

Bruxelles, le 20 décembre 2017
(OR. en)

15879/17

**Dossier interinstitutionnel:
2016/0379 (COD)**

**ENER 518
ENV 1079
CLIMA 353
COMPET 885
CONSOM 404
FISC 362
CODEC 2110**

RÉSULTATS DES TRAVAUX

Origine: Secrétariat général du Conseil

Destinataire: délégations

N° doc. préc.: 15237/17

N° doc. Cion: 15135/1/16 ENER 418 ENV 758 CLIMA 169 COMPET 637 CONSOM 301
FISC 221 IA 131 CODEC 1809 REV1
+ ADD 1 REV 1
+ ADD 2 REV 1

Objet: Proposition de RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET
DU CONSEIL sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

Le 18 décembre 2017, le Conseil a examiné le compromis de la présidence qui figure en annexe. Le texte a été modifié au cours de la session du Conseil et par la suite, une orientation générale a été dégagée.

Ladite orientation générale définit la position provisoire du Conseil sur cette proposition et sert de base pour préparer les négociations avec le Parlement européen.

Les ajouts des trois révisions (doc. 10681/2017, 10681/17 REV 1, 14625/17, 15237/17) par rapport à la proposition de la Commission sont indiqués en **caractères gras**.

Les passages nouveaux, ajoutés après la session du Conseil du 18 décembre (doc. 15237/17), sont indiqués en **caractères gras soulignés**.

Tous les passages supprimés sont indiqués par des crochets [].

2016/0379 (COD)

Proposition de

RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL

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,

vu l'avis du Comité des régions,

statuant conformément à la procédure législative ordinaire,

considérant ce qui suit:

- (1) Le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil¹ a été modifié à plusieurs reprises et de façon substantielle. De nouvelles modifications devant y être apportées, il convient, dans un souci de clarté, de procéder à sa refonte.
- (2) L'union de l'énergie vise à fournir aux consommateurs - 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 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, particuliers comme entreprises, de créer de nouvelles perspectives d'activités économiques et d'intensifier les échanges transfrontaliers, de manière à réaliser des progrès en termes d'efficacité, de compétitivité des prix et de niveau de service et à favoriser la sécurité d'approvisionnement ainsi que le développement durable. Le marché intérieur de l'électricité a renforcé la concurrence, notamment dans la vente au détail, et les échanges transfrontaliers. Il continue de constituer la base d'un marché de l'énergie efficace.
- (3) Le système énergétique de l'Europe traverse sa plus profonde transformation depuis des décennies, processus au cœur duquel se trouve le marché de l'électricité. [] **Cette modification apporte et ménage** de nouvelles opportunités pour les acteurs du marché, mais apporte 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.

¹ 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).

(3 bis) Le présent règlement fixe des règles qui garantissent le bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie tout en intégrant un nombre limité d'exigences liées au développement de formes renouvelables d'énergie et à la politique environnementale, en particulier [] des règles spécifiques [] pour certaines installations de production [] basées sur les énergies 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 la nouvelle capacité de production lorsqu'elle est soumise à un mécanisme de capacité.

- (4) Les interventions étatiques, souvent conçues sans coordination, ont sans cesse accru les distorsions sur le marché de gros de l'électricité et, partant, pesé négativement sur les investissements et les échanges transfrontaliers.
- (5) Par le passé, les consommateurs d'électricité étaient purement passifs, et achetaient la plupart du temps leur électricité à des prix réglementés qui n'avaient aucun lien direct avec le marché. À l'avenir, les consommateurs doivent pouvoir participer pleinement au marché, sur un pied d'égalité avec les autres acteurs du marché. Pour pouvoir intégrer des parts croissantes d'énergie renouvelable, le réseau d'électricité de demain devrait utiliser toutes les sources de flexibilité disponibles, notamment la participation active de la demande et le stockage. Il doit aussi [] encourager l'efficacité énergétique.
- (6) La poursuite de l'intégration du marché et l'arrivée d'une production d'électricité plus instable 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.
- (7) 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 réseau et au raccordement au réseau. Pour assurer une totale transparence et accroître la sécurité juridique, il conviendrait d'adopter également selon la procédure législative ordinaire, et de les intégrer dans un seul acte, les principes fondamentaux du fonctionnement du marché et de l'allocation de capacités aux échéances du marché de l'équilibrage, du marché intrajournalier, du marché à un jour et du marché à terme.

- (7 bis)** La ligne directrice sur l'équilibrage établit une procédure selon 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 les obligations établies par le présent règlement. De même, 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 (comme par exemple le règlement des déséquilibres) devraient pouvoir être assignées. Les restrictions concernant les tâches et obligations qui peuvent être assignées ne devraient pas entraîner de changements inutiles dans les dispositions nationales déjà en place. Les gestionnaires de réseau de transport devraient cependant rester responsables des tâches qui leur sont confiées en application de l'article 40 de [directive de refonte sur l'électricité].
- (7 ter)** La ligne directrice sur l'équilibrage établit, aux articles 18, 30 et 32, 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 et/ou aider à rétablir l'équilibre du système électrique dans leur zone de prix du déséquilibre, et à réduire les déséquilibres sur le système électrique ainsi que les coûts pour la société. Cette approche de la fixation du prix devrait viser à une utilisation économiquement efficace de la participation active de la demande et des autres ressources d'équilibrage dans le respect des limites de la sécurité d'exploitation. La méthode de fixation du prix utilisée dans le cadre de l'acquisition de capacités d'équilibrage devrait viser à une utilisation efficace économiquement de la participation active de la demande et des autres ressources d'équilibrage dans le respect des limites de la sécurité d'exploitation.
- (7 quater)** 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, selon l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage définie à l'article 24 de la ligne directrice sur l'équilibrage. 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 de la ligne directrice sur l'équilibrage prévoit une harmonisation de la période de règlement des déséquilibres, fixée à 15 minutes en Europe. Une telle harmonisation devrait soutenir les échanges intrajournaliers et promouvoir le développement de plusieurs produits pour les mêmes échéances de livraison.

(7 quinquies) 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 faut promouvoir l'intégration du marché. À cet égard, le titre IV de la ligne directrice sur l'équilibrage établit trois méthodologies selon lesquelles les gestionnaires de réseau de transport peuvent allouer des capacités entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage et le partage de réserves, sur la base d'une analyse coût-bénéfice: 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 devrait être appliqué sur une base journalière alors que le processus d'allocation fondé sur le marché pourrait être appliqué lorsque le contrat est conclu au plus tôt une semaine avant la fourniture de la capacité d'équilibrage, et que le processus d'allocation fondé sur une analyse d'efficacité économique pourrait 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. Lorsqu'une méthodologie pour le processus d'allocation de la capacité entre zones a été approuvée par les autorités de régulation compétentes, l'application initiale de cette méthodologie par deux gestionnaires de réseau de transport ou plus pourrait avoir lieu afin d'acquérir une expérience et de permettre ensuite une application aisée par un plus grand nombre de gestionnaires de réseau de transport. L'application d'une telle méthodologie, s'il en existe une, devrait néanmoins être harmonisée par tous les gestionnaires de réseau de transport afin de promouvoir l'intégration du marché.

(7 sexies) Le titre V de la ligne directrice sur l'équilibrage établit que l'objectif général du règlement des déséquilibres est de garantir que les responsables d'équilibre soutiennent l'équilibre du système de manière efficiente et d'inciter les acteurs du marché à maintenir et/ou à contribuer à rétablir cet équilibre. Afin que les marchés de l'équilibrage et l'ensemble du système énergétique soient aptes à l'intégration de parts croissantes d'énergies renouvelables, les prix du déséquilibre devraient refléter la valeur de l'énergie en temps réel.

(7 septies) La ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion² fixe des lignes directrices détaillées relatives à l'allocation de la capacité d'échange entre zones et à la gestion de la congestion sur les marchés journalier et infrajournalier, y compris les exigences concernant l'établissement de méthodologies communes pour déterminer les volumes de capacité simultanément disponibles entre les zones de dépôts des offres, les critères d'évaluation en termes d'efficacité et un processus de révision de la configuration des zones de dépôt des offres. Ses articles 32 et 34 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 infrajournaliers, son article 59 fixe les heures de fermeture du guichet infrajournalier 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.

(7 octies) La ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme³ fixe des règles détaillées concernant l'allocation de la 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 offrant des droits de transport à long terme, et enfin la possibilité de restituer des droits de transport à long terme en vue d'une allocation de capacité à terme ultérieure ou de transférer ces droits entre acteurs du marché. Son article 30 fixe des règles régissant les produits de couverture à terme.

² 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.

³ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

(7 nonies) Le code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité⁴ établit un code de réseau qui fixe les exigences applicables au raccordement au réseau interconnecté des installations de production d'électricité, à savoir les unités de production d'électricité synchrones, les parcs non synchrones de générateurs et les parcs non synchrones de générateurs en mer. Il contribue par conséquent à garantir des conditions équitables de concurrence dans le marché intérieur de l'électricité, la sûreté du réseau et l'intégration des sources d'électricité renouvelables, et à faciliter les échanges d'électricité à l'échelle de l'Union. Les articles 66 et 67 du code fixent des règles régissant les technologies émergentes pour la production d'électricité.

(8) 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.

(9) **Même si** la décarbonation du secteur de l'électricité, qui implique une place majeure sur le marché pour les énergies renouvelables, **est l'un des objectif 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 flexible, des interconnexions, de la participation active de la demande ou du stockage. Pour assurer cette transition vers une production variable 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 le prix de la rareté.

⁴ 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.

- (10) Les marchés à court terme amélioreront la liquidité et la concurrence, car un plus grand nombre de ressources, en particulier celles qui sont plus flexibles, joueront un rôle à part entière sur le marché. Une fixation efficace du prix de la rareté encouragera les acteurs du marché 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, dans la mesure du possible, de manière à ce que le prix de la rareté puisse être augmenté jusqu'au coût de l'énergie non distribuée. Lorsqu'ils feront partie intégrante de la structure du marché, les marchés à court terme et le prix de la rareté contribueront au retrait d'autres mesures, telles que les mécanismes de capacité, aux fins de la sécurité d'approvisionnement. Dans le même temps, la fixation du prix de la rareté sans plafonnement de prix sur le marché de gros ne devrait pas remettre en cause la possibilité pour les consommateurs finaux, notamment les ménages et les PME, de disposer de prix fiables et stables.
- (11) **Dans le respect des règles de l'Union en matière d'aides d'État conformément aux articles 107, 108 et 109**, les 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 diluent les signaux de flexibilité et entravent la mise en œuvre de solutions telles que le stockage, 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, notamment les ménages et les PME, les dérogations étendues couvrant l'intégralité d'une technologie, en revanche, ne sont pas compatibles avec **la visée [] d'un processus de** décarbonation efficace fondé sur le marché, et devraient par conséquent laisser la place à des mesures plus ciblées.

- (12) L'établissement de redevances non discriminatoires et transparentes pour l'utilisation du réseau, y compris les lignes d'interconnexions, est une condition préalable à une véritable concurrence sur le marché intérieur de l'électricité. **Les délestages non coordonnés des capacités d'interconnexion limitent de plus en plus les échanges d'électricité entre États membres et deviennent un obstacle de taille à la mise en place d'un marché intérieur de l'électricité fonctionnel.** La capacité disponible [] d'interconnexions devrait par conséquent être utilisée à son maximum dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau, y compris le respect des critères de sûreté N-1. Toutefois, il existe un certain nombre de limitations à la fixation du niveau de capacité dans un réseau maillé. Le niveau des flux imprévus ne devrait pas dépasser ce qui pourrait être prévu dans une zone de dépôt des offres sans congestion structurelle. En outre, des problèmes prévisibles pour garantir la sécurité du réseau peuvent se poser, par exemple en cas de maintenance du réseau. Des problèmes de sécurité du réseau peuvent également, au cas par cas, survenir. Les limitations allant au-delà de ce niveau ne devraient pouvoir être acceptées que pendant une phase transitoire d'une durée limitée nécessaire pour adapter [] la situation physique actuelle des réseaux afin d'utiliser la capacité maximale des interconnexions. Le nouveau niveau de référence cible, et, le cas échéant, la trajectoire linéaire vers ce niveau, devrait permettre de veiller à ce qu'une part minimale des capacités d'interconnexion soit, respectivement, disponible à la vente ou utilisée dans le calcul des capacités. Les flux de bouclage ne devraient être pris en compte que pour le calcul des capacités dans la mesure où ils existeraient sans congestion interne. Si certaines limitations bien définies de la capacité d'échange entre zones peuvent se justifier, un seuil minimum précis doit être mis en place, pour empêcher un recours excessif aux possibilités de dérogation et donner aux acteurs du marché une valeur prévisible de la capacité. Lorsqu'est utilisée une approche fondée sur les flux, ce seuil devrait déterminer la part minimale de la capacité thermique d'interconnexion qui servira au calcul coordonné des capacités dans le cadre de la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

- (13) 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.
- (14) 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 réseau d'électricité 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 par 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 ou 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.

