjà en place devraient être revus à la lumière du présent règlement.
- (49) Des règles détaillées destinées à soutenir une participation transfrontalière effective aux mécanismes de capacité devraient être établies dans le présent règlement. Les gestionnaires de réseau de transport devraient faciliter la participation transfrontalière des producteurs intéressés aux mécanismes de capacité d'autres États membres. À cette fin, ils devraient calculer le volume de capacités pouvant être mis en jeu pour la participation transfrontalière, rendre possible la participation et vérifier les disponibilités. Les autorités de régulation devraient faire respecter les règles transfrontalières dans les États membres.
- (50) Les mécanismes de capacité ne devraient pas conduire à une surcompensation tout en assurant dans le même temps la sécurité d'approvisionnement. À cet égard, les mécanismes de capacité autres que les réserves stratégiques devraient être construits de manière à garantir que le prix payé pour la disponibilité tende automatiquement vers zéro lorsqu'il est anticipé que le niveau de capacité qui serait rentable sur le marché de l'énergie en l'absence d'un mécanisme de capacité sera adéquat pour répondre au niveau de capacité demandé.
- (51) Afin d'aider les États membres et les régions confrontés à des problèmes sociaux, industriels et économiques du fait de la transition énergétique, la Commission a mis en place une initiative en faveur des régions qui dépendent du charbon et d'activités à forte intensité de carbone. Dans ce contexte, la Commission devrait assister les États membres y compris au moyen d'une aide financière ciblée afin de permettre une transition juste dans ces régions, lorsque cela est possible.
- (52) Étant donné les différences entre les systèmes énergétiques nationaux et les limitations techniques des réseaux d'électricité existants, la meilleure approche pour progresser dans l'intégration du marché se situe souvent au niveau régional. La coopération entre les gestionnaires de réseau de transport à ce niveau devrait donc être renforcée. Afin d'assurer une coopération efficace, un nouveau cadre réglementaire devrait prévoir un processus de gouvernance régionale et une surveillance réglementaire plus solides, y compris par un renforcement des compétences décisionnelles de l'ACER pour les questions transfrontalières. Une coopération plus étroite entre les États membres pourrait également être nécessaire dans les situations de crise, afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement et de limiter les distorsions sur le marché.
- (53) La coordination entre les gestionnaires de réseau de transport au niveau régional s'est concrétisée par la participation obligatoire des gestionnaires de réseau de transport dans les coordinateurs de sécurité régionaux. Il convient de développer davantage la coordination régionale des gestionnaires de réseau de transport en renforçant le cadre institutionnel par la création de centres de coordination régionaux. La création de centres de coordination régionaux devrait tenir compte des initiatives de coordination existantes ou prévues au niveau régional et soutenir l'intégration de plus en plus poussée de l'exploitation des systèmes électriques dans toute l'Union, de manière à assurer l'efficacité et la sécurité de leur fonctionnement. Pour cette raison, il est nécessaire de veiller à ce que la coordination des gestionnaires de réseau de transport par l'intermédiaire des centres de coordination régionaux ait lieu dans toute l'Union. Lorsque les gestionnaires de réseau de transport d'une région donnée ne sont pas encore coordonnés par un centre de coordination régional, en place ou prévu, les gestionnaires de réseau de transport de la région devraient créer ou désigner un centre de coordination régional.
- (54) Les centres de coordination régionaux devraient disposer d'un périmètre géographique leur permettant de contribuer efficacement à la coordination des activités des gestionnaires de réseau de transport dans toutes les régions et cela devrait conduire à l'amélioration de la sécurité du système et de l'efficacité du marché. Les centres de coordination régionaux devraient avoir la flexibilité nécessaire pour s'acquitter de leurs tâches dans la région de la façon la mieux adaptée à la nature des différentes tâches qui leur sont confiées.

- (55) Les centres de coordination régionaux devraient effectuer des tâches lorsque le niveau régional apporte une valeur ajoutée par rapport aux tâches effectuées au niveau national. Les tâches des centres de coordination régionaux devraient couvrir celles effectuées par les coordinateurs de sécurité régionaux en application du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission ⁽¹²⁾, ainsi que d'autres tâches liées à l'exploitation du système, au fonctionnement du marché et à la préparation aux risques. Les tâches effectuées par les centres de coordination régionaux ne devraient pas comprendre l'exploitation en temps réel du système électrique.
- (56) Lorsqu'ils réalisent leurs tâches, les centres de coordination régionaux devraient contribuer à la réalisation des objectifs fixés dans le cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour 2030 et 2050.
- (57) Les centres de coordination régionaux devraient agir en premier lieu dans l'intérêt de l'exploitation du réseau et du fonctionnement du marché de la région. À cette fin, les centres de coordination régionaux devraient se voir confier les pouvoirs nécessaires pour coordonner les actions devant être prises par les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau au regard de certaines fonctions, et un rôle consultatif accru au regard des autres fonctions.
- (58) Les moyens humains, techniques, physiques et financiers des centres de coordination régionaux ne devraient pas être supérieurs à ce qui leur est strictement nécessaire pour l'accomplissement de leurs tâches.
- (59) Le REGRT pour l'électricité devrait veiller à ce que les activités des centres de coordination régionaux soient coordonnées au-delà des frontières régionales.
- (60) Afin d'améliorer l'efficacité des réseaux de distribution d'électricité de l'Union et d'assurer une coopération étroite entre les gestionnaires de réseau de transport et le REGRT pour l'électricité, une entité des gestionnaires de réseau de distribution de l'Union (ci-après dénommée «entité des GRD de l'Union») devrait être créée. Les tâches de l'entité des GRD de l'Union devraient être clairement définies et sa méthode de travail devrait garantir l'efficacité, la transparence et la représentativité des gestionnaires de réseau de distribution de l'Union. L'entité des GRD de l'Union devrait coopérer étroitement avec le REGRT pour l'électricité sur la préparation et la mise en œuvre des codes de réseau, le cas échéant, et devrait travailler à fournir des orientations relatives à l'intégration, entre autres, de la production distribuée et du stockage d'énergie dans les réseaux de distribution, ou à d'autres domaines ayant trait à la gestion des réseaux de distribution. L'entité des GRD de l'Union devrait en outre tenir dûment compte des spécificités inhérentes aux réseaux de distribution connectés à des systèmes électriques en aval sur des îles qui ne sont pas connectées à d'autres systèmes électriques par des interconnexions.
- (61) Il est nécessaire de renforcer la coopération et la coordination entre les gestionnaires de réseau de transport afin de créer des codes de réseau régissant la fourniture et la gestion d'un accès transfrontalier effectif et transparent aux réseaux de transport et d'assurer une planification coordonnée et à échéance suffisamment longue du réseau de transport dans l'Union ainsi qu'une évolution technique satisfaisante dudit réseau, notamment la création de capacités d'interconnexion, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement. Ces codes de réseau devraient respecter les lignes directrices-cadres non contraignantes qui sont élaborées par l'ACER. L'ACER devrait jouer un rôle dans le réexamen, fondé sur les faits, des projets de codes de réseau, y compris leur respect de ces lignes directrices-cadres, et elle devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. L'ACER devrait évaluer les propositions de modifications à apporter aux codes de réseau et devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. Les gestionnaires de réseau de transport devraient exploiter leurs réseaux conformément à ces codes de réseau.
- (62) L'expérience acquise lors de l'élaboration et l'adoption des codes de réseau a montré qu'il est utile de simplifier la procédure d'élaboration en précisant que l'ACER a le droit de réviser les projets de codes de réseau d'électricité avant de les soumettre à la Commission.
- (63) Pour assurer le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, il convient de prévoir des procédures qui permettent l'adoption par la Commission de décisions et de lignes directrices en ce qui concerne, entre autres, la tarification et l'allocation de capacité, tout en assurant la participation des autorités de régulation à ce processus, le cas échéant par l'intermédiaire de leur association au niveau de l'Union. Les autorités de régulation, conjointement avec d'autres autorités concernées des États membres, jouent un rôle essentiel dès lors qu'il s'agit de contribuer au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité.

⁽¹²⁾ Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (JO L 220 du 25.8.2017, p. 1).

- (64) Tous les acteurs du marché sont concernés par le travail qu'il est prévu de confier au REGRT pour l'électricité. Il est donc essentiel de prévoir un véritable processus de consultation, et les structures existantes créées pour faciliter et rationaliser ce processus, par exemple via les autorités de régulation ou l'ACER, devraient jouer un rôle important.
- (65) Afin d'assurer une plus grande transparence concernant l'ensemble du réseau de transport d'électricité dans l'Union, le REGRT pour l'électricité devrait concevoir, publier et mettre à jour régulièrement un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union. Ledit plan de développement du réseau devrait comporter des réseaux viables de transport d'électricité et les interconnexions régionales nécessaires qui se justifient du point de vue commercial ou sous l'aspect de la sécurité d'approvisionnement.
- (66) Il convient d'encourager fortement les investissements dans la réalisation de grandes infrastructures nouvelles tout en assurant le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Afin de renforcer l'effet positif que les interconnexions en courant continu exemptées exercent sur la concurrence et la sécurité d'approvisionnement, l'intérêt de ces projets pour le marché devrait être analysé pendant leur phase de planification et des règles de gestion de la congestion devraient être adoptées. Lorsque des interconnexions en courant continu sont situées sur le territoire de plus d'un État membre, l'ACER devrait, en dernier recours, traiter la demande d'exemption afin de mieux prendre en compte ses incidences transfrontalières et de faciliter son traitement administratif. Par ailleurs, compte tenu du risque exceptionnel associé à la construction de ces grandes infrastructures exemptées des règles de concurrence, les entreprises dotées de structures de fourniture et de production devraient pouvoir bénéficier, pour les projets en question, d'une dérogation temporaire aux règles de dissociation complète des activités. Les dérogations accordées en application du règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹³⁾ continuent de s'appliquer jusqu'à leur terme prévu, indiqué dans la décision d'accorder la dérogation. Les infrastructures électriques en mer remplissant une double fonction (connues sous le nom d'«actifs hybrides en mer»), qui combinent le transport d'énergie éolienne produite en mer vers la terre et des interconnexions, devraient également pouvoir bénéficier d'une exemption similaire à celle dont bénéficient, au titre des règles qui leurs sont applicables, les nouvelles interconnexions en courant continu. Lorsque cela est nécessaire, le cadre réglementaire devrait tenir dûment compte de la situation particulière de ces actifs pour surmonter les obstacles à la réalisation d'actifs hybrides en mer rentables du point de vue sociétal.
- (67) Afin de renforcer la confiance dans le marché, ses participants doivent être sûrs que ceux d'entre eux qui se livrent à des comportements abusifs peuvent être passibles de sanctions effectives, proportionnées et dissuasives. Il convient d'habiliter les autorités compétentes à enquêter réellement sur les allégations d'abus de marché. Il est nécessaire à cette fin que les autorités compétentes aient accès aux données qui fournissent des informations sur les décisions opérationnelles prises par les fournisseurs. Sur le marché de l'électricité, de nombreuses décisions importantes sont prises par les producteurs, qui devraient tenir les informations relatives à ces décisions à la disposition des autorités compétentes et les leur rendre aisément accessibles pendant une période déterminée. Les autorités compétentes devraient en outre périodiquement vérifier que les gestionnaires de réseau de transport respectent les règles. Les petits producteurs qui n'ont pas la capacité réelle de fausser le marché devraient être exemptés de cette obligation.
- (68) Il convient d'inviter les États membres et les autorités compétentes à fournir les informations nécessaires à la Commission. Ces informations devraient être traitées confidentiellement par la Commission. Le cas échéant, la Commission devrait avoir la possibilité de demander les informations nécessaires directement auprès des entreprises concernées, pour autant que les autorités compétentes soient informées.
- (69) Il convient que les États membres établissent des règles relatives aux sanctions applicables aux infractions aux dispositions du présent règlement et assurent leur application. Ces sanctions devraient être effectives, proportionnées et dissuasives.
- (70) Les États membres, les parties contractantes de la Communauté de l'énergie et d'autres pays tiers qui appliquent le présent règlement ou qui font partie de la zone synchrone de l'Europe continentale devraient coopérer étroitement sur tous les aspects liés à la mise en place d'une région d'échanges d'électricité intégrés et ne devraient pas prendre de mesures de nature à mettre en péril la poursuite de l'intégration des marchés de l'électricité et la sécurité d'approvisionnement des États membres et des parties contractantes.
- (71) Au moment de l'adoption du règlement (CE) n° 714/2009, il n'existait que quelques règles pour le marché intérieur de l'électricité au niveau de l'Union. Depuis lors, le marché intérieur de l'Union s'est complexifié en raison de la transformation profonde que connaissent actuellement les marchés, en particulier en ce qui concerne le développement de la production d'électricité à partir de sources variables d'énergie renouvelables. Les codes de réseau et les lignes directrices sont dès lors devenus étendus et complets et couvrent des questions à la fois techniques et générales.

⁽¹³⁾ Règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (JO L 176 du 15.7.2003, p. 1).

- (72) Afin d'assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour un fonctionnement efficace du marché, il convient de déléguer à la Commission le pouvoir d'adopter des actes conformément à l'article 290 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne en ce qui concerne les éléments non essentiels de certains domaines spécifiques qui sont fondamentaux pour l'intégration du marché. Ces actes devraient porter notamment sur l'adoption et la modification de certains codes de réseau et de certaines lignes directrices lorsqu'ils complètent le présent règlement, la coopération régionale des gestionnaires de réseau de transport et des autorités de régulation, les compensations financières entre gestionnaires de réseaux de transport et l'application des dispositions d'exemption aux nouvelles interconnexions. Il importe particulièrement que la Commission procède aux consultations appropriées durant son travail préparatoire, y compris au niveau des experts, et que ces consultations soient menées conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel du 13 avril 2016 «Mieux légiférer»⁽¹⁴⁾. En particulier, pour assurer leur égale participation à la préparation des actes délégués, le Parlement européen et le Conseil reçoivent tous les documents au même moment que les experts des États membres, et leurs experts ont systématiquement accès aux réunions des groupes d'experts de la Commission traitant de la préparation des actes délégués.
- (73) Afin d'assurer des conditions uniformes d'exécution du présent règlement, il convient de conférer des compétences d'exécution à la Commission conformément à l'article 291 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Ces compétences devraient être exercées en conformité avec le règlement (UE) n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil⁽¹⁵⁾. Il convient d'avoir recours à la procédure d'examen pour l'adoption de ces actes d'exécution.
- (74) Étant donné que l'objectif du présent règlement, à savoir fournir un cadre harmonisé pour les échanges transfrontaliers d'électricité, ne peut pas être atteint de manière suffisante par les États membres mais peut, en raison de sa portée et de ses effets, l'être mieux au niveau de l'Union, celle-ci peut prendre des mesures, conformément au principe de subsidiarité consacré à l'article 5 du traité sur l'Union européenne. Conformément au principe de proportionnalité tel qu'énoncé audit article, le présent règlement n'excède pas ce qui est nécessaire pour atteindre cet objectif.
- (75) Pour des raisons de cohérence et de sécurité juridique, aucune disposition du présent règlement ne devrait empêcher l'application des dérogations découlant de l'article 66 de la directive (UE) 2019/944,

ONT ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

CHAPITRE I

OBJET, CHAMP D'APPLICATION ET DÉFINITIONS

Article premier

Objet et champ d'application

Le présent règlement vise à:

- a) fixer les bases d'une réalisation efficace des objectifs de l'union de l'énergie et, notamment, du cadre d'action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030, en rendant possible la production de signaux de marché encourageant l'efficacité, une plus grande part de sources d'énergie renouvelables, la sécurité d'approvisionnement, la flexibilité, la durabilité, la décarbonation et l'innovation;
- b) établir les principes fondamentaux à la base de marchés de l'électricité performants et intégrés, qui permettent d'assurer un accès non discriminatoire au marché de tous les fournisseurs de ressources et de tous les clients du secteur de l'électricité, qui rendent autonomes les consommateurs, qui assurent la compétitivité sur le marché mondial ainsi que la participation active de la demande et de l'offre décentralisées, et permettent l'intégration sectorielle ainsi que la rémunération en fonction du marché de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables;

⁽¹⁴⁾ JO L 123 du 12.5.2016, p. 1.

⁽¹⁵⁾ Règlement (UE) n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil du 16 février 2011 établissant les règles et principes généraux relatifs aux modalités de contrôle par les États membres de l'exercice des compétences d'exécution par la Commission (JO L 55 du 28.2.2011, p. 13).

- c) établir des règles équitables pour les échanges transfrontaliers d'électricité afin d'améliorer la concurrence sur le marché intérieur de l'électricité, en tenant compte des particularités des marchés nationaux et régionaux, en ce compris la création d'un mécanisme de compensation pour les flux transfrontaliers d'électricité, l'institution de principes harmonisés concernant les redevances de transport transfrontalier et l'allocation des capacités disponibles d'interconnexion entre les réseaux de transport nationaux;
- d) faciliter l'émergence d'un marché de gros qui fonctionne bien, qui soit transparent et qui contribue à un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement en électricité et qui prévoit des mécanismes pour harmoniser les règles en matière d'échanges transfrontaliers d'électricité.

Article 2

Définitions

On entend par:

- 1) «interconnexion», une ligne de transport qui traverse ou enjambe une frontière entre des États membres et qui relie les réseaux de transport nationaux des États membres;
- 2) «autorité de régulation», une autorité de régulation désignée par chaque État membre en vertu de l'article 57, paragraphe 1, de la directive (UE) 2019/944;
- 3) «flux transfrontalier», un flux physique d'électricité circulant sur un réseau de transport d'un État membre, qui résulte de l'impact de l'activité de producteurs, de consommateurs, ou des deux, situés en dehors de cet État membre sur son réseau de transport;
- 4) «congestion», une situation dans laquelle toutes les demandes d'échange d'énergie entre des portions de réseau formulées par des acteurs du marché ne peuvent pas toutes être satisfaites parce que cela affecterait de manière significative les flux physiques sur des éléments de réseau qui ne peuvent pas accueillir ces flux;
- 5) «nouvelle interconnexion», une interconnexion qui n'était pas achevée au 4 août 2003;
- 6) «congestion structurelle», une congestion qui survient dans le réseau de transport, qui peut être définie de façon non ambiguë, qui est prévisible et géographiquement stable dans le temps, et qui est récurrente dans les conditions normales du réseau d'électricité;
- 7) «opérateur du marché», une entité qui fournit un service par lequel les offres de vente d'électricité sont mises en correspondance avec les offres d'achat d'électricité;
- 8) «opérateur désigné du marché de l'électricité» ou «NEMO», un opérateur du marché désigné par l'autorité compétente pour exécuter des tâches en lien avec le couplage unique journalier ou le couplage unique infrajournalier;
- 9) «coût de l'énergie non distribuée», une estimation, en euros/MWh, du prix maximal de l'électricité que les consommateurs consentiraient à payer pour éviter une coupure;
- 10) «équilibre», l'ensemble des actions et processus, à toutes les échéances, par lesquels les gestionnaires de réseaux de transport maintiennent, en permanence, la fréquence du réseau dans une plage de stabilité prédéfinie et assurent la conformité avec le volume de réserves nécessaires pour fournir la qualité requise;
- 11) «énergie d'équilibrage», l'énergie utilisée par les gestionnaires de réseaux de transport aux fins de l'équilibrage;
- 12) «fournisseur de services d'équilibrage», un acteur du marché qui fournit de l'énergie d'équilibrage ou une capacité d'équilibrage, ou les deux, à des gestionnaires de réseau de transport;
- 13) «capacité d'équilibrage», un volume de capacité qu'un fournisseur de services d'équilibrage accepte de conserver et à l'égard duquel il accepte de soumettre des offres au gestionnaire de réseau de transport pour un volume correspondant d'énergie d'équilibrage et pour la durée du contrat;
- 14) «responsable d'équilibre», un acteur du marché ou son représentant désigné qui est responsable de ses déséquilibres sur le marché de l'électricité;
- 15) «période de règlement des déséquilibres», unité de temps sur lequel le déséquilibre des responsables d'équilibre est calculé;

- 16) «prix du déséquilibre», le prix d'un déséquilibre dans chaque direction, qu'il soit positif, nul ou négatif, pour chaque période de règlement des déséquilibres;
- 17) «zone de prix du déséquilibre», la zone dans laquelle est calculé le prix d'un déséquilibre;
- 18) «processus de préqualification», le processus qui consiste à vérifier la conformité d'un fournisseur de capacité d'équilibrage avec les exigences fixées par les gestionnaires de réseau de transport;
- 19) «capacité de réserve», le volume de réserves de stabilisation de la fréquence, de réserves de restauration de la fréquence ou de réserves de remplacement dont doit disposer le gestionnaire de réseau de transport;
- 20) «appel prioritaire», dans le modèle d'appel décentralisé, l'appel des centrales électriques sur la base de critères autres que la présence économique des offres et, dans le modèle d'appel centralisé, l'appel des centrales électriques sur la base de critères autres que la présence économique des offres et les contraintes de réseau, en appelant en priorité certaines technologies de production;
- 21) «région de calcul de la capacité», la zone géographique dans laquelle le calcul coordonné de la capacité est effectué;
- 22) «mécanisme de capacité», une mesure temporaire, autre que les mesures afférentes aux services auxiliaires ou à la gestion des congestions, qui vise à obtenir le niveau nécessaire d'adéquation des ressources en rémunérant les ressources pour leur disponibilité;
- 23) «cogénération à haut rendement», la cogénération qui satisfait aux critères fixés à l'annexe II de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁶⁾;
- 24) «projet de démonstration», un projet qui démontre une technologie inédite dans l'Union et représentant une innovation importante dépassant largement l'état de la technique;
- 25) «acteur du marché», toute personne physique ou morale qui produit, achète ou vend des services liés à l'électricité, qui participe à l'agrégation ou qui est un gestionnaire de la participation active de la demande ou aux services de stockage de l'énergie, y compris la passation d'ordres, sur un ou plusieurs marchés de l'électricité, y compris des marchés de l'énergie d'équilibrage;
- 26) «redispatching», une mesure, y compris de réduction, qui est activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou de réseau de distribution et consistant à modifier le modèle de production, de charge, ou les deux, de manière à modifier les flux physiques sur le système électrique et soulager ainsi une congestion physique ou assurer autrement la sécurité du système;
- 27) «échange de contrepartie», un échange entre zones entrepris par des gestionnaires de réseau entre deux zones de dépôt des offres pour soulager une congestion physique;
- 28) «installation de production d'électricité», une installation qui convertit de l'énergie primaire en énergie électrique et qui se compose d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité raccordées à un réseau;
- 29) «modèle d'appel centralisé», un modèle de programmation et d'appel dans lequel les programmes de production et les programmes de consommation ainsi que l'appel des installations de production d'électricité et des installations de consommation, en référence aux installations appelables, sont déterminés par un gestionnaire de réseau de transport dans le cadre d'un processus de programmation intégré;
- 30) «modèle d'appel décentralisé», un modèle de programmation et d'appel dans lequel les programmes de production et les programmes de consommation ainsi que l'appel des installations de production d'électricité et des installations de consommation sont déterminés par les opérateurs de programmation de ces installations;
- 31) «produit d'équilibrage standard», un produit d'équilibrage harmonisé défini par tous les gestionnaires de réseau de transport pour l'échange de services d'équilibrage;
- 32) «produit d'équilibrage spécifique», un produit d'équilibrage différent d'un produit d'équilibrage standard;
- 33) «gestionnaire délégué», une entité à laquelle des tâches ou obligations spécifiques, confiées à un gestionnaire de réseau de transport ou à un opérateur désigné du marché de l'électricité en vertu du présent règlement ou d'autres actes juridiques de l'Union, ont été déléguées par ce gestionnaire de réseau de transport ou NEMO ou ont été assignées par un État membre ou une autorité de régulation;

⁽¹⁶⁾ Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE (JO L 315 du 14.11.2012, p. 1).

- 34) «client», un client au sens de l'article 2, point 1), de la directive (UE) 2019/944;
- 35) «client final», un client final au sens de l'article 2, point 3), de la directive (UE) 2019/944;
- 36) «client grossiste», un client de gros au sens de l'article 2, point 2), de la directive (UE) 2019/944;
- 37) «client résidentiel», un client résidentiel au sens de l'article 2, point 4), de la directive (UE) 2019/944;
- 38) «petite entreprise», une petite entreprise au sens de l'article 2, point 7), de la directive (UE) 2019/944;
- 39) «client actif», un client actif au sens de l'article 2, point 8), de la directive (UE) 2019/944;
- 40) «marchés de l'électricité», les marchés de l'électricité au sens de l'article 2, point 9), de la directive (UE) 2019/944;
- 41) «fourniture», la fourniture au sens de l'article 2, point 12), de la directive (UE) 2019/944;
- 42) «contrat de fourniture d'électricité», un contrat de fourniture d'électricité au sens de l'article 2, point 13), de la directive (UE) 2019/944;
- 43) «agrégation», une agrégation au sens de l'article 2, point 18), de la directive (UE) 2019/944;
- 44) «participation active de la demande», la participation active de la demande au sens de l'article 2, point 20), de la directive (UE) 2019/944;
- 45) «système intelligent de mesure», un système intelligent de mesure au sens de l'article 2, point 23), de la directive (UE) 2019/944;
- 46) «interopérabilité», l'interopérabilité au sens de l'article 2, point 24), de la directive (UE) 2019/944;
- 47) «distribution», la distribution au sens de l'article 2, point 28), de la directive (UE) 2019/944;
- 48) «gestionnaire de réseau de distribution», le gestionnaire de réseau de distribution au sens de l'article 2, point 29), de la directive (UE) 2019/944;
- 49) «efficacité énergétique», l'efficacité énergétique au sens de l'article 2, point 30), de la directive (UE) 2019/944;
- 50) «énergie produite à partir de sources renouvelables» ou «énergie renouvelable», l'énergie produite à partir de sources renouvelables au sens de l'article 2, point 31), de la directive (UE) 2019/944;
- 51) «production distribuée», la production distribuée au sens de l'article 2, point 32), de la directive (UE) 2019/944;
- 52) «transport», le transport au sens de l'article 2, point 34), de la directive (UE) 2019/944;
- 53) «gestionnaire de réseau de transport», un gestionnaire de réseau de transport au sens de l'article 2, point 35), de la directive (UE) 2019/944;
- 54) «utilisateur du réseau», un utilisateur de réseau au sens de l'article 2, point 36), de la directive (UE) 2019/944;
- 55) «production», la production au sens de l'article 2, point 37), de la directive (UE) 2019/944;
- 56) «producteur», un producteur au sens de l'article 2, point 38), de la directive (UE) 2019/944;
- 57) «réseau interconnecté», un réseau interconnecté au sens de l'article 2, point 40), de la directive (UE) 2019/944;
- 58) «petit réseau isolé», un petit réseau isolé au sens de l'article 2, point 42), de la directive (UE) 2019/944;
- 59) «petit réseau connecté», un petit réseau connecté au sens de l'article 2, point 43), de la directive (UE) 2019/944;
- 60) «service auxiliaire», un service auxiliaire au sens de l'article 2, point 48), de la directive (UE) 2019/944;
- 61) «service auxiliaire non lié au réglage de la fréquence», un service auxiliaire non lié au réglage de la fréquence au sens de l'article 2, point 49), de la directive (UE) 2019/944;

- 62) «stockage d'énergie», le stockage d'énergie au sens de l'article 2, point 59), de la directive (UE) 2019/944;
- 63) «centre de coordination régional», le centre de coordination régional au sens de l'article 35 du présent règlement;
- 64) «marché de gros de l'énergie», le marché de gros de l'énergie au sens de l'article 2, point 6), du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁷⁾;
- 65) «zone de dépôt des offres», la plus grande zone géographique à l'intérieur de laquelle les acteurs du marché peuvent procéder à des échanges d'énergie sans allocation de capacité;
- 66) «allocation de capacité», l'allocation de la capacité d'échange entre zones;
- 67) «zone de contrôle», une partie cohérente du réseau interconnecté, qui est exploitée par un gestionnaire de réseau unique et comporte des charges physiques et/ou des unités de production connectées, le cas échéant;
- 68) «capacité de transport nette coordonnée», une méthode de calcul de la capacité reposant sur le principe d'évaluation et de définition ex ante d'un échange d'énergie maximal entre des zones de dépôt des offres adjacentes;
- 69) «élément critique de réseau», un élément de réseau situé soit à l'intérieur d'une zone de dépôt des offres, soit entre des zones de dépôt des offres, qui est pris en considération dans le processus de calcul de la capacité et limite la quantité d'électricité qui peut être échangée;
- 70) «capacité d'échange entre zones», la capacité du réseau interconnecté à accepter des transferts d'énergie entre zones de dépôt des offres;
- 71) «générateur», un générateur d'électricité individuel appartenant à une unité de production.