(14 bis) 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 les réseaux, il convient de prévoir deux options pour remédier aux congestions. Les États membres peuvent choisir entre le partage d'une 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 gestionnaire de réseau de transport d'un État membre ou dans le cadre de la 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 aux congestions. À cette fin, les États membres pourraient adopter des plans d'action multinationaux ou nationaux pour remédier aux congestions. Au terme de la mise en œuvre de ce plan d'action, les États membres devraient avoir la possibilité de choisir s'ils optent pour un partage ou s'ils optent pour l'application aux congestions restantes de mesures correctives dont ils assument les coûts. Dans ce dernier cas, ils ne devraient pas devoir opter pour un partage contre leur gré, pour autant que le niveau de référence de capacité minimale est atteint. Il conviendrait que le niveau minimal de capacité qui devrait être utilisé dans le calcul de la capacité corresponde à un pourcentage de la capacité d'un élément critique de réseau, les limites de sécurité opérationnelle en situation d'urgence étant respectées et la marge de fiabilité prise en compte. La capacité des éléments critiques de réseau ne devrait pas tenir compte des congestions internes ou des flux sortant et entrant dans une même zone de dépôt des offres de façon non prévue. Une décision de la Commission concernant la configuration des zones 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 ou qui n'ont pas atteint le niveau de référence minimum. Pour les États membres qui adoptent un plan d'action afin de remédier aux congestions par des mesures, une période d'application progressive devrait être prévue pour l'ouverture d'interconnexions. À cette fin, les États membres devraient s'entendre sur une trajectoire linéaire dont le point de départ est la capacité allouée à cette frontière avant la mise en œuvre du plan d'action.

- (15) [] 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.
- (16) Le présent règlement devrait fixer les principes fondamentaux en ce qui concerne la tarification et l'attribution de la 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.
- (17) 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.
- (18) 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 réseaux où ces flux aboutissent.
- (19) 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.

- (20) Le montant dû pour l'accès transfrontalier au réseau 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.
- (21) Il convient d'établir des règles concernant l'utilisation des recettes découlant 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.
- (22) 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. Lesdits tarifs ne devraient pas créer de discrimination vis-à-vis du stockage de l'énergie, ni décourager la participation active de la demande, ni freiner l'amélioration de l'efficacité énergétique.
- (23) 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 délivrés par l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie instituée par [la refonte du règlement (CE) n° 713/2009 telle que proposée par le document COM(2016) 863/2] (ci-après "l'Agence").
- (24) Comme moyen de mieux assurer un niveau optimal d'investissement dans le réseau transeuropéen, et comme 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, les conserver ou les accroître.

- (25) 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 réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité (ci-après l'"ENTSO pour l'électricité"). Les tâches de l'ENTSO 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 de l'ENTSO pour l'électricité devraient être clairement définies et ses méthodes de travail devraient être de nature à garantir son efficacité, sa transparence et sa représentativité. Les codes de réseau élaborés par l'ENTSO 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.
- (26) L'ENTSO pour l'électricité devrait réaliser une évaluation solide de l'adéquation des ressources au niveau de l'Union sur le long terme afin de fournir une base objective pour l'évaluation des problèmes d'adéquation. **Afin de fournir cette base objective pour tous les types de mécanismes de capacité, l'évaluation de l'adéquation des ressources tient compte, pour ce qui est des scénarios et sensibilités, des différents types de mécanismes de capacité.** L'évaluation des problèmes d'adéquation des moyens que visent à traiter les mécanismes de capacité devrait être fondée sur **une évaluation [] bien coordonnée, au niveau national et au niveau européen, de l'adéquation des ressources.**

- (27) L'objectif de l'évaluation de l'adéquation des moyens à moyen et long termes (échéances de un an à dix ans) prévue dans le présent règlement diffère de celui des perspectives saisonnières (à six mois) prévues par l'article 9 [du règlement sur la préparation aux risques tel que proposé dans le document COM(2016) 862]. Les évaluations à moyen et long termes servent avant tout à analyser les besoins relatifs aux mécanismes de capacité, alors que les perspectives saisonnières ont pour but d'alerter sur les risques qui pourraient se réaliser au cours des six mois suivants et qui pourraient entraîner une dégradation significative de la situation de l'approvisionnement en électricité. Les **coordinateurs régionaux de la sécurité** [] procèdent quant à eux à des évaluations régionales de l'adéquation, telles que définies dans la législation européenne relative à la gestion du réseau de transport de l'électricité. Il s'agit dans ce cas d'évaluations de l'adéquation à très court terme (échéances d'une semaine à un jour) utilisées dans le contexte de l'exploitation du réseau.
- (28) Avant d'introduire des mécanismes de capacité, les États membres devraient évaluer les distorsions réglementaires qui contribuent au problème d'adéquation des moyens en question. Ils devraient être tenus d'adopter des mesures visant à éliminer les distorsions recensées, avec un calendrier de mise en œuvre. Les mécanismes de capacité ne devraient être utilisés que pour les problèmes [] que l'élimination des distorsions ne permet pas de résoudre.
- (29) Les États membres qui envisagent d'introduire des mécanismes de capacité devraient établir des objectifs d'adéquation des moyens par un processus transparent et vérifiable. Les États membres devraient être libres de fixer comme ils le souhaitent leur propre niveau de sécurité d'approvisionnement.
- (30) Il convient de fixer les grands principes des mécanismes de capacité. Les mécanismes de capacité déjà en place devraient être revus à la lumière de ces principes. Si l'évaluation européenne **et nationale** de l'adéquation des moyens conclut à l'absence de problème d'adéquation, aucun nouveau mécanisme de capacité ni engagement de capacité au titre des mécanismes déjà en place ne devrait être établi. Il convient d'appliquer systématiquement les règles de contrôle des aides d'État conformément aux articles 107 à 109 du TFUE.

- (31) Des règles détaillées destinées à soutenir la participation transfrontalière effective aux mécanismes de capacité autres que les réserves devraient être établies. Les gestionnaires de réseau de transport présents de part et d'autre des frontières devraient aider les producteurs intéressés par une participation 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.
- (32) Étant donné les différences dans les systèmes énergétiques nationaux et les limitations techniques des réseaux d'électricité existants, la meilleure approche pour progresser dans l'intégration du marché se situera souvent au niveau régional. La coopération des 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 un renforcement des compétences décisionnelles de l'Agence 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.
- (33) 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, qui devrait être **encore renforcée** et [] soutenir l'intégration de plus en plus poussée des réseaux d'électricité dans toute l'Union, de manière à assurer l'efficacité et la sécurité de leur fonctionnement.
- (34) Les **coordinateurs régionaux de la sécurité** [] devraient disposer d'un périmètre géographique leur permettant [] **de contribuer efficacement à la coordination** [] des activités des gestionnaires de réseau de transport sur des régions [] **et conduisant à l'amélioration de la sécurité du réseau et de l'efficacité du marché. Les coordinateurs régionaux de la sécurité devraient avoir la possibilité d'accomplir les tâches dans la région de la façon la mieux adaptée à la nature des différentes tâches qui leur sont confiées.**

- (35) **Les coordinateurs régionaux de la sécurité devraient accomplir des tâches dans lesquelles** le niveau régional apporte une valeur ajoutée par rapport au niveau national. Les **tâches des coordinateurs régionaux de la sécurité** devraient couvrir celles exercées par les coordinateurs de sécurité régionaux **en application de la ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité**⁵, ainsi que d'autres fonctions liées à l'exploitation du réseau, au fonctionnement du marché et à la préparation aux risques. Les **tâches accomplies** par les **coordinateurs régionaux de la sécurité** devraient exclure l'exploitation en temps réel du réseau d'électricité.
- (36) **Les coordinateurs régionaux de la sécurité** devraient faire primer l'intérêt de l'exploitation du réseau et du fonctionnement du marché de la région sur les intérêts d'une entité individuelle. À cette fin, les **coordinateurs régionaux de la sécurité** devraient se voir confier **les pouvoirs nécessaires pour soutenir** 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.
- (37) L'ENTSO pour l'électricité devrait veiller à ce que les actions des **coordinateurs régionaux de la sécurité** soient coordonnées au-delà des frontières régionales.
- (38) 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 l'ENTSO pour l'électricité, une entité européenne des gestionnaires de réseau de distribution au niveau de l'Union (ci-après l'"entité des GRD de l'UE") devrait être créée. Les tâches de l'entité des GRD de l'UE 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'UE devrait coopérer étroitement avec l'ENTSO 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 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'UE devrait en outre tenir dûment compte des spécificités inhérentes aux réseaux de distribution connectés à des systèmes électriques en aval sur des îles non connectées à d'autres systèmes électriques par des interconnexions.**

⁵ 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).

- (39) 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. Les codes de réseau devraient se conformer aux lignes directrices-cadres, qui sont d'une nature non contraignante (lignes directrices-cadres) et qui sont élaborées par l'Agence. L'Agence devrait jouer un rôle dans le réexamen, fondé sur les faits, des projets de codes de réseau, y compris leur respect des lignes directrices-cadres, et elle devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. L'Agence 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 exploitent leurs réseaux conformément à ces codes de réseau.
- (40) 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'attribution de la capacité, tout en assurant la participation des autorités de régulation des États membres à ce processus, le cas échéant par l'intermédiaire de leur association européenne. Les autorités de régulation, conjointement avec d'autres autorités compétentes des États membres, jouent un rôle essentiel dès lors qu'il s'agit de contribuer au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité.
- (41) Tous les acteurs du marché sont concernés par le travail qu'il est prévu de confier à l'ENTSO 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 régulateurs nationaux ou l'Agence, devraient jouer un rôle important.

- (42) Afin d'assurer une plus grande transparence concernant l'ensemble du réseau de transport d'électricité dans l'Union, l'ENTSO 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 (plan 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 et sous l'aspect de la sécurité d'approvisionnement.
- (43) L'expérience acquise lors de l'élaboration et l'adoption des codes de réseau a montré que la procédure d'élaboration peut être utilement simplifiée en précisant que l'Agence a le droit [] **d'approuver** les projets de codes de réseau d'électricité avant de les soumettre à la Commission.
- (44) 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 plusieurs États membres, l'Agence devrait, en dernier recours, traiter la demande d'exemption afin de mieux prendre en compte les incidences transfrontalières et de faciliter le traitement administratif de la demande. 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 séparation complète des activités. Les dérogations accordées conformément au règlement (CE) n° 1228/2003⁶ continuent de s'appliquer jusqu'à leur terme prévu, indiqué dans la décision d'accorder la dérogation.

⁶ 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).

- (45) 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 sanctionnés d'une manière efficace, proportionnée et dissuasive. Il convient d'habiliter réellement les autorités compétentes à enquêter 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 entreprises de fourniture. Sur le marché de l'électricité, de nombreuses décisions importantes sont prises par les producteurs, qui devraient tenir les informations en la matière à la disposition des autorités compétentes et 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 possibilité réelle de fausser les conditions du marché devraient être exemptés de cette obligation.
- (46) Il convient d'inviter les États membres et les autorités nationales compétentes à fournir les informations appropriées 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 nationales compétentes soient informées.
- (47) Il convient que les États membres établissent des règles relatives aux sanctions applicables aux violations des dispositions du présent règlement et assurent leur application. Ces sanctions doivent être efficaces, proportionnées et dissuasives.
- (48) 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 du réseau 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.

(49) **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 européen. Depuis lors, le marché intérieur de l'UE 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 diverses sources d'énergie renouvelables. Par conséquent, les codes de réseau et les lignes directrices sont devenus très complets, portant sur des questions à la fois techniques et générales.** Afin d'assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour un fonctionnement efficace du marché, le pouvoir d'adopter **et de modifier** des actes **d'exécution** conformément à l'article 291 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne devrait être [] **conféré** à la Commission en ce qui concerne **les éléments non essentiels de certains domaines spécifiques qui sont fondamentaux** pour l'intégration du marché, parmi lesquels [] l'adoption et la modification des codes de réseau et des lignes directrices, et l'application des dispositions d'exemption aux nouvelles interconnexions. Il est particulièrement important que la Commission mène les consultations appropriées tout au long de ses travaux préparatoires, y compris au niveau des experts, et ce, conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel "Mieux légiférer" du 13 avril 2016⁷. Notamment, afin d'assurer leur égale participation à la préparation des actes [] **d'exécution**, le Parlement européen et le Conseil reçoivent tous les documents au même moment que les experts des États membres, et que leurs experts aient systématiquement accès aux réunions des groupes d'experts de la Commission portant sur la préparation d'actes [] **d'exécution**.

(49 bis) **Le pouvoir conféré à la Commission de modifier les codes de réseau et les lignes directrices expire le 31 décembre 2027. Cette période de transition laissera suffisamment de temps à la Commission pour effectuer un examen des codes de réseau et lignes directrices existants et, le cas échéant, proposer des actes législatifs de l'Union.**

⁷ JO L 123 du 12.5.2016, p. 1.

(50) Étant donné que l'objectif du présent règlement, à savoir fournir un cadre harmonisé pour les échanges transfrontaliers d'électricité, ne peut pas être réalisé de manière suffisante par les États membres et peut donc être mieux réalisé 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.

(51) Les règles du marché rendent possible l'intégration de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et fournissent des incitations en faveur de l'efficacité énergétique.

(52) Pour des raisons de cohérence et de sécurité juridique, rien dans le présent règlement ne devrait empêcher l'application des dérogations découlant de [l'article 66] de [la directive sur l'électricité].

[]

[]

(53) En ce qui concerne les marchés d'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 la capacité d'équilibrage ne fixe 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/XXXX de la Commission [Équilibrage],

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 européenne de l'énergie et, notamment, du cadre d'action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030⁸, en rendant possible la production de signaux de marché encourageant **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 intégrés et performants, de manière à assurer un accès non discriminatoire au marché de tous les fournisseurs de moyens et de tous les clients du secteur de l'électricité, à rendre autonomes les consommateurs, à faire participer activement la demande, à améliorer l'efficacité énergétique, à soutenir l'agrégation de la demande et de l'offre décentralisées, [] **et à permettre** l'intégration du marché et la rémunération en fonction du marché de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables [];

⁸ COM(2014) 015 final.

- 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. Ceci inclut la création d'un mécanisme de compensation pour les flux transfrontaliers d'électricité et l'institution de principes harmonisés concernant les redevances de transport transfrontalier et l'attribution des capacités disponibles d'interconnexion entre les réseaux de transport nationaux;
- d) faciliter l'émergence d'un marché de gros qui soit transparent, qui fonctionne bien et qui présente un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement en électricité. Il prévoit des mécanismes pour harmoniser ces règles en matière d'échanges transfrontaliers d'électricité.

Article 2

Définitions

1. Aux fins du présent règlement, les définitions figurant à l'article 2 de la [refonte de la directive 2009/72/CE telle que proposée par le document COM(2016) 864/2] , à l'article 2 du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil⁹, à l'article 2 du règlement (UE) n° 543/2013¹⁰ de la Commission et à l'article 2 [de la refonte de la directive sur les énergies renouvelables] s'appliquent [...].

⁹ 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).

¹⁰ 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).

2. En outre, les définitions suivantes s'appliquent:
- a) "autorités de régulation", les autorités de régulation visées à l'article 57, paragraphe 1, de la [refonte de la directive 2009/72/CE telle que proposée dans le document COM(2016) 864/2] ;
 - b) "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 et/ou de consommateurs situés en dehors de cet État membre sur son réseau de transport;
 - c) "congestion", une situation dans laquelle les demandes d'échange d'énergie [] formulées par des acteurs du marché entre les portions de réseau 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;
 - d) "nouvelle interconnexion", une interconnexion qui n'était pas achevée au 4 août 2003;
 - e) "congestion structurelle", une congestion qui survient dans le réseau de transport, **qui peut être définie de façon non ambiguë** et qui est prévisible, géographiquement stable dans le temps, et récurrente dans les conditions normales du réseau d'électricité;
 - f) "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;
 - g) "opérateur désigné du marché de l'électricité (NEMO)", un opérateur du marché désigné par l'autorité compétente pour exécuter des tâches en lien avec le couplage unique à un jour ou le couplage unique infrajournalier;
 - h) "coût de l'énergie non distribuée", une estimation, en euros/MWh, du prix de l'électricité maximal que les consommateurs seraient prêts à payer pour éviter une coupure;

- i) "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 système dans une plage de stabilité prédéfinie et assurent la conformité avec le volume de réserves nécessaires pour fournir la qualité requise;
- j) "énergie d'équilibre", l'énergie utilisée par les gestionnaires de réseaux de transport aux fins de l'équilibre;
- k) "fournisseur de services d'équilibre", un acteur du marché qui fournit de l'énergie d'équilibre ou une capacité d'équilibre, ou les deux, à des gestionnaires de réseau de transport;
- l) "capacité d'équilibre", un volume de capacité qu'un fournisseur de services d'équilibre accepte de conserver et au regard duquel il accepte de soumettre des offres au gestionnaire de réseau de transport pour un volume correspondant d'énergie d'équilibre et pour la durée du contrat;
- m) "responsable d'équilibre", un acteur du marché ou son représentant désigné qui est responsable de ses déséquilibres sur le marché de l'électricité;
- n) "période de règlement des déséquilibres", pas de temps sur lequel le déséquilibre des responsables d'équilibre est calculé;
- o) "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;
- p) "zone du prix du déséquilibre", la zone dans laquelle est calculé le prix d'un déséquilibre;
- q) "processus de préqualification", le processus qui consiste à vérifier la conformité d'un fournisseur de capacité d'équilibre avec les exigences fixées par les gestionnaires de réseau de transport;
- r) "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;

- s) "appel prioritaire", **dans le modèle dit "self dispatch"**, l'appel des centrales électriques sur la base de critères autres que la préséance économique des offres et, dans le [] **modèle** à dispatching centralisé, **également à partir** [] des contraintes de réseau, en appelant en priorité certaines technologies de production;
- t) "région de calcul de la capacité", la zone géographique dans laquelle un calcul coordonné de la capacité est effectué;
- u) "mécanisme de capacité", une mesure administrative **ou fondée sur le marché**, autres que les mesures afférentes aux services auxiliaires, qui vise à obtenir le niveau souhaité **d'adéquation des moyens** [], en rémunérant les ressources pour leur disponibilité [], **et de gestion de la congestion**;
- []
- w) "cogénération à haut rendement", la cogénération telle que satisfaisant aux critères fixés à l'annexe II de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil¹¹;
- x) "projet de démonstration", un projet démontrant une technologie inédite dans l'Union et représentant une innovation importante dépassant largement l'état de la technique.
- y) **"acteur du marché", toute personne physique ou morale qui produit, achète ou vend des services liés à l'électricité, à la participation active de la demande ou au stockage, y compris la passation d'ordres, sur un ou plusieurs marchés de l'électricité y compris des marchés de l'énergie d'équilibrage.**

¹¹ 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. 1–56).

- z) "redispatching", une mesure, y compris de réduction, activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau consistant à modifier le modèle de production et/ou de charge de manière à modifier les flux physiques sur le réseau de transport et à soulager une congestion physique;**
- aa) "échanges de contrepartie", un échange entre zones entrepris par des gestionnaires de réseau entre deux zones de dépôt des offres pour soulager une congestion physique;**
- bb) "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 [];**
- cc) "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 et des installations de consommation, en référence aux installations appelables, sont déterminés par un GRT dans le cadre d'un processus de programmation intégré;**
- dd) "produit standard d'équilibrage", un produit d'équilibrage harmonisé défini par tous les GRT pour l'échange de services d'équilibrage [] tels qu'ils sont définis dans la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.**
- ee) "produit spécifique d'équilibrage", un produit différent d'un produit standard, pour lequel les spécifications sont énoncées dans la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.**
- ff) "gestionnaire délégué", une entité à laquelle des tâches ou obligations confiées à un gestionnaire de réseau de transport ou à un opérateur désigné du marché de l'électricité en vertu du présent règlement ou de tout autre règlement, directive, code de réseau ou ligne directrice ont été déléguées par ce gestionnaire de réseau de transport ou opérateur désigné du marché de l'électricité ou assignées par un État membre ou une autorité de régulation [].**

Chapitre II

Règles générales applicables au marché de l'électricité

Article 3

Principes relatifs au fonctionnement des marchés de l'électricité

1. Les États membres, les autorités de régulation nationales, 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 actions qui empêchent la formation des prix sur la base de l'offre et de la demande ou qui découragent le développement d'une production plus flexible, d'une production sobre en carbone ou d'une demande plus flexible sont à éviter;
 - c) les consommateurs ont la possibilité de bénéficier des débouchés commerciaux et d'une concurrence accrue sur les marchés de détail;
 - d) les consommateurs et les petites entreprises peuvent participer au marché moyennant l'agrégation de la production de plusieurs installations de production 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 réseau électrique, dans le respect des règles des traités de l'UE en matière de concurrence;
 - e) les règles du marché [] accompagnent la décarbonation de l'économie, par exemple 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;

- f) les règles du marché fournissent des incitations appropriées aux investissements pour faire en sorte que la production, le stockage, l'efficacité énergétique et la participation active de la demande répondent aux besoins du marché et, partant, assurent la sécurité d'approvisionnement;
- g) les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôts des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur [] les marchés de l'électricité et des marchés de service connexes sont à éviter;
- h) les règles du marché prévoient la coopération régionale lorsque celle-ci est efficace;
- i) [] la production, le stockage et la demande sûrs et durables participent au marché sur un pied d'égalité, [] selon les exigences prévues dans la législation de l'UE;
- j) tous les producteurs sont directement ou indirectement responsables de la vente de l'électricité qu'ils produisent;
- []
- l) les règles du marché créent les conditions propices à l'appel efficient des actifs de production et à la participation efficace de la demande;
- m) les règles du marché permettent l'entrée et la sortie des entreprises de production d'électricité et de fourniture d'électricité sur la base de l'évaluation de la viabilité économique et financière de leurs opérations;
- n) [] **pour** permettre aux acteurs du marché [] **d'être protégés**, sur la base du marché, contre les risques liés à l'instabilité des prix, et **d'atténuer** [] les incertitudes concernant les futurs retours sur investissement, les **possibilités de couverture à long terme** peuvent être négociées au sein de bourses dans la transparence **et les contrats d'approvisionnement à long terme sont négociables de gré à gré**, pour autant que soient respectées les règles des traités de l'UE en matière de concurrence;
- o) **les acteurs du marché ont le droit d'obtenir l'accès aux réseaux de transport et de distribution dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.**

[]

Article 4

Responsabilité en matière d'équilibrage

1. Tous les acteurs du marché [] sont [] responsables des déséquilibres qu'ils provoquent **dans le réseau. À cette fin, les acteurs du marché [] assurent la fonction de responsable d'équilibre ou délèguent contractuellement** cette responsabilité à la partie de leur choix, qui exercera la fonction de responsable d'équilibre. **Conformément à la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base des articles 17 et 18 du règlement (CE) n° 714/2009, chaque responsable d'équilibre est financièrement responsable des déséquilibres qu'il provoque et s'efforce de parvenir à l'équilibre ou contribue à l'équilibrage du réseau d'électricité.**

2. Les États membres peuvent prévoir [] des **dérogations à la responsabilité en matière d'équilibrage [] uniquement dans les cas qui suivent:**
 - a) les projets de démonstration **pour les technologies émergentes, telles qu'elles sont définies aux articles 66 et 67 du règlement (UE) 2016/631¹²;**

 - b) les **installation de production d'électricité** utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, d'une puissance installée **totale** inférieure à [] **250 kW;**

 - c) **et, sans préjudice des contrats conclus avant [date d'entrée en vigueur de l'acte],** 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 à 109 du TFUE, et mises en service avant le [OP: entrée en vigueur]. Les États membres peuvent, [] **sans préjudice des articles 107 et 108 du TFUE,** 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 contre une compensation adéquate. []