CHAPITRE II

RÈGLES GÉNÉRALES APPLICABLES AU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Article 3

Principes relatifs au fonctionnement des marchés de l'électricité

Les États membres, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution, les opérateurs du marché et les gestionnaires délégués veillent à ce que les marchés de l'électricité soient exploités conformément aux principes suivants:

- a) les prix sont formés sur la base de l'offre et de la demande;
- b) les règles du marché encouragent la formation libre des prix et évitent les actions qui empêchent la formation des prix sur la base de l'offre et de la demande;
- c) les règles du marché facilitent le développement d'une production plus flexible, d'une production durable sobre en carbone et d'une demande plus flexible;
- d) les consommateurs ont la possibilité de bénéficier des débouchés commerciaux et d'une concurrence accrue sur les marchés de détail et sont habilités à participer en tant qu'acteurs du marché au marché de l'énergie et à la transition énergétique;
- e) les clients finals et les petites entreprises peuvent participer au marché moyennant l'agrégation de la production de plusieurs installations de production d'électricité ou de la charge de plusieurs installations de consommation, afin de mettre sur le marché de l'électricité des offres conjointes et de faire l'objet d'une exploitation conjointe sur le système électrique, conformément au droit de l'Union en matière de concurrence;
- f) les règles du marché permettent la décarbonation du système électrique et, partant, de l'économie, y compris en rendant possible l'intégration de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et en fournissant des incitations en faveur de l'efficacité énergétique;
- g) les règles du marché fournissent des incitations appropriées aux investissements en faveur de la production, en particulier aux investissements à long terme en faveur d'un système électrique décarboné et durable, du stockage d'énergie, de l'efficacité énergétique et de la participation active de la demande pour répondre aux besoins du marché et facilitent une concurrence équitable et, partant, assurent la sécurité d'approvisionnement;

⁽¹⁷⁾ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (JO L 326 du 8.12.2011, p. 1).

- h) les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes sont progressivement levés;
- i) les règles du marché prévoient la coopération régionale lorsque celle-ci est efficace;
- j) la production, le stockage d'énergie et la participation active de la demande sûrs et durables participent au marché sur un pied d'égalité, dans le respect des exigences prévues dans le droit de l'Union;
- k) tous les producteurs sont directement ou indirectement responsables de la vente de l'électricité qu'ils produisent;
- l) les règles du marché rendent possible le développement de projets de démonstration en sources d'énergie, technologies ou systèmes durables, sûrs et à faible intensité de carbone qui doivent être réalisés et utilisés au bénéfice de la société;
- m) les règles du marché créent les conditions propices à l'appel efficient des actifs de production, au stockage d'énergie et à la participation active de la demande;
- n) les règles du marché permettent l'entrée et la sortie des entreprises de production d'électricité, de stockage d'énergie et de fourniture d'électricité sur la base de l'évaluation réalisée par ces entreprises de la viabilité économique et financière de leurs opérations;
- o) pour permettre aux acteurs du marché d'être protégés, sur la base du marché, contre les risques liés à la volatilité des prix, et d'atténuer les incertitudes concernant les futurs retours sur investissement, les produits de couverture à long terme sont négociables au sein de bourses de manière transparente et des contrats d'approvisionnement en électricité à long terme sont négociables de gré à gré, pour autant que soit respecté le droit de l'Union en matière de concurrence;
- p) les règles du marché facilitent l'échange de produits dans toute l'Union et les changements réglementaires prennent en compte les effets, tant à court terme qu'à long terme, sur les marchés et les produits à terme;
- q) les acteurs du marché ont le droit d'obtenir l'accès aux réseaux de transport et aux réseaux de distribution dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Article 4

Transition juste

La Commission soutient, par tous les moyens à sa disposition, les États membres qui mettent en place une stratégie nationale visant à réduire progressivement les capacités existantes d'extraction de charbon et de tout autre combustible fossile solide et de production d'énergie à partir de ces sources afin de permettre une transition juste dans les régions touchées par des changements structurels. La Commission aide les États membres à faire face aux répercussions sociales et économiques de la transition vers les énergies propres.

La Commission œuvre en partenariat étroit avec les parties prenantes des régions qui dépendent du charbon et d'activités à forte intensité de carbone, facilite l'accès aux financements et aux programmes disponibles et leur utilisation et encourage l'échange de bonnes pratiques, y compris sous la forme de discussions sur des feuilles de route en matière industrielle et sur les besoins de requalification.

Article 5

Responsabilité en matière d'équilibrage

1. Tous les acteurs du marché sont responsables des déséquilibres qu'ils provoquent dans le système (ci-après dénommé «responsabilité en matière d'équilibrage»). À cette fin, les acteurs du marché assurent la fonction de responsable d'équilibre ou délèguent contractuellement cette responsabilité au responsable d'équilibre de leur choix. Chaque responsable d'équilibre est financièrement responsable des déséquilibres qu'il provoque et s'efforce de parvenir à l'équilibre ou de contribuer à l'équilibrage du système électrique.
2. Les États membres peuvent prévoir des dérogations à la responsabilité en matière d'équilibrage uniquement en ce qui concerne:
 - a) les projets de démonstration de technologies innovantes, sous réserve de l'approbation de l'autorité de régulation, à condition que ces dérogations soient limitées dans le temps et dans leur portée à ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs de la démonstration;

- b) les installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables et ayant une puissance électrique installée inférieure à 400 kW;
- c) les installations bénéficiant d'une aide approuvée par la Commission en vertu des règles de l'Union en matière d'aides d'État prévues aux articles 107, 108 et à 109 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et mises en service avant le 4 juillet 2019.

Les États membres peuvent, sans préjudice des articles 107 et 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, encourager les acteurs du marché qui sont entièrement ou partiellement exemptés de la responsabilité en matière d'équilibrage à accepter une responsabilité entière en matière d'équilibrage.

3. Lorsqu'un État membre prévoit une dérogation conformément au paragraphe 2, il veille à ce que la responsabilité financière des déséquilibres soit assumée par un autre acteur du marché.

4. En ce qui concerne les installations de production d'électricité mises en service à compter du 1^{er} janvier 2026, le paragraphe 2, point b), s'applique uniquement aux installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables et ayant une puissance électrique installée inférieure à 200 kW.

Article 6

Marché d'équilibrage

1. Les marchés d'équilibrage, y compris les processus de préqualification, sont organisés de façon à:
 - a) assurer une non-discrimination effective entre les acteurs du marché, compte tenu des besoins techniques différents du système électrique et des capacités techniques différentes des sources de production d'électricité, du stockage d'énergie et de la participation active de la demande;
 - b) assurer une définition transparente et technologiquement neutre des services ainsi que leur acquisition transparente et fondée sur le marché;
 - c) garantir un accès non-discriminatoire de tous les acteurs du marché, que ce soit individuellement ou par agrégation, y compris pour l'électricité produite à partir de sources intermittentes d'énergie renouvelable, la participation active de la demande et le stockage d'énergie;
 - d) respecter la nécessité de s'adapter à la part croissante de production intermittente, à l'augmentation de la participation active de la demande et à l'arrivée de nouvelles technologies.
2. Le prix de l'énergie d'équilibrage n'est pas prédéterminé dans les contrats de capacité d'équilibrage. Les procédures de passation de marché sont transparentes, conformément à l'article 40, paragraphe 4, de la directive (UE) 2019/944, tout en respectant la confidentialité des informations commercialement sensibles.
3. Les marchés d'équilibrage garantissent la sécurité d'exploitation tout en permettant un usage maximal et une allocation efficiente de la capacité d'échange entre zones aux différentes échéances conformément à l'article 17.
4. Le règlement de l'énergie d'équilibrage pour les produits d'équilibrage standard et les produits d'équilibrage spécifiques repose sur une fixation des prix fondée sur le prix marginal (rémunération au prix marginal), sauf si toutes les autorités de régulation approuvent une autre méthode de fixation des prix sur la base d'une proposition conjointe présentée par tous les gestionnaires de réseau de transport à l'issue d'une analyse démontrant que cette autre méthode de fixation des prix est plus efficace.

Les acteurs du marché sont autorisés à soumettre des offres à une échéance aussi proche que possible du temps réel, et l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage n'est pas antérieure à l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones.

Un gestionnaire de réseau de transport qui applique un modèle d'appel centralisé peut établir des règles supplémentaires conformément à la ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique adoptée sur la base de l'article 6, paragraphe 11, du règlement (CE) n° 714/2009.

5. Les déséquilibres sont réglés à un prix reflétant la valeur en temps réel de l'énergie.
6. Une zone de prix du déséquilibre correspond à une zone de dépôt des offres, sauf dans le cas d'un modèle d'appel centralisé, où une zone de prix du déséquilibre peut correspondre à une partie d'une zone de dépôt des offres.
7. Le dimensionnement de la capacité de réserve est réalisé par les gestionnaires de réseau de transport et est facilité au niveau régional.

8. Les passations de marché qui concernent des capacités d'équilibrage sont effectuées par le gestionnaire de réseau de transport et peuvent être facilitées au niveau régional. La réservation de capacité transfrontalière à cette fin peut être limitée. Les passations de marché qui concernent des capacités d'équilibrage sont fondées sur le marché et sont organisées de façon à ne pas discriminer les acteurs du marché lors du processus de préqualification, conformément à l'article 40, paragraphe 4, de la directive (UE) 2019/944, qu'ils se présentent individuellement ou par agrégation.

Les passations de marché qui concernent des capacités d'équilibrage sont fondées sur un marché primaire sauf et dans la mesure où l'autorité de régulation a prévu une dérogation permettant l'utilisation d'autres formes de passation de marché fondées sur le marché au motif d'une absence de concurrence sur le marché des services d'équilibrage. Les dérogations à l'obligation de fonder les passations de marché qui concernent des capacités d'équilibrage sur l'utilisation des marchés primaires sont réexaminées tous les trois ans.

9. Les marchés sont passés séparément pour la capacité d'équilibrage à la hausse et pour la capacité d'équilibrage à la baisse, sauf si l'autorité de régulation approuve une dérogation à ce principe sur la base de la démonstration qui est faite par une évaluation réalisée par un gestionnaire de réseau de transport que cela permettrait une meilleure efficacité économique. Les contrats de capacité d'équilibrage sont signés au plus tôt un jour avant la fourniture de la capacité d'équilibrage et la durée contractuelle est d'un jour maximum, sauf et dans la mesure où l'autorité de régulation a approuvé une signature du contrat plus tôt ou des durées contractuelles plus longues en vue de garantir la sécurité de l'approvisionnement ou d'améliorer l'efficacité économique.

Lorsqu'une dérogation est accordée, au moins pour un minimum de 40 % des produits d'équilibrage standard et pour un minimum de 30 % de tous les produits utilisés aux fins de la capacité d'équilibrage, les contrats de capacité d'équilibrage ne sont pas signés plus d'un jour avant la fourniture de la capacité d'équilibrage et la durée contractuelle est d'un jour maximum. Le contrat portant sur la partie restante de la capacité d'équilibrage est exécuté au plus tôt un mois avant la fourniture de la capacité d'équilibrage et la durée contractuelle de la partie restante de la capacité d'équilibrage est d'un mois maximum.

10. À la demande du gestionnaire de réseau de transport, l'autorité de régulation peut décider de prolonger la période contractuelle concernant la partie restante de la capacité d'équilibrage visée au paragraphe 9 à douze mois au maximum, pour autant qu'une telle décision soit limitée dans le temps et que les effets positifs en termes de réduction des coûts pour les clients finals soient supérieurs aux incidences négatives sur le marché. La demande:

- a) précise la période spécifique durant laquelle la dérogation s'appliquerait;
- b) précise le volume spécifique de la capacité d'équilibrage auquel la dérogation s'appliquerait;
- c) comprend une analyse de l'incidence de la dérogation sur la participation de ressources d'équilibrage; et
- d) motive la dérogation demandée en démontrant qu'une telle dérogation aboutirait à des coûts plus faibles pour les clients finals.

11. Nonobstant le paragraphe 10, à compter du 1^{er} janvier 2026, les périodes contractuelles ne dépassent pas six mois.

12. Au plus tard le 1^{er} janvier 2028, les autorités de régulation font rapport à la Commission et à l'ACER sur la part de la capacité totale couverte par des contrats assortis d'une durée contractuelle ou d'une période d'acquisition supérieure à un jour.

13. Les gestionnaires de réseau de transport ou leurs gestionnaires délégués publient, à une date aussi proche que possible du temps réel et avec un délai maximum après la livraison de 30 minutes, la situation de l'équilibre du système dans leur zone de programmation ainsi que les prix estimés du déséquilibre et les prix estimés de l'énergie d'équilibrage.

14. Lorsque les produits d'équilibrage standard ne suffisent pas à assurer la sécurité d'exploitation ou lorsque certaines ressources d'équilibrage ne peuvent pas participer au marché de l'équilibrage avec des produits d'équilibrage standard, les gestionnaires de réseau de transport peuvent proposer des dérogations aux paragraphes 2 et 4 pour des produits d'équilibrage spécifiques qui sont activés au niveau local sans être échangés avec d'autres gestionnaires de réseau de transport, et les autorités de régulation peuvent approuver de telles dérogations.

Les propositions de dérogations contiennent une description des mesures proposées pour réduire au minimum l'utilisation de produits spécifiques, sous réserve de l'efficacité économique, la démonstration que les produits spécifiques ne créent pas d'inefficacités ni de distorsions significatives sur le marché de l'équilibrage tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la zone de programmation et, le cas échéant, comprennent les règles et les informations relatives au processus de conversion des offres d'énergie d'équilibrage provenant de produits d'équilibrage spécifiques en offres d'énergie d'équilibrage provenant de produits d'équilibrage standard.

*Article 7***Marchés journaliers et marchés intrajournaliers**

1. Les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO organisent conjointement la gestion des marchés journaliers et des marchés intrajournaliers intégrés conformément au règlement (UE) 2015/1222. Les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO coopèrent au niveau de l'Union ou, si cela est plus approprié, au niveau régional afin de maximiser l'efficacité et l'efficience des échanges d'électricité sur les marchés journaliers et les marchés intrajournaliers de l'Union. L'obligation de coopérer est sans préjudice de l'application du droit de l'Union en matière de concurrence. Dans le cadre de leurs fonctions relatives aux échanges d'électricité, les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO font l'objet d'une surveillance réglementaire par les autorités de régulation en vertu de l'article 59 de la directive (UE) 2019/944 et par l'ACER en vertu des articles 4 et 8 du règlement (UE) 2019/942.
2. Les marchés journaliers et les marchés intrajournaliers:
 - a) sont organisés de manière non-discriminatoire;
 - b) maximisent la capacité de tous les acteurs du marché à gérer les déséquilibres;
 - c) maximisent les possibilités offertes à tous les acteurs du marché de participer aux échanges entre zones de manière aussi proche que possible du temps réel dans toutes les zones de dépôt des offres;
 - d) génèrent des prix qui reflètent les éléments fondamentaux du marché, y compris la valeur en temps réel de l'énergie, auxquels peuvent se fier les acteurs du marché lorsqu'ils se mettent d'accord sur des produits de couverture à plus long terme;
 - e) assurent la sécurité d'exploitation tout en permettant une utilisation maximale des capacités de transport;
 - f) sont transparents tout en respectant la confidentialité des informations commercialement sensibles et en garantissant l'anonymat des échanges;
 - g) ne font pas de distinction entre les échanges réalisés à l'intérieur d'une zone de dépôt des offres et ceux réalisés entre zones de dépôt des offres; et
 - h) sont organisés de façon à faire en sorte que tous les acteurs du marché soient en mesure d'accéder au marché, que ce soit individuellement ou par agrégation.

*Article 8***Échanges sur les marchés journaliers et les marchés intrajournaliers**

1. Les NEMO autorisent les acteurs du marché à échanger de l'énergie à une échéance aussi proche que possible du temps réel, et au moins jusqu'à l'heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones.
2. Les NEMO donnent la possibilité aux acteurs du marché d'échanger de l'énergie sur des intervalles de temps au moins aussi courts que la période de règlement des déséquilibres tant sur les marchés journaliers que sur les marchés intrajournaliers.
3. Les NEMO fournissent, pour les échanges sur les marchés journaliers et les marchés intrajournaliers, des produits suffisamment limités en volume, avec des offres minimales de 500 kW ou moins, afin de permettre la participation effective de la participation active de la demande, le stockage d'énergie et la production d'énergie renouvelable à petite échelle, y compris la participation directe par les clients.
4. Au plus tard le 1^{er} janvier 2021, la période de règlement des déséquilibres est de 15 minutes dans toutes les zones de programmation, sauf si les autorités de régulation ont accordé une dérogation ou une exemption. Les dérogations ne peuvent être accordées que jusqu'au 31 décembre 2024.

À partir du 1^{er} janvier 2025, la période de règlement des déséquilibres ne dépasse pas 30 minutes lorsqu'une exemption a été accordée par toutes les autorités de régulation au sein d'une zone synchrone.

*Article 9***Marchés à terme**

1. Conformément au règlement (UE) 2016/1719, les gestionnaires de réseau de transport délivrent des droits de transport à long terme ou mettent en place des mesures équivalentes pour permettre aux acteurs du marché, y compris aux propriétaires d'installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, de se prémunir contre les risques de prix au-delà des frontières des zones de dépôt des offres, à moins qu'une évaluation du marché à terme effectuée par les autorités de régulation compétentes sur les frontières des zones de dépôt des offres démontre l'existence de possibilités de couverture suffisantes dans les zones de dépôt des offres concernées.
2. Les droits de transport à long terme sont alloués de manière transparente, sur la base du marché et sans discrimination, via une plateforme d'allocation unique.
3. Sous réserve du respect du droit de l'Union en matière de concurrence, les opérateurs du marché sont libres de concevoir des produits de couverture à terme, y compris des produits de couverture à long terme, afin de fournir aux acteurs du marché, notamment aux propriétaires d'installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, des possibilités appropriées de couverture contre les risques financiers engendrés par les fluctuations des prix. Les États membres n'exigent pas que de telles opérations de couverture soient limitées aux transactions au sein d'un État membre ou d'une zone de dépôt des offres.

*Article 10***Limites techniques aux offres**

1. Aucune limite maximale ni aucune limite minimale n'est appliquée au prix de gros de l'électricité. Cette disposition s'applique, entre autres, au dépôt des offres et à la formation des prix à toutes les échéances et inclut les prix de l'énergie d'équilibrage et du déséquilibre, sans préjudice des limites techniques de prix qui peuvent être appliquées à l'échéance du marché de l'équilibrage et aux échéances journalières et infrajournalières conformément au paragraphe 2.
2. Les NEMO peuvent appliquer des limites harmonisées aux prix d'équilibre maximaux et minimaux pour les échéances journalières et infrajournalières. Ces limites sont suffisamment élevées de façon à ne pas restreindre inutilement les échanges, sont harmonisées dans le marché intérieur et prennent en compte le coût maximal de l'énergie non distribuée. Les NEMO mettent en œuvre un mécanisme transparent pour ajuster automatiquement, en temps utile, les limites techniques aux offres, au cas où il est anticipé que les limites fixées seront atteintes. Les limites supérieures ajustées restent applicables jusqu'à ce que de nouvelles augmentations soient requises dans le cadre de ce mécanisme.
3. Les gestionnaires de réseau de transport ne prennent aucune mesure qui viserait à modifier les prix de gros.
4. Les autorités de régulation ou, lorsqu'un État membre a désigné une autre autorité compétente à cette fin, ces autorités compétentes désignées recensent les politiques et les mesures appliquées sur leur territoire susceptibles de contribuer à restreindre indirectement la formation des prix de gros, en ce compris la limitation des offres liées à l'activation de l'énergie d'équilibrage, les mécanismes de capacité, les mesures prises par les gestionnaires de réseau de transport, les mesures visant à modifier les résultats du marché, ou à empêcher les abus de position dominante ou les zones de dépôt des offres définies de façon inefficace.
5. Lorsqu'une autorité de régulation ou une autorité compétente désignée a recensé une politique ou une mesure qui pourrait contribuer à restreindre la formation des prix de gros, elle prend toutes les mesures appropriées en vue d'éliminer ou, si cela n'est pas possible, de diminuer l'incidence de cette politique ou de cette mesure sur les stratégies d'offre. Les États membres soumettent un rapport à la Commission au plus tard le 5 janvier 2020 détaillant les mesures et les dispositions qu'ils ont prises ou envisagent de prendre.

*Article 11***Coût de l'énergie non distribuée**

1. Au plus tard le 5 juillet 2020, lorsque cela est nécessaire pour fixer une norme de fiabilité conformément à l'article 25, les autorités de régulation ou, lorsqu'un État membre a désigné une autre autorité compétente à cette fin, ces autorités compétentes désignées établissent une estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour leur territoire. Cette estimation est rendue publique. Les autorités de régulation ou les autres autorités compétentes désignées peuvent établir des estimations différentes pour chaque zone de dépôt des offres si elles comptent plusieurs zones de

dépôt des offres sur leur territoire. Lorsqu'une zone de dépôt des offres consiste en des territoires appartenant à plus d'un État membre, les autorités de régulation concernées ou les autres autorités compétentes désignées concernées déterminent une estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour cette zone de dépôt des offres. Lorsqu'elles déterminent l'estimation unique du coût de l'énergie non distribuée, les autorités de régulation ou les autres autorités compétentes désignées appliquent la méthodologie visée à l'article 23, paragraphe 6.

2. Les autorités de régulation et les autorités compétentes désignées actualisent leur estimation du coût de l'énergie non distribuée au minimum tous les cinq ans, ou à intervalles plus rapprochés lorsqu'elles observent une modification significative.

Article 12

Appel des moyens de production et participation active de la demande

1. L'appel des installations de production d'électricité et la participation active de la demande sont non discriminatoires, transparents et, sauf dispositions contraires prévues aux paragraphes 2 à 6, fondés sur le marché.

2. Sans préjudice des articles 107, 108 et 109 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, les États membres font en sorte que, lorsqu'ils appellent les installations de production d'électricité, les gestionnaires de réseau donnent la priorité aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables dans la mesure permise par la gestion en toute sécurité du système électrique national, sur la base de critères transparents et non discriminatoires et lorsque ces installations de production d'électricité sont:

- a) soit des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables et ayant une puissance électrique installée inférieure à 400 kW;
- b) soit des projets de démonstration de technologies innovantes, sous réserve de l'approbation de l'autorité de régulation, à condition que cette priorité soit limitée dans le temps et dans sa portée à ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs de la démonstration.

3. Un État membre peut décider de ne pas appliquer l'appel prioritaire aux installations de production d'électricité prévues au paragraphe 2, point a), dont la mise en service intervient au moins six mois après cette décision, ou d'appliquer une capacité minimale inférieure à celle prévue au paragraphe 2, point a), à condition que:

- a) il dispose de marchés intrajournaliers et autres marchés de gros et d'équilibrage qui fonctionnent correctement et que ces marchés sont pleinement accessibles à tous les acteurs du marché conformément au présent règlement;
- b) les règles en matière de redispatching et la gestion de la congestion sont transparentes pour tous les acteurs du marché;
- c) la contribution nationale de l'État membre à la réalisation de l'objectif général contraignant de l'Union relatif à la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables en vertu de l'article 3, paragraphe 2, de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁸⁾ et de l'article 4, point a) 2), du règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁹⁾ est au moins égale au résultat correspondant après application de la formule définie à l'annexe II du règlement (UE) 2018/1999 et sa part d'énergie produite à partir de sources renouvelables n'est pas inférieure aux points de référence visés à l'article 4, point a) 2), du règlement (UE) 2018/1999 ou, de manière alternative, la part des énergies renouvelables dans la consommation brute finale d'électricité dans l'État membre est d'au moins 50 %;
- d) l'État membre a informé la Commission de la dérogation prévue en détaillant la manière dont les conditions visées aux points a), b) et c) sont remplies; et
- e) l'État membre a rendu publique la dérogation prévue, y compris la motivation détaillée pour l'octroi de cette dérogation, en tenant dûment compte de la protection des informations commercialement sensibles lorsque cela est nécessaire.

Toute dérogation évite les changements rétroactifs qui affectent les installations de production bénéficiant déjà de l'appel prioritaire, nonobstant tout accord volontaire entre un État membre et une installation de production.

⁽¹⁸⁾ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (JO L 328 du 21.12.2018, p. 82).

⁽¹⁹⁾ 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, modifiant les règlements (CE) n° 663/2009 et (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) n° 525/2013 du Parlement européen et du Conseil (JO L 328 du 21.12.2018, p. 1).

Sans préjudice des articles 107, 108 et 109 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, les États membres peuvent prévoir des mesures visant à inciter les installations pouvant bénéficier d'un appel prioritaire à y renoncer volontairement.

4. Sans préjudice des articles 107, 108 et 109 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, les États membres peuvent prévoir un appel prioritaire pour l'électricité produite dans des installations de production d'électricité utilisant la cogénération à haut rendement et ayant une puissance électrique installée de moins de 400 kW.

5. En ce qui concerne les installations de production d'électricité mises en service à compter du 1^{er} janvier 2026, le paragraphe 2, point a), s'applique uniquement aux installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables et ayant une puissance électrique installée inférieure à 200 kW.

6. Sans préjudice des contrats conclus avant le 4 juillet 2019, les installations de production d'électricité qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement et qui ont été mises en service avant le 4 juillet 2019 et, lorsqu'elles ont été mises en service, ont fait l'objet d'un appel prioritaire en vertu de l'article 15, paragraphe 5, de la directive 2012/27/UE ou de l'article 16, paragraphe 2, de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁰⁾, continuent de bénéficier de l'appel prioritaire. L'appel prioritaire ne s'applique plus à ces installations de production d'électricité à compter de la date à laquelle l'installation de production d'électricité fait l'objet d'importants changements, ce qui est considéré être le cas, au moins, lorsqu'une nouvelle convention de raccordement est requise ou lorsque la capacité de production de l'installation de production d'électricité est augmentée.

7. L'appel prioritaire ne met pas en péril la sécurité d'exploitation du système électrique, n'est pas utilisé pour justifier la réduction des capacités entre zones au-delà de ce qui est prévu à l'article 16 et s'appuie sur des critères transparents et non discriminatoires.

Article 13

Redispatching

1. Le redispatching de la production et le redispatching de la demande sont fondés sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. Il est 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.

2. Les ressources qui font l'objet d'un redispatching sont choisies parmi les installations de production, le stockage d'énergie, et la participation active de la demande qui utilise des mécanismes fondés sur le marché, et font l'objet d'une compensation financière. Les offres d'équilibrage de l'énergie utilisées pour le redispatching ne fixent pas le prix de l'énergie d'équilibrage.

3. Le redispatching de la production, du stockage d'énergie et de la participation active de la demande non fondés sur le marché ne peuvent être utilisés que si:

- a) aucune alternative fondée sur le marché n'est disponible;
- b) toutes les ressources fondées sur le marché disponibles ont été utilisées;
- c) le nombre d'installations de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande disponibles est trop faible pour permettre une réelle concurrence dans la zone où les installations aptes à fournir le service sont situées; ou
- d) l'actuelle situation du réseau entraîne une congestion de façon si régulière et prévisible que le redispatching fondé sur le marché donnerait lieu à la soumission régulière d'offres stratégiques qui accroîtrait le niveau de congestion interne alors que l'État membre concerné soit a adopté un plan d'action pour remédier à cette congestion, soit veille à ce que la capacité minimale disponible pour les échanges entre zones soit conforme à l'article 16, paragraphe 8.

4. Les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution concernés font rapport à l'autorité de régulation compétente au moins une fois par an sur:

- a) le niveau de développement et d'efficacité des mécanismes de redispatching fondés sur le marché pour les installations de production d'électricité, de stockage d'énergie et de participation active de la demande;

⁽²⁰⁾ 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 et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140 du 5.6.2009, p. 16).

- b) les motifs, les volumes en MWh et le type de sources de production soumis à un redispatching;
- c) les mesures prises pour diminuer, à l'avenir, le besoin de redispatching à la baisse des installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, y compris les investissements dans la numérisation de l'infrastructure de réseau et dans les services qui augmentent la flexibilité.

L'autorité de régulation soumet le rapport à l'ACER et publie une synthèse des données visées au premier alinéa, points a), b) et c), assortie de recommandations d'amélioration si nécessaire.

5. Sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau, sur la base des critères transparents et non discriminatoires établis par les autorités compétentes, les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution:

- a) garantissent la capacité des réseaux de transport et des réseaux de distribution à faire transiter l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement en recourant le moins possible au redispatching, ce qui n'empêche pas de prendre en considération dans la planification du réseau un redispatching limité lorsque le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau de distribution peut prouver en toute transparence que cela est plus efficient économiquement et que cela ne dépasse pas 5 % de la production annuelle d'électricité dans les installations qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et qui sont directement raccordées à leur réseau respectif, sauf disposition contraire prise par un État membre dans lequel l'électricité produite par des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement représente plus de 50 % de la consommation annuelle finale brute d'électricité;
- b) prennent 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;
- c) veillent à ce que leurs réseaux soient suffisamment flexibles pour être en mesure de les gérer.

6. Lorsque le redispatching à la baisse non fondé sur le marché est utilisé, les principes suivants s'appliquent:

- a) les installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ne peuvent faire l'objet de redispatching à la baisse que s'il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts fortement disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau;
- b) l'électricité produite par un processus de cogénération à haut rendement ne peut faire l'objet d'un redispatching à la baisse que si, en dehors d'un redispatching à la baisse visant des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau;
- c) l'électricité autoproduite par des installations de production utilisant des sources d'énergies renouvelables ou la cogénération à haut rendement qui n'est pas injectée dans le réseau de transport ou de distribution ne peut pas faire l'objet d'un redispatching à la baisse sauf si aucune autre solution ne permettrait de résoudre les problèmes de sécurité du réseau;
- d) les mesures de redispatching à la baisse visées aux points a), b) et c) sont justifiées en bonne et due forme et en toute transparence. La justification est incluse dans le rapport visé au paragraphe 3.

7. Lorsque des mesures de redispatching non fondées sur le marché sont utilisées, elles font l'objet d'une compensation financière de la part du gestionnaire de réseau qui a demandé le redispatching au gestionnaire de l'installation de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande ayant fait l'objet de redispatching, sauf dans le cas de producteurs qui acceptent des conventions de raccordement dans lesquelles il n'existe aucune garantie quant à un approvisionnement ferme en énergie. Cette compensation financière est au minimum égale au plus élevé des éléments suivants ou à une combinaison de ces éléments si l'application du seul élément le plus élevé conduirait à une compensation indûment peu élevée ou indûment trop élevée:

- a) le coût d'exploitation additionnel lié au redispatching, tel que les surcoûts de combustible en cas de redispatching à la hausse, ou de fourniture de chaleur de secours en cas de redispatching à la baisse visant des installations de production d'électricité utilisant la cogénération à haut rendement;
- b) les recettes nettes provenant des ventes d'électricité sur le marché journalier que l'installation de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande aurait générées si le redispatching n'avait pas été demandé; si un soutien financier est accordé à des installations de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande sur la base du volume d'électricité produit ou consommé, le soutien financier qui aurait été reçu sans la demande de redispatching est présumé faire partie des recettes nettes.

CHAPITRE III

ACCÈS AU RÉSEAU ET GESTION DE LA CONGESTION

SECTION 1

Allocation de capacité

Article 14

Révision des zones de dépôt des offres

1. Les États membres prennent toutes les mesures appropriées pour remédier aux congestions. Une zone de dépôt des offres est délimitée selon les congestions structurelles et à long terme du réseau de transport. Les zones de dépôt des offres ne contiennent pas de telles congestions structurelles, à moins qu'elles n'aient pas d'incidence sur les zones de dépôt des offres voisines, ou, en guise d'exemption temporaire, que leur incidence sur les zones de dépôt des offres voisines soit atténuée par des actions correctives et que ces congestions structurelles ne débouchent pas sur des réductions de la capacité d'échange entre zones, conformément aux exigences prévues à l'article 16. Les zones de dépôt des offres dans l'Union sont configurées de manière à optimiser l'efficacité économique et les possibilités d'échanges entre zones conformément à l'article 16 tout en préservant la sécurité d'approvisionnement.
2. Tous les trois ans, le REGRT pour l'électricité rend compte des congestions structurelles et d'autres congestions physiques majeures au sein des zones de dépôt des offres et entre celles-ci, y compris de l'emplacement et de la fréquence de ces congestions conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009. Ce rapport évalue si la capacité d'échange entre zones a atteint la trajectoire linéaire en vertu de l'article 15 ou la capacité minimale visée à l'article 16 du présent règlement.
3. Afin de configurer au mieux les zones de dépôt des offres, il y a lieu d'effectuer une révision des zones de dépôt des offres. Cette révision dresse l'inventaire de toutes les congestions structurelles et comporte une analyse coordonnée des différentes configurations des zones de dépôt des offres impliquant les parties prenantes de tous les États membres concernés, conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009. Les zones de dépôt des offres existantes sont évaluées en fonction de leur capacité à créer un environnement de marché fiable, y compris pour la flexibilité de la production et de la capacité de soutirage, ce qui est crucial pour éviter les goulets d'étranglement du réseau, équilibrer la demande et l'offre d'électricité et garantir la sécurité à long terme des investissements dans l'infrastructure du réseau.
4. Aux fins du présent article et de l'article 15 du présent règlement, on entend par États membres concernés, gestionnaires de réseau de transport ou autorités de régulation concernés, les États membres, gestionnaires de réseau de transport ou autorités de régulation qui participent à la révision de la configuration des zones de dépôt des offres ainsi que ceux qui se trouvent dans la même région de calcul de la capacité conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009.
5. Au plus tard le 5 octobre 2019, tous les gestionnaires de réseau de transport concernés présentent pour approbation aux autorités de régulation concernées une proposition de méthode et d'hypothèses à utiliser lors du processus de révision des zones de dépôt des offres et de nouvelles configurations des zones de dépôt des offres à envisager. Les autorités de régulation concernées prennent une décision à l'unanimité sur la proposition dans un délai de trois mois à compter de la présentation de la proposition. Lorsque les autorités de régulation ne parviennent pas à prendre une décision à l'unanimité sur la proposition dans ce délai, l'ACER prend une décision, dans un délai supplémentaire de trois mois, sur la méthode et les hypothèses et sur les nouvelles configurations des zones de dépôt des offres à envisager. La méthode repose sur des congestions structurelles dont on estime qu'elles ne seront pas résorbées dans les trois années qui suivent, en tenant dûment compte des progrès tangibles sur les projets de développement des infrastructures censés être menés à bien dans les trois années qui suivent.
6. Sur la base de la méthode et des hypothèses approuvées en vertu du paragraphe 5, les gestionnaires de réseau de transport participant à la révision des zones de dépôt des offres soumettent aux États membres concernés ou à leurs autorités compétentes désignées une proposition conjointe de modification ou de maintien de la configuration des zones de dépôt des offres au plus tard 12 mois après l'approbation de la méthode et d'hypothèses en vertu du paragraphe 5. D'autres États membres, des parties contractantes de la Communauté de l'énergie ou d'autres pays tiers partageant la même zone synchrone avec tout État membre concerné peuvent présenter des observations.
7. Lorsqu'une congestion structurelle a été identifiée dans le rapport visé au paragraphe 2 du présent article ou lors du processus de révision des zones de dépôt des offres en vertu du présent article ou par un ou plusieurs gestionnaires

de réseau de transport dans leurs zones de contrôle dans un rapport approuvé par l'autorité de régulation compétente, l'État membre ayant une congestion structurelle identifiée, en coopération avec ses gestionnaires de réseau de transport, décide, dans un délai de six mois à compter de la réception du rapport, soit d'établir des plans d'action au niveau national ou multinational en vertu de l'article 15, soit de réviser ou de modifier la configuration de sa zone de dépôt des offres. Ces décisions sont immédiatement notifiées à la Commission et à l'ACER.

8. Pour les États membres qui ont opté pour modifier la configuration des zones de dépôt des offres en vertu du paragraphe 7, les États membres concernés prennent une décision à l'unanimité dans un délai de six mois à compter de la notification visée au paragraphe 7. Les autres États membres peuvent soumettre des observations aux États membres concernés, qui devraient en tenir compte lors de leur décision. La décision est motivée et notifiée à la Commission et à l'ACER. Si les États membres concernés ne parviennent pas à prendre une décision à l'unanimité dans le délai de six mois, ils le notifient immédiatement à la Commission. En dernier recours, la Commission, après avoir consulté l'ACER, adopte une décision de modification ou de maintien de la configuration des zones de dépôt des offres au sein de ces États membres et entre ces États membres, au plus tard six mois à compter de la réception d'une telle notification.

9. Les États membres et la Commission consultent les parties prenantes avant d'adopter une décision en vertu du présent article.

10. Toute décision adoptée en vertu du présent article précise la date de mise en œuvre de toute modification. Cette date de mise en œuvre concilie l'exigence de rapidité et les aspects pratiques, y compris les échanges d'électricité à terme. La décision peut prévoir des dispositions transitoires appropriées.

11. Lorsque d'autres révisions des zones de dépôt des offres sont lancées conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009, le présent article s'applique.

Article 15

Plans d'action

1. À la suite de l'adoption d'une décision prise en application de l'article 14, paragraphe 7, l'État membre ayant une congestion structurelle identifiée élabore un plan d'action en coopération avec son autorité de régulation. Ce plan d'action contient un calendrier concret pour l'adoption de mesures destinées à réduire les congestions structurelles identifiées au cours d'une période de quatre ans tout au plus à compter de l'adoption de la décision en vertu de l'article 14, paragraphe 7.

2. Quels que soient les progrès concrets enregistrés dans la mise en œuvre du plan d'action, les États membres veillent à ce que, sans préjudice des dérogations accordées en vertu de l'article 16, paragraphe 9, ou des écarts autorisés en vertu de l'article 16, paragraphe 3, la capacité d'échange entre zones est augmentée chaque année jusqu'à ce que la capacité minimale prévue à l'article 16, paragraphe 8, soit atteinte. Cette capacité minimale doit être atteinte le 31 décembre 2025 au plus tard.

Ces augmentations annuelles sont réalisées au moyen d'une trajectoire linéaire. Le point de départ de cette trajectoire est soit la capacité allouée à la frontière ou à tout élément de réseau critique au cours de l'année précédant l'adoption du plan d'action, soit la capacité moyenne des trois années précédant l'adoption du plan d'action, la valeur la plus élevée étant retenue. Les États membres veillent à ce que, au cours de la mise en œuvre de leurs plans d'action, la capacité rendue disponible pour assurer la conformité des échanges entre zones avec l'article 16, paragraphe 8, soit supérieure ou égale aux valeurs de la trajectoire linéaire, y compris au moyen d'actions correctives dans la région de calcul de la capacité.

3. Le coût des actions correctives nécessaires pour réaliser la trajectoire linéaire visée au paragraphe 2 ou pour mettre à disposition des capacités entre zones aux frontières ou aux éléments de réseau critiques concernés par le plan d'action est supporté par le ou les États membres mettant en œuvre le plan d'action.

4. Chaque année, au cours de la mise en œuvre du plan d'action et dans les six mois à compter de son expiration, les gestionnaires de réseau de transport concernés évaluent, pour les 12 mois précédents, si la capacité transfrontalière disponible a réalisé la trajectoire linéaire ou à compter du 1^{er} janvier 2026, les capacités minimales prévues à l'article 16, paragraphe 8, ont été atteintes. Ils soumettent leurs évaluations à l'ACER et aux autorités de régulation concernées. Avant de soumettre le rapport, chaque gestionnaire de réseau de transport transmet sa contribution au rapport, notamment toutes les données pertinentes, à son autorité de régulation pour approbation.

5. En ce qui concerne les États membres pour lesquels les évaluations visées au paragraphe 4 démontrent qu'un gestionnaire de réseau de transport n'a pas respecté la trajectoire linéaire, les États membres concernés décident à l'unanimité, dans les six mois à compter de la réception du rapport d'évaluation visé au paragraphe 4, de maintenir ou de modifier la configuration des zones de dépôt des offres au sein et entre les États membres. En prenant leur décision, les États membres concernés devraient tenir compte des observations soumises par d'autres États membres. La décision des États membres concernés est motivée et notifiée à la Commission et à l'ACER.

Si les États membres concernés ne parviennent pas à prendre une décision à l'unanimité dans le délai prévu, ils en informent immédiatement la Commission. Au plus tard six mois à compter de la réception d'une telle notification, la Commission, après avoir consulté l'ACER et les parties prenantes concernées, adopte, en dernier recours, une décision de modification ou de maintien de la configuration des zones de dépôt des offres au sein des États membres concernés et entre ces États membres.

6. Six mois avant l'expiration du plan d'action, l'État membre ayant une congestion structurelle identifiée décide soit de remédier à la congestion restante en modifiant sa zone de dépôt des offres, soit de remédier à la congestion restante grâce à des actions correctives dont il couvre les coûts.

7. Lorsqu'aucun plan d'action n'a été élaboré dans un délai de six mois à compter du moment où la congestion structurelle a été identifiée en application de l'article 14, paragraphe 7, les gestionnaires de réseau de transport concernés évaluent, dans un délai de douze mois à compter du moment où cette congestion structurelle a été identifiée, si la capacité transfrontalière disponible a atteint les capacités minimales prévues à l'article 16, paragraphe 8, au cours des douze mois précédents et présentent un rapport d'évaluation aux autorités de régulation concernées et à l'ACER.

Avant la rédaction du rapport, chaque gestionnaire de réseau de transport transmet sa contribution au rapport, notamment les données pertinentes, à son autorité de régulation pour approbation. Lorsqu'une évaluation démontre qu'un gestionnaire de réseau de transport n'a pas respecté la capacité minimale, le processus de décision prévu au paragraphe 5 du présent article s'applique.

Article 16

Principes généraux d'allocation de capacité et de gestion de la congestion

1. Les problèmes de congestion du réseau sont traités grâce à des solutions non discriminatoires, fondées sur le marché, qui donnent des signaux économiques efficaces aux acteurs du marché et aux gestionnaires de réseau de transport concernés. Les problèmes de congestion du réseau sont résolus au moyen de méthodes non transactionnelles, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents acteurs du marché. Lorsqu'il prend des mesures opérationnelles visant à garantir que son réseau de transport demeure à l'état normal, le gestionnaire de réseau de transport tient compte de l'effet de ces mesures sur les zones de contrôle voisines et coordonne ces mesures avec les autres gestionnaires de réseau de transport concernés conformément au règlement (UE) 2015/1222.

2. Les procédures de réduction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir rapidement et où le redispatching ou les échanges de contrepartie ne sont pas possibles. Toute procédure de ce type est appliquée de manière non discriminatoire. Sauf cas de force majeure, les acteurs du marché auxquels ont été allouées des capacités sont indemnisés pour toute réduction de ce type.

3. Les centres de coordination régionaux procèdent à un calcul coordonné de la capacité conformément aux paragraphes 4 et 8 du présent article, comme le prévoient l'article 37, paragraphe 1, point a), et l'article 42, paragraphe 1.

Les centres de coordination régionaux calculent les capacités d'échange entre zones en respectant les limites de sécurité d'exploitation et en utilisant les données fournies par les gestionnaires de réseau de transport, y compris les données sur la disponibilité technique des actions correctives, à l'exception du délestage. Lorsque les centres de coordination régionaux concluent que ces actions correctives disponibles dans la région de calcul de la capacité ou entre les régions de calcul de la capacité ne suffisent pas pour atteindre la trajectoire linéaire en vertu de l'article 15, paragraphe 2, ou les capacités minimales prévues au paragraphe 8 du présent article tout en respectant les limites de sécurité d'exploitation, ils peuvent, en dernier ressort, définir des actions coordonnées visant à réduire en conséquence les capacités d'échange entre zones. Les gestionnaires de réseau de transport ne s'écartent des actions coordonnées en ce qui concerne le calcul coordonné de la capacité et l'analyse coordonnée de la sécurité que conformément à l'article 42, paragraphe 2.

Dans un délai de 3 mois après la mise en service des centres de coordination régionaux en vertu de l'article 35, paragraphe 2, du présent règlement, et tous les trois mois par la suite, les centres de coordination régionaux adressent un rapport aux autorités de régulation concernées et à l'ACER sur toute réduction de capacité ou tout écart par rapport aux actions coordonnées en vertu du deuxième alinéa, et ils évaluent les incidences et formulent, le cas échéant, des recommandations quant aux moyens d'éviter ces écarts à l'avenir. Si l'ACER conclut que les conditions nécessaires à un écart en vertu du présent paragraphe ne sont pas remplies ou que les écarts sont d'ordre structurel, elle présente un avis aux autorités de régulation concernées et à la Commission. Les autorités de régulation compétentes prennent les mesures appropriées contre les gestionnaires de réseau de transport ou les centres de coordination régionaux en application de l'article 59 ou 62 de la directive (UE) 2019/944 si les conditions préalables nécessaires à un écart en vertu du présent paragraphe n'étaient pas remplies.

Les écarts de nature structurelle sont traités dans un plan d'action visé à l'article 14, paragraphe 7, ou dans une mise à jour d'un plan d'action existant.

4. Le niveau de capacité maximal des interconnexions et des réseaux de transport concernés par la capacité transfrontalière sont mis à la disposition des acteurs du marché qui respectent les standards de sécurité pour une exploitation sûre du réseau. Les échanges de contrepartie et le redispatching, y compris le redispatching transfrontalier, sont utilisés pour optimiser les capacités disponibles pour atteindre les capacités minimales prévues au paragraphe 8. Une procédure coordonnée et non discriminatoire pour les actions correctives transfrontalières est appliquée pour permettre une telle maximisation, à la suite de la mise en œuvre de la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie.

5. Les capacités sont allouées sous la forme de ventes aux enchères explicites des capacités ou de ventes aux enchères implicites à la fois des capacités et de l'énergie. Les deux méthodes peuvent coexister pour la même interconnexion. Pour les échanges intrajournaliers, un régime de continuité est appliqué, qui peut être complété par des ventes aux enchères.

6. En cas de congestion, les offres valables les plus élevées pour la capacité de réseau, qu'elles soient formulées implicitement ou explicitement, présentant la valeur la plus élevée pour les capacités de transport limitées dans un délai donné, sont retenues. Sauf dans le cas de nouvelles interconnexions qui bénéficient d'une dérogation en vertu de l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003, de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 ou de l'article 63 du présent règlement, la fixation de prix de réserve dans les méthodes d'allocation de capacité est interdite.

7. Les capacités peuvent faire librement l'objet d'échanges sur le marché secondaire, à condition que le gestionnaire de réseau de transport soit informé suffisamment à l'avance. Lorsqu'un gestionnaire de réseau de transport refuse un échange (une transaction) secondaire, il notifie et explique clairement et d'une manière transparente ce refus à tous les acteurs du marché et en informe l'autorité de régulation.

8. Les gestionnaires de réseau de transport ne limitent pas le volume de la capacité d'interconnexion à mettre à la disposition des acteurs du marché en tant que moyen de résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de dépôt des offres ou en tant que moyen de gestion des flux résultant de transactions internes aux zones de dépôt des offres. Sans préjudice de l'application des dérogations prévues aux paragraphes 3 et 9 du présent article et de l'application de l'article 15, paragraphe 2, le présent paragraphe est réputé respecté lorsque les niveaux de capacité disponible pour les échanges entre zones atteignent les niveaux minimaux suivants:

- a) pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur la capacité de transport nette coordonnée, la capacité minimale est de 70 % de la capacité de transport respectant les limites de sécurité d'exploitation après déduction des aléas, déterminée conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009;
- b) pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur les flux, la capacité minimale est une marge fixée dans le processus de calcul de la capacité disponible pour les flux résultant de l'échange entre zones. La marge est de 70 % de la capacité respectant les limites de sécurité d'exploitation des éléments critiques de réseau internes et entre zones, en tenant compte des aléas, déterminée conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009.

Le montant maximal de 30 % peut être utilisé pour les marges de fiabilité, les flux de boucle et les flux internes pour chaque élément critique de réseau.

9. À la demande des gestionnaires de réseau de transport d'une région de calcul de la capacité, les autorités de régulation concernées peuvent accorder une dérogation au paragraphe 8 pour des motifs prévisibles lorsque cela s'avère nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation. Une telle dérogation, qui ne peut porter sur une réduction de capacités déjà allouées en vertu du paragraphe 2, est accordée pour une durée maximale d'un an à la fois ou, à condition que l'étendue de la dérogation diminue de manière significative après la première année, pour une durée maximale de deux ans. L'étendue de ces dérogations se limite strictement à ce qui est nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation et évite toute discrimination entre les échanges internes et ceux entre zones.

Avant d'accorder une dérogation, l'autorité de régulation concernée consulte les autorités de régulation des autres États membres faisant partie des régions de calcul de la capacité concernées. Lorsqu'une autorité de régulation marque son désaccord avec la dérogation proposée, l'ACER décide si cette dérogation devrait être accordée en vertu de l'article 6, paragraphe 10, point a), du règlement (UE) 2019/942. La justification et la motivation de la dérogation sont publiées.

Lorsqu'une dérogation est accordée, les gestionnaires de réseau de transport concernés élaborent et publient une méthode et des projets qui fournissent une solution à long terme au problème que la dérogation cherche à résoudre. La dérogation prend fin à l'expiration du délai prévu pour la dérogation ou lorsque la solution est appliquée, la date la plus proche étant retenue.

10. Les acteurs du marché préviennent les gestionnaires de réseau de transport concernés, suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée, de leur intention d'utiliser ou non les capacités allouées. Toute capacité allouée qui ne sera pas utilisée est mise à disposition à nouveau sur le marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire.

11. Dans la mesure où cela est techniquement possible, les gestionnaires de réseau de transport compensent les demandes de capacité de tout flux d'énergie dans le sens opposé sur la ligne d'interconnexion touchée par une congestion afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale. En tenant pleinement compte de la sécurité du réseau, les transactions qui diminuent la congestion ne sont pas refusées.

12. Les conséquences financières d'un manquement aux obligations liées à l'allocation de capacité sont à la charge des gestionnaires de réseau de transport ou des NEMO qui sont responsables de ce manquement. Lorsque des acteurs du marché n'utilisent pas les capacités qu'ils se sont engagés à utiliser ou, dans le cas de capacités ayant fait l'objet d'une vente aux enchères explicite, ne procèdent pas à des échanges de capacités sur le marché secondaire ou ne restituent pas les capacités en temps voulu, ces acteurs du marché perdent leurs droits d'utilisation de ces capacités et sont redevables d'un défraiement reflétant les coûts. Ce défraiement éventuel pour avoir manqué d'utiliser les capacités est justifié et proportionné. Si un gestionnaire de réseau de transport manque à son obligation de fournir une capacité de transport ferme, il est tenu d'indemniser l'acteur du marché pour la perte des droits d'utilisation de capacités. Aucun préjudice indirect n'est pris en compte à cet effet. Les concepts et les méthodes de base permettant de déterminer les responsabilités en cas de manquement à des obligations sont définis au préalable en ce qui concerne les conséquences financières et sont soumis à l'appréciation de l'autorité ou des autorités de régulation concernées.

13. Lors de la répartition des coûts des actions correctives entre les gestionnaires de réseau de transport, les autorités de régulation examinent dans quelle mesure les flux résultant de transactions internes aux zones de dépôt des offres contribuent à la congestion observée entre deux zones de dépôt des offres et répartissent les coûts, en fonction de cette contribution à la congestion, entre les gestionnaires de réseau de transport des zones de dépôt des offres qui sont responsables de la création de tels flux, à l'exception des coûts induits par les flux résultant de transactions internes aux zones de dépôt des offres qui sont inférieurs au niveau attendu sans congestion structurelle dans une zone de dépôt des offres.

Ce niveau est analysé et défini conjointement par tous les gestionnaires de réseau de transport d'une région de calcul de la capacité pour chaque frontière d'une zone de dépôt des offres et est soumis à l'approbation de toutes les autorités de régulation de la région de calcul de la capacité.

Article 17

Allocation de la capacité d'échange entre zones aux différentes échéances

1. Les gestionnaires de réseau de transport recalculent la capacité d'échange entre zones disponibles au moins après les heures de fermeture du guichet journalier et du guichet infrajournalier entre zones. Les gestionnaires de réseau de transport allouent la capacité d'échange entre zones disponible, plus toute capacité d'échange entre zones restante qui n'a pas été allouée précédemment et toute capacité d'échange entre zones libérée par les détenteurs de droits de transport physique ayant bénéficié d'allocations antérieures, lors du processus d'allocation de la capacité d'échange entre zones suivant.

2. Les gestionnaires de réseau de transport proposent une structure appropriée pour l'allocation de la capacité d'échange entre zones aux différentes échéances, y compris journalières, infrajournalières et liées au marché de l'équilibrage. Cette structure d'allocation est soumise à l'appréciation des autorités de régulation concernées. Pour élaborer leur proposition, les gestionnaires de réseau de transport tiennent compte:

a) des caractéristiques des marchés;

- b) des conditions d'exploitation du système électrique, telles que les conséquences d'une comptabilisation nette des programmes déclarés fermes;
 - c) du degré d'harmonisation des pourcentages alloués aux différentes échéances et des échéances adoptées pour les différents mécanismes d'allocation de la capacité d'échange entre zones qui sont déjà en vigueur.
3. Lorsque la capacité d'échange entre zones est disponible après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, les gestionnaires de réseau de transport utilisent la capacité d'échange entre zones pour échanger de l'énergie d'équilibrage ou pour l'activation du processus de compensation des déséquilibres.
4. Lorsqu'ils allouent des capacités d'échange entre zones pour échanger des capacités d'équilibrage ou pour partager des réserves en vertu de l'article 6, paragraphe 8, du présent règlement, les gestionnaires de réseau de transport utilisent les méthodes élaborées dans les lignes directrices sur l'équilibrage adoptées sur la base de l'article 6, paragraphe 11, du règlement (CE) n° 714/2009.
5. Les gestionnaires de réseau de transport n'augmentent pas la marge de fiabilité déterminée en vertu du règlement (UE) 2015/1222 en raison de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves.