¹² **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).**

- 2 bis.** Lorsqu'un État membre choisit de prévoir une dérogation conformément au paragraphe 2, il veille à ce que les responsabilités financières des déséquilibres soient assumées par une autre partie.
3. En ce qui concerne les **installations de production d'énergie mises en service après le 1^{er} janvier 2026**, le paragraphe 2, point b), s'applique uniquement aux sources d'énergie renouvelables ou à la cogénération à haut rendement, ayant une puissance installée **totale** inférieure à [] **150 kW**. **Les États membres peuvent appliquer un seuil inférieur.**

Article 5

Marché d'équilibrage

[]

2. 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 réseau d'électricité, une définition transparente et technologiquement neutre des services ainsi que leur acquisition transparente et fondée sur le marché** [];
 - b) **assurer l'accès pour tous les acteurs du marché préqualifiés, individuellement ou par agrégation;**
 - c) **respecter la nécessité de s'adapter à des volumes croissants de production variable, à une réactivité accrue de la demande, et à l'arrivée de nouvelles technologies.**

[]

4. Les marchés d'équilibrage garantissent la sécurité d'exploitation tout en permettant un usage maximal et une allocation efficiente de la capacité entre zones aux différentes échéances conformément à l'article 15.
5. **[] Pour les produits standard et spécifiques d'équilibrage**, le règlement de l'énergie d'équilibrage est fondé sur le prix marginal (rémunération au prix du clearing), sans préjudice de la **[] ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009**. 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 intrajournalier entre zones, fixée conformément à l'article 59 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission¹³. **Un gestionnaire de réseau de transport qui applique un modèle d'appel centralisé peut définir des règles supplémentaires conformément à la [] ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.**
- 5 bis. Le prix de l'énergie d'équilibrage n'est pas prédéterminé [] dans un contrat de capacité d'équilibrage. Une dérogation pour les produits spécifiques d'équilibrage peut être appliquée conformément à la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009. Les procédures de passation de marché sont transparentes, tout en respectant la confidentialité conformément à l'article 40, paragraphe 4, de [directive de refonte sur l'électricité].**

¹³ 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).

6. Les déséquilibres sont réglés à un prix reflétant la valeur en temps réel de l'énergie et calculés conformément à la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.
- 6 bis. La zone du prix du déséquilibre est égale à une zone de dépôt des offres, sauf dans le cas du modèle d'appel centralisé et conformément à la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009. La zone de déséquilibre est égale à la zone de programmation, sauf dans le cas du modèle d'appel centralisé, dans lequel une zone de déséquilibre peut constituer une partie d'une zone de programmation conformément à la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.
7. Le dimensionnement de la capacité de réserve est réalisé par les gestionnaires de réseau de transport conformément à la ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009 et peut être assuré à un niveau régional.
8. Les passations de marché qui concernent des capacités d'équilibrage sont réalisées par les gestionnaires de réseau de transport facilitées au niveau régional conformément à la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009. 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, qu'ils se présentent individuellement ou par agrégation conformément à l'article 40, paragraphe 4, de [directive de refonte sur l'électricité].

9. Les marchés sont passés séparément pour la capacité d'équilibrage à la hausse et pour la capacité d'équilibrage à la baisse, [] conformément à [] la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009. Dans la mesure du possible, et au moins pour un minimum de 40 % des produits standard [] utilisés aux fins de la capacité d'équilibrage, le contrat de capacité d'équilibrage est signé au plus tard un jour avant la fourniture de la capacité d'équilibrage, avec une durée contractuelle d'un jour maximum. **Le contrat portant sur la partie restante de la capacité d'équilibrage est signé au plus tard un mois avant la fourniture de la capacité d'équilibrage, avec une durée contractuelle de la partie restante de la capacité d'équilibrage d'un mois maximum.**

9 bis. À la demande du gestionnaire de réseau de transport, l'autorité de régulation [] peut [] 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 consommateurs soient supérieurs aux incidences négatives sur le marché []. La demande:

- a) précise la période durant laquelle la dérogation s'appliquerait;
- b) précise le volume de capacité d'équilibrage auquel [] la dérogation s'appliquerait;
- c) comprend une analyse de l'incidence d'une telle dérogation sur la participation de ressources d'équilibrage; et
- d) fournit une justification de la dérogation demandée, qui démontre qu'une telle dérogation aboutirait à des coûts plus faibles pour les consommateurs [].

10. Les gestionnaires de réseau de transport publient, **dès que possible et au plus tard 30 minutes après** le [] temps réel, des informations sur la **situation de l'équilibre** [] dans leur zone de **programmation** ainsi que [] les prix **estimés** de l'énergie d'équilibrage. **Dans la mesure où la responsabilité de la fourniture de ces informations a été confiée ou déléguée à un tiers, conformément à [] la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009, il incombe audit tiers de respecter les exigences du présent article.**

Article 6

Marchés à un jour et marchés intrajournaliers

1. Les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO organisent conjointement la gestion des marchés à un jour et des marchés intrajournaliers intégrés en s'appuyant sur le couplage des marchés tel que défini dans le règlement (UE) 2015/1222. Les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO coopèrent au niveau de l'UE ou, si cela est plus approprié, sur une base régionale, afin de maximiser l'efficacité et l'efficience des échanges d'électricité sur les marchés à un jour et les marchés intrajournaliers de l'Union. L'obligation de coopérer est sans préjudice de l'application des dispositions 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 régulateurs et l'Agence conformément à l'article 59 de [la refonte de la directive 2009/72/CE telle que proposée par le document COM(2016) 864/2] et aux articles 4 et 9 de [la refonte du règlement (CE) n° 713/2009 telle que proposée par le document COM(2016) 863/2].

2. Les marchés à un jour et les marchés intrajournaliers:
- a) sont organisés de manière non-discriminatoire;
 - b) maximisent la capacité **de tous les** acteurs du marché à [] **gérer leurs** 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**, et 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 **et en garantissant que les échanges soient anonymes; et**
- []
- h) 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.

[]

Article 7

Échanges sur les marchés à un jour et les marchés intrajournaliers

1. Les NEMO autorisent les acteurs du marché à soumettre des offres à une échéance aussi proche que possible du temps réel, et au moins jusqu'à l'heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones, fixée 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 du règlement (CE) n° 714/2009.**
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 sur les marchés à un jour et sur les marchés intrajournaliers **conformément à [] la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.**
3. Les NEMO fournissent, pour les marchés à un jour et les marchés intrajournaliers, des produits suffisamment limités en volume, avec des offres minimales de 1 MW [], afin de permettre la participation effective de la demande, le stockage de l'énergie et la production d'énergie renouvelable à petite échelle **conformément aux méthodologies mises au point dans 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 du règlement (CE) n° 714/2009.**
4. [] Pour le 1^{er} janvier 2021, la période de règlement des déséquilibres est de 15 minutes dans toutes les zones de [] programmation **à moins que les autorités de régulation aient accordé une dérogation ou une exemption conformément à [] la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009. []**

Article 8

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 les propriétaires d'installations de production 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 zones de dépôt des offres démontre l'existence de possibilités de couverture suffisantes dans les zones de dépôt des offres concernées conformément à la [] ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.**
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 **conformément aux dispositions de la [] ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.** []
3. Sous réserve du respect des règles des traités en matière de concurrence, les opérateurs du marché sont libres de concevoir des produits de couverture à terme, y compris pour le long terme, afin de fournir aux acteurs du marché, [] y compris aux propriétaires d'installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables, des possibilités appropriées de couverture contre les risques financiers générés par les fluctuations des prix. Les États membres ne limitent pas de telles opérations de couverture aux transactions au sein d'un État membre ou d'une zone de dépôt des offres.

Article 9

[] Limites techniques aux offres

1. **Les prix de gros de l'électricité et de l'énergie d'équilibrage, y compris les prix proposés et les prix d'équilibre, ne sont pas soumis à des limite maximales ou minimales. Cela est sans préjudice des limites techniques des prix qui peuvent être appliquées à l'échéance du marché de l'équilibrage conformément à [] la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009, et aux échéances journalières et infrajournalières conformément au paragraphe qui suit. []**
2. [] Les NEMO peuvent appliquer des limites harmonisées aux prix d'équilibre maximaux et minimaux pour les échéances journalières et infrajournalières, 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 du règlement (CE) n° 714/2009. **Ces limites tiennent compte du coût maximal de l'énergie non distribuée. Les NEMO mettent en œuvre un mécanisme transparent pour ajuster automatiquement les limites techniques aux offres en temps utile, au cas où on anticipe que les limites fixées vont être 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 nationales ou les autres autorités compétentes désignées par les États membres 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 inefficente.**

5. Lorsqu'**une autorité de régulation nationale ou une autre autorité compétente désignée par** un État membre recense une politique ou une mesure qui pourrait contribuer à restreindre la formation des prix, il prend toutes les mesures appropriées en vue d'éliminer ou, si cela n'est pas possible, de diminuer son incidence sur les stratégies d'offre. Les États membres soumettent un rapport à la Commission pour le [OP: six mois après l'entrée en vigueur] détaillant les mesures et les dispositions qu'ils ont prises ou envisagent de prendre.

Article 10

Coût de l'énergie non distribuée

1. Au plus tard le [OP: un an après l'entrée en vigueur], **lorsque c'est nécessaire pour fixer une norme de fiabilité conformément à l'article 20, les autorités de régulation nationales ou les autres autorités compétentes désignées par** les États membres établissent une estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour leur territoire []. Cette estimation est [] rendue publique. **Les autorités de régulation nationales ou les autres autorités compétentes désignées** par les États membres peuvent établir [] des **estimations** différentes pour chaque zone de dépôt des offres s'ils comptent plusieurs zones de dépôt des offres sur leur territoire. **Lorsqu'une zone de dépôt des offres consiste en territoires appartenant à plus d'un État membre, les États membres concernés établissent une estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour cette zone.** Lorsqu'elles établissent le coût de l'énergie non distribuée, les **autorités de régulation nationales ou les autres autorités compétentes désignées par** les États membres appliquent la méthode élaborée conformément à l'article 19, paragraphe 5.
2. Les États membres actualisent leur estimation au minimum tous les cinq ans **ou lorsqu'une modification significative est observée.**

Article 11

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 4**, fondés sur le marché. []
2. [] **Sans préjudice des [] articles 107 à 109 du TFUE, les États membres peuvent prévoir que l'électricité** produite en [] utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement par une petite **installation de production d'électricité** ou une **installation de production d'électricité** utilisant des technologies émergentes peut **faire l'objet d'une priorité d'appel** dans la mesure suivante:
 - a) [] **installation de production d'électricité** utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, d'une puissance installée inférieure à [] **250 kW**; ou
 - b) projets de démonstration concernant des technologies [] **émergentes au sens du code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité adopté sur la base de l'article 6 du règlement (CE) n° 714/2009.**

[]

(Une partie du paragraphe 3 a été déplacée dans le paragraphe 3 bis ci-après)

- 3 bis.** **En ce qui concerne les installations de production d'énergie mises en service après le 1^{er} janvier 2026, le paragraphe 2, point a), s'applique uniquement aux installations de production d'énergie [] utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, ayant une puissance électrique installée inférieure à [] 150 kW []. Les États membres peuvent appliquer un seuil inférieur.**

4. **Sans préjudice des contrats conclus avant [date d'entrée en vigueur de l'acte], les installations de production d'énergie** utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement qui ont été mises en service avant le [OP: entrée en vigueur] et ont, à leur mise en service, fait l'objet d'un appel prioritaire en vertu de l'article 15, paragraphe 5, de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil ou de l'article 16, paragraphe 2, de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil¹⁴ **continuent de bénéficier d'une** priorité d'appel. La priorité d'appel ne s'applique plus à compter de la date à laquelle **l'installation de production d'énergie** fait l'objet d'importants changements, c'est-à-dire, au moins, lorsqu'une nouvelle convention de raccordement est requise ou lorsque la capacité de production est augmentée.
5. La priorité d'appel ne met pas en péril la sécurité d'exploitation du système électrique, n'est pas utilisée pour justifier la réduction des capacités transfrontalières au-delà de ce qui est prévu à l'article 14 et s'appuie sur des critères transparents et non discriminatoires.

¹⁴ 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).