SECTION 2

Redevances d'accès aux réseaux et recettes tirées de la congestion

Article 18

Redevances d'accès aux réseaux, d'utilisation des réseaux et de renforcement

1. Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau, y compris les redevances de raccordement aux réseaux, les redevances d'utilisation des réseaux et, le cas échéant, les redevances de renforcement connexe des réseaux, reflètent les coûts, sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité et la flexibilité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire. Ces redevances ne comprennent pas de coûts non liés soutenant d'autres objectifs stratégiques.

Sans préjudice de l'article 15, paragraphes 1 et 6, de la directive 2012/27/UE et des critères énoncés à l'annexe XI de ladite directive, la méthode utilisée pour déterminer les redevances d'accès aux réseaux soutient de manière neutre l'efficacité générale du système à long terme grâce à des signaux de prix adressés aux clients et aux producteurs et, en particulier, est appliquée de manière à ne pas créer de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, entre la production connectée au niveau de la distribution et la production connectée au niveau du transport. Les redevances d'accès ne créent pas de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, à l'égard du stockage d'énergie ou de l'agrégation de l'énergie et ne découragent pas l'autoproduction, l'autoconsommation ou la participation active de la demande. Sans préjudice du paragraphe 3 du présent article, ces redevances ne sont pas fonction de la distance.

2. Les méthodes de tarification reflètent les coûts fixes des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution et incitent de manière appropriée les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution, tant à court qu'à long terme, à améliorer l'efficacité, y compris l'efficacité énergétique, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement, à soutenir les investissements efficaces, à soutenir les activités de recherche connexes et à faciliter l'innovation dans l'intérêt des consommateurs dans des domaines tels que la numérisation, les services de flexibilité et l'interconnexion.

3. Le cas échéant, le niveau des tarifs appliqués aux producteurs ou aux consommateurs finals, ou aux deux, intègre des signaux de localisation au niveau de l'Union et prend en considération les pertes de réseau et la congestion causées, ainsi que les coûts d'investissement relatifs aux infrastructures.

4. Lors de la fixation des redevances d'accès aux réseaux, les éléments ci-après sont pris en considération:

- a) les paiements et les recettes résultant du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau;
- b) les paiements effectivement réalisés et reçus, ainsi que les paiements attendus pour les périodes futures, estimés sur la base des périodes précédentes.

5. La fixation des redevances d'accès aux réseaux au titre du présent article ne fait pas obstacle au paiement de redevances résultant de la gestion de la congestion visée à l'article 16.

6. Il n'y a aucune redevance de réseau spécifique sur les différentes transactions pour les échanges d'électricité entre zones.

7. Les tarifs de distribution reflètent les coûts, en tenant compte de l'utilisation du réseau de distribution par les utilisateurs du réseau, y compris les clients actifs. Les tarifs de distribution peuvent comporter des éléments liés à la capacité de connexion au réseau et peuvent varier en fonction des profils de consommation ou de production des utilisateurs du réseau. Lorsque les États membres ont mis en œuvre le déploiement de systèmes intelligents de mesure, les autorités de régulation examinent la possibilité d'introduire la tarification différenciée en fonction de la période d'accès au réseau lors de l'établissement ou de l'approbation des tarifs de transport ou des tarifs de distribution ou de leurs méthodes conformément à l'article 59 de la directive (UE) 2019/944 et, le cas échéant, peuvent introduire la tarification différenciée en fonction de la période d'accès au réseau pour refléter l'utilisation du réseau, de manière transparente, rentable et prévisible pour le client final.

8. Les méthodes de tarification de la distribution prévoient des mesures pour inciter les gestionnaires de réseau de distribution à l'exploitation et au développement les plus rentables de leurs réseaux, notamment au moyen de la passation de marchés de services. À cette fin, les autorités de régulation reconnaissent les coûts correspondants comme admissibles, les incluent dans les tarifs de distribution et elles peuvent introduire des objectifs de performance afin d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à augmenter l'efficacité de leurs réseaux, y compris au moyen de l'efficacité énergétique, de la flexibilité, du déploiement de réseaux électriques intelligents et de la mise en place de systèmes intelligents de mesure.

9. Au plus tard le 5 octobre 2019, afin d'atténuer le risque de fragmentation du marché, l'ACER élabore un rapport sur les bonnes pratiques concernant les méthodes de tarification du transport et de la distribution, tout en prenant en compte les particularités nationales. Ce rapport sur les bonnes pratiques porte au moins sur les éléments suivants:

- a) le rapport entre les tarifs appliqués aux producteurs et les tarifs appliqués aux clients finals;
- b) les coûts que les tarifs visent à recouvrer;
- c) la tarification différenciée en fonction de la période d'accès au réseau;
- d) les signaux de localisation;
- e) le lien entre les tarifs de transport et les tarifs de distribution;
- f) les méthodes mises en œuvre pour garantir la transparence dans la fixation et la structure des tarifs;
- g) les groupes d'utilisateurs du réseau soumis à des tarifs, notamment, le cas échéant, les caractéristiques de ces groupes, leurs modes de consommation et les éventuelles exonérations tarifaires;
- h) les pertes sur les réseaux à haute, moyenne et basse tension.

L'ACER actualise son rapport sur les bonnes pratiques au moins une fois tous les deux ans.

10. Les autorités de régulation tiennent dûment compte du rapport sur les bonnes pratiques lorsqu'ils fixent ou approuvent les tarifs de transport ou les tarifs de distribution ou leurs méthodes conformément à l'article 59 de la directive (UE) 2019/944.

Article 19

Recettes tirées de la congestion

1. Les procédures de gestion de la congestion associées à une échéance prédéfinie ne peuvent générer de recettes que si une congestion se produit en rapport avec ladite échéance, sauf dans le cas de nouvelles interconnexions qui bénéficient d'une dérogation en vertu de l'article 63 du présent règlement, de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 ou de l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003. La procédure de répartition de ces recettes est soumise à l'appréciation des autorités de régulation et elle ne doit pas fausser le processus d'allocation en favorisant tel ou tel opérateur demandant des capacités ou de l'énergie ni constituer un facteur de dissuasion vis-à-vis de la réduction de la congestion.

2. Les objectifs suivants sont prioritaires en ce qui concerne l'allocation de recettes résultant de l'allocation de la capacité d'échange entre zones:

- a) garantir la disponibilité réelle des capacités allouées, y compris la compensation de fermeté; ou
- b) maintenir ou accroître les capacités d'échange entre zones via l'optimisation de l'utilisation des interconnexions existantes au moyen d'actions correctives coordonnées, le cas échéant, ou couvrir les coûts résultant des investissements dans le réseau qui sont pertinents pour réduire la congestion des interconnexions.

3. Lorsque les objectifs prioritaires énoncés au paragraphe 2 ont été remplis de manière appropriée, les recettes peuvent servir de recettes à prendre en compte par les autorités de régulation lorsqu'elles approuvent la méthode de calcul des tarifs d'accès au réseau ou lorsqu'elles fixent ces tarifs, ou les deux. Les recettes restantes sont inscrites dans un poste distinct de la comptabilité interne jusqu'à ce qu'elles puissent être dépensées aux fins prévues au paragraphe 2.

4. L'utilisation des recettes conformément au paragraphe 2, point a) ou b), fait l'objet d'une méthode proposée par les gestionnaires de réseau de transport après consultation des autorités de régulation et des parties prenantes concernées, et après approbation de l'ACER. Les gestionnaires de réseau de transport présentent la proposition de méthode à l'ACER au plus tard le 5 juillet 2020 et l'ACER statue sur cette proposition de méthode dans un délai de six mois à compter de sa réception.

L'ACER peut demander aux gestionnaires de réseau de transport de modifier ou d'actualiser la méthode visée au premier alinéa. L'ACER statue sur la méthode modifiée ou actualisée au plus tard dans un délai de six mois suivant sa présentation.

La méthode précise au minimum les conditions dans lesquelles les recettes peuvent être utilisées aux fins visées au paragraphe 2, les conditions dans lesquelles les recettes peuvent être inscrites dans un poste distinct de la comptabilité interne en vue d'une utilisation future à ces fins et la durée pendant laquelle ces recettes peuvent être inscrites à un tel poste.

5. Les gestionnaires de réseau de transport établissent clairement à l'avance de quelle manière ils utiliseront toute recette tirée de la congestion et font rapport aux autorités de régulation sur l'utilisation effective qui en a été faite. Au plus tard le 1^{er} mars de chaque année, les autorités de régulation informent l'ACER et publient un rapport indiquant:

- a) le montant des recettes recueillies au cours de la période de douze mois prenant fin le 31 décembre de l'année précédente;
- b) la manière dont ces recettes ont été utilisées en application du paragraphe 2, y compris les projets spécifiques auxquels les recettes ont été affectées et le montant inscrit dans un poste distinct de la comptabilité;
- c) le montant qui a été utilisé pour calculer les tarifs d'accès au réseau; et
- d) les justificatifs attestant que le montant visé au point c) est conforme au présent règlement et à la méthode élaborée en vertu des paragraphes 3 et 4.

Lorsqu'une partie des recettes tirées de la congestion est utilisée pour le calcul des tarifs d'accès au réseau, le rapport indique de quelle manière les gestionnaires de réseau de transport ont rempli leurs objectifs prioritaires énoncés au paragraphe 2, le cas échéant.

CHAPITRE IV

ADÉQUATION DES RESSOURCES

Article 20

Adéquation des ressources dans le marché intérieur de l'électricité

1. Les États membres contrôlent l'adéquation des ressources sur leur territoire sur la base de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne visée à l'article 23. Aux fins de compléter l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne, les États membres peuvent également procéder à des évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale en application de l'article 24.

2. Lorsque l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne visée à l'article 23 ou l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale visée à l'article 24 met en lumière une difficulté d'adéquation des ressources, l'État membre concerné recense toutes distorsions réglementaires ou défaillances du marché ayant causé l'apparition de la difficulté ou y ayant contribué.

3. 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, dans le cadre du processus d'aide d'État. Lorsqu'ils traitent les difficultés d'adéquation des ressources, les États membres tiennent notamment compte des principes énoncés à l'article 3 et, et envisagent:

- a) de supprimer les distorsions réglementaires;
- b) de supprimer les plafonds tarifaires conformément à l'article 10;

- c) d'introduire une fonction de détermination du prix de la pénurie pour l'énergie d'équilibrage, conformément à l'article 44, paragraphe 3, du règlement 2017/2195;
 - d) d'augmenter la capacité d'interconnexion et la capacité du réseau interne en vue de réaliser, à tout le moins, leurs objectifs d'interconnexion visés à l'article 4, point d) 1), du règlement (UE) 2018/1999;
 - e) de permettre l'autoproduction, le stockage d'énergie, les mesures de participation active de la demande et l'efficacité énergétique en adoptant des mesures destinées à supprimer les distorsions réglementaires recensées;
 - f) de veiller à ce que la passation de marchés en matière de services d'équilibrage et de services auxiliaires soit efficace du point de vue économique et fondée sur le marché;
 - g) de supprimer les prix réglementés dans les cas où l'exige l'article 5 de la directive (UE) 2019/944.
4. Les États membres concernés soumettent leur plan de mise en œuvre à l'appréciation de la Commission.
 5. Dans les quatre mois à compter de la réception du plan de mise en œuvre, la Commission émet un avis visant à évaluer si les mesures prévues suffisent pour éliminer les distorsions réglementaires ou les carences du marché qui ont été recensées en application du paragraphe 2 et elle peut inviter les États membres à modifier leurs plans de mise en œuvre en conséquence.
 6. Les États membres concernés assurent le suivi de l'application de leurs plans de mise en œuvre et publient les résultats de ce suivi dans un rapport annuel et ils soumettent ce rapport à la Commission.
 7. La Commission émet un avis visant à évaluer si les plans de mise en œuvre ont été mis en œuvre de manière suffisante et si la difficulté d'adéquation des ressources a été résolue.
 8. Les États membres continuent à suivre le plan de mise en œuvre après que la difficulté d'adéquation des ressources recensée a été résolue.

Article 21

Principes généraux des mécanismes de capacité

1. Pour résoudre les difficultés résiduelles d'adéquation des ressources, les États membres peuvent, en dernier ressort et tout en appliquant les mesures visées à l'article 20, paragraphe 3, du présent règlement, conformément aux articles 107, 108 et 109 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, introduire des mécanismes de capacité.
2. Avant d'introduire des mécanismes de capacité, les États membres concernés réalisent une étude approfondie des effets potentiels de ces mécanismes sur les États membres voisins en consultant au minimum les États membres voisins avec lesquels ils disposent d'un raccordement direct au réseau ainsi que les parties prenantes desdits États membres.
3. Les États membres évaluent si un mécanisme de capacité sous forme de réserve stratégique est en mesure de résoudre les difficultés d'adéquation des ressources. Si tel n'est pas le cas, les États membres peuvent mettre en œuvre un autre type de mécanisme de capacité.
4. 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.
5. Les États membres n'introduisent pas de mécanismes de capacité tant que le plan de mise en œuvre visé à l'article 20, paragraphe 3, n'a pas obtenu d'avis de la Commission tel que visé à l'article 20, paragraphe 5.
6. Lorsqu'un État membre applique un mécanisme de capacité, il l'examine et fait en sorte qu'aucun nouveau contrat ne soit conclu dans le cadre de ce mécanisme 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 ou lorsque le plan de mise en œuvre visé à l'article 20, paragraphe 3, n'a pas obtenu d'avis de la Commission tel que visé à l'article 20, paragraphe 5.
7. Lorsqu'ils conçoivent les mécanismes de capacité, les États membres incluent une disposition autorisant l'élimination administrative progressive et efficace d'un mécanisme de capacité lorsqu'aucun nouveau contrat n'est conclu au titre du paragraphe 6 pendant trois années consécutives.

8. Les mécanismes de capacité sont temporaires. Ils sont approuvés par la Commission pour une durée n'excédant pas dix ans. Ils sont progressivement éliminés ou bien le montant des capacités engagées est réduit sur la base du plan de mise en œuvre visé à l'article 20. Les États membres continuent à appliquer le plan de mise en œuvre après l'introduction du mécanisme de capacité.

Article 22

Principes de conception des mécanismes de capacité

1. Les mécanismes de capacité:

- a) sont temporaires;
- b) ne créent pas de distorsions inutiles du marché et ne limitent pas les échanges entre zones;
- c) ne dépassent pas ce qui est nécessaire pour traiter les difficultés d'adéquation des ressources visées à l'article 20;
- d) sélectionnent des fournisseurs de capacité au moyen d'une procédure transparente, non discriminatoire et concurrentielle;
- e) fournissent des incitations pour que les fournisseurs de capacité soient disponibles lors des périodes où une forte sollicitation du système est attendue;
- f) garantissent que la rémunération soit déterminée à l'aide d'un processus concurrentiel;
- g) exposent les conditions techniques nécessaires pour la participation des fournisseurs de capacité en amont de la procédure de sélection;
- h) sont ouverts à la participation de toutes les ressources qui sont en mesure de fournir les performances techniques nécessaires, y compris le stockage d'énergie et la participation active de la demande;
- i) appliquent des pénalités appropriées aux fournisseurs de capacité lorsqu'ils ne sont pas disponibles aux périodes de forte sollicitation du système.

2. La conception des réserves stratégiques répond aux exigences suivantes:

- a) lorsqu'un mécanisme de capacité a été conçu comme une réserve stratégique, les ressources de la réserve stratégique ne sont appelées que si les gestionnaires de réseau de transport sont susceptibles d'épuiser leurs ressources d'équilibrage afin d'instaurer un équilibre entre l'offre et la demande;
- b) pendant les périodes de règlement des déséquilibres lorsque les ressources de la réserve stratégique sont appelées, les déséquilibres sur le marché sont réglés au moins à la valeur de l'énergie non distribuée ou à une valeur supérieure à la limite technique de prix intrajournalier visée à l'article 10, paragraphe 1, le montant le plus élevé étant retenu;
- c) le rendement de la réserve stratégique après l'appel est attribué aux responsables d'équilibre au moyen du mécanisme de règlement des déséquilibres;
- d) les ressources participant à la réserve stratégique ne sont pas rémunérées par le biais des marchés de gros de l'électricité ou des marchés d'équilibrage.
- e) les ressources de la réserve stratégique sont maintenues en dehors du marché au moins pendant la durée du contrat.

L'exigence visée au premier alinéa, point a), est sans préjudice de l'activation des ressources préalables à un véritable appel afin de respecter les contraintes d'accélération et de décélération et les besoins d'exploitation des ressources. La production de la réserve stratégique lors de l'activation n'est pas attribuée à des groupes d'équilibrage par l'intermédiaire de marchés de gros et ne modifient pas leurs déséquilibres.

3. Outre les exigences prévues au paragraphe 1, les mécanismes de capacité autres que les réserves stratégiques:

- a) sont conçus de manière à garantir que le prix payé pour la disponibilité tende automatiquement vers zéro lorsque le niveau des capacités fournies devrait être adéquat pour répondre au niveau des capacités demandées;
- b) ne rémunèrent les ressources participantes que pour leur disponibilité et garantissent que la rémunération n'influe pas sur les décisions du fournisseur de capacité quant au fait de produire ou pas;
- c) garantissent que les obligations de capacité sont transférables entre les fournisseurs de capacité admissibles.

4. Les mécanismes de capacité incorporent les exigences énumérées ci-après concernant les limites en matière d'émissions de CO₂:

- a) à partir du 4 juillet 2019 au plus tard, une capacité de production dont la production commerciale a débuté à cette date ou après cette date et qui émet plus de 550 gr de CO₂ issu de carburant fossile par kWh d'électricité n'est pas engagée ni ne reçoit de paiement ou d'engagements pour des paiements futurs dans le cadre d'un mécanisme de capacité;
- b) à partir du 1^{er} juillet 2025 au plus tard, une capacité de production dont la production commerciale a débuté avant le 4 juillet 2019 et qui émet plus de 550 gr de CO₂ issu de carburant fossile par kWh d'électricité et plus de 350 kg de CO₂ issu de carburant fossile en moyenne par an et par kWh installé n'est pas engagée ni ne reçoit de paiements ou d'engagements pour des paiements futurs dans le cadre d'un mécanisme de capacité.

La limite d'émissions de 550 gr de CO₂ issu de carburant fossile par kWh d'électricité et la limite de 350 kg de CO₂ issu de carburant fossile en moyenne par an par kWh installé visées au premier alinéa, points a) et b), sont calculées sur la base de l'efficacité de la conception de l'unité de production, à savoir le rendement net à capacité nominale selon les normes pertinentes prévues par l'Organisation internationale de normalisation.

Au plus tard le 5 janvier 2020, l'ACER publie un avis fournissant des orientations techniques relatives au calcul des valeurs visées au premier alinéa.

5. Les États membres qui appliquent des mécanismes de capacité au 4 juillet 2019 adaptent leurs mécanismes pour se conformer au chapitre 4, sans préjudice des engagements ou des contrats conclus au plus tard le 31 décembre 2019.

Article 23

Évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne

1. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne identifie les difficultés d'adéquation des ressources en évaluant l'adéquation globale du système électrique pour répondre à la demande en électricité, actuelle et prévue, au niveau de l'Union, au niveau des États membres et au niveau de chaque zone de dépôt des offres, si nécessaire. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne a lieu chaque année pendant une période de dix ans à compter de la date de ladite évaluation.

2. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne est réalisée par le REGRT pour l'électricité.

3. Au plus tard le 5 janvier 2020, le REGRT pour l'électricité soumet au groupe de coordination pour l'électricité créé au titre de l'article 1^{er} de la décision de la Commission du 15 novembre 2012 ⁽²¹⁾ et à l'ACER un projet de méthode pour l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne basé sur les principes visés au paragraphe 5 du présent article.

4. Les gestionnaires de réseau de transport fournissent au REGRT pour l'électricité les données dont il a besoin pour réaliser l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne.

Le REGRT pour l'électricité réalise l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne chaque année. Les producteurs et les autres acteurs du marché fournissent aux gestionnaires de réseau de transport des données concernant les prévisions d'utilisation des moyens de production, compte tenu de la disponibilité des ressources primaires et des scénarios appropriés concernant les prévisions de l'offre et de la demande.

5. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne est basée sur une méthode transparente qui garantit que l'évaluation:

- a) est réalisée au niveau de chacune des zones de dépôt des offres et couvre au moins tous les États membres;
- b) est basée sur des scénarios centraux de référence appropriés concernant les prévisions de l'offre et de la demande et comprenant une évaluation économique de la probabilité de la mise hors service définitive, de la mise sous cocon, des nouvelles constructions d'actifs de production, ainsi que des mesures pour atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique et d'interconnexion électrique et des sensibilités appropriées relatives aux phénomènes météorologiques extrêmes, des conditions hydrologiques et des variations des prix de gros et du prix du carbone;
- c) contient des scénarios distincts reflétant le degré différent de probabilité de la survenance de difficultés d'adéquation des ressources auxquelles les différents types de mécanismes de capacité sont destinés à répondre;

⁽²¹⁾ Décision de la Commission du 15 novembre 2012 portant création du groupe de coordination pour l'électricité (JO C 353 du 17.11.2012, p.2).

- d) tient dûment compte de la contribution de toutes les ressources, y compris les possibilités existantes et futures pour la production, le stockage d'énergie, l'intégration sectorielle, la participation active de la demande, l'importation et l'exportation et leur contribution à une gestion souple du système;
 - e) anticipe l'incidence probable des mesures visées à l'article 20, paragraphe 3;
 - f) inclut des variantes sans les mécanismes de capacité existants ou prévus et, le cas échéant, avec de tels mécanismes;
 - g) est basée sur un modèle de marché utilisant, le cas échéant, l'approche fondée sur les flux;
 - h) applique des calculs probabilistes;
 - i) applique un outil de modélisation unique;
 - j) inclut au minimum les indicateurs suivants visés à l'article 25:
 - la prévision d'énergie non desservie («expected energy not served»), et
 - la prévision de perte de charge («loss of load expectation»);
 - k) recense les sources d'éventuelles difficultés d'adéquation des ressources, et détermine notamment s'il s'agit d'une contrainte du réseau, d'une contrainte des ressources, ou les deux;
 - l) prend en considération le développement réel du réseau;
 - m) garantit que les caractéristiques nationales de la production, de la flexibilité de la demande et du stockage d'énergie, la disponibilité des matières premières et le niveau d'interconnexion sont correctement pris en considération.
6. Au plus tard le 5 janvier 2020, le REGRT pour l'électricité soumet à l'ACER un projet de méthode pour calculer:
- a) le coût de l'énergie non distribuée;
 - b) le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir («cost of new entry») pour la production ou la participation active de la demande; et
 - c) la norme de fiabilité visée à l'article 25.

La méthode se fonde sur des critères transparents, objectifs et vérifiables.

7. Les propositions visées aux paragraphes 3 et 6 pour le projet de méthode, les scénarios, les sensibilités et les hypothèses sur lesquels elles sont fondées, et les conclusions de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne en vertu du paragraphe 4 font l'objet d'une consultation préalable avec les États membres, le groupe de coordination pour l'électricité et les parties prenantes concernées et sont soumises à l'approbation de l'ACER selon la procédure définie à l'article 27.

Article 24

Évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale

1. Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ont une portée régionale et sont fondées sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 3, en particulier sur l'article 23, paragraphe 5, points b) à m).

Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale incluent les scénarios centraux de référence visés à l'article 23, paragraphe 5, point b).

Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent prendre en compte des sensibilités additionnelles à celles visées à l'article 23, paragraphe 5, point b). En pareil cas, les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent:

- a) formuler des hypothèses en tenant compte des particularités de la demande et de l'offre d'électricité à l'échelle nationale;
- b) utiliser des outils et des données récentes cohérentes qui sont complémentaires à ceux utilisés par le REGRT pour l'électricité aux fins de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne.

En outre, les évaluations des adéquations des ressources à l'échelle nationale, en évaluant la contribution des fournisseurs de capacité situés dans un autre État membre à la sécurité d'approvisionnement des zones de dépôt des offres qu'ils couvrent, utilisent la méthode prévue à l'article 26, paragraphe 11, point a).

2. Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale et, le cas échéant, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne et l'avis de l'ACER visés au paragraphe 3 sont rendus publics.

3. Lorsque l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale identifie une difficulté d'adéquation concernant une zone de dépôt des offres que l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne n'a pas identifiée, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale contient les motifs de la divergence entre les deux évaluations de l'adéquation des ressources, notamment le détail des sensibilités utilisées et les hypothèses sous-jacentes. Les États membres publient cette évaluation et la transmettent à l'ACER.

Au plus tard dans un délai de deux mois à compter de la date de la réception du rapport, l'ACER rend un avis indiquant si les divergences entre l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale et l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne sont justifiées.

L'organe chargé de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale tient dûment compte de l'avis de l'ACER et, le cas échéant, modifie son évaluation. Lorsqu'il décide de ne pas tenir pleinement compte de l'avis de l'ACER, il publie un rapport assorti d'une motivation détaillée.

Article 25

Norme de fiabilité

1. Lorsqu'ils appliquent des mécanismes de capacité, les États membres disposent d'une norme de fiabilité. Une norme de fiabilité indique, d'une manière transparente, le niveau de sécurité d'approvisionnement nécessaire de l'État membre. En cas de zones transfrontalières de dépôt des offres, ces normes de fiabilité sont définies conjointement par les autorités concernées.

2. La norme de fiabilité est fixée par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation. La norme de fiabilité est basée sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 6.

3. La norme de fiabilité est calculée en utilisant au moins le coût de l'énergie non distribuée et le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir sur une période déterminée et est exprimée sous la forme d'une «prévision d'énergie non desservie» et d'une «prévision de perte de charge».

4. Lors de l'application des mécanismes de capacité, les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité sont approuvés par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation.

Article 26

Participation transfrontalière aux mécanismes de capacité

1. Les mécanismes de capacité autres que les réserves stratégiques et, lorsque c'est techniquement faisable, les réserves stratégiques sont ouverts à la participation transfrontalière directe des fournisseurs de capacité situés dans un autre État membre sous réserve des conditions prévues au présent article.

2. Les États membres veillent à ce que les capacités étrangères en mesure de garantir des performances techniques égales à celles des capacités nationales aient la possibilité de participer au même processus de mise en concurrence que les capacités nationales. Dans le cas de mécanismes de capacité existants au 4 juillet 2019, les États membres peuvent autoriser les interconnexions à participer directement au même processus de mise en concurrence en tant que capacités étrangères pendant quatre ans au maximum à compter du 4 juillet 2019 ou deux ans après la date d'approbation des méthodes visées au paragraphe 11, la date la plus proche étant retenue.

Les États membres peuvent exiger que les capacités étrangères soient situées dans un État membre qui dispose d'un raccordement direct au réseau de l'État membre appliquant le mécanisme.

3. Les États membres n'empêchent pas la participation des capacités situées sur leur territoire aux mécanismes de capacité d'autres États membres.

4. La participation transfrontalière aux mécanismes de capacité n'entraîne aucune modification ou altération des programmes entre zones ou des flux physiques entre États membres, et n'a aucune autre incidence sur ceux-ci. Ces programmes et ces flux sont uniquement déterminés par les résultats de l'allocation de capacité en vertu de l'article 16.

5. Les fournisseurs de capacité peuvent participer à plus d'un mécanisme de capacité.

Lorsque des fournisseurs de capacité participent à plus d'un mécanisme de capacité pour la même période de fourniture, ils participent à hauteur de la disponibilité attendue des interconnexions et en prévision de la probabilité d'une forte sollicitation des systèmes simultanée entre le système où le mécanisme est appliqué et le système où les capacités étrangères sont situées, conformément à la méthode visée au paragraphe 11, point a).

6. Les fournisseurs de capacité sont tenus d'effectuer des paiements d'indisponibilité lorsque leur capacité n'est pas disponible.

Lorsque des fournisseurs de capacité participent à plus d'un mécanisme de capacité pour la même période de fourniture, ils sont tenus d'effectuer autant de paiements d'indisponibilité que d'engagements qu'ils n'ont pas été capables d'exécuter.

7. Aux fins de la formulation d'une recommandation aux gestionnaires de réseau de transport, les centres de coordination régionaux mis en place en vertu de l'article 35 calculent chaque année la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères. Ce calcul tient compte des prévisions concernant la disponibilité des interconnexions et la probabilité d'une forte sollicitation des systèmes simultanée entre le système où le mécanisme est appliqué et le système où les capacités étrangères sont situées. Un tel calcul est réalisé pour chaque frontière d'une zone de dépôt des offres.

Les gestionnaires de réseau de transport déterminent chaque année la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères sur la base de la recommandation du centre de coordination régional.

8. Les États membres veillent à ce que la capacité d'entrée visée au paragraphe 7 soit allouée aux fournisseurs de capacité admissibles d'une manière transparente, non discriminatoire et fondée sur le marché.

9. S'il existe des mécanismes de capacité ouverts à une participation transfrontalière dans deux États membres voisins, toute recette découlant de l'attribution visée au paragraphe 8 échoit aux gestionnaires de réseau de transport concernés et est répartie entre eux selon la méthode visée au paragraphe 11, point b), du présent article, ou selon une méthode commune approuvée par les deux autorités de régulation concernées. Si l'État membre voisin n'applique pas de mécanisme de capacité ou applique un mécanisme de capacité qui n'est pas ouvert à la participation transfrontalière, la répartition des recettes est approuvée par l'autorité nationale compétente de l'État membre dans lequel le mécanisme de capacité est mis en œuvre, après avoir sollicité l'avis des autorités de régulation des États membres voisins. Les gestionnaires de réseau de transport utilisent ces recettes aux fins énoncées à l'article 19, paragraphe 2.

10. Le gestionnaire de réseau de transport de l'endroit où se trouvent les capacités étrangères:

a) détermine si les fournisseurs de capacité intéressés peuvent garantir les performances techniques requises par le mécanisme de capacité auquel le fournisseur de capacité entend participer et inscrit le fournisseur de capacité en tant que fournisseur de capacité admissible dans un registre créé à cet effet;

b) effectue les contrôles de disponibilité;

c) communique au gestionnaire de réseau de transport de l'État membre appliquant le mécanisme de capacité les informations qu'il a reçues en vertu des points a) et b) du présent alinéa et en vertu du deuxième alinéa.

Le fournisseur de capacité concerné informe sans tarder le gestionnaire de réseau de transport s'il participe à un mécanisme de capacité étranger.

11. Au plus tard le 5 juillet 2020, le REGRT pour l'électricité soumet à l'ACER:

a) une méthode de calcul de la capacité d'entrée maximale pour la participation transfrontalière visée au paragraphe 7;

- b) une méthode de partage des recettes visées au paragraphe 9;
- c) des règles communes pour effectuer les contrôles de disponibilité visés au paragraphe 10, point b);
- d) des règles communes pour déterminer l'échéance d'un paiement d'indisponibilité;
- e) les modalités de gestion du registre visé au paragraphe 10, point a);
- f) des règles communes pour recenser les capacités admissibles pour participer au mécanisme de capacité visées au paragraphe 10, point a).

La proposition est soumise à la consultation et à l'approbation préalables de l'ACER conformément à l'article 27.

12. Les autorités de régulation concernées vérifient si les capacités ont été calculées conformément à la méthode visée au paragraphe 11, point a).

13. Les autorités de régulation veillent à ce que la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité soit organisée d'une manière efficace et non discriminatoire. Elles mettent notamment en place des dispositions administratives adéquates permettant l'exécution des paiements d'indisponibilité par-delà les frontières.

14. Les capacités attribuées conformément au paragraphe 8 sont transférables entre les fournisseurs de capacité admissibles. Les fournisseurs de capacité admissibles notifient au registre visé au paragraphe 10, point a), un tel transfert.

15. Au plus tard le 5 juillet 2021, le REGRT pour l'électricité établit et gère le registre visé au paragraphe 10, point a). Le registre est ouvert à tous les fournisseurs de capacité admissibles, aux systèmes qui mettent en œuvre les mécanismes de capacité et à leurs gestionnaires de réseau de transport.

Article 27

Procédure d'approbation

1. Lorsqu'il est fait référence au présent article, la procédure définie aux paragraphes 2, 3 et 4 s'applique à l'approbation de propositions soumises par le REGRT pour l'électricité.
2. Avant de soumettre une proposition, le REGRT pour l'électricité réalise une consultation impliquant toutes les parties prenantes concernées, y compris les autorités de régulation et autres autorités nationales. Il prend dûment en considération les résultats de cette consultation dans sa proposition.
3. Dans les trois mois à compter de la date de la réception de la proposition visée au paragraphe 1, l'ACER approuve la proposition ou la modifie. Dans ce dernier cas, l'ACER consulte le REGRT pour l'électricité avant d'approuver la proposition modifiée. L'ACER publie la proposition approuvée sur son site internet dans les trois mois à compter de la date de la réception des documents proposés.
4. L'ACER peut, à tout moment, demander que des modifications soient apportées à la proposition approuvée. Dans les six mois à compter de la date de réception d'une telle demande, le REGRT pour l'électricité soumet à l'ACER un projet des modifications proposées. Dans les trois mois à compter de la date de la réception du projet, l'ACER modifie ou approuve les modifications et publie ces changements sur son site internet.

CHAPITRE V

GESTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Article 28

Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité

1. Les gestionnaires de réseau de transport coopèrent au niveau de l'Union via le REGRT pour l'électricité pour promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité ainsi que les échanges entre zones et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau européen de transport d'électricité.

2. Lorsqu'il exécute ses fonctions en vertu du droit de l'Union, le REGRT pour l'électricité agit en vue de l'établissement d'un marché intérieur de l'électricité fonctionnel et intégré et contribue à la réalisation efficace et durable des objectifs fixés dans le cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030, notamment en contribuant à l'intégration efficace de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et à l'amélioration de l'efficacité énergétique tout en préservant la sécurité du système. Le REGRT pour l'électricité dispose des ressources humaines et financières appropriées pour l'exécution de ses tâches.

Article 29

Création du REGRT pour l'électricité

1. Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité soumettent à la Commission et à l'ACER tout projet de modification des statuts du REGRT pour l'électricité, de la liste de ses membres ou du règlement intérieur du REGRT pour l'électricité.
2. Dans un délai de deux mois à compter de la réception des projets de modification des statuts, de la liste des membres ou du règlement intérieur, et après consultation des organisations représentant toutes les parties prenantes, en particulier les utilisateurs du réseau, y compris les consommateurs, l'ACER émet un avis à l'intention de la Commission sur ces projets de modification des statuts, de la liste des membres ou du règlement intérieur.
3. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis de l'ACER, la Commission émet un avis sur le projet de modification des statuts, de la liste des membres ou du règlement intérieur, en tenant compte de l'avis de l'ACER visé au paragraphe 2.
4. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis favorable de la Commission, les gestionnaires de réseau de transport adoptent et publient les statuts ou le règlement intérieur modifiés.
5. Les documents visés au paragraphe 1 sont présentés à la Commission et à l'ACER en cas de modification de ceux-ci ou sur demande motivée de la Commission ou de l'ACER. La Commission et l'ACER émettent un avis conformément aux paragraphes 2, 3 et 4.

Article 30

Tâches du REGRT pour l'électricité

1. Le REGRT pour l'électricité:
 - a) élabore, dans les domaines visés à l'article 59, paragraphes 1 et 2, des codes de réseau, en vue d'atteindre les objectifs visés à l'article 28;
 - b) adopte et publie, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union (ci-après dénommé «plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union»);
 - c) prépare et adopte les propositions relatives à l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne en vertu de l'article 23 et les propositions relatives aux spécifications techniques pour la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité en vertu de l'article 26, paragraphe 11;
 - d) adopte des recommandations relatives à la coordination de la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de transport de l'Union et ceux des pays tiers;
 - e) adopte un cadre de coopération et de coordination entre les centres de coordination régionaux;
 - f) adopte une proposition définissant la région d'exploitation du réseau conformément à l'article 36;
 - g) coopère avec les gestionnaires de réseau de distribution et l'entité des GRD de l'Union;
 - h) promeut la numérisation des réseaux de transport, y compris le déploiement de réseaux intelligents, de l'acquisition efficace de données en temps réel et de systèmes intelligents de mesure;
 - i) adopte des outils communs de gestion de réseau pour assurer la coordination de l'exploitation du réseau dans des conditions normales et en situation d'urgence, y compris une échelle commune de classification des incidents, et des plans communs de recherche, y compris le déploiement de ces plans dans le cadre d'un programme de recherche efficace. Ces outils précisent notamment:
 - i) les informations, y compris les informations appropriées journalières, infrajournalières et en temps réel, utiles pour améliorer la coordination opérationnelle, ainsi que la fréquence optimale pour le recueil et le partage de telles informations;

- ii) la plateforme technologique utilisée pour les échanges d'informations en temps réel et, le cas échéant, les plateformes technologiques employées pour le recueil, le traitement et la communication des autres informations visées au point i), ainsi que pour la mise en œuvre des procédures propres à renforcer la coordination opérationnelle entre les gestionnaires de réseau de transport en vue d'étendre cette coordination à l'ensemble de l'Union;
 - iii) la manière dont les gestionnaires de réseau de transport mettent les informations d'exploitation à disposition d'autres gestionnaires de réseau de transport ou de toute entité dûment mandatée pour les appuyer dans la réalisation de la coordination opérationnelle, et de l'ACER; et
 - iv) que les gestionnaires de réseau de transport désignent un correspondant chargé de répondre aux demandes de renseignements provenant des autres gestionnaires de réseau de transport ou de toute entité dûment mandatée visée au point iii), ou de l'ACER, concernant lesdites informations;
- j) adopte un programme de travail annuel;
 - k) contribue à l'établissement d'exigences d'interopérabilité ainsi que de procédures non discriminatoires et transparentes pour l'accès aux données conformément à l'article 24 de la directive (UE) 2019/944;
 - l) adopte un rapport annuel;
 - m) élabore et adopte des évaluations de l'adéquation saisonnière en vertu de l'article 9, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/941;
 - n) promeut la cybersécurité et la protection des données en coopération avec les autorités concernées et les entités réglementées;
 - o) tient compte de l'évolution de la participation active de la demande dans l'accomplissement de ses tâches.
2. Le REGRT pour l'électricité fait rapport à l'ACER sur les lacunes relevées en ce qui concerne la création et les performances des centres de coordination régionaux.
3. Le REGRT pour l'électricité publie les procès-verbaux des réunions de son assemblée, de son conseil d'administration et de ses comités et met régulièrement à la disposition du public des informations sur son processus décisionnel et ses activités.
4. Le programme de travail annuel visé au paragraphe 1, point j), comprend une liste et une description des codes de réseau à élaborer, un plan relatif à la coordination de la gestion du réseau, et les activités de recherche et de développement à mettre en œuvre au cours de l'année en question, ainsi qu'un calendrier indicatif.
5. Le REGRT pour l'électricité met à la disposition de l'ACER toutes les informations dont elle a besoin pour accomplir ses tâches conformément à l'article 32, paragraphe 1. Pour permettre au REGRT pour l'électricité de satisfaire à cette exigence, les gestionnaires de réseau de transport mettent à la disposition du REGRT pour l'électricité toutes les informations nécessaires.
6. À la demande de la Commission, le REGRT pour l'électricité lui donne son avis sur l'adoption des lignes directrices prévues à l'article 61.

Article 31

Consultation

1. Lors de la préparation des propositions présentées dans le cadre des tâches visées à l'article 30, paragraphe 1, le REGRT pour l'électricité réalise une large consultation. Le processus de consultation est conçu de manière à intégrer les observations des parties prenantes avant l'adoption finale de la proposition de manière ouverte et transparente, en faisant participer toutes les parties prenantes concernées, et en particulier les organisations représentant ces parties prenantes, conformément aux règles de procédure visées à l'article 29. Cette consultation fait également participer les autorités de régulation et d'autres autorités nationales, les entreprises de fourniture et de production, les utilisateurs du réseau, y compris les clients, les gestionnaires de réseau de distribution, y compris les organisations sectorielles, organismes techniques et plateformes de parties prenantes concernés. Elle a pour objet de cerner les points de vue et les propositions de toutes les parties concernées au cours du processus décisionnel.
2. Tous les documents et procès-verbaux relatifs aux consultations visées au paragraphe 1 sont rendus publics.

3. Avant d'adopter les propositions visées à l'article 30, paragraphe 1, le REGRT pour l'électricité indique comment les observations recueillies lors de la consultation ont été prises en compte. Le cas échéant, il explique pourquoi certaines de ces observations n'ont pas été prises en compte.

Article 32

Surveillance exercée par l'ACER

1. L'ACER surveille l'exécution des tâches du REGRT pour l'électricité prévues à l'article 30, paragraphes 1, 2 et 3, et rend compte de ses constatations à la Commission.

L'ACER surveille la mise en œuvre par le REGRT pour l'électricité des codes de réseau élaborés en application de l'article 59. Lorsque le REGRT pour l'électricité n'a pas mis en œuvre ces codes de réseau, l'ACER lui demande de fournir une explication dûment motivée de ce manquement. L'ACER informe la Commission de cette explication et donne son avis sur celle-ci.

L'ACER surveille et analyse la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices adoptés par la Commission conformément à l'article 58, paragraphe 1, et leur incidence sur l'harmonisation des règles applicables visant à faciliter l'intégration du marché, ainsi que sur l'absence de discrimination, l'effectivité de la concurrence et le fonctionnement efficace du marché, et elle en rend compte à la Commission.

2. Le REGRT pour l'électricité présente à l'ACER, pour avis, le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, le projet de programme de travail annuel, y compris les informations relatives au processus de consultation, et les autres documents visés à l'article 30, paragraphe 1.

Si elle estime que le projet de programme de travail annuel ou le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union soumis par le REGRT pour l'électricité ne contribue pas à garantir un traitement non discriminatoire, une réelle concurrence et le fonctionnement efficace du marché ou un niveau suffisant d'interconnexion transfrontalière accessible à des tierces parties, l'ACER émet un avis dûment motivé ainsi que des recommandations à l'intention du REGRT pour l'électricité et de la Commission dans les deux mois à compter du jour de la présentation de ces documents.

Article 33

Coûts

Les coûts liés aux activités du REGRT pour l'électricité visées aux articles 28 à 32 et 58 à 61 du présent règlement, ainsi qu'à l'article 11 du règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil ⁽²³⁾, sont pris en charge par les gestionnaires de réseau de transport et sont pris en compte dans le calcul des tarifs. Les autorités de régulation n'approuvent ces coûts que si ceux-ci sont raisonnables et appropriés.

Article 34

Coopération régionale des gestionnaires de réseau de transport

1. Les gestionnaires de réseau de transport établissent une coopération régionale au sein du REGRT pour l'électricité pour contribuer aux activités visées à l'article 30, paragraphes 1, 2 et 3. Ils publient notamment, tous les deux ans, un plan d'investissement régional et peuvent prendre des décisions d'investissement fondées sur ce plan. Le REGRT pour l'électricité encourage la coopération entre les gestionnaires de réseau de transport au niveau régional afin de garantir l'interopérabilité, la communication et le suivi des performances régionales dans les domaines qui ne sont pas encore harmonisés au niveau de l'Union.

2. Les gestionnaires de réseau de transport favorisent la mise en place de modalités pratiques permettant d'assurer la gestion optimale du réseau et encouragent l'établissement de bourses de l'énergie, l'allocation coordonnée de capacités transfrontalières par des solutions non discriminatoires basées sur le marché, en tenant dûment compte de l'intérêt spécifique des ventes aux enchères implicites pour les allocations à court terme, et l'intégration de mécanismes d'ajustement et de puissance de réserve.

⁽²³⁾ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009 Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE (JO L 115 du 25.4.2013, p. 39).

3. En vue de la réalisation des objectifs visés aux paragraphes 1 et 2, la zone géographique couverte par chaque structure de coopération régionale peut être établie par la Commission, compte tenu des structures de coopération régionales existantes. Chaque État membre peut promouvoir la coopération dans plus d'une zone géographique.

La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 68 complétant le présent règlement en établissant la zone géographique couverte par chaque structure de coopération régionale. À cette fin, la Commission consulte les autorités de régulation, l'ACER et le REGRT pour l'électricité.

Les actes délégués visés au présent paragraphe sont sans préjudice de l'article 36.

Article 35

Création et mission des centres de coordination régionaux

1. Au plus tard le 5 juillet 2020, tous les gestionnaires de réseau de transport d'une région d'exploitation du réseau soumettent aux autorités de régulation concernées une proposition visant à créer des centres de coordination régionaux conformément aux critères énoncés dans le présent chapitre.

Les autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau examinent et approuvent la proposition.

La proposition comporte au moins les éléments suivants:

- a) l'État membre où il est prévu d'installer le siège des centres de coordination régionaux et les gestionnaires de réseau de transport participants;
- b) les modalités organisationnelles, financières et d'exploitation nécessaires pour assurer le fonctionnement efficace, sûr et fiable du réseau de transport interconnecté;
- c) un plan de mise en œuvre pour la mise en service des centres de coordination régionaux;
- d) les statuts et le règlement intérieur des centres de coordination régionaux;
- e) une description des processus coopératifs conformément à l'article 38;
- f) une description des modalités relatives à la responsabilité des centres de coordination régionaux conformément à l'article 47;
- g) en cas de maintien de deux centres de coordination régionaux selon un principe de roulement conformément à l'article 36, paragraphe 2, une description des modalités permettant de définir clairement les responsabilités incombant à ces centres de coordination régionaux et les procédures relatives à l'exécution de leurs tâches.

2. À la suite de l'approbation par les autorités de régulation de la proposition visée au paragraphe 1, les centres de coordination régionaux remplacent les coordinateurs de sécurité régionaux établis conformément à la ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009 et entrent en service le 1^{er} juillet 2022 au plus tard.

3. Les centres de coordination régionaux présentent l'une des formes juridiques énoncées à l'annexe II de la directive (UE) 2017/1132 du Parlement européen et du Conseil ⁽²³⁾.

4. Lorsqu'ils effectuent leurs tâches en vertu du droit de l'Union, les centres de coordination régionaux agissent en toute indépendance par rapport aux intérêts nationaux individuels et aux intérêts des gestionnaires de réseau de transport.

5. Les centres de coordination régionaux complètent le rôle des gestionnaires de réseau de transport en effectuant des tâches de dimension régionale qui leur sont assignées conformément à l'article 37. Les gestionnaires de réseau de transport sont chargés de gérer les flux d'électricité et de garantir un système électrique sûr, fiable et efficace, conformément à l'article 40, paragraphe 1, point d), de la directive (UE) 2019/944.

⁽²³⁾ Directive (UE) 2017/1132 du Parlement européen et du Conseil du 14 juin 2017 relative à certains aspects du droit des sociétés (JO L 169 du 30.6.2017, p. 46).

Article 36

Portée géographique des activités des centres de coordination régionaux

1. Au plus tard le 5 janvier 2020, le REGRT pour l'électricité soumet à l'ACER une proposition précisant quels sont les gestionnaires de réseau de transport, les zones de dépôt des offres, les frontières des zones de dépôt des offres, les régions de calcul de la capacité et les régions de coordination des coupures couverts par chacune des régions d'exploitation du réseau. La proposition tient compte de la topologie du réseau, notamment du degré d'interconnexion et d'interdépendance du système électrique en termes de flux et de la taille de la région, qui couvre au moins une région de calcul de la capacité.
2. Les gestionnaires de réseau de transport d'une région d'exploitation du réseau participent au centre de coordination régional établi dans cette région. À titre exceptionnel, lorsque la zone de contrôle d'un gestionnaire de réseau de transport fait partie de plusieurs zones synchrones différentes, le gestionnaire du réseau de transport peut participer à deux centres de coordination régionaux. Pour les frontières des zones de dépôt des offres adjacentes à des régions d'exploitation de réseau, la proposition visée au paragraphe 1 précise les modalités de mise en œuvre de la coordination entre les centres de coordination régionaux pour ces frontières. Pour la zone synchrone de l'Europe continentale, lorsque les activités de deux centres de coordination régionaux peuvent se chevaucher dans une région d'exploitation du réseau, les gestionnaires de réseau de transport de cette région d'exploitation du réseau décident soit de désigner un centre de coordination régional unique dans cette région, soit que les deux centres de coordination régionaux effectuent tout ou partie des tâches d'importance régionale dans l'ensemble de la région d'exploitation du réseau selon un principe de roulement tandis qu'un centre de coordination régional unique est désigné pour effectuer d'autres tâches.
3. Dans les trois mois à compter de la réception de la proposition visée au paragraphe 1, l'ACER approuve la proposition établissant les régions d'exploitation du système ou propose des modifications. Dans ce dernier cas, l'ACER consulte le REGRT pour l'électricité avant d'adopter les modifications. Une fois adoptée, la proposition est publiée sur le site internet de l'ACER.
4. Les gestionnaires de réseau de transport concernés peuvent présenter à l'ACER une proposition de modification des régions d'exploitation du système définies en vertu du paragraphe 1. La procédure énoncée au paragraphe 3 s'applique.

Article 37

Tâches des centres de coordination régionaux

1. Chaque centre de coordination régional exécute au moins toutes les tâches suivantes d'importance régionale dans l'ensemble de la région d'exploitation du réseau où il est établi:
 - a) la réalisation du calcul coordonné des capacités conformément aux méthodes mises au point en vertu de la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009;
 - b) la réalisation de l'analyse coordonnée de la sécurité conformément aux méthodes mises au point en vertu de la ligne directrice sur la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009;
 - c) la création de modèles de réseaux communs conformément aux méthodes et aux procédures mises au point en vertu de la ligne directrice sur la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009;
 - d) le soutien à l'évaluation de la cohérence des plans de défense et des plans de reconstitution des gestionnaires de réseau de transport conformément à la procédure prévue dans un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique adopté sur la base de l'article 6, paragraphe 11, du règlement (CE) 714/2009;
 - e) la réalisation de prévisions concernant l'adéquation du réseau à des échéances allant d'une semaine à au moins un jour au niveau régional et la préparation des actions de réduction des risques conformément à la méthode visée à l'article 8 du règlement (UE) 2019/941 et aux procédures prévues dans la ligne directrice sur la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009;
 - f) la coordination de la planification des arrêts au niveau régional conformément aux procédures et méthodes prévues dans la ligne directrice sur la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009;
 - g) la formation et la certification du personnel travaillant pour les centres de coordination régionaux;
 - h) le soutien à la coordination et à l'optimisation de la reconstitution régionale à la demande des gestionnaires de réseau de transport;

- i) l'analyse et l'établissement de rapports post-exploitation et post-perturbations;
- j) le dimensionnement régional des capacités de réserve;
- k) la facilitation de la passation de marchés régionaux relatifs aux capacités d'équilibrage;
- l) le soutien aux gestionnaires de réseau de transport, à leur demande, dans l'optimisation des règlements entre gestionnaires de réseau de transport;
- m) la réalisation de tâches liées à l'identification des scénarios régionaux de crise électrique si et dans la mesure où elles sont déléguées aux centres de coordination régionaux en vertu de l'article 6, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/941;
- n) la réalisation des tâches liées aux évaluations de l'adéquation saisonnière si et dans la mesure où elles sont déléguées aux centres de coordination régionaux en vertu de l'article 9, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/941;
- o) le calcul de la valeur de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères aux mécanismes de capacité aux fins de la formulation d'une recommandation en vertu de l'article 26, paragraphe 7;
- p) la réalisation des tâches liées au soutien aux gestionnaires de réseau de transport dans le recensement des besoins de nouvelles capacités de transport, de mise à niveau des capacités de transport existantes ou de leurs alternatives, qui doivent être présentées aux groupes régionaux établis en vertu du règlement (UE) n° 347/2013 et qui doivent figurer dans le plan décennal de développement du réseau visé à l'article 51 de la directive (UE) 2019/944.

Les tâches visées au premier alinéa sont davantage détaillées à l'annexe I.

2. Sur proposition de la Commission ou d'un État membre, le comité institué par l'article 68 de la Directive (UE) 2019/944 émet un avis sur l'attribution de nouvelles tâches de conseil aux centres de coordination régionaux. Lorsque ce comité émet un avis favorable sur l'attribution de nouvelles tâches de conseil, les centres de coordination régionaux exécutent ces tâches en se fondant sur une proposition élaborée par le REGRT pour l'électricité et approuvée par l'ACER, conformément à la procédure prévue à l'article 27.

3. Les gestionnaires de réseau de transport communiquent à leurs centres de coordination régionaux les informations nécessaires à l'accomplissement de leurs tâches.

4. Les centres de coordination régionaux communiquent aux gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du système toutes les informations nécessaires à la mise en œuvre des actions coordonnées et recommandations formulées par les centres de coordination régionaux.

5. En ce qui concerne les tâches visées au présent article qui ne sont pas déjà couvertes par les codes de réseau ou les lignes directrices pertinents, le REGRT pour l'électricité élabore une proposition conformément à la procédure visée à l'article 27. Les centres de coordination régionaux exécutent ces tâches en se fondant sur une proposition approuvée par l'ACER.

Article 38

Coopération au sein des centres de coordination régionaux et entre eux

La coordination quotidienne au sein des centres de coordination régionaux et entre eux est gérée selon des processus coopératifs entre les gestionnaires de réseau de transport de la région, y compris des modalités de coordination entre les centres de coordination régionaux le cas échéant. Ce processus coopératif est basé sur les éléments suivants:

- a) des modalités de travail afin de traiter les aspects liés à la planification et les aspects opérationnels pertinents pour les tâches visées à l'article 37;
- b) une procédure de partage des analyses et de consultation des propositions des centres de coordination régionaux avec les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau et les parties prenantes concernées, et avec d'autres centres de coordination régionaux, de manière efficace et inclusive, dans l'exercice des missions et des tâches opérationnelles conformément à l'article 40;
- c) une procédure pour l'adoption d'actions coordonnées et de recommandations, conformément à l'article 42.

*Article 39***Modalités de travail**

1. Les centres de coordination régionaux élaborent des modalités de travail efficaces, inclusives, transparentes et propices aux compromis afin de traiter les aspects liés à la planification et les aspects opérationnels en rapport avec les tâches à exécuter, en tenant compte notamment des particularités et des exigences de ces tâches, comme spécifié à l'annexe I. Les centres de coordination régionaux élaborent également une procédure de révision de ces modalités de travail.
2. Les centres de coordination régionaux veillent à ce que les modalités de travail visées au paragraphe 1 contiennent des règles relatives à la notification des parties concernées.