Article 12

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, au stockage et à la participation active de la demande, y compris aux opérateurs situés dans d'autres États membres, sauf si cela n'est pas techniquement possible.**
2. Les ressources ayant fait l'objet [] d'un redispatching sont choisies parmi les installations de production, de stockage et de consommation [] à l'aide de mécanismes de 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 [] conformément à [] la ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.**

(Une partie du paragraphe 2 a été déplacée dans le paragraphe 2 bis ci-après)

- 2 bis.** Sans préjudice des [] articles 107 à 109 du TFUE, [] le redispatching de la production ou le redispatching de la demande non fondés sur le marché [] ne peuvent être utilisés [] **qu'aux conditions qui suivent:**
- 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 ou de consommation disponibles dans la zone où les installations de production ou de consommation aptes à fournir le service sont situées est trop faible pour assurer une concurrence effective; []

d) **l'actuelle situation du réseau débouche sur 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 a adopté un plan d'action pour remédier à cette congestion ou veille à ce que la capacité minimale disponible pour les échanges entre zones soit [] conforme à l'article 14, paragraphe 7.**

3. Les gestionnaires de réseau responsables font rapport au moins une fois par an à l'autorité de régulation compétente sur [] le redispatching à la baisse des **installations de production d'énergie** [] utilisant des sources d'énergies renouvelables ou la cogénération à haut rendement [].

4. 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 définis par les autorités nationales compétentes, les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution:

a) garantissent la capacité des réseaux de transport et 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. Ils n'empêchent pas d'envisager dans la planification du réseau [] un redispatching limité lorsqu'il est démontré que cela est plus efficient économiquement et, **sauf disposition contraire prise par un État membre dans lequel l'électricité produite par des installations de production d'énergie utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement représente plus de 50 % de la consommation annuelle finale brute d'électricité**, 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;**

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.

5. Lorsque le redispatching à la baisse [] non fondé sur le marché est utilisé, les principes suivants s'appliquent:
- a) [] Les **installations de production d'énergie** 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 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'énergie** 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;
- []
- d) les mesures de redispatching à la baisse [] visées aux points a) **et b)** [] sont justifiées en bonne et due forme et en toute transparence. La justification est incluse dans le rapport visé au paragraphe 3.
6. 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 ou de consommation ayant fait l'objet de redispatching, **sauf dans le cas des installations de production qui acceptent [] des conventions de raccordement dans lesquelles un approvisionnement ferme en énergie n'est pas garanti**. La compensation financière est au minimum égale au plus élevé des éléments suivants **ou à une combinaison de ces éléments si l'application d'un seul de ces éléments déboucherait sur 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 ou de réduction visant des installations de production **d'énergie** utilisant la cogénération à haut rendement;
- b) Les recettes nettes provenant des ventes d'électricité sur le marché journalier que l'installation de production ou de consommation aurait générées si le redispatching n'avait pas été demandé. Si un soutien financier est accordé à des installations de production ou de consommation sur la base du volume d'électricité produit ou consommé, le soutien financier perdu est présumé faire partie des recettes nettes.

Chapitre III

Accès au réseau et gestion de la congestion

SECTION 1

ALLOCATION DE LA CAPACITE

Article 13

Mesures visant à remédier à la congestion et définition des zones de dépôt des offres

1. **Les États membres prennent toutes les mesures appropriées pour [] s'attaquer 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 ou que leur incidence sur les zones de dépôt des offres adjacentes soit atténuée par des mesures correctives et qu'elles ne débouchent pas sur des réductions de la capacité d'échanges entre zones.** Les zones de dépôt des offres dans l'Union sont configurées de manière à optimiser l'efficacité économique et à **maximiser** les possibilités d'échanges transfrontaliers [] **dans le plein respect des dispositions de l'article 14.**

[]

[]

[]

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 du règlement (CE) n° 714/2009**. [] **Tous les gestionnaires de réseau de transport concernés [] présentent pour approbation une proposition aux autorités de régulation nationales concernées. Les autorités de régulation nationales concernées statuent à l'unanimité sur la proposition dans un délai de [3 mois]. Lorsqu'elles ne trouvent pas d'accord dans ce délai, l'Agence prend une décision sur la méthode et les hypothèses qui seront utilisées lors du processus de révision des zones de dépôt des offres ainsi que les nouvelles configurations des zones de dépôt des offres envisagées. La méthodologie repose sur des congestions structurelles dont on estime qu'elles ne seront pas résorbées dans les cinq prochaines années, par exemple en tenant dûment compte des progrès tangibles sur les projets d'infrastructures censés être menés à bien dans les cinq prochaines années.**
- 3 bis.** **Indépendamment du résultat concret des projets d'infrastructures, l'article 14 s'applique au calcul de la capacité disponible pour les échanges entre zones. Lorsqu'un plan d'action est mis en œuvre en vertu du paragraphe 4 bis, le seuil visé à l'article 14, paragraphe 7 [], est atteint au plus tard à la fin de 2025. []**

4. Les gestionnaires de réseau de transport participant à la révision des zones de dépôt des offres soumettent **aux États membres concernés ou aux autorités compétentes désignées des États membres concernés** une proposition **conjointe [au plus tard 12 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, date précise à insérer par l'OP]**. Au sens du présent article, on entend par [] **États membres concernés [] les États qui participent à la révision [] de la configuration des zones de dépôt des offres ainsi que ceux qui se trouvent dans la même région pour le 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 du règlement (CE) n° 714/2009.**

[]

4 bis. Lorsqu'une congestion structurelle a été identifiée par [] un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou lorsque, à l'issue de la révision des zones de dépôt, il est recommandé de modifier la zone de dépôt des offres d'un ou plusieurs États membres, les États membres concernés, en coopération avec leurs gestionnaires de réseau de transport, ont la possibilité, dans un délai de 6 mois, d'élaborer des plans d'action au niveau national ou multinational. Ces plans d'action contiennent un calendrier précis pour l'adoption de mesures visant à remédier aux congestions structurelles identifiées dans un délai de **[au plus tard [4] ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, date précise à insérer par l'OP]**, y compris par exemple l'accélération du développement du réseau, une utilisation plus efficace de l'infrastructure existante, un examen des pratiques actuelles de gestion de réseau, une coordination renforcée pour la gestion du réseau avec les gestionnaires de réseau de transport concernés du voisinage, la révision de la réglementation sur les mesures correctives et les obstacles à une souplesse accrue ainsi que les mesures nationales sur la politique énergétique qui déplacent le lieu de production et de consommation.

4 ter. Les États membres qui mettent en œuvre les plans d'action [] en vertu du paragraphe 4 bis [] veillent à ce que sans préjudice des dérogations visées à l'article 14, paragraphes 7 bis et 7 ter, le niveau de capacités allouées défini à l'article 14, paragraphe 7, ait atteint le niveau minimal de capacités allouées la dernière année du plan d'action, et en tout état de cause [] à la fin de 2025 au plus tard. Les États membres parviennent [] aux capacités visées dans le présent paragraphe au moyen d'une trajectoire linéaire. Cette trajectoire linéaire et son début, qui correspond à la valeur la plus élevée entre celle des capacités allouées à cette frontière l'année précédant la mise en œuvre du plan d'action et la moyenne de celles des trois années précédant le plan d'action, font l'objet d'un accord entre les États membres appartenant à la même région pour le calcul de la capacité. Pour la période pendant laquelle un État membre met en œuvre un plan d'action, [] ledit État membre veille à ce que les capacités rendues disponibles pour assurer la conformité des échanges entre zones au paragraphe 7 soient supérieures ou égales aux valeurs de la trajectoire, y compris au moyen de mesures correctives dans la région pour le calcul de la capacité, mais les décisions des autorités de régulation visées aux paragraphes 7 bis et 7 ter ne lui sont pas applicables. [] Le coût des mesures correctives requises pour suivre la trajectoire ou mettre à disposition des capacités entre zones aux frontières concernées par le plan d'action est supporté par le ou les États membres mettant en œuvre le plan d'action.

4 quater. Six mois avant l'expiration du plan d'action, les États membres [] décident soit de partager leur zone de dépôt des offres pour remédier à des congestions restantes, soit de pallier les congestions internes restantes grâce à des mesures correctrices dont ils couvrent les coûts. Chaque année au cours de la mise en œuvre du plan d'action et dans les six mois qui suivent son expiration, les gestionnaires de réseau de transport qui participent à la révision de la zone de dépôt des offres évaluent la capacité d'échange entre zones disponible, le calcul étant effectué en conformité avec la méthodologie visée à l'article 14, paragraphe 7 sur une période d'au moins 12 mois, et [] déterminent dans un rapport si oui ou non la capacité d'échange transfrontière est parvenue au niveau [] minimum défini à l'article 14, paragraphe 7. Lorsqu'une congestion structurelle a été identifiée conformément au paragraphe 4 *bis* mais aucun plan d'action n'a été élaboré dans un délai de 6 mois, les gestionnaires de réseau de transport concernés évaluent, dans un délai de douze mois après qu'une congestion structurelle a été identifiée, les capacités disponibles entre zones suivant la méthode de calcul visée à l'article 14, paragraphe 7, sur la période des 12 derniers mois, et ils déterminent dans un rapport si oui ou non la capacité d'échange transfrontière est parvenue au niveau minimum défini à l'article 14, paragraphe 7. Les [] évaluations au titre du présent paragraphe sont régulièrement répétées tous les 24 mois pour couvrir les 24 mois précédents.

4 quinquies. En ce qui concerne les États membres pour lesquels l'évaluation effectuée conformément au paragraphe 4 *quater* démontre qu'un gestionnaire de réseau de transport n'a pas respecté le niveau défini à l'article 14, paragraphe 7, ou en ce qui concerne les États membres qui ont choisi de partager la zone de dépôt des offres, les États membres concernés décident à l'unanimité, dans les 6 mois qui suivent la réception du rapport visé au paragraphe 4 *quater*, de maintenir ou de modifier la configuration des zones de dépôt des offres. D'autres États membres peuvent communiquer leurs observations aux États membres concernés, lesquels devraient en tenir compte pour prendre leur décision. La décision est motivée et notifiée à la Commission et à l'Agence.

4 sexies. (ex 4 bis) Si les États membres concernés ne parviennent pas à prendre une décision à l'unanimité dans le délai imparti, [] ils adressent immédiatement une notification à la Commission. La Commission peut faire de nouvelles propositions et inviter les États membres concernés à participer à des consultations visant à encourager une solution équilibrée. [] En dernier recours, la Commission, après avoir consulté l'Agence et les parties prenantes concernées, adopte une décision de modification ou de maintien de la configuration des zones de dépôt des offres au sein des États membres faisant l'objet de la décision prise conformément au paragraphe 4 quinquies et entre ces États membres, [] au plus tard six mois après [] la réception d'une telle notification.

4 septies. Si l'une des réévaluations consécutives visées au paragraphe 4 quater démontre qu'un gestionnaire de réseau de transport n'a pas respecté les dispositions de l'article 14, paragraphe 7 quater, la [] procédure définie aux paragraphes 4 quinquies et 4 sexies est applicable.

5. La décision visée au paragraphe **4 quinquies ou 4 sexies** est fondée **sur le rapport identifiant une congestion structurelle** ou sur les résultats de la révision des zones de dépôt des offres et sur la proposition des gestionnaires de réseau de transport **visée au paragraphe 4 bis ainsi que sur le rapport visé au paragraphe 4 quater**, relatifs au maintien ou à la modification de leur configuration []. La décision est motivée, notamment en ce qui concerne des écarts possibles par rapport aux résultats de la révision des zones de dépôt des offres, **et tient compte des positions et engagements des États membres concernés ainsi que des observations formulées par les autres États membres.**

6. Lorsqu'une autre révision des zones de dépôt des offres est lancée 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 du règlement (CE) n° 714/2009, la procédure décrite [] au présent article est suivie [].**

[]

8. [] **Toute** décision adoptée en vertu du présent article précise la date de mise en œuvre d'une modification. Cette date de mise en œuvre concilie l'exigence de rapidité et les aspects pratiques, y compris les échanges d'électricité à terme, **et n'est pas antérieure à 12 mois après que la décision est publiée, à moins qu'il n'en soit convenu autrement avec les États membres concernés.** [] **La décision peut** prévoir des dispositions transitoires appropriées.

Article 14

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

1. Les problèmes de congestion du réseau sont traités grâce à des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et 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 avec des 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 [] 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 du règlement (CE) n° 714/2009.**
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 ("counter trading") 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.