*Article 40***Procédure de consultation**

1. Les centres de coordination régionaux élaborent une procédure pour organiser, dans l'exercice de leurs missions et tâches opérationnelles quotidiennes, la consultation appropriée et régulière des gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau, des autres centres de coordination régionaux et des parties prenantes concernées. Pour garantir que les questions liées à la régulation puissent être traitées, les autorités de régulation sont associées s'il y a lieu.
2. Les centres de coordination régionaux consultent les États membres de la région d'exploitation du système et, s'il en existe, leurs forums régionaux pour des questions revêtant un intérêt politique à l'exclusion des activités quotidiennes des centres de coordination régionaux et de la mise en œuvre de leurs tâches. Les centres de coordination régionaux tiennent dûment compte des recommandations formulées par les États membres et, le cas échéant, par leurs forums régionaux.

*Article 41***Transparence**

1. Les centres de coordination régionaux mettent en place une procédure pour la participation des parties prenantes et organisent des réunions régulières avec celles-ci pour évoquer les questions liées à l'exploitation efficace, sûre et fiable du réseau interconnecté et pour recenser les lacunes et proposer des améliorations.
2. Le REGRT pour l'électricité et les centres de coordination régionaux font preuve d'une totale transparence envers les parties prenantes et le grand public. Ils publient tous les documents pertinents sur leur site internet.

*Article 42***Adoption et réexamen des actions coordonnées et des recommandations**

1. Les gestionnaires de réseau de transport d'une région d'exploitation du réseau élaborent une procédure d'adoption et de révision des actions coordonnées et des recommandations formulées par les centres de coordination régionaux conformément aux critères énoncés aux paragraphes 2, 3 et 4.
2. Les centres de coordination régionaux élaborent des actions coordonnées à l'intention des gestionnaires de réseau de transport en ce qui concerne les tâches visées à l'article 37, paragraphe 1, points a) et b). Les gestionnaires de réseau de transport mettent en œuvre les actions coordonnées sauf lorsqu'une telle mise en œuvre conduirait à une violation des limites de sécurité d'exploitation définies par chaque gestionnaire de réseau de transport conformément à la ligne directrice sur la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009.

Si un gestionnaire de réseau de transport décide de ne pas mettre en œuvre une action coordonnée pour les raisons énoncées au présent paragraphe, il transmet sans retard indu un rapport expliquant de manière transparente et détaillée ses motifs au centre de coordination régional et aux gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau. En pareil cas, le centre de coordination régional évalue les répercussions de cette décision sur les autres gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau et il peut proposer un autre ensemble d'actions coordonnées sous réserve de la procédure énoncée au paragraphe 1.

3. Les centres de coordination régionaux adressent des recommandations aux gestionnaires de réseau de transport en ce qui concerne les tâches énumérées à l'article 37, paragraphe 1, points c) à p), ou assignées conformément à l'article 37, paragraphe 2.

Lorsqu'un gestionnaire de réseau de transport décide de s'écarter d'une recommandation visée au paragraphe 1, il fournit sans retard indu une justification détaillée de sa décision aux centres de coordination régionaux et aux autres gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau.

4. Le réexamen des actions coordonnées ou d'une recommandation est enclenché à la demande d'un ou de plusieurs gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau. À la suite du réexamen de l'action coordonnée ou de la recommandation, les centres de coordination régionaux confirment ou modifient la mesure.

5. Lorsqu'une action coordonnée fait l'objet d'une révision conformément au paragraphe 4 du présent article, la demande de révision ne suspend pas l'action coordonnée, hormis dans les cas où la mise en œuvre de l'action coordonnée conduirait à une violation des limites de sécurité d'exploitation définies par chaque gestionnaire de réseau de transport conformément à la ligne directrice sur la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009.

6. Sur proposition d'un État membre ou de la Commission, et après consultation du comité institué par l'article 68 de la directive (UE) 2019/944, les États membres d'une région d'exploitation du réseau peuvent décider, d'un commun accord, d'octroyer aux centres de coordination régionaux la compétence d'élaborer des actions coordonnées pour une ou plusieurs des tâches prévues à l'article 37, paragraphe 1, points c) à p), du présent règlement.

Article 43

Conseil d'administration des centres de coordination régionaux

1. Afin d'adopter des mesures relatives à leur gouvernance et de suivre leurs performances, les centres de coordination régionaux mettent en place un conseil d'administration.

2. Le conseil d'administration est composé de membres représentant tous les gestionnaires de réseau de transport qui participent au centre de coordination régional concerné.

3. Le conseil d'administration est chargé:

- a) d'élaborer les statuts et le règlement intérieur des centres de coordination régionaux, et de les approuver;
- b) de décider de la structure organisationnelle, et de la mettre en œuvre;
- c) de préparer et d'approuver le budget annuel;
- d) de développer et d'approuver les processus coopératifs conformément à l'article 38.

4. Les compétences du conseil d'administration n'englobent pas celles qui ont trait aux activités quotidiennes des centres de coordination régionaux et à l'accomplissement de leurs tâches.

Article 44

Structure organisationnelle

1. Les gestionnaires de réseau de transport d'une région d'exploitation du réseau mettent en place la structure organisationnelle des centres de coordination régionaux qui prend en charge la sécurité de leurs tâches.

Leur structure organisationnelle précise:

- a) les pouvoirs, les tâches et les responsabilités du personnel;
- b) les relations et les rapports hiérarchiques entre les différents volets et processus de l'organisation.

2. Les centres de coordination régionaux peuvent créer des bureaux régionaux pour répondre à des particularités sous-régionales ou des bureaux régionaux pour aider les centres de coordination régionaux dans l'exercice efficace et fiable de leurs tâches lorsque cela s'avère strictement nécessaire.

*Article 45***Équipement et personnel**

Les centres de coordination régionaux sont dotés de tous les moyens humains, techniques, physiques et financiers nécessaires à l'exécution des obligations qui leur incombent en vertu du présent règlement et à l'accomplissement de leurs tâches de manière indépendante et impartiale.

*Article 46***Suivi et rapports**

1. Les centres de coordination régionaux établissent un processus pour assurer le suivi continu au moins des éléments suivants:
 - a) leurs performances opérationnelles;
 - b) les actions coordonnées et les recommandations formulées, le degré de mise en œuvre des actions coordonnées et des recommandations par les gestionnaires de réseau de transport et les résultats obtenus;
 - c) l'efficacité et l'efficience de chacune des tâches dont ils sont responsables et, le cas échéant, la rotation de ces tâches.
2. Les centres de coordination régionaux déterminent leurs coûts de manière transparente et font rapport sur ces coûts à l'ACER et aux autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau.
3. Les centres de coordination régionaux soumettent un rapport annuel sur les résultats du suivi prévu au paragraphe 1 ainsi que des informations sur leurs performances au REGRT pour l'électricité, à l'ACER, aux autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau et au groupe de coordination pour l'électricité.
4. Les centres de coordination régionaux font rapport sur toute lacune relevée dans le processus de suivi en vertu du paragraphe 1 au REGRT pour l'électricité, aux autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau, à l'ACER et aux autres autorités compétentes des États membres chargées de la prévention et de la gestion des situations de crise. À la suite de ce rapport, les autorités de régulation concernées de la région d'exploitation du réseau peuvent proposer aux centres de coordination régionaux des mesures pour remédier aux lacunes.
5. Sans préjudice de la nécessité de protéger la sécurité et la confidentialité des informations commercialement sensibles, les centres de coordination régionaux publient les rapports visés aux paragraphes 3 et 4.

*Article 47***Responsabilité**

Dans les propositions de mise en place des centres de coordination régionaux conformément à l'article 35, les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau incluent les mesures nécessaires pour couvrir les risques qu'ils encourent du fait de leur responsabilité à l'égard de l'exécution des tâches des centres de coordination régionaux. La méthode utilisée pour fournir la couverture tient compte du statut juridique des centres de coordination régionaux et du niveau de la couverture de risques en matière commerciale disponible auprès des assureurs.

*Article 48***Plan décennal de développement du réseau**

1. Ce plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, visé à l'article 30, paragraphe 1, point b), comprend une modélisation du réseau intégré, l'élaboration de scénarios et une évaluation de la souplesse du réseau.

En particulier, ce plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union:

- a) est fondé sur les plans d'investissement nationaux, en tenant compte des plans d'investissement régionaux visés à l'article 34, paragraphe 1, du présent règlement et, le cas échéant, des aspects propres à l'Union relatifs à la planification du réseau figurant dans le règlement (UE) n° 347/2013; il fait l'objet d'une analyse des coûts et des avantages suivant la méthodologie définie à l'article 11 dudit règlement;

- b) en ce qui concerne les interconnexions transfrontalières, est également fondé sur les besoins raisonnables des différents utilisateurs du réseau et intègre les engagements à long terme des investisseurs visés aux articles 44 et 51 de la directive (UE) 2019/944; et
- c) recense les lacunes en matière d'investissement, notamment en ce qui concerne les capacités transfrontalières.

Concernant le premier alinéa, point c), le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union peut comporter en annexe un relevé des entraves à l'augmentation de la capacité transfrontalière du réseau dues à des procédures ou à des pratiques d'agrément différentes.

2. L'ACER émet un avis sur les plans décennaux nationaux de développement du réseau pour évaluer leur compatibilité avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union. Si l'ACER détecte des incompatibilités entre un plan décennal national de développement du réseau et le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, elle recommande de modifier le plan décennal national de développement du réseau ou le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, selon le cas. Si un tel plan décennal national de développement du réseau en question est élaboré conformément à l'article 51 de la directive (UE) 2019/944, l'ACER recommande à l'autorité de régulation compétente de modifier le plan décennal national de développement du réseau conformément à l'article 51, paragraphe 7, de ladite directive et d'en informer la Commission.

Article 49

Mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport

1. Les gestionnaires de réseau de transport reçoivent une compensation pour les coûts engendrés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leur réseau.
2. La compensation visée au paragraphe 1 est payée par les gestionnaires des réseaux nationaux de transport d'où proviennent les flux transfrontaliers et des réseaux où ces flux aboutissent.
3. Les compensations sont payées de façon régulière par rapport à une période donnée dans le passé. Le cas échéant, la compensation payée fait l'objet d'ajustements ex post pour refléter les coûts effectivement supportés.

La première période pour laquelle des compensations sont payées est déterminée dans les lignes directrices visées à l'article 61.

4. La Commission adopte des actes délégués conformément à l'article 68 complétant le présent règlement en établissant les montants des paiements de compensations dus.
5. L'ampleur des flux transfrontaliers accueillis et celle des flux transfrontaliers considérés comme provenant des réseaux nationaux de transport ou y aboutissant sont déterminées sur la base des flux physiques d'électricité effectivement mesurés sur une période donnée.
6. Les coûts engendrés par l'accueil de flux transfrontaliers sont établis sur la base des coûts prévisionnels marginaux moyens à long terme, compte tenu des pertes, des investissements dans de nouvelles infrastructures et d'une part appropriée du coût des infrastructures existantes, dans la mesure où ces infrastructures sont utilisées pour le transport de flux transfrontaliers, en tenant compte en particulier de la nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement. Des méthodes classiques et reconnues de calcul des coûts sont utilisées pour déterminer les coûts engendrés. Les bénéfices découlant de l'accueil de flux transfrontaliers par un réseau sont pris en considération pour réduire les compensations reçues.
7. Aux seules fins du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport, lorsque les réseaux de transport d'au moins deux États membres constituent, en tout ou en partie, un élément d'un seul et même bloc de contrôle, le bloc de contrôle dans son ensemble est considéré comme constituant un élément du réseau de transport d'un des États membres concernés, afin d'éviter que les flux à l'intérieur des blocs de contrôle soient considérés comme des flux transfrontaliers en vertu de l'article 2, paragraphe 2, point b), et donnant lieu à des compensations au titre du paragraphe 1 du présent article. Les autorités de régulation des États membres concernés peuvent décider dans lequel des États membres concernés le bloc de contrôle est considéré constituer un élément du réseau de transport.

Article 50

Information

1. Les gestionnaires de réseau de transport mettent en place des mécanismes d'échange d'informations et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion de la congestion.

2. Les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Les informations publiées comprennent un plan général pour le calcul des capacités totales de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans sont soumis à l'approbation des autorités de régulation.
3. Les gestionnaires de réseau de transport publient des estimations des capacités de transport disponibles pour chaque jour, en indiquant les capacités disponibles déjà réservées. Ces publications sont réalisées à des intervalles donnés avant le jour du transport et incluent dans tous les cas des estimations à échéance d'une semaine et d'un mois, ainsi qu'une indication quantitative de la fiabilité attendue des capacités disponibles.
4. Les gestionnaires de réseau de transport publient les données pertinentes sur les prévisions agrégées et la demande réelle, sur la disponibilité et l'utilisation réelle des moyens de production et de charge, sur la disponibilité et l'utilisation des réseaux et des interconnexions et sur l'ajustement et les capacités de réserve, ainsi que sur la disponibilité de souplesse. En ce qui concerne la disponibilité et l'utilisation réelle des actifs de production et de charge de petite taille, des estimations agrégées peuvent être utilisées.
5. Les acteurs du marché concernés fournissent les données pertinentes aux gestionnaires de réseau de transport.
6. Les entreprises de production d'électricité qui possèdent ou exploitent des actifs de production, dont l'un au moins a une puissance installée de 250 MW ou plus, ou qui disposent d'un portefeuille composé d'au moins 400 MW d'actifs de production, gardent, pendant cinq ans, à la disposition de l'autorité de régulation, de l'autorité nationale de concurrence et de la Commission, toutes les données, heure par heure et centrale par centrale, nécessaires pour vérifier toutes les décisions opérationnelles de répartition et les stratégies d'offre sur les bourses d'échange de l'électricité, les enchères de capacités d'interconnexion, les marchés de puissance de réserve et les marchés de gré à gré. Les informations heure par heure et centrale par centrale à conserver comprennent au moins des données sur les capacités de production disponibles et les réserves affectées, y compris l'attribution de ces réserves affectées centrale par centrale, au moment où les enchères sont effectuées et où la production a lieu.
7. Les gestionnaires de réseau de transport échangent régulièrement un jeu de données suffisamment précises sur le réseau et les flux de charge afin de permettre le calcul des flux de charge pour chaque gestionnaire de réseau de transport dans la zone qui le concerne. Ce même jeu de données est mis à la disposition des autorités de régulation, de la Commission et des États membres s'ils en font la demande. Les autorités de régulation, les États membres et la Commission traitent ce jeu de données de manière confidentielle et veillent à ce qu'un traitement confidentiel soit assuré également par tout consultant chargé de réaliser à leur demande des travaux d'analyse sur la base de ces données.

Article 51

Certification des gestionnaires de réseau de transport

1. La Commission examine dès réception toute notification d'une décision concernant la certification d'un gestionnaire de réseau de transport conformément à l'article 52, paragraphe 6, de la directive (UE) 2019/944. Dans les deux mois à compter de la réception de cette notification, la Commission rend son avis à l'autorité de régulation concernée quant à sa compatibilité avec l'article 43 et soit l'article 52, paragraphe 2, soit l'article 53 de la directive (UE) 2019/944.

Lorsqu'elle élabore l'avis visé au premier alinéa, la Commission peut demander à l'ACER de fournir son avis sur la décision de l'autorité de régulation. Dans ce cas, le délai de deux mois visé au premier alinéa est prolongé de deux mois.

Si la Commission ne rend pas d'avis dans les délais visés aux premier et deuxième alinéas, elle est réputée ne pas avoir soulevé d'objections à l'encontre de la décision de l'autorité de régulation.

2. Dans un délai de deux mois à compter de la réception d'un avis de la Commission, l'autorité de régulation adopte sa décision finale concernant la certification du gestionnaire de réseau de transport, en tenant le plus grand compte de cet avis. La décision de l'autorité de régulation et l'avis de la Commission sont publiés ensemble.

3. Les autorités de régulation ou la Commission peuvent, à n'importe quel moment de la procédure, demander à un gestionnaire de réseau de transport ou à une entreprise assurant la production ou la fourniture, toute information utile à l'accomplissement de leurs tâches en application du présent article.

4. Les autorités de régulation et la Commission protègent la confidentialité des informations commercialement sensibles.
5. Lorsque la Commission reçoit une notification concernant la certification d'un gestionnaire de réseau de transport conformément à l'article 43, paragraphe 9, de la directive (UE) 2019/944, elle prend une décision relative à la certification. L'autorité de régulation se conforme à la décision de la Commission.

CHAPITRE VI

EXPLOITATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Article 52

Entité européenne pour les gestionnaires de réseau de distribution

1. Les gestionnaires de réseau de distribution coopèrent au niveau de l'Union par l'intermédiaire de l'entité des GRD de l'Union afin de promouvoir l'achèvement et le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité ainsi qu'une gestion optimale et une exploitation coordonnée des réseaux de distribution et de transport. Les gestionnaires de réseau de distribution qui souhaitent participer à l'entité des GRD de l'Union ont le droit de devenir des membres inscrits de l'entité.

Les membres inscrits peuvent participer à l'entité des GRD de l'Union directement ou être représentés par une association nationale désignée par l'État membre ou par une association au niveau de l'Union.

2. Les gestionnaires de réseau de distribution ont le droit de s'associer par l'intermédiaire de l'établissement de l'entité des GRD de l'Union. L'entité des GRD de l'Union accomplit ses tâches et procédures conformément à l'article 55. En tant qu'entité d'experts travaillant dans l'intérêt commun de l'Union, l'entité des GRD de l'Union ne représente pas d'intérêt particulier ni ne cherche à influencer le processus décisionnel en vue de promouvoir certains intérêts.

3. Les membres de l'entité des GRD de l'Union sont tenus de s'inscrire et de verser une cotisation juste et proportionnée qui reflète le nombre de clients connectés aux gestionnaires de réseau de distribution concernés.

Article 53

Établissement de l'entité des GRD de l'Union

1. L'entité des GRD de l'Union comprend, au moins, une assemblée générale, un conseil d'administration, un groupe consultatif stratégique, des groupes d'experts et un secrétaire général.

2. Au plus tard le 5 juillet 2020, les gestionnaires de réseau de distribution soumettent à la Commission et à l'ACER le projet de statuts, conformément à l'article 54, y compris un code de conduite, une liste des membres inscrits et le projet de règlement intérieur, comportant notamment les règles de procédure pour la consultation du REGRT pour l'électricité et d'autres parties prenantes ainsi que les règles financières, de l'entité des GRD de l'Union à établir.

Le projet de règlement intérieur de l'entité des GRD de l'Union garantit une représentation équilibrée de tous les gestionnaires de réseau de distribution participants.

3. Dans un délai de deux mois à compter de la réception du projet de statuts, de la liste des membres et du projet de règlement intérieur, et après consultation des organisations représentant toutes les parties prenantes, en particulier les utilisateurs du réseau de distribution, l'ACER émet un avis à l'intention de la Commission sur ces documents.

4. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis de l'ACER, la Commission émet un avis sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur, en tenant compte de l'avis de l'ACER prévu au paragraphe 3.

5. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis favorable de la Commission, les gestionnaires de réseau de distribution établissent l'entité des GRD de l'Union et adoptent et publient ses statuts et son règlement intérieur.

6. Les documents visés au paragraphe 2 sont présentés à la Commission et à l'ACER en cas de modification de ceux-ci ou sur demande motivée de l'un d'eux. La Commission et l'ACER émettent un avis selon la procédure établie aux paragraphes 2, 3 et 4.

7. Les coûts liés aux activités de l'entité des GRD de l'Union sont pris en charge par les gestionnaires de réseau de distribution qui sont des membres inscrits et sont pris en compte dans le calcul des tarifs. Les autorités de régulation n'approuvent ces coûts que s'ils sont raisonnables et proportionnés.

Article 54

Principales règles et procédures applicables à l'entité des GRD de l'Union

1. Les statuts de l'entité des GRD de l'Union adoptés conformément à l'article 53 garantissent les principes ci-après:
 - a) la participation aux travaux de l'entité des GRD de l'Union est limitée aux membres inscrits, une possibilité de délégation entre membres étant prévue;
 - b) les décisions stratégiques concernant les activités de l'entité des GRD de l'Union ainsi que les lignes directrices stratégiques destinées au conseil d'administration sont adoptées par l'assemblée générale;
 - c) les décisions de l'assemblée générale sont adoptées selon les règles suivantes:
 - i) chaque membre dispose d'un nombre de voix proportionnel au nombre de clients du membre concerné;
 - ii) 65 % des voix attribuées aux membres sont exprimées; et
 - iii) la décision est adoptée à une majorité de 55 % des membres;
 - d) les décisions de l'assemblée générale sont rejetées selon les règles suivantes:
 - i) chaque membre dispose d'un nombre de voix proportionnel au nombre de clients du membre concerné;
 - ii) 35 % des voix attribuées aux membres sont exprimées; et
 - iii) la décision est rejetée par au moins 25 % des membres;
 - e) le conseil d'administration est élu par l'assemblée générale pour un mandat de quatre ans au maximum;
 - f) le conseil d'administration désigne le président et les trois vice-présidents parmi les membres du conseil;
 - g) la coopération entre les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de transport visée aux articles 56 et 57 est dirigée par le conseil d'administration;
 - h) les décisions du conseil d'administration sont adoptées à la majorité absolue;
 - i) le secrétaire général est nommé, sur la base d'une proposition du conseil d'administration, par l'assemblée générale parmi ses membres pour un mandat de quatre ans, renouvelable une fois;
 - j) les groupes d'experts sont nommés par l'assemblée générale sur la base d'une proposition du conseil d'administration, chaque groupe ne dépassant pas trente membres, un tiers d'entre eux pouvant ne pas être membres de l'entité GRD de l'Union. En outre, un groupe d'experts par pays est établi, qui comprend exactement un représentant des gestionnaires de réseau de distribution de chaque État membre.
2. Les procédures adoptées par l'entité des GRD de l'Union garantissent le traitement juste et proportionné de ses membres et reflètent leur diversité sur les plans géographique et économique. Ces procédures prévoient notamment ce qui suit:
 - a) le conseil d'administration comprend le président du conseil d'administration et 27 représentants des membres dont:
 - i) 9 sont des représentants des membres qui comptent plus de 1 million d'utilisateurs du réseau;
 - ii) 9 sont des représentants des membres qui comptent plus de 100 000 et moins de 1 million d'utilisateurs du réseau; et
 - iii) 9 sont des représentants des membres qui comptent moins de 100 000 utilisateurs du réseau;
 - b) les représentants d'associations de GRD existantes sont autorisés à participer en tant qu'observateurs aux réunions du conseil d'administration;
 - c) le conseil d'administration ne peut pas comprendre plus de trois représentants de membres basés dans le même État membre ou le même groupe industriel;

- d) chaque vice-président du conseil d'administration est désigné parmi les représentants des membres dans chaque catégorie décrite au point a);
- e) les représentants des membres basés dans un même État membre ou dans un même groupe industriel ne peuvent pas constituer la majorité des participants d'un groupe d'experts;
- f) le conseil d'administration établit un groupe consultatif stratégique qui donne son avis au conseil d'administration et aux groupes d'experts et se compose de représentants d'associations européennes de GRD et de représentants des États membres qui ne sont pas représentés dans le conseil d'administration.

Article 55

Tâches de l'entité des GRD de l'Union

1. Les tâches de l'entité des GRD de l'Union sont les suivantes:
 - a) promotion de l'exploitation et de la planification des réseaux de distribution en coordination avec l'exploitation et la planification des réseaux de transport;
 - b) facilitation de l'intégration des sources d'énergie renouvelables, de la production distribuée et des autres ressources fournies par le réseau de distribution, comme le stockage d'énergie;
 - c) facilitation de la flexibilité et de la participation active de la demande et accès aux marchés des utilisateurs du réseau de distribution;
 - d) contribution à la numérisation des réseaux de distribution y compris le déploiement de réseaux intelligents et de systèmes intelligents de mesure;
 - e) soutien au développement de la gestion des données, de la cybersécurité et de la protection des données en coopération avec les autorités concernées et les entités réglementées;
 - f) participation à l'élaboration de codes de réseau qui ont une incidence sur l'exploitation et la planification des réseaux de distribution et l'exploitation coordonnée des réseaux de transport et des réseaux de distribution conformément à l'article 59.
2. De plus, l'entité des GRD de l'Union:
 - a) coopère avec le REGRT pour l'électricité pour ce qui est de veiller à la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices adoptés en vertu du présent règlement qui ont une incidence sur l'exploitation et la planification des réseaux de distribution et l'exploitation coordonnée des réseaux de transport et des réseaux de distribution;
 - b) coopère avec le REGRT pour l'électricité et adopte les meilleures pratiques concernant l'exploitation et la planification coordonnées des réseaux de transport et des réseaux de distribution, y compris des questions comme l'échange de données entre gestionnaires et la coordination des ressources énergétiques décentralisées;
 - c) œuvre à recenser les meilleures pratiques dans les domaines indiqués au paragraphe 1 et pour ce qui est d'apporter au réseau de distribution des améliorations en matière d'efficacité énergétique;
 - d) adopte un programme de travail annuel et un rapport annuel;
 - e) fonctionne conformément au droit de la concurrence et garantit la neutralité.

Article 56

Consultations au cours du processus d'élaboration de codes de réseau

1. Lorsqu'elle participe à l'élaboration de nouveaux codes de réseau conformément à l'article 59, l'entité des GRD de l'Union réalise une large consultation, à un stade précoce et d'une manière ouverte et transparente, impliquant toutes les parties prenantes concernées et, en particulier, les organisations qui les représentent, conformément aux règles de procédure relatives à la consultation visées à l'article 53. Cette consultation implique également les autorités de régulation et d'autres autorités nationales, les entreprises de fourniture et de production, les utilisateurs du réseau, y compris les clients, les organismes techniques et plateformes de parties prenantes concernés. Elle a pour objet de cerner les points de vue et les propositions de toutes les parties concernées au cours du processus décisionnel.

2. Tous les documents et procès-verbaux des réunions relatifs aux consultations visées au paragraphe 1 sont rendus publics.
3. L'entité des GRD de l'Union prend en compte les opinions exprimées lors des consultations. Avant d'adopter les propositions de codes de réseau visées à l'article 59, l'entité des GRD de l'Union indique comment elle a pris en considération les observations recueillies lors de la consultation. Elle explique pourquoi certaines de ces observations n'ont pas été prises en compte.

Article 57

Coopération entre gestionnaires de réseau de distribution et gestionnaires de réseau de transport

1. Les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de transport coopèrent ensemble en ce qui concerne la planification et l'exploitation de leurs réseaux. En particulier, les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de transport se communiquent toutes les informations et données nécessaires concernant les performances des actifs de production et la participation active de la demande, l'exploitation quotidienne de leurs réseaux et la planification à long terme des investissements dans les réseaux, en vue d'assurer un développement et une exploitation rentables, sûrs et fiables de leurs réseaux.
2. Les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de transport coopèrent ensemble afin d'obtenir un accès coordonné aux ressources, comme la production distribuée, le stockage d'énergie ou la participation active de la demande, qui peuvent permettre de répondre à des besoins particuliers à la fois des gestionnaires de réseau de distribution et des gestionnaires de réseau de transport.