2 bis. Les gestionnaires de réseau de transport peuvent décider de ne pas mettre en œuvre les actions coordonnées proposées par les coordinateurs régionaux de la sécurité de la région d'exploitation du réseau ou par le coordinateur régional de la sécurité lui-même, et ils peuvent réduire les capacités calculées dans le cadre du calcul coordonné des capacités dans leurs actions coordonnées dès lors que le calcul coordonné des capacités réalisé conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion ainsi qu'aux paragraphes 3 et 7 entraîne une violation des limites de sécurité opérationnelle définies par le gestionnaire de réseau de transport conformément à l'orientation relative à la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009, par exemple en cas de possibilités insuffisantes de redispatching au sein de la région pour le calcul de la capacité. Un tel écart doit être dûment justifié par les gestionnaires de réseau de transport. Les gestionnaires de réseau de transport concernés informent sans tarder les coordinateurs régionaux de la sécurité et les autorités nationales de régulation de la région pour le calcul de la capacité, conformément à l'article 38, paragraphe 2 bis, du présent règlement. Une fois par an, le coordinateur régional de la sécurité adresse un rapport aux autorités nationales de régulation concernées et à l'Agence sur les écarts en vertu du présent paragraphe, il en évalue les incidences et analyse, le cas échéant, les moyens de les éviter à l'avenir. Si l'Agence parvient à la conclusion que les conditions préalables à un écart en vertu du présent paragraphe ne sont pas remplies ou que les écarts sont d'ordre structurel, elle présente un avis à l'autorité de régulation concernée et à la Commission. Si les conditions préalables à un écart en vertu du présent paragraphe ne sont pas remplies, l'autorité de régulation prend les mesures appropriées contre les gestionnaires de réseau de transport. []

3. **Sauf disposition contraire prévue aux paragraphes 7, 7 bis, 7 ter, 7 quinquies et [] 2 bis, le niveau maximal de capacité des interconnexions et/ou des réseaux de transport affectés par des [] capacités transfrontalières est mis à la disposition des acteurs du marché, dans le respect des normes 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 [] et il est appliqué une procédure coordonnée et non discriminatoire pour les mesures correctives transfrontalières pour y parvenir, à la suite de la mise en œuvre de la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie 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 du règlement (CE) n° 714/2009 [] .**
4. Les capacités sont allouées uniquement sous la forme de ventes aux enchères explicites des capacités ou de ventes aux enchères implicites des capacités et de l'énergie. Les deux méthodes peuvent coexister pour la même interconnexion. Pour les échanges infrajournaliers, un régime de continuité est appliqué, qui peut être complété par des ventes aux enchères.
5. **En cas de congestion, les offres valables les plus élevées pour la capacité 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) no 1228/2003, de l'article 17 du règlement (CE) no 714/2009 ou de l'article 59 du présent règlement, la fixation de prix de réserve dans les méthodes d'allocation de capacités n'est pas autorisée.
6. Les capacités peuvent faire 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 (transaction) secondaire, il doit notifier et expliquer clairement et d'une manière transparente ce refus à tous les acteurs du marché et en informer l'autorité de régulation.

7. 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 pour 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 sortant et rentrant, pour une même zone de dépôt des offres, de façon non prévue, sauf disposition contraire aux paragraphes 7 bis ou 7 ter.**

Sans préjudice de l'application des dérogations au titre des paragraphes 7 bis et 7 ter, les dispositions du présent paragraphe sont considérées comme respectées si les capacités disponibles pour les échanges entre zones, qui sont calculées 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 du règlement (CE) n° 714/2009, compte tenu du critère N-1, atteignent les niveaux minimaux suivants:

- i) Pour les frontières où il est utilisé une approche fondée sur la capacité de transport nette coordonnée, 75 % de la capacité de transfert nette 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 du règlement (CE) n° 714/2009;**
- ii) Pour les frontières où il est utilisé une approche fondée sur les flux, 75 % de la marge disponible restante sur les éléments critiques de réseau internes et transfrontaliers 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 du règlement (CE) n° 714/2009.**

Les dérogations accordées en vertu du paragraphe 7 bis ne débouchent pas sur une valeur inférieure à ce seuil.

7 bis. Sur la base d'une proposition élaborée par tous les gestionnaires de réseau de transport d'une région pour le calcul de la capacité, les autorités de régulation concernées approuvent, par dérogation au paragraphe 7, le niveau de la capacité d'échange entre zones disponible totale à chaque frontière d'une zone de dépôt des offres, qui sera utilisé dans la méthode de calcul de la capacité, afin de tenir compte des flux imprévus entre zones à hauteur de ce qui pourrait être prévu sans congestions structurelles dans une zone de dépôt des offres.

(Partie de 7 déplacée dans 7 ter ci-dessous)

7 ter. À la demande des gestionnaires de réseau de transport **d'une région pour le calcul de la capacité**, les autorités de régulation concernées peuvent accorder une dérogation au **paragraphe 7 pour des raisons prévisibles** lorsque cela s'avère nécessaire pour maintenir la sécurité opérationnelle, **dans des cas autres que ceux couverts au paragraphe 7 bis, tels que, par exemple, des mesures de maintenance du réseau.** Une telle dérogation, qui ne peut porter sur une réduction de capacités déjà allouées en vertu du paragraphe 5, est limitée **à un an à la fois, ou à** **deux ans maximum moyennant une baisse significative du niveau de la dérogation chaque année**, et se limite strictement à ce qui est nécessaire et écarte toute discrimination entre les échanges internes et ceux entre zones. 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 ou lorsque la solution est appliquée, la date la plus proche étant retenue.

8. 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 non utilisée est réallouée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire.
9. 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. Compte dûment tenu de la sécurité du réseau, les transactions qui diminuent la congestion ne sont jamais refusées.
10. Les conséquences financières d'un manquement aux obligations liées à l'allocation des capacités sont à la charge des responsables de ce manquement. Lorsque les 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 sur le marché secondaire ou ne restituent pas les capacités en temps voulu, ils perdent leurs droits d'utilisation de ces capacités et sont redevables d'un défraiement reflétant les coûts. Ce défraiement éventuel en cas de non-utilisation de capacités est justifié et proportionné. Si un gestionnaire de réseau de transport manque à son obligation, 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.
11. **Lors de la répartition des coûts des mesures correctives entre gestionnaires de réseau de transport, les régulateurs examinent dans quelle mesure les flux sortant et rentrant, pour une zone de dépôt des offres, de façon non prévue, contribuent à la congestion entre deux zones de dépôt des offres observées, et répartissent les coûts proportionnellement à la contribution à la congestion, en fonction de la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie 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 du règlement (CE) n° 714/2009 et à l'article 76 du règlement (UE) 2017/XYZZ. Cela ne s'applique pas au [] seuil prévu au paragraphe 7 bis.**

Article 15

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

1. Les gestionnaires de réseau de transport recalculent les capacités d'échange entre zones disponibles au moins après les heures de fermeture du guichet à un jour 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 restantes qui n'a pas été allouée précédemment et toute capacité d'échange entre zones libérées 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.
- 1 bis. Les gestionnaires de réseau de transport définissent une structure appropriée pour l'allocation de la capacité entre zones aux différentes échéances, y compris à un jour, infrajournalières et liées au marché de l'équilibrage. [] Cette structure d'attribution est soumise à l'appréciation des autorités de régulation concernées. Pour élaborer leurs propositions, les GRT tiennent compte:**
 - a) **des caractéristiques des marchés;**
 - b) **des conditions opérationnelles, telles que les conséquences d'une comptabilisation nette des opérations fermement programmées;**
 - c) **du degré d'harmonisation des pourcentages et des délais adoptés pour les différents mécanismes d'attribution de capacités en vigueur.**
2. Lorsque des capacités d'échange entre zones sont disponibles 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 activer le processus de compensation des déséquilibres.

3. **Lors de l'allocation des capacités entre zones pour échanger des capacités d'équilibrage ou pour partager des réserves en vertu de l'article 5, paragraphe 8, les gestionnaires de réseau de transport utilisent les méthodes élaborées conformément à la [] ligne directrice sur l'équilibrage adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009. []**
4. Les gestionnaires de réseau de transport n'augmentent pas la marge de fiabilité déterminée en vertu du règlement (UE) 2015/1222 imputable à l'échange de capacités d'équilibrage ou au partage de réserves.

SECTION 2

REDEVANCES D'ACCES AUX RESEAUX ET RECETTES TIREES DE LA CONGESTION

Article 16

Redevances de connexion et d'accès aux réseaux

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, 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. [] **Sans préjudice de l'article 15, paragraphes 1 et 6, et des critères énoncés à l'annexe XI de la directive 2012/27/UE, [] la méthode utilisée pour mettre au point les redevances d'accès aux réseaux est appliquée, en particulier, de manière à ne pas créer de discrimination entre la production connectée au niveau de la distribution et la production connectée au niveau du transport, que ce soit positivement ou négativement. Les redevances d'accès aux réseaux ne créent pas de discrimination **indue, qu'elle soit positive ou négative**, à l'égard du stockage de l'énergie et ne découragent pas la participation active de la demande. Sans préjudice du paragraphe 3, ces redevances ne sont pas fonction de la distance.**

2. Les **méthodes de calcul des tarifs** [] **tiennent compte de mesures incitatives** appropriées **ainsi que des frais fixes des** [] gestionnaires de réseau de transport et de distribution. **Les recettes qu'il est permis de recouvrer à l'aide des** [] **tarifs tiennent compte de mesures incitatives appropriées pour les gestionnaires de réseau de transport et de distribution**, tant à court qu'à long terme, de manière à améliorer l'efficacité, y compris l'efficacité énergétique, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement, [] à soutenir les investissements et **les activités de recherche connexes** et à **faciliter l'innovation dans l'intérêt du consommateur**.
3. Le cas échéant, le niveau des tarifs appliqués aux producteurs et/ou aux consommateurs 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 passées.
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 14.
6. Il n'y a aucune redevance de réseau spécifique sur les différentes transactions pour les échanges **entre zones** [] d'électricité.
7. Les tarifs de distribution reflètent le coût d'utilisation du réseau de distribution par les utilisateurs du réseau, y compris les clients actifs, 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, [] une tarification différenciée en fonction de la période d'accès au réseau, qui reflète l'utilisation du réseau, de manière transparente et prévisible pour le consommateur, **peut être introduite**.

8. **Les recettes qu'il est permis de recouvrer à l'aide des tarifs de distribution** peuvent inclure des objectifs de performance afin d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution **à exploiter leurs réseaux aussi efficacement que possible.**
9. Au plus tard le [OP: *Veillez insérer la date précise - trois mois après l'entrée en vigueur*], **afin d'atténuer le risque de fragmentation du marché**, l'Agence fournit un **rapport sur les meilleures pratiques** **en matière de** méthodes de tarification du transport et de la distribution, **tout en laissant une marge de manœuvre suffisante pour prendre en compte les particularités nationales.** **Ce rapport sur les meilleures pratiques** porte au moins sur les éléments suivants:
- a) le rapport entre les tarifs appliqués aux producteurs et ceux appliqués aux consommateurs;
 - 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 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, y compris les exonérations tarifaires.

L'Agence actualise son rapport au moins une fois tous les deux ans.

Article 17

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 7 du règlement (CE) no 1228/2003, de l'article 17 du règlement (CE) no 714/2009 ou de l'article 59 du présent règlement. La procédure de répartition de ces recettes est soumise à l'appréciation des autorités de régulation. 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 recettes résultant de l'allocation de capacités d'interconnexions sont utilisées aux fins suivantes:
 - a) garantir la disponibilité réelle des capacités allouées, **y compris la compensation de solidité;**
 - b) maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion via les investissements dans le réseau, en particulier dans les nouvelles interconnexions **et lignes internes ainsi que dans les lignes internes qui sont répertoriées dans le plan décennal de développement du réseau de l'ENTSO pour l'électricité comme étant utiles pour réduire la congestion des capacités d'interconnexion; []**
 - c) **ou, le cas échéant, permettre des mesures correctives transfrontalières, comme les échanges de contrepartie et le redispatching.**

(Une partie du paragraphe 2, point b), a été déplacée au paragraphe 2 bis ci-dessous)

2 bis. [] Les recettes [] peuvent être utilisées, sous réserve d'approbation par les autorités de régulation des États membres concernés, pour servir de revenu que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs d'accès au réseau et/ou de la fixation de ces tarifs.

3. L'utilisation des recettes conformément au paragraphe 2, points a), [] b) ou c), fait l'objet d'une méthode proposée par les gestionnaires de réseau de transport [] en concertation avec les autorités de régulation [] et approuvée par l'Agence. []. Les gestionnaires de réseau de transport soumettent la proposition à l'Agence au plus tard le [OP: douze mois après l'entrée en vigueur] et l'Agence statue à ce sujet dans un délai de six mois.

[]

[]

(Une partie du paragraphe 3 a été déplacée pour former le paragraphe 3 bis ci-dessous)

3 bis. La méthode précise au minimum les conditions dans lesquelles les recettes [] sont réputées avoir rempli les objectifs fixés au paragraphe 2 [], points a), [] b) ou c).

3 ter. Les gestionnaires de réseau de transport établissent clairement à l'avance de quelle manière ils utiliseront toute recette tirée de la congestion et communiquent l'utilisation effective qui en a été faite. Sur une base annuelle, et au plus tard le [] 1^{er} mars de chaque année, les autorités de régulation [] publient un rapport indiquant le montant des recettes recueillies au cours de la période de douze mois prenant fin le 31 [] décembre de l'année civile précédente et la manière dont elles ont été utilisées en application du paragraphe 2, y compris les projets spécifiques auxquels les recettes ont été affectées ou le montant inscrit dans un poste distinct de la comptabilité ou le montant qui a été utilisé pour calculer les tarifs d'accès au réseau, accompagné de justificatifs attestant que cette utilisation est conforme au présent règlement et à la méthode élaborée en vertu du paragraphe 3. Dans les cas où 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 GRT ont rempli leurs objectifs prioritaires en vertu du paragraphe 2 le cas échéant.

Chapitre IV

Adéquation des moyens

Article 18

Adéquation des moyens

1. Les États membres veillent à l'adéquation des moyens sur leur territoire [] **sur la base de l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne prévue à l'article 19 et peuvent en outre réaliser [] une évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle nationale comme prévu à l'article 19 bis.**
2. Lorsque l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne **ou nationale** met en lumière un problème concernant l'adéquation des moyens, les États membres recensent les distorsions réglementaires **ou distorsions du marché, ou les goulets d'étranglement du réseau, tels que des infrastructures insuffisantes**, ayant causé l'apparition du problème ou y ayant contribué.
3. Les États membres publient **une feuille de route accompagnée d'un calendrier concret** pour l'adoption de mesures visant à éliminer les distorsions réglementaires [] **ou distorsions du marché, ou les goulets d'étranglement du réseau** qui ont été recensés. Lorsqu'ils traitent les problèmes concernant l'adéquation des moyens, les États membres **tiennent compte** en particulier **des principes définis à l'article 3** et envisagent de supprimer les distorsions réglementaires, d'autoriser la fixation du prix de la rareté **via la libre formation des prix**, de développer les interconnexions **avec les autres États membres, et de permettre à tous les opérateurs du marché l'accès à un marché non faussé, y compris notamment en ce qui concerne** le stockage de l'énergie, les mesures agissant sur la demande et l'efficacité énergétique.

3 bis. Lorsque l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle nationale détecte un problème concernant une zone de dépôt des offres et que l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne n'a pas détecté de problème concernant cette même zone, [] l'organe régissant l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle nationale [] consulte l'ENTSO pour l'électricité et demande un avis à l'Agence. À cette fin, l'organe régissant l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle nationale soumet à l'ENTSO pour l'électricité et à l'Agence, dans un délai [] d'un mois à compter de la publication de ladite évaluation, un rapport expliquant les divergences entre les deux évaluations. (3 quater intégré au 3 bis) [] Dans un délai d'un mois à compter de la présentation du rapport, [] l'ENTSO pour l'électricité communique [] son évaluation sur ces divergences et, dans un délai de deux mois à compter de la date de présentation du rapport, l'Agence donne un avis. [] L'État membre concerné prend dûment en compte l'évaluation et l'avis.

Article 19

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

1. L'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne couvre l'adéquation totale du système électrique pour répondre à la demande en électricité, actuelle et prévue, pour **chaque année sur** une période de dix ans à compter de la date de ladite évaluation [].
2. Au plus tard le [OP: six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement], l'ENTSO pour l'électricité soumet **au groupe de coordination pour l'électricité** et à l'Agence un projet de méthode pour l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne basé sur les principes visés au paragraphe 4.

3. Les gestionnaires de réseau de transport fournissent à l'ENTSO pour l'électricité les données dont il a besoin pour réaliser [] l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne. L'ENTSO pour l'électricité réalise cette évaluation chaque année. **Les installations de production d'électricité 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 matières premières et des scénarios appropriés concernant les prévisions de l'offre et de la demande.**
4. L'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne est basée sur une méthode qui **permet** [] que l'évaluation:
- a) soit réalisée au niveau **de chacune** des zones de dépôt des offres et couvre au moins tous les États membres [];
 - b) soit basée sur des scénarios **centraux** 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 et des nouvelles constructions d'actifs de production, ainsi que des mesures pour atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique et une sensibilité satisfaisante **aux événements météorologiques extrêmes, aux conditions hydrologiques et** aux variations des prix de gros et du prix du carbone;
 - b bis) livre une réflexion sur la façon dont les différents mécanismes de capacité répondent aux problèmes d'adéquation des moyens;**
 - c) tienne dûment compte de la contribution de tous les moyens, y compris la production actuelle et à venir, le stockage de l'énergie, la participation active de la demande, les possibilités d'exportation et d'importation et leur contribution à une gestion souple du réseau;
 - d) anticipe l'incidence probable des mesures visées à l'article 18, paragraphe 3;

- e) inclue des scénarios sans **et, le cas échéant, avec** les mécanismes de capacité existants ou prévus;
 - f) soit basée sur un modèle de marché utilisant, le cas échéant, l'approche fondée sur les flux;
 - g) applique des calculs probabilistiques;
 - g bis) applique un outil de modélisation unique avec la possibilité de l'utiliser pour des scénarios, sensibilités et hypothèses au niveau national;**
 - h) applique au minimum les indicateurs suivants **visés à l'article 20**:
 - l'espérance du volume de défaillance en énergie ("expected energy non served", EENS), et
 - l'espérance de la durée de défaillance ("loss of load expectation", LOLE);
 - i) recense les sources d'éventuels problèmes concernant l'adéquation des moyens, et détermine notamment s'il s'agit d'une contrainte du réseau ou des moyens, ou les deux.
 - j) garantisse que les caractéristiques [] nationales de la production, la flexibilité de la demande et le stockage, [] la disponibilité des matières premières et le niveau d'interconnexion sont correctement pris en considération.**
5. Au plus tard le [*OP: six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement*], l'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence 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", CONE) pour la production, ou la participation active de la demande; et
 - c) la norme de fiabilité visée à l'article 20 [] .
6. Les propositions visées aux paragraphes 2 et 5 **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 moyens à l'échelle européenne visée au paragraphe 3 font l'objet d'une consultation préalable **avec les États membres, le groupe de coordination pour l'électricité et les parties prenantes intéressées** et sont soumis à l'approbation de l'Agence selon la procédure définie à l'article 22.

Article 19 bis

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

1. L'évaluation[] de l'adéquation des moyens à l'échelle nationale [] est fondée sur la méthode visée à l'article 19, paragraphe 2. En vertu en particulier des dispositions du paragraphe 4, points b) à j), dudit article, elle [] peut cependant prévoir des scénarios, sensibilités et hypothèses supplémentaires tenant compte de considérations nationales. L'évaluation[] de l'adéquation des moyens à l'échelle nationale utilise[] les mêmes [] outils de modélisation que ceux employés par l'ENTSO pour l'électricité aux fins de l'évaluation à l'échelle européenne et les mêmes données d'entrée et autres données pour prendre en compte les scénarios, sensibilités et hypothèses au niveau national. En outre, l'évaluation[] de l'adéquation des moyens à l'échelle nationale, lors de l'évaluation de la contribution étrangère à la sécurité d'approvisionnement des zones de dépôt des offres qu'elle couvre[], applique[] les valeurs pour la contribution étrangère [] sous réserve des dispositions de l'article 21.
- 1 bis. Outre l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle nationale réalisée en application du paragraphe 1, les États membres peuvent procéder à une deuxième évaluation faisant appel à d'autres outils de modélisation que ceux employés par l'ENTSO pour l'électricité aux fins de l'évaluation à l'échelle européenne, tout en suivant les autres exigences du paragraphe 1.

2. Les évaluations de l'adéquation des moyens à l'échelle nationale et, le cas échéant, l'évaluation de l'ENTSO pour l'électricité et l'avis de l'Agence visés à l'article 18, paragraphe 3 *bis*, sont publiés [].

Article 20

Norme de fiabilité

1. Lorsqu'ils appliquent des mécanismes de capacité, les États membres disposent d'une norme de fiabilité indiquant, d'une manière transparente, le niveau souhaité de sécurité d'approvisionnement.
2. La norme de fiabilité est fixée par [] **l'État membre ou une autorité compétente désignée par l'État membre** sur la base de la méthode visée à l'article 19, paragraphe 5.
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 de l'"espérance du volume de défaillance en énergie" et de l'"espérance de la durée de défaillance"**.
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 une autre autorité compétente désignée par ce dernier**. []

Article 21

Participation transfrontalière aux mécanismes de capacité

1. Les mécanismes autres que les réserves stratégiques **et, lorsque c'est techniquement faisable, les réserves stratégiques**, sont ouverts à la participation **transfrontière** directe des fournisseurs de capacité situés dans un autre État membre [] **conformément aux dispositions du 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 en exploitation le [date d'entrée en vigueur], les États membres peuvent autoriser une participation directe au même processus de mise en concurrence d'interconnexions comme capacités étrangères pendant quatre ans au maximum après le [entrée en vigueur] ou deux ans après l'approbation des méthodes visées à l'article 10 du présent article, la date la plus proche étant retenue. Les États membres peuvent appliquer les exigences suivantes aux capacités étrangères:**
- a) **les capacités sont situées dans un État membre [] ayant un raccordement direct au réseau entre cet État membre [] et l'État membre [] appliquant le mécanisme;**
 - b) **les capacités ne contribuent pas à un autre mécanisme de capacité pour lequel elles doivent être disponibles.**
3. Les États membres n'entravent 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 et des flux physiques entre États membres, et n'a aucune autre incidence sur ceux-ci, lesquels sont uniquement déterminés par les résultats de l'allocation de la capacité en vertu de l'article 14.
5. Les fournisseurs de capacité **sont soumis à des frais d'indisponibilité en cas d'indisponibilité. Si des fournisseurs de capacité []** participent à plus d'un mécanisme pour la même période de fourniture, ils sont soumis à des **frais d'indisponibilité multiples lorsqu'ils ne peuvent pas honorer des engagements multiples []**.

6. **Lorsque des mécanismes de capacité sont appliqués, les gestionnaires de réseau de transport []** calculent chaque année la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères **sur la base de la méthode visée au paragraphe 10, point a), et en tenant compte des valeurs recommandées calculées par les coordinateurs régionaux de la sécurité conformément à l'article 34, paragraphe 1, point q), et aux articles 38 et 39, du niveau d'interconnexion physique entre les États membres**, 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. Il y a lieu d'effectuer un calcul pour chaque frontière d'une zone de dépôt des offres.
7. Les États membres veillent à ce que la capacité d'entrée visée au paragraphe 6 soit allouée aux fournisseurs de capacité admissibles d'une manière transparente, non discriminatoire et fondée sur le marché.
8. **S'il existe des mécanismes de capacité ouverts à une participation transfrontière dans deux États membres voisins**, toute recette [] découlant de l'allocation visée au paragraphe 7 est supportée par les gestionnaires de réseau de transport et est répartie entre eux selon la méthode visée au paragraphe 10, point b), **ou une méthode commune approuvée par les deux autorités [] de régulation compétentes. Si l'État membre voisin n'applique pas de mécanisme de capacité, 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 17, paragraphe 2.

9. 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 dans le registre en tant que fournisseur de capacité admissible;
 - b) effectue les contrôles de disponibilité [];
 - c) **est informé sans tarder par le fournisseur de capacité concerné s'il participe à un mécanisme de capacité étranger;**
 - d) **transmet au gestionnaire de réseau de transport de l'État membre appliquant le mécanisme de capacité les informations reçues en vertu des points a) à c).**
10. Au plus tard le [*OP: douze mois après l'entrée en vigueur du présent règlement*], l'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence:
- a) une méthode **pour que le coordinateur régional de la sécurité et les gestionnaires de réseau de transport puissent calculer** la capacité d'entrée maximale pour la participation transfrontalière visée au paragraphe 6;
 - b) une méthode de partage des recettes visées au paragraphe 8;
 - c) des règles communes pour effectuer les contrôles de disponibilité visés au paragraphe 9, point b);
 - d) des [] **principes** communs pour déterminer l'échéance d'un paiement d'indisponibilité;

- e) les modalités de gestion du registre visé au paragraphe 9, point a);
- f) des règles communes pour recenser les capacités admissibles à une participation et visées au paragraphe 9, point a).