CHAPITRE VII

CODES DE RÉSEAU ET LIGNES DIRECTRICES

Article 58

Adoption de codes de réseau et de lignes directrices

1. La Commission peut, sous réserve des habilitations prévues aux articles 59, 60 et 61, adopter des actes d'exécution ou des actes délégués. Ces actes peuvent être adoptés soit comme des codes de réseau sur la base des propositions de textes élaborées par le REGRT pour l'électricité ou, s'il est prévu ainsi d'après la liste des priorités visée à l'article 59, paragraphe 3, par l'entité des GRD de l'Union, le cas échéant en coopération avec le REGRT pour l'électricité, et l'ACER selon la procédure visée à l'article 59, soit comme des lignes directrices selon la procédure visée à l'article 61.
2. Les codes de réseau et lignes directrices:
 - a) visent à assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour atteindre les objectifs du présent règlement;
 - b) tiennent compte, des particularités régionales, le cas échéant;
 - c) n'excèdent pas ce qui est nécessaire aux fins du point a); et
 - d) sont sans préjudice du droit des États membres d'établir des codes de réseau nationaux n'affectant pas les échanges entre zones.

Article 59

Établissement de codes de réseau

1. La Commission est habilitée à adopter des actes d'exécution afin d'assurer des conditions uniformes d'exécution du présent règlement en établissant des codes de réseau dans les domaines suivants:
 - a) règles relatives à la sécurité et à la fiabilité du réseau, y compris les règles concernant le transport technique des capacités de réserve à des fins de sécurité de fonctionnement du réseau, et règles relatives à l'interopérabilité en application des articles 34 à 47 et de l'article 57 du présent règlement et de l'article 40 de la directive (UE) 2019/944, y compris des règles relatives aux états du réseau, les mesures correctives et les limites de la sécurité d'exploitation, le réglage de la tension et la gestion de la puissance réactive, la gestion du courant de court-circuit, la gestion des flux de puissance, l'analyse et le traitement des aléas, les équipements et dispositifs de protection, l'échange de données, la conformité, la formation, la planification et l'analyse de sécurité d'exploitation, la coordination régionale de la sécurité d'exploitation, la coordination des indisponibilités, les plans de disponibilité des actifs pertinents, l'analyse de l'adéquation, les services auxiliaires, la programmation et les environnements de traitement des données aux fins de la planification de l'exploitation;

- b) règles d'allocation de capacité et de gestion de la congestion en application de l'article 6 de la directive (UE) 2019/944 et des articles 7 à 10, des articles 13 à 17 et des articles 35 à 37 du présent règlement, y compris les règles sur les méthodes et processus de calcul de la capacité journalière, infrajournalière et à terme, les modèles de réseau, la configuration de la zone de dépôt des offres, le redispatching et l'échange de contrepartie, les algorithmes de négociation, le couplage unique journalier et infrajournalier, la fermeté de la capacité d'échange entre zones allouée, la répartition des recettes tirées de la congestion, la couverture des risques liés aux droits de transport entre zones, les procédures de nomination et le recouvrement des coûts de l'allocation de capacité et de la gestion de la congestion;
- c) règles en application des articles 5, 6 et 17 relatives aux échanges liés à la fourniture technique et opérationnelle de services d'accès au réseau et d'ajustement du réseau, y compris les règles en matière de puissance de réserve liée au réseau, y compris les fonctions et responsabilités, les plateformes pour l'échange d'énergie d'équilibrage, les heures de fermeture du guichet, les exigences applicables aux produits d'équilibrage standard et spécifiques, la procédure d'acquisition de services d'équilibrage, l'allocation de la capacité d'échange entre zones aux fins de l'échange de services d'équilibrage ou du partage de réserves, le règlement de l'énergie d'équilibrage, le règlement des échanges d'énergie entre gestionnaires de réseau, le règlement des déséquilibres et le règlement de la capacité d'équilibrage, le réglage fréquence-puissance, les paramètres définissant la qualité de la fréquence et les paramètres cibles de la qualité de la fréquence, les réserves de stabilisation de la fréquence, les réserves de restauration de la fréquence, les réserves de remplacement, l'échange ou le partage de réserves, les processus d'activation transfrontalière des réserves, les processus de réglage temporel et la transparence des informations;
- d) règles en application des articles 36, 40 et 54 de la directive (UE) 2019/944 concernant la fourniture non discriminatoire et transparente de services auxiliaires non liés à la fréquence, y compris les règles concernant le réglage de la tension en régime permanent, l'inertie, l'injection rapide de puissance réactive, l'inertie pour la stabilité du réseau, le courant de court-circuit, la capacité de démarrage autonome et la capacité de fonctionnement en réseau séparé;
- e) règles en application de l'article 57 du présent règlement et des articles 17, 31, 32, 36, 40 et 54 de la directive (UE) 2019/944 concernant la participation active de la demande, y compris les règles sur l'agrégation, le stockage d'énergie et la réduction de la demande.

Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 67, paragraphe 2.

2. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 68 complétant le présent règlement en ce qui concerne l'établissement de codes de réseau dans les domaines suivants:

- a) règles de raccordement au réseau, y compris des règles sur le raccordement des installations de consommation raccordées à un réseau de transport, des installations de distribution et des réseaux de distribution raccordés à un réseau de transport, le raccordement des unités de consommation utilisées pour la participation active de la demande, les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, les exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension, les exigences applicables au raccordement au réseau des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et des stations de conversion de courant continu haute tension à l'extrémité isolée et les procédures de notification opérationnelle applicables au raccordement au réseau;
- b) règles en matière d'échange de données, de règlement et de transparence, y compris en particulier des règles sur les capacités de transfert pour les horizons temporels pertinents, les estimations et les valeurs réelles concernant l'allocation et l'utilisation des capacités de transfert, prévisions et demande réelle des installations et leur agrégation, y compris l'indisponibilité des installations, les prévisions et la génération effective des unités de production et leur agrégation, y compris l'indisponibilité des unités, la disponibilité et l'utilisation des réseaux, les mesures de gestion de la congestion et les données du marché de l'équilibrage. Les règles devraient préciser la façon dont les informations sont publiées, le calendrier de publication et les entités responsables de leur traitement;
- c) règles concernant l'accès des tiers;
- d) procédures opérationnelles d'urgence et de reconstitution en cas d'urgence, y compris les plans de défense du réseau, les plans de reconstitution, les interactions du marché, l'échange et la communication d'informations et les outils et installations;
- e) règles sectorielles concernant les aspects liés à la cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité, y compris des règles sur les exigences minimales communes, la planification, la surveillance, les rapports et la gestion de crise.

3. Après avoir consulté l'ACER, le REGRT pour l'électricité, l'entité des GRD de l'Union et les autres parties prenantes concernées, la Commission établit, tous les trois ans, une liste des priorités, qui recense les domaines visés aux paragraphes 1 et 2, qui doivent être pris en considération pour l'élaboration des codes de réseau.

Si l'objet du code de réseau est en rapport direct avec l'exploitation du réseau de distribution et ne concerne pas principalement le réseau de transport, la Commission peut demander à l'entité des GRD de l'Union, en coopération avec le REGRT pour l'électricité, de convoquer un comité de rédaction et de soumettre à l'ACER une proposition de code de réseau.

4. La Commission invite l'ACER à lui soumettre, dans un délai raisonnable ne dépassant pas six mois à compter de la réception de la demande de la Commission, une ligne directrice-cadre non contraignante fixant des principes clairs et objectifs pour l'élaboration des codes de réseau liés aux domaines recensés dans la liste des priorités (ci-après dénommée «ligne directrice-cadre»). La demande de la Commission peut comporter des conditions auxquelles la ligne directrice-cadre doit répondre. Chaque ligne directrice-cadre contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. Sur demande motivée de l'ACER, la Commission peut prolonger le délai pour soumettre les lignes directrices.
5. L'ACER consulte le REGRT pour l'électricité, l'entité des GRD de l'Union et les autres parties prenantes concernées au sujet de la ligne directrice-cadre de manière ouverte et transparente pendant une période de deux mois au moins.
6. L'ACER, lorsqu'elle y est invitée en vertu du paragraphe 4, soumet une ligne directrice-cadre non contraignante à la Commission.
7. Si la Commission estime que la ligne directrice-cadre ne contribue pas à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, elle peut demander à l'ACER de réexaminer cette ligne directrice dans un délai raisonnable et de la lui soumettre à nouveau.
8. Si l'ACER ne présente pas de ligne directrice-cadre ou qu'elle ne présente pas à nouveau une ligne directrice-cadre dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 4 ou 7, la Commission élabore la ligne directrice-cadre en question.
9. La Commission invite le REGRT pour l'électricité ou, s'il est prévu ainsi d'après la liste des priorités visée au paragraphe 3, l'entité des GRD de l'Union en coopération avec le REGRT pour l'électricité, à présenter à l'ACER une proposition de code de réseau conformément à la ligne directrice-cadre pertinente dans un délai raisonnable ne dépassant pas douze mois à compter de la réception de la demande de la Commission.
10. Le REGRT pour l'électricité ou, s'il est prévu ainsi d'après la liste des priorités visée au paragraphe 3, l'entité des GRD de l'Union, en coopération avec le REGRT pour l'électricité, convoque un comité de rédaction pour l'aider au cours du processus d'élaboration du code de réseau. Le comité de rédaction se compose de représentants de l'ACER, de représentants du REGRT pour l'électricité, le cas échéant de l'entité des GRD de l'Union, et de NEMO et d'un nombre limité de parties prenantes principalement concernées. Le REGRT pour l'électricité ou, s'il est prévu ainsi d'après la liste des priorités visée au paragraphe 3, l'entité des GRD de l'Union en coopération avec le REGRT pour l'électricité, élabore des propositions de codes de réseau dans les domaines visés aux paragraphes 1 et 2, à la demande de la Commission, conformément au paragraphe 9.
11. L'ACER révisé la proposition de code de réseau pour veiller à ce que le code de réseau à adopter respecte la ligne directrice-cadre pertinente et contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, et soumet le code de réseau révisé à la Commission dans un délai de six mois à compter de la réception de la proposition. Dans la proposition soumise à la Commission, l'ACER prend en compte les opinions exprimées par toutes les parties concernées lors de la rédaction de la proposition dirigée par le REGRT pour l'électricité ou l'entité des GRD de l'Union et consulte les parties prenantes concernées au sujet de la version de la proposition à soumettre à la Commission.
12. Lorsque le REGRT pour l'électricité ou l'entité des GRD de l'Union n'ont pas établi un code de réseau dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 9, cette dernière peut inviter l'ACER à préparer un projet de code de réseau sur la base de la ligne directrice-cadre pertinente. L'ACER peut procéder à une nouvelle consultation au cours de l'élaboration d'un projet de code de réseau au titre du présent paragraphe. Elle soumet à la Commission un projet de code de réseau élaboré au titre du présent paragraphe et peut recommander son adoption.
13. La Commission peut adopter, de sa propre initiative, lorsque le REGRT pour l'électricité ou l'entité des GRD de l'Union n'ont pas élaboré un code de réseau ou lorsque l'ACER n'a pas élaboré un projet de code de réseau tel que visé au paragraphe 12, ou sur proposition de l'ACER conformément au paragraphe 11, un ou plusieurs codes de réseau dans les domaines énumérés aux paragraphes 1 et 2.
14. Lorsque la Commission propose, de sa propre initiative, d'adopter un code de réseau, elle consulte l'ACER, le REGRT pour l'électricité et les autres parties prenantes concernées au sujet du projet de code de réseau pendant une période de deux mois au moins.
15. Le présent article s'applique sans préjudice du droit de la Commission d'adopter et de modifier les lignes directrices, comme prévu à l'article 61. Il s'applique sans préjudice de la possibilité, pour le REGRT pour l'électricité, d'élaborer une indication non contraignante dans les domaines visés aux paragraphes 1 et 2 si cette indication ne concerne pas des domaines couverts par une demande qui lui a été présentée par la Commission. Le REGRT pour l'électricité soumet cette indication à l'ACER pour avis et tient dûment compte de cet avis.

*Article 60***Modifications de codes de réseau**

1. La Commission est habilitée à modifier les codes de réseau dans les domaines énumérés à l'article 59, paragraphes 1 et 2, conformément à la procédure correspondante visée audit article. L'ACER peut également proposer des modifications aux codes de réseau conformément aux paragraphes 2 et 3 du présent article.
2. Les personnes susceptibles d'être intéressées par un code de réseau adopté en vertu de l'article 59, notamment le REGRT pour l'électricité, l'entité des GRD de l'Union, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution, les utilisateurs du réseau et les consommateurs peuvent proposer des projets de modification de ce code de réseau à l'ACER. L'ACER peut également proposer des modifications de sa propre initiative.
3. L'ACER peut soumettre à la Commission des propositions motivées de modifications, expliquant en quoi ces propositions sont compatibles avec les objectifs des codes de réseau énoncés à l'article 59, paragraphe 3, du présent règlement. Lorsqu'elle estime qu'une proposition de modification est recevable et lorsqu'il s'agit de modifications de sa propre initiative, l'ACER consulte toutes les parties prenantes conformément à l'article 14 du règlement (UE) 2019/942.

*Article 61***Lignes directrices**

1. La Commission est habilitée à adopter des lignes directrices contraignantes dans les domaines énumérés au présent article.
2. La Commission est habilitée à adopter des lignes directrices dans les domaines où de tels actes pourraient aussi être établis selon la procédure de code de réseau en vertu de l'article 59, paragraphes 1 et 2. Ces lignes directrices sont adoptées sous la forme d'actes délégués ou d'actes d'exécution, en fonction de l'habilitation correspondante prévue dans le présent règlement.
3. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 68 complétant le présent règlement en définissant des lignes directrices relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport. Ces lignes directrices précisent, conformément aux principes définis aux articles 18 et 49:
 - a) les détails de la procédure à suivre pour déterminer quels sont les gestionnaires de réseau de transport qui sont redevables des compensations pour les flux transfrontaliers, y compris en ce qui concerne la répartition entre les gestionnaires des réseaux nationaux de transport d'où proviennent les flux transfrontaliers et des réseaux où ces flux aboutissent, conformément à l'article 49, paragraphe 2;
 - b) les détails de la procédure à suivre pour les paiements, y compris la détermination de la première période pour laquelle des compensations doivent être payées, conformément à l'article 49, paragraphe 3, deuxième alinéa;
 - c) les détails des méthodologies permettant de déterminer les flux transfrontaliers reçus pour lesquels des compensations sont versées en vertu de l'article 49, en fonction tant de la quantité que du type de flux, et l'ampleur des flux qui sont considérés comme provenant des réseaux de transport de chaque État membre ou y aboutissant, conformément à l'article 49, paragraphe 5;
 - d) les détails de la méthodologie permettant de déterminer les coûts et les bénéfices engendrés par l'accueil de flux transfrontaliers, conformément à l'article 49, paragraphe 6;
 - e) les détails du traitement des flux d'électricité provenant de pays situés en dehors de l'Espace économique européen ou y aboutissant dans le cadre du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport; et
 - f) les modalités de la participation des réseaux nationaux qui sont interconnectés par les lignes de courant continu, conformément à l'article 49.
4. Le cas échéant, la Commission peut adopter des actes d'exécution définissant des lignes directrices visant à assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour atteindre l'objectif du présent règlement. Ces lignes directrices peuvent préciser:
 - a) les détails des règles pour les échanges d'électricité en application de l'article 6 de la directive (UE) 2019/944 et des articles 5 à 10, 13 à 17, 35, 36 et 37 du présent règlement;
 - b) les détails des règles en matière d'incitation à l'investissement en ce qui concerne les capacités d'interconnexion, y compris les signaux de localisation, en application de l'article 19.

Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 67, paragraphe 2.

5. La Commission peut adopter des actes d'exécution définissant des lignes directrices relatives à la coordination opérationnelle entre les gestionnaires de réseau de transport au niveau de l'Union. Ces lignes directrices sont conformes aux codes de réseau visés à l'article 59 et se fondent sur ces codes de réseau et sur les précisions adoptées visées à l'article 30, paragraphe 1, point i). Lors de l'adoption desdites lignes directrices, la Commission prend en compte les différences dans les exigences d'exploitation régionales et nationales.

Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 67, paragraphe 2.

6. Lorsqu'elle adopte ou modifie les lignes directrices, la Commission consulte l'ACER, le REGRT pour l'électricité, l'entité des GRD de l'Union et, le cas échéant, d'autres parties prenantes.

Article 62

Droit des États membres de prévoir des mesures plus détaillées

Le présent règlement s'applique sans préjudice du droit des États membres de maintenir ou d'introduire des mesures qui contiennent des dispositions plus détaillées que celles qui figurent dans le présent règlement, dans les lignes directrices visées à l'article 61 ou dans les codes de réseau visés à l'article 59, à condition que ces mesures soient compatibles avec le droit de l'Union.

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS FINALES

Article 63

Nouvelles interconnexions

1. Les nouvelles interconnexions en courant continu peuvent, sur demande, bénéficier, pendant une durée limitée, d'une dérogation à l'article 19, paragraphes 2 et 3, du présent règlement, ainsi qu'aux articles 6 et 43, à l'article 59, paragraphe 7, et à l'article 60, paragraphe 1, de la directive (UE) 2019/944 dès lors que les conditions suivantes sont satisfaites:

- a) l'investissement accroît la concurrence en matière de fourniture d'électricité;
- b) le degré de risque associé à l'investissement est tel que l'investissement ne serait pas effectué si la dérogation n'était pas accordée;
- c) l'interconnexion est la propriété d'une personne physique ou morale distincte, du moins en ce qui concerne son statut juridique, des gestionnaires de réseau dans les réseaux desquels cette interconnexion doit être construite;
- d) des redevances sont perçues auprès des utilisateurs de cette interconnexion;
- e) depuis l'ouverture partielle du marché visée à l'article 19 de la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁴⁾, il n'a été procédé au recouvrement d'aucune partie du capital ou des coûts d'exploitation de l'interconnexion au moyen d'une fraction quelconque des redevances prélevées pour l'utilisation des réseaux de transport ou des réseaux de distribution reliés par cette interconnexion; et
- f) la dérogation ne risque pas de porter atteinte à la concurrence ni au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, ni au bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'interconnexion est reliée.

2. Le paragraphe 1 s'applique également, dans des cas exceptionnels, à des interconnexions en courant alternatif, à condition que les coûts et les risques liés à l'investissement en question soient particulièrement élevés par rapport aux coûts et aux risques habituellement encourus lors de la connexion des réseaux de transport dans deux pays voisins par une interconnexion en courant alternatif.

3. Le paragraphe 1 s'applique également aux augmentations importantes de capacité des interconnexions existantes.

⁽²⁴⁾ Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (JO L 27 du 30.1.1997, p. 20).

4. La décision d'octroi d'une dérogation visée aux paragraphes 1, 2 et 3 est prise au cas par cas par les autorités de régulation des États membres concernés. Une dérogation peut couvrir tout ou partie de la capacité de la nouvelle interconnexion ou de l'interconnexion existante qui connaît une augmentation de capacité importante.

Dans un délai de deux mois à compter de la réception de la demande de dérogation par la dernière des autorités de régulation concernées, l'ACER peut soumettre un avis à ces autorités de régulation. Les autorités de régulation peuvent fonder leur décision sur cet avis.

Pour décider de l'octroi d'une dérogation, les autorités de régulation examinent, au cas par cas, la nécessité éventuelle d'imposer des conditions touchant à la durée de cette dérogation et à l'accès non discriminatoire à l'interconnexion. Pour décider de ces conditions, les autorités de régulation tiennent compte, en particulier, de la capacité additionnelle à construire ou de la modification de la capacité existante, des délais de réalisation du projet et de la situation nationale.

Avant d'accorder une dérogation, les autorités de régulation des États membres concernés arrêtent les règles et les mécanismes relatifs à la gestion et à l'allocation de capacité. Ces règles de gestion de la congestion incluent l'obligation d'offrir les capacités inutilisées sur le marché et les utilisateurs de l'infrastructure ont le droit de négocier leurs capacités souscrites sur le marché secondaire. Dans l'appréciation des critères visés au paragraphe 1, points a), b) et f), les résultats de la procédure d'allocation de capacité sont pris en compte.

Si toutes les autorités de régulation concernées sont parvenues à un accord sur la décision de dérogation dans un délai de six mois à compter de la réception de la demande, elles informent l'ACER de cette décision.

La décision de dérogation, y compris les conditions visées au troisième alinéa du présent paragraphe, est dûment motivée et publiée.

5. La décision visée au paragraphe 4 est prise par l'ACER:

- a) si les autorités de régulation concernées ne sont pas parvenues à un accord dans un délai de six mois à compter de la date à laquelle la demande de dérogation a été reçue par la dernière de ces autorités; ou
- b) à la demande conjointe des autorités de régulation concernées.

Avant de prendre une telle décision, l'ACER consulte les autorités de régulation concernées et les demandeurs.

6. Nonobstant les paragraphes 4 et 5, les États membres peuvent prévoir que l'autorité de régulation ou l'ACER, selon les cas, soumettent à l'instance compétente de l'État membre, en vue d'une décision formelle, leur avis sur la demande de dérogation. Cet avis est publié en même temps que la décision.

7. Dès réception, une copie de chaque demande de dérogation est transmise par les autorités de régulation sans retard, pour information, à la Commission et à l'ACER. Les autorités de régulation concernées ou l'ACER (ci-après dénommées «instances émettrices») notifient sans retard à la Commission la décision ainsi que toutes les informations utiles y afférentes. Ces informations peuvent être communiquées à la Commission sous une forme agrégée pour lui permettre de fonder valablement sa décision. Ces informations comprennent notamment:

- a) les raisons détaillées sur la base desquelles la dérogation a été octroyée ou refusée, y compris les données financières démontrant qu'elle était nécessaire;
- b) l'analyse effectuée quant aux incidences de l'octroi de la dérogation sur la concurrence et sur le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité;
- c) les raisons justifiant la durée et la part des capacités totales de l'interconnexion en question pour lesquelles la dérogation est octroyée; et
- d) le résultat de la consultation des autorités de régulation concernées.

8. Dans un délai de 50 jours ouvrables à compter du jour suivant celui de la réception de la notification au titre du paragraphe 7, la Commission peut prendre une décision exigeant que les instances émettrices modifient ou révoquent la décision d'accorder une dérogation. Ce délai peut être prolongé d'une période supplémentaire de 50 jours ouvrables si la Commission sollicite un complément d'information. Ce délai supplémentaire court à compter du jour suivant celui de la réception du complément d'information. Le délai initial peut aussi être prolongé d'un commun accord entre la Commission et les instances émettrices.

Si les renseignements demandés ne sont pas fournis dans le délai prévu dans la demande de la Commission, la notification est réputée avoir été retirée, à moins que, avant l'expiration du délai, ce dernier soit prolongé d'un commun accord entre la Commission et les instances émettrices, ou que les instances émettrices informent la Commission, par une déclaration dûment motivée, qu'elles considèrent la notification comme étant complète.

Les instances émettrices se conforment à la décision de la Commission demandant la modification ou la révocation de la décision de dérogation dans un délai d'un mois à compter de sa réception et en informent la Commission.

La Commission veille à protéger la confidentialité des informations commercialement sensibles.

La décision de la Commission d'approuver une décision de dérogation devient caduque deux ans après la date de son adoption si la construction de l'interconnexion n'a pas commencé dans ce délai, et cinq ans après la date de son adoption si l'interconnexion n'est pas devenue opérationnelle dans ce délai, à moins que la Commission ne décide, sur la base d'une demande motivée des instances émettrices, qu'un retard est dû à des obstacles majeurs indépendants de la volonté de la personne à laquelle la dérogation a été octroyée.

9. Lorsque les autorités de régulation des États membres concernés décident de modifier une décision de dérogation, elles notifient sans retard à la Commission leur décision ainsi que toutes les informations utiles y afférentes. Les paragraphes 1 à 8 s'appliquent à la décision de modifier une décision d'exemption, compte tenu des particularités de la dérogation existante.

10. La Commission peut, sur demande ou de sa propre initiative, rouvrir la procédure relative à une demande de dérogation lorsque:

- a) compte dûment tenu des attentes légitimes des parties et de l'équilibre économique atteint dans la décision de dérogation initiale, il s'est produit un changement matériel concernant l'un des faits sur lesquels la décision était fondée;
- b) les entreprises concernées agissent contrairement à leurs engagements; ou
- c) la décision était fondée sur des informations incomplètes, inexactes ou trompeuses fournies par les parties.

11. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 68 complétant le présent règlement en définissant des lignes directrices pour l'application des conditions prévues au paragraphe 1 du présent article et en définissant la procédure à suivre pour l'application des paragraphes 4 et 7 à 10 du présent article.

Article 64

Dérogations

1. Les États membres peuvent demander à bénéficier de dérogations aux dispositions pertinentes des articles 3 et 6, de l'article 7, paragraphe 1, de l'article 8, paragraphes 1 et 4, des articles 9, 10 et 11, des articles 14 à 17, des articles 19 à 27, des articles 35 à 47 et de l'article 51 à condition que:

- a) l'État membre puisse démontrer l'existence de problèmes importants pour l'exploitation de petits réseaux isolés et de petits réseaux connectés;
- b) les régions ultrapériphériques au sens de l'article 349 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne ne puissent pas être interconnectées au marché de l'énergie de l'Union pour des raisons physiques évidentes.

Dans la situation visée au premier alinéa, point a), la dérogation est limitée dans le temps et soumise à des conditions visant à renforcer la concurrence et l'intégration sur le marché intérieur de l'électricité.

Dans la situation visée au premier alinéa, point b), la dérogation n'est pas limitée dans le temps.

La Commission informe les États membres de ces demandes avant de prendre une décision, dans le respect de la confidentialité des informations commercialement sensibles.

Une dérogation accordée en vertu du présent article vise à garantir qu'elle ne fait pas obstacle à la transition vers les énergies renouvelables, une plus grande souplesse, le stockage d'énergie, la mobilité électrique et la participation active de la demande.

Dans sa décision d'octroi d'une dérogation, la Commission énonce la mesure dans laquelle la dérogation doit tenir compte de l'application des codes de réseau et des lignes directrices.

2. Les articles 3, 5 et 6, l'article 7, paragraphe 1, l'article 7, paragraphe 2, points c) et g), les articles 8 à 17, l'article 18, paragraphes 5 et 6, les articles 19 et 20, l'article 21, paragraphes 1, 2 et 4 à 8, l'article 22, paragraphe 1, point c), l'article 22, paragraphe 2, points b) et c), l'article 22, paragraphe 2, dernier alinéa, les articles 23 à 27, l'article 34, paragraphes 1, 2 et 3, les articles 35 à 47, l'article 48, paragraphe 2, les articles 49 et 51 ne s'appliquent pas à Chypre tant que son réseau de transport n'est pas raccordé aux réseaux de transport des autres États membres au moyen d'interconnexions.

Si le réseau de transport de Chypre n'est pas raccordé aux réseaux de transport des autres États membres au moyen d'interconnexions au plus tard le 1^{er} janvier 2026, Chypre évalue la nécessité de bénéficier d'une dérogation à ces dispositions et peut soumettre à la Commission une demande de prorogation de la dérogation. La Commission évalue si l'application des dispositions risque de causer des problèmes importants pour l'exploitation du réseau électrique à Chypre ou si leur application à Chypre devrait être bénéfique pour le fonctionnement du marché. Sur la base de cette évaluation, la Commission prend une décision motivée sur la prorogation totale ou partielle de la dérogation. La décision est publiée au *Journal officiel de l'Union européenne*.

3. Le présent règlement n'affecte pas l'application des dérogations accordées en vertu de l'article 66 de la directive (UE) 2019/944.

4. En ce qui concerne la réalisation de l'objectif d'interconnexion à l'horizon 2030, comme le prévoit le règlement (UE) 2018/1999, l'interconnexion électrique entre Malte et l'Italie est dûment prise en compte.

Article 65

Informations et confidentialité

1. Les États membres et les autorités de régulation fournissent sur demande à la Commission toutes les informations nécessaires aux fins de l'application du présent règlement.

La Commission fixe un délai raisonnable pour la fourniture des informations, en tenant compte de la complexité et de l'urgence des informations requises.

2. Si l'État membre ou l'autorité de régulation concerné ne fournit pas les informations visées au paragraphe 1 dans le délai fixé visé au paragraphe 1, la Commission peut demander toutes les informations nécessaires aux fins de l'application du présent règlement directement aux entreprises concernées.

Lorsqu'elle adresse une demande d'informations à une entreprise, la Commission transmet simultanément une copie de la demande aux autorités de régulation de l'État membre sur le territoire duquel est établi le siège de l'entreprise.

3. Dans sa demande d'informations au titre du paragraphe 1, la Commission indique la base légale de la demande, le délai dans lequel les informations doivent être transmises, le but de la demande, ainsi que les sanctions prévues à l'article 66, paragraphe 2, au cas où les informations fournies sont incomplètes, inexactes ou trompeuses.

4. Sont tenus de fournir les informations demandées les propriétaires des entreprises ou leurs représentants et, dans le cas de personnes morales, les personnes physiques autorisées à représenter l'entreprise selon la loi ou l'acte constitutif. Si des avocats sont autorisés à fournir les informations au nom de leurs clients, ces derniers restent pleinement responsables au cas où les informations fournies sont incomplètes, inexactes ou trompeuses.

5. Si une entreprise ne fournit pas les informations demandées dans le délai fixé par la Commission ou les fournit de façon incomplète, la Commission peut demander par voie de décision que les informations lui soient fournies. Cette décision précise les informations demandées et fixe un délai approprié dans lequel elles doivent être fournies. Elle indique les sanctions prévues à l'article 66, paragraphe 2. Elle indique également le droit de recours qui peut être ouvert devant la Cour de justice de l'Union européenne contre la décision.

La Commission transmet simultanément une copie de sa décision aux autorités de régulation de l'État membre sur le territoire duquel se trouve la résidence de la personne ou le siège de l'entreprise.

6. Les informations visées aux paragraphes 1 et 2 ne sont utilisées qu'aux fins de l'application du présent règlement.

La Commission ne divulgue pas les informations obtenues en vertu du présent règlement lorsque ces informations sont couvertes par l'obligation de secret professionnel.

Article 66

Sanctions

1. Sans préjudice du paragraphe 2 du présent article, les États membres déterminent le régime des sanctions applicables en cas de violation du présent règlement, des codes de réseau adoptés conformément à l'article 59 et des lignes directrices adoptées conformément à l'article 61 et prennent toutes les mesures nécessaires pour assurer leur application. Les sanctions prévues sont effectives, proportionnées et dissuasives. Les États membres informent la Commission, sans retard, du régime ainsi déterminé et des mesures ainsi prises, et elle l'informe, sans retard, de toute modification apportée ultérieurement à ce régime ou à ces mesures.
2. La Commission peut, par voie de décision, infliger aux entreprises des amendes n'excédant pas 1 % du chiffre d'affaires total de l'exercice comptable précédent, lorsque, de propos délibéré ou par négligence, ces entreprises fournissent des informations inexacts, incomplètes ou trompeuses en réponse à une demande faite en application de l'article 65, paragraphe 3, ou ne fournissent pas les informations dans le délai fixé par une décision prise en application de l'article 65, paragraphe 5, premier alinéa. En fixant le montant de l'amende, la Commission tient compte de la gravité du non-respect des exigences visées au paragraphe 1 du présent article.
3. Les sanctions établies conformément au paragraphe 1 et les décisions prises en application du paragraphe 2 ne sont pas de nature pénale.

Article 67

Comité

1. La Commission est assistée par le comité institué par l'article 68 de la directive (UE) 2019/944. Ledit comité est un comité au sens du règlement (UE) n° 182/2011.
2. Dans le cas où il est fait référence au présent paragraphe, l'article 5 du règlement (UE) n° 182/2011 s'applique.

Article 68

Exercice de la délégation

1. Le pouvoir d'adopter des actes délégués conféré à la Commission est soumis aux conditions fixées au présent article.
2. Le pouvoir d'adopter des actes délégués visé à l'article 34, paragraphe 3, à l'article 49, paragraphe 4, à l'article 59, paragraphe 2, à l'article 61, paragraphe 2, et à l'article 63, paragraphe 11, est conféré à la Commission jusqu'au 31 décembre 2028. La Commission élabore un rapport relatif à la délégation de pouvoir au plus tard neuf mois avant la fin de cette période et, le cas échéant, avant la fin des périodes suivantes. La délégation de pouvoir est tacitement prorogée pour des périodes de huit ans, sauf si le Parlement européen ou le Conseil s'oppose à cette prorogation trois mois au plus tard avant la fin de chaque période.
3. La délégation de pouvoir visée à l'article 34, paragraphe 3, à l'article 49, paragraphe 4, à l'article 59, paragraphe 2, à l'article 61, paragraphe 2, et à l'article 63, paragraphe 11, peut être révoquée à tout moment par le Parlement européen ou le Conseil. La décision de révocation met fin à la délégation de pouvoir qui y est précisée. La révocation prend effet le jour suivant celui de la publication de ladite décision au *Journal officiel de l'Union européenne* ou à une date ultérieure qui est précisée dans ladite décision. Elle ne porte pas atteinte à la validité des actes délégués déjà en vigueur.
4. Avant l'adoption d'un acte délégué, la Commission consulte les experts désignés par chaque État membre, conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel du 13 avril 2016 «Mieux légiférer».
5. Aussitôt qu'elle adopte un acte délégué, la Commission le notifie au Parlement européen et au Conseil simultanément.
6. Un acte délégué adopté en vertu de l'article 34, paragraphe 3, de l'article 49, paragraphe 4, de l'article 59, paragraphe 2, de l'article 61, paragraphe 2, et de l'article 63, paragraphe 11, n'entre en vigueur que si le Parlement européen ou le Conseil n'a pas exprimé d'objections dans un délai de deux mois à compter de la notification de cet acte au Parlement européen et au Conseil ou si, avant l'expiration de ce délai, le Parlement européen et le Conseil ont tous deux informé la Commission de leur intention de ne pas exprimer d'objection. Ce délai est prolongé de deux mois à l'initiative du Parlement européen ou du Conseil.

*Article 69***Examen et rapports de la Commission**

1. Au plus tard le 1^{er} juillet 2025, la Commission réexamine les codes de réseau et les lignes directrices existants afin de déterminer lesquelles de leurs dispositions pourraient utilement être inscrites dans des actes législatifs de l'Union relatifs au marché intérieur de l'électricité et comment les habilitations pour les codes de réseau et les lignes directrices prévues aux articles 59 et 61 pourraient être révisées.

La Commission soumet un rapport détaillé de son évaluation au Parlement européen et au Conseil pour la même date.

Au plus tard le 31 décembre 2026, la Commission présente, le cas échéant, des propositions législatives sur la base de son évaluation.

2. Au plus tard le 31 décembre 2030, la Commission réexamine le présent règlement et soumet un rapport au Parlement européen et au Conseil sur la base de cet examen, accompagné d'une proposition législative, le cas échéant.

*Article 70***Abrogation**

Le règlement (CE) n° 714/2009 est abrogé. Les références faites au règlement abrogé s'entendent comme faites au présent règlement et sont à lire selon le tableau de correspondance figurant à l'annexe III.

*Article 71***Entrée en vigueur**

1. Le présent règlement entre en vigueur le vingtième jour suivant celui de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*.

2. Il s'applique à compter du 1^{er} janvier 2020.

Nonobstant le premier alinéa, les articles 14 et 15, l'article 22, paragraphe 4, l'article 23, paragraphes 3 et 6, les articles 35, 36 et 62 s'appliquent à compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement. Aux fins de l'application de l'article 14, paragraphe 7, et de l'article 15, paragraphe 2, l'article 16 s'applique à compter de cette date.

Le présent règlement est obligatoire dans tous ses éléments et directement applicable dans tout État membre.

Fait à Bruxelles, le 5 juin 2019.

Par le Parlement européen

Le président

A. TAJANI

Par le Conseil

Le président

G. CIAMBA

ANNEXE I

TÂCHES DES CENTRES DE COORDINATION RÉGIONAUX

1. Calcul coordonné des capacités
 - 1.1 Les centres de coordination régionaux effectuent le calcul coordonné des capacités d'échange entre zones.
 - 1.2 Le calcul coordonné des capacités est effectué pour les échéances journalières et infrajournalières.
 - 1.3 Le calcul coordonné des capacités est effectué selon les méthodes mises au point en vertu de la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009.
 - 1.4 Le calcul coordonné des capacités est effectué selon un modèle de réseau commun conformément au point 3.
 - 1.5 Le calcul coordonné des capacités permet une gestion efficace de la congestion conformément aux principes définis en la matière dans le présent règlement.
2. Analyse coordonnée de la sécurité
 - 2.1 Les centres de coordination régionaux effectuent une analyse coordonnée de la sécurité visant à garantir un fonctionnement sûr du réseau.
 - 2.2 L'analyse de sécurité est effectuée pour toutes les échéances de la planification d'exploitation, entre les échéances à un an et infrajournalière, selon les modèles de réseaux communs.
 - 2.3 L'analyse coordonnée de la sécurité est effectuée selon les méthodes mises au point en vertu de la ligne directrice sur la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009.
 - 2.4 Les centres de coordination régionaux partagent les résultats de l'analyse coordonnée de la sécurité au moins avec les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau concernée.
 - 2.5 Lorsqu'un centre de coordination régional détecte, comme résultat de l'analyse coordonnée de la sécurité, une contrainte possible, il prévoit des actions correctives optimisant l'efficacité et l'efficacité économique.
3. Création de modèles de réseaux communs
 - 3.1 Les centres de coordination régionaux instaurent des procédures efficaces de création d'un modèle de réseau commun pour chaque échéance de planification de l'exploitation entre les échéances à un an et infrajournalière.
 - 3.2 Les gestionnaires de réseau de transport désignent un centre de coordination régional pour établir les modèles de réseaux communs pour l'ensemble de l'Union.
 - 3.3 Les modèles de réseaux communs sont établis conformément aux méthodes mises au point en vertu de la ligne directrice sur la gestion du réseau et de la ligne directrice sur l'allocation de la capacité et la gestion de la congestion adoptées sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009.
 - 3.4 Les modèles de réseaux communs comprennent les données nécessaires à une planification de l'exploitation efficace et au calcul des capacités à toutes les échéances de planification de l'exploitation entre les échéances à un an et infrajournalière.
 - 3.5 Les modèles de réseaux communs sont mis à la disposition de tous les centres de coordination régionaux, des gestionnaires de réseau de transport, du REGRT pour l'électricité, sur demande, l'ACER.
4. Soutien aux plans de défense et aux plans de reconstitution des gestionnaires de réseau de transport en ce qui concerne l'évaluation de la cohérence
 - 4.1 Les centres de coordination régionaux soutiennent les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau concernée en effectuant l'évaluation de la cohérence des plans de défense et des plans de reconstitution des gestionnaires de réseau de transport selon les procédures établies dans le code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique adopté sur la base de l'article 6, paragraphe 11, du règlement (CE) n° 714/2009.

- 4.2 Tous les gestionnaires de réseau de transport conviennent d'un seuil au-delà duquel l'incidence des mesures d'un ou de plusieurs gestionnaires de réseau de transport dans les états d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution est considérée comme significative pour les autres gestionnaires de réseau de transport interconnectés de façon synchrone ou non synchrone.
- 4.3 Lorsqu'il apporte un soutien aux gestionnaires de réseau de transport, le centre de coordination régional s'attache à:
 - a) recenser les éventuelles incompatibilités;
 - b) proposer des mesures d'atténuation.
- 4.4 Les gestionnaires de réseau de transport évaluent et prennent en compte les mesures d'atténuation proposées.
5. Soutien à la coordination et à l'optimisation de la reconstitution régionale
- 5.1 Chaque centre de coordination régional concerné soutient les gestionnaires de réseau de transport désignés comme responsables de la fréquence et les responsables de la resynchronisation conformément au code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique adopté sur la base de l'article 6, paragraphe 11, du règlement (CE) n° 714/2009 afin que la reconstitution du réseau se fasse de façon plus efficace et effective. Les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau concernée définissent le rôle du centre de coordination régional en ce qui concerne le soutien à la coordination et à l'optimisation de la reconstitution régionale.
- 5.2 Les gestionnaires de réseau de transport peuvent demander de l'aide aux centres de coordination régionaux si leur réseau est dans un état de panne généralisée ou de reconstitution.
- 5.3 Les centres de coordination régionaux sont équipés des systèmes de surveillance et d'acquisition de données proches du temps réel dont l'observabilité est définie en appliquant le seuil visé au point 4.2.
6. Analyse post-exploitation et post-perturbations et établissement de rapports
- 6.1 Les centres de coordination régionaux enquêtent et établissent un rapport sur tout incident au-dessus du seuil visé au point 4.2. Les autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau et l'ACER peuvent, à leur demande, prendre part à l'enquête. Le rapport contient des recommandations visant à prévenir des incidents similaires à l'avenir.
- 6.2 Les centres de coordination régionaux publient le rapport. L'ACER peut formuler des recommandations visant à prévenir des incidents similaires à l'avenir.
7. Dimensionnement régional des capacités de réserve
- 7.1 Les centres de coordination régionaux calculent les capacités de réserve nécessaires pour la région d'exploitation du réseau. La détermination des exigences de capacités de réserve:
 - a) poursuit l'objectif général d'assurer la sécurité d'exploitation de la façon la plus rentable;
 - b) est effectuée à l'échéance journalière ou infrajournalière, ou à ces deux échéances;
 - c) calcule le volume global de la capacité de réserve requise pour la région d'exploitation du système;
 - d) définit les exigences minimales de capacité de réserve pour chaque type de capacité de réserve;
 - e) tient compte des éventuelles substitutions entre les différents types de capacité de réserve afin de minimiser les coûts d'acquisition;
 - f) définit les conditions nécessaires de la répartition géographique de la capacité de réserve requise, le cas échéant.
8. Facilitation de la passation de marchés régionaux relatifs à la capacité d'équilibrage
- 8.1 Les centres de coordination régionaux aident les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau concernée à déterminer le volume de la capacité d'équilibrage qui doit être acquise. La détermination du volume de la capacité d'équilibrage:
 - a) est effectuée à l'échéance journalière ou infrajournalière, ou à ces deux échéances;

- b) tient compte des éventuelles substitutions entre les différents types de capacité de réserve afin de minimiser les coûts d'approvisionnement;
 - c) tient compte des volumes de capacité de réserve requise qui devraient être fournis par des offres d'équilibrage de l'énergie qui ne sont pas soumises sur la base d'un contrat relatif à la capacité d'équilibrage.
- 8.2. Les centres de coordination régionaux aident les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau concernée à acquérir le volume requis de capacité d'équilibrage déterminé conformément au point 8.1. L'acquisition de la capacité d'équilibrage:
- a) est effectuée à l'échéance journalière ou infrajournalière, ou à ces deux échéances;
 - b) tient compte des éventuelles substitutions entre les différents types de capacité de réserve afin de minimiser les coûts d'approvisionnement.
9. Évaluations aux échéances allant d'une semaine à au moins un jour de l'adéquation du réseau au niveau régional et préparation de mesures de limitation des risques
- 9.1 Les centres de coordination régionaux effectuent des évaluations à une semaine ou à au moins un jour de l'adéquation au niveau régional conformément aux procédures énoncées dans le règlement (UE) 2017/1485 et sur la base de la méthode élaborée en vertu de l'article 8 du règlement (UE) 2019/941.
- 9.2 Les centres de coordination régionaux fondent les évaluations de l'adéquation au niveau régional à court terme sur les informations fournies par les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau concernée afin de détecter les situations où une inadéquation est escomptée dans l'une des zones de contrôle ou au niveau régional. Les centres de coordination régionaux prennent en compte les éventuels échanges entre zones et les limites de sécurité d'exploitation à toutes les échéances pertinentes de la planification de l'exploitation.
- 9.3 Chaque centre de coordination régional, lorsqu'il effectue une évaluation de l'adéquation du réseau au niveau régional, se coordonne avec les autres centres de coordination régionaux pour:
- a) vérifier les hypothèses de base et les prévisions;
 - b) détecter les éventuelles situations d'inadéquation interrégionale.
- 9.4 Chaque centre de coordination régional communique les résultats des évaluations de l'adéquation du système au niveau régional et les mesures qu'il propose pour limiter les risques d'inadéquation aux gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau concernée et aux autres centres de coordination régionaux.
10. Coordination régionale de la planification des indisponibilités
- 10.1 Chaque centre de coordination régional effectue une coordination régionale des indisponibilités conformément aux procédures établies dans la ligne directrice relative à la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009 afin de contrôler l'état de disponibilité des actifs concernés et de coordonner leurs plans de disponibilité pour assurer la sécurité d'exploitation du réseau de transport, tout en maximisant la capacité des interconnexions et des réseaux de transport conditionnant les flux entre zones.
- 10.2 Chaque centre de coordination régional établit une liste unique des éléments de réseau, unités de production d'électricité et installations de consommation pertinents de la région d'exploitation du réseau et la met à disposition dans l'environnement de traitement des données du REGRT pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
- 10.3 Chaque centre de coordination régional exerce les activités suivantes en ce qui concerne la coordination des indisponibilités dans la région d'exploitation du réseau:
- a) évaluer la compatibilité de la planification des indisponibilités à l'aide des plans de disponibilité à un an de tous les gestionnaires de réseau de transport;
 - b) communiquer aux gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau concernée une liste des incompatibilités de planification détectées et les solutions qu'il propose pour y remédier.
11. Optimisation des mécanismes de compensation entre gestionnaires de réseau de transport
- 11.1 Les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau concernée peuvent décider conjointement de recevoir l'aide du centre de coordination régional pour gérer les flux financiers relatifs aux règlements entre plus de deux gestionnaires de réseau de transport, tels que les coûts de redispatching, les recettes tirées de la congestion, les frais en cas d'écart involontaire ou d'acquisition de capacité de réserve.

12. Formation et certification du personnel travaillant pour les centres de coordination régionaux
 - 12.1 Les centres de coordination régionaux préparent et exécutent des programmes de formation et de certification axés sur l'exploitation du réseau régional à l'intention du personnel travaillant pour les centres de coordination régionaux.
 - 12.2 Les programmes de formation couvrent tous les aspects pertinents de l'exploitation du réseau, lorsque le centre de coordination régional exécute des tâches, y compris les scénarios de crise régionale.
 13. Identification des scénarios régionaux de crise électrique
 - 13.1 Si le REGRT pour l'électricité délègue cette fonction, les centres de coordination régionaux identifient les scénarios régionaux de crise électrique selon les critères définis à l'article 6, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/941.

L'identification des scénarios régionaux de crise électrique est effectuée conformément à la méthode établie à l'article 5 du règlement (UE) 2019/941.
 - 13.2 Les centres de coordination régionaux aident les autorités compétentes de chaque région d'exploitation du système, à leur demande, à préparer et à effectuer un exercice bisannuel de simulation de crise conformément à l'article 12, paragraphe 3, du règlement (UE) 2019/941.
 14. Recensement des besoins de nouvelles capacités de transport, de mise à niveau des capacités de transport existantes ou de leurs alternatives
 - 14.1. Les centres de coordination régionaux soutiennent les gestionnaires de réseau de transport dans le recensement des besoins de nouvelles capacités de transport, de mise à niveau des capacités de transport existantes ou de leurs alternatives, qui doivent être présentées aux groupes régionaux établis conformément au règlement (UE) n° 347/2013 et devant figurer dans le plan décennal de développement du réseau visé à l'article 51 de la directive (UE) 2019/944.
 15. Calcul de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères aux mécanismes de capacité
 - 15.1 Les centres de coordination régionaux soutiennent les gestionnaires de réseau de transport lors du calcul de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères aux mécanismes de capacité en tenant compte des prévisions concernant la disponibilité des interconnexions et la simultanéité probable d'une forte sollicitation des réseaux entre le réseau où le mécanisme est appliqué et le réseau où les capacités étrangères sont situées.
 - 15.2 Le calcul est effectué conformément à la méthode établie à l'article 26, paragraphe 11, point a).
 - 15.3 Les centres de coordination régionaux fournissent un calcul pour chaque frontière de zone de dépôt des offres couverte par la région d'exploitation du réseau.
 16. Préparation des évaluations de l'adéquation saisonnière
 - 16.1 Si le REGRT pour l'électricité délègue cette fonction en vertu de l'article 9 du règlement (UE) 2019/941, les centres de coordination régionaux établissent des évaluations de l'adéquation saisonnière au niveau régional.
 - 16.2 La préparation des évaluations de l'adéquation saisonnière est effectuée sur la base de la méthode élaborée conformément à l'article 8 du règlement (UE) 2019/941.
-

ANNEXE II

RÈGLEMENT ABROGÉ AVEC LA LISTE DE SES MODIFICATIONS SUCCESSIVES

Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009 (JO L 115 du 25.4.2013, p. 39)	Article 8, paragraphe 3, point a) Article 8, paragraphe 10, point a) Article 11 Article 18, paragraphe 4 <i>bis</i> Article 23, paragraphe 3
Règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil (JO L 163 du 15.6.2013, p. 1)	Annexe I, points 5.5 à 5.9

ANNEXE III

TABLEAU DE CORRESPONDANCE

Règlement (CE) n° 714/2009	Présent règlement
—	Article 1 ^{er} , point a)
—	Article 1 ^{er} , point b)
Article 1 ^{er} , point a)	Article 1 ^{er} , point c)
Article 1 ^{er} , point b)	Article 1 ^{er} , point d)
Article 2, paragraphe 1	Article 2, paragraphe 1
Article 2, paragraphe 2, point a)	Article 2, paragraphe 2
Article 2, paragraphe 2, point b)	Article 2, paragraphe 3
Article 2, paragraphe 2, point c)	Article 2, paragraphe 4
Article 2, paragraphe 2, point d)	—
Article 2, paragraphe 2, point e)	—
Article 2, paragraphe 2, point f)	—
Article 2, paragraphe 2, point g)	Article 2, paragraphe 5
—	Article 2, paragraphes 6 à 71
—	Article 3
—	Article 4
—	Article 5
—	Article 6
—	Article 7
—	Article 8
—	Article 9
—	Article 10
—	Article 11
—	Article 12
—	Article 13
—	Article 14
—	Article 15
Article 16, paragraphes 1 à 3	Article 16, paragraphes 1 à 4
—	Article 16, paragraphes 5 à 8
Article 16, paragraphes 4 à 5	Article 16, paragraphes 9 à 11
—	Article 16, paragraphes 12 et 13
—	Article 17
Article 14, paragraphe 1	Article 18, paragraphe 1
—	Article 18, paragraphe 2
Article 14, paragraphes 2 à 5	Article 18, paragraphes 3 à 6
—	Article 18, paragraphes 7 à 11
—	Article 19, paragraphe 1
Article 16, paragraphe 6	Article 19, paragraphes 2 et 3
—	Article 19, paragraphes 4 et 5
—	Article 20

Règlement (CE) n° 714/2009	Présent règlement
—	Article 21
—	Article 22
Article 8, paragraphe 4	Article 23, paragraphe 1
—	Article 23, paragraphes 2 à 7
—	Article 25
—	Article 26
—	Article 27
Article 4	Article 28, paragraphe 1
—	Article 28, paragraphe 2
Article 5	Article 29, paragraphes 1 à 4
—	Article 29, paragraphe 5
Article 8, paragraphe 2 (première phrase)	Article 30, paragraphe 1, point a)
Article 8, paragraphe 3, point b)	Article 30, paragraphe 1, point b)
—	Article 30, paragraphe 1, point c)
Article 8, paragraphe 3, point c)	Article 30, paragraphe 1, point d)
—	Article 30, paragraphe 1, points e) et f)
—	Article 30, paragraphe 1, points g) et h)
Article 8, paragraphe 3, point a)	Article 30, paragraphe 1, point i)
Article 8, paragraphe 3, point d)	Article 30, paragraphe 1, point j)
—	Article 30, paragraphe 1, point k)
Article 8, paragraphe 3, point e)	Article 30, paragraphe 1, point l)
—	Article 30, paragraphe 1, points m) à o)
—	Article 30, paragraphes 2 et 3
Article 8, paragraphe 5	Article 30, paragraphe 4
Article 8, paragraphe 9	Article 30, paragraphe 5
Article 10	Article 31
Article 9	Article 32
Article 11	Article 33
Article 12	Article 34
—	Article 35
—	Article 36
—	Article 37
—	Article 38
—	Article 39
—	Article 40
—	Article 41
—	Article 42
—	Article 43
—	Article 44
—	Article 45
—	Article 46
—	Article 47
Article 8, paragraphe 10	Article 48

Règlement (CE) n° 714/2009	Présent règlement
Article 13	Article 49
Article 2, paragraphe 2 (dernier alinéa)	Article 49, paragraphe 7
Article 15	Article 50, paragraphes 1 à 6
Annexe I, point 5.10	Article 50, paragraphe 7
Article 3	Article 51
—	Article 52
—	Article 53
—	Article 54
—	Article 55
—	Article 56
—	Article 57
—	Article 58
Article 8, paragraphe 6	Article 59, paragraphe 1, points a), b) et c)
—	Article 59, paragraphe 1, points d) et e)
—	Article 59, paragraphe 2
Article 6, paragraphe 1	Article 59, paragraphe 3
Article 6, paragraphe 2	Article 59, paragraphe 4
Article 6, paragraphe 3	Article 59, paragraphe 5
—	Article 59, paragraphe 6
Article 6, paragraphe 4	Article 59, paragraphe 7
Article 6, paragraphe 5	Article 59, paragraphe 8
Article 6, paragraphe 6	Article 59, paragraphe 9
Article 8, paragraphe 1	Article 59, paragraphe 10
Article 6, paragraphe 7	—
Article 6, paragraphe 8	—
Article 6, paragraphes 9 et 10	Article 59, paragraphes 11 et 12
Article 6, paragraphe 11	Article 59, paragraphes 13 et 14
Article 6, paragraphe 12	Article 59, paragraphe 15
Article 8, paragraphe 2	Article 59, paragraphe 15
—	Article 60, paragraphe 1
Article 7, paragraphe 1	Article 60, paragraphe 2
Article 7, paragraphe 2	Article 60, paragraphe 3
Article 7, paragraphe 3	—
Article 7, paragraphe 4	—
—	Article 61, paragraphe 1
—	Article 61, paragraphe 2
Article 18, paragraphe 1	Article 61, paragraphe 3
Article 18, paragraphe 2	—
Article 18, paragraphe 3	Article 61, paragraphe 4
Article 18, paragraphe 4	—
Article 18, paragraphe 4 bis	Article 61, paragraphe 5
Article 18, paragraphe 5	Article 61, paragraphes 5 et 6
Article 19	—

Règlement (CE) n° 714/2009	Présent règlement
Article 21	Article 62
Article 17	Article 63
—	Article 64
Article 20	Article 65
Article 22	Article 66
Article 23	Article 67
Article 24	—
—	Article 68
—	Article 69
Article 25	Article 70
Article 26	Article 71