La proposition est soumise à la consultation et à l'approbation préalables de l'Agence selon la procédure définie à l'article 22.

- 11. **Les autorités nationales de régulation concernées** vérifient si les capacités ont été calculées conformément à la méthode visée au paragraphe 10, point a).
- 12. 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.
- 13. Les capacités allouées en vertu du paragraphe 7 sont transférables entre les fournisseurs de capacité admissibles. Les fournisseurs de capacité admissibles notifient tout transfert au registre visé au paragraphe 9, point a).

14. Au plus tard le [OP: *deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement*], l'ENTSO pour l'électricité établit et gère le registre visé au paragraphe 9. Le registre est ouvert à tous les fournisseurs de capacité admissibles, aux réseaux où sont appliqués les mécanismes et à leurs gestionnaires de réseau de transport.

[]

Article 22

Procédure d'approbation

1. Lorsqu'il est fait référence au présent article, la procédure définie aux paragraphes 2 à 4 s'applique à l'approbation d'une proposition soumise par l'ENTSO pour l'électricité.
2. Avant de soumettre sa proposition, l'ENTSO pour l'électricité réalise une consultation impliquant toutes les parties prenantes, les autorités de régulation [] et autres autorités nationales concernées **et prend dûment en considération les résultats d'un processus de consultation.**
3. Dans les trois mois à compter de la date de la réception de la proposition, l'Agence approuve la proposition ou la modifie. Dans ce dernier cas, l'Agence consulte l'ENTSO pour l'électricité avant d'adopter la proposition modifiée. Une fois adoptée, et au plus tard trois mois après la date de la réception des documents proposés, la proposition est publiée sur le site web de l'Agence.
4. L'Agence peut, à tout moment, demander que des modifications soient apportées à la proposition approuvée. Dans les six mois à compter de la demande, l'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence un projet des modifications proposées. Dans les trois mois à compter de la date de la réception du projet, l'Agence modifie ou approuve les modifications et publie le document sur son site web.

Article 23

Principes de conception des mécanismes de capacité

1. Pour traiter les problèmes résiduels qui ne peuvent être résolus par les mesures prises en vertu de l'article 18, paragraphe 3, les États membres peuvent introduire des mécanismes de capacité, sous réserve des dispositions du présent article et [] **sans préjudice** des règles de l'Union en matière d'aides d'État **visées aux articles 107 à 109 du TFUE**.
2. Lorsqu'un État membre souhaite mettre en œuvre un mécanisme de capacité, il procède à une consultation sur le mécanisme proposé au minimum avec ses États membres voisins **directement** interconnectés **sur la base d'une étude complète des effets possibles sur ces États membres**.
- 2 bis.** Lorsqu'un mécanisme de capacité est 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 []. Cette exigence est sans préjudice d'une activation des ressources préalables à un véritable appel afin de respecter leurs contraintes d'accélération et de décélération et leurs besoins fonctionnels. Lors des périodes d'appel des ressources de la réserve stratégique, les déséquilibres survenus sur le marché sont fixés au minimum à la limite visée à l'article 9 concernant les offres []. 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**.
3. Les mécanismes de capacité:
 - a) ne créent pas de distorsions inutiles du marché et n'entravent pas les échanges [] **entre zones**;
 - b) **sont fondés sur le marché**;

- c) sont ouverts à la participation de toutes les ressources qui sont capables de fournir les performances techniques requises selon une approche neutre sur le plan technologique et des règles équitables et transparentes, y compris notamment en ce qui concerne la contribution du stockage, de l'efficacité énergétique et de la modulation de la consommation [];
- d) sont temporaires mais sont permis, conformément aux règles en matière d'aides d'État, à condition que l'évaluation pertinente de l'adéquation des moyens ait établi un problème d'adéquation des moyens;
- e) [] ne dépassent pas ce qui est nécessaire pour traiter le problème d'adéquation des moyens.

[]

4. **[] Lors de la conception d'un mécanisme de capacité, les États membres appliquent les exigences énumérées ci-après concernant les limites en matière d'émissions de CO₂:**

- a) **une capacité de production émettant plus de 550 gr CO₂/kWh ou plus de 700 kg de CO₂ en moyenne par an par kW installé, pour laquelle une décision d'investissement définitive a été prise après le [OP: date d'entrée en vigueur] ne reçoit ni paiements, ni engagements de futurs paiements au titre d'un mécanisme de capacité à compter du 31 décembre 2025;**
- b) **une capacité de production émettant plus de 550 gr CO₂/kWh ou plus de 700 kg de CO₂ en moyenne par an par kW installé, pour laquelle une décision d'investissement définitive a été prise avant le [OP: date d'entrée en vigueur] ne reçoit ni paiements, ni engagements de futurs paiements au titre d'un mécanisme de capacité à compter du 31 décembre 2030, à l'exception des contrats d'une durée restante de 5 ans au maximum conclus avant le 31 décembre 2030. Entre le 31 décembre 2025 et le 31 décembre 2030, la capacité étant rémunérée pour cette participation devrait être réduite de 5 % par an;**

- c) **La limite d'émissions de 550 gr CO₂/kWh et la limite de 700 kg de CO₂ en moyenne par an par kW installé sont calculées sur la base de l'efficacité de la conception de l'unité de production communiquée par un organisme de certification agréé.**

[]

5 bis. Lorsqu'ils conçoivent les mécanismes de capacité, les États membres incluent une disposition autorisant l'élimination progressive efficace d'un mécanisme de capacité dans les 4 ans si le problème d'adéquation des moyens n'existe plus. Cette élimination progressive peut prendre la forme d'une cessation administrative du mécanisme, avec un préavis raisonnable, ou de dispositions prévues dans la conception du mécanisme qui conduiraient à la suspension des incitations économiques connexes lorsqu'il n'y a pas de problème d'adéquation des moyens.

Article 24

Mécanismes existants

1. Les États membres appliquant des mécanismes de capacité le [OP: *entrée en vigueur du présent règlement*] adaptent leurs mécanismes pour se conformer aux articles 18, 21 et 23 du présent règlement [] **sans préjudice des engagements ou contrats conclus avant cette date et sans préjudice des règles de l'Union en matière d'aides d'État visées aux articles 107 à 109 du TFUE, y compris les décisions en matière d'aides d'État prises ensuite avant cette date.**

Chapitre V

Gestion du réseau de transport

Article 25

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 l'ENTSO 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'UE, l'ENTSO pour l'électricité [] contribue par ailleurs 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 réseau.**

Article 26

Création de l'ENTSO pour l'électricité

1. Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité soumettent à la Commission et à l'Agence le projet de statuts de l'ENTSO pour l'électricité à établir, ainsi qu'une liste de ses membres et qu'un projet de règlement intérieur comportant notamment les règles de procédure pour la consultation d'autres parties prenantes.
2. Dans un délai de deux mois à compter du jour de la réception de ces documents, et après consultation officielle des organisations représentant toutes les parties prenantes, en particulier les utilisateurs du réseau, y compris les clients, l'Agence émet un avis à l'intention de la Commission sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur.
3. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception de l'avis de l'Agence, 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'Agence visé au paragraphe 2.
4. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception de l'avis favorable de la Commission, les gestionnaires de réseau de transport établissent l'ENTSO pour l'électricité et adoptent et publient ses statuts et son règlement intérieur.
5. Les documents visés au paragraphe 1 sont présentés à la Commission et à l'Agence en cas de modification de ceux-ci ou sur demande motivée de la Commission ou de l'Agence. L'Agence et la Commission émettent un avis conformément aux paragraphes 2 à 4.

Article 27

Tâches de l'ENTSO pour l'électricité

1. L'ENTSO pour l'électricité :
 - a) élabore, dans les domaines visés à l'article 55, paragraphe 1, des codes de réseau, en vue d'atteindre les objectifs visés à l'article 25;
 - b) adopte et publie, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union ("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 moyens à l'échelle européenne en vertu de l'article 19, paragraphes 2, 3 et 5, et aux spécifications techniques pour la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité en vertu de l'article 21, paragraphe 10;
 - 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 pour la coopération et la coordination entre les **coordinateurs régionaux de la sécurité**;
 - f) adopte une proposition définissant [] la **région d'exploitation du réseau conformément aux dispositions de l'article 33**;
 - f bis) coopère avec les gestionnaires de réseau de distribution et l'entité des GRD de l'UE;**
 - f ter) promeut la numérisation des réseaux de transport, y compris le déploiement de réseaux intelligents et de systèmes intelligents de mesure;**

[]

- g) 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 à un jour, 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 communiquent les informations d'exploitation aux autres gestionnaires de réseau de transport ou toute entité dûment mandatée pour les appuyer dans la réalisation de la coordination opérationnelle, et à l'Agence; 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'Agence, concernant lesdites informations.
- h) adopte un programme de travail annuel;
- i) adopte un rapport annuel;
- j) élabore et adopte des perspectives saisonnières sur l'adéquation des capacités de production en vertu de l'article 9, paragraphe 2 [proposition de règlement sur la préparation aux risques, COM(2016) 862].

2. L'ENTSO pour l'électricité transmet à l'Agence un rapport sur les lacunes relevées en ce qui concerne la création et les performances des [] **coordinateurs régionaux de la sécurité**.
3. L'ENTSO pour l'électricité publie les procès-verbaux des réunions de son assemblée, de son Conseil 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 h), 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 qui seront mises en œuvre au cours de l'année, ainsi qu'un calendrier indicatif.
5. L'ENTSO pour l'électricité met à la disposition de l'Agence toutes les informations dont elle a besoin pour accomplir ses tâches conformément à l'article 29, paragraphe 1. Les gestionnaires de réseau de transport mettent à la disposition de l'ENTSO pour l'électricité toutes les informations dont il a besoin pour accomplir ses tâches en vertu de la première phrase.
6. À la demande de la Commission, l'ENTSO pour l'électricité donne à la Commission son avis sur l'adoption des lignes directrices prévues à l'article 57.

Article 28

Consultation

1. Lors de la préparation des propositions présentées dans le cadre des tâches visées à l'article 27, paragraphe 1, l'ENTSO pour l'électricité 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 représentant toutes les parties prenantes, conformément aux règles de procédure visées à l'article 26. Cette consultation implique également les autorités de régulation nationales 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 mentionnées au paragraphe 1 sont rendus publics.
3. Avant d'adopter les propositions présentées en vertu de l'article 27, paragraphe 1, l'ENTSO pour l'électricité indique comment les observations recueillies lors de la consultation ont été prises en compte. Le cas échéant, elle explique pourquoi certaines de ces observations n'ont pas été prises en compte.

Article 29

Surveillance exercée par l'Agence

1. L'Agence surveille l'exécution des tâches de l'ENTSO pour l'électricité prévues à l'article 27, paragraphes 1, 2 et 3, et rend compte à la Commission.

L'Agence surveille la mise en œuvre par l'ENTSO pour l'électricité des codes de réseau élaborés en application de l'article 55, paragraphe 14. Lorsque l'ENTSO pour l'électricité n'a pas mis en œuvre un de ces codes de réseau, l'Agence lui demande de fournir une explication dûment motivée à ce manquement. L'Agence informe la Commission de cette explication et donne son avis sur celle-ci.

L'Agence surveille et analyse la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices adoptés par la Commission conformément à l'article 54, 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, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, et elle communique son rapport à la Commission.

2. L'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence, 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 27, paragraphe 1.

Dans les deux mois à compter du jour de la réception de ces documents, l'Agence émet un avis dûment motivé ainsi que des recommandations à l'intention de l'ENTSO pour l'électricité et de la Commission, 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 l'ENTSO pour l'électricité ne contribue pas à garantir un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché ou un niveau suffisant d'interconnexion transfrontalière accessible à des tierces parties.

Article 30

Coûts

Les coûts liés aux activités de l'ENTSO pour l'électricité visées aux articles 25 à 29 et 54 à 57 du présent règlement, ainsi qu'à l'article 11 du règlement (UE) no 347/2013, 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 31

Coopération régionale des gestionnaires de réseau de transport

1. Les gestionnaires de réseau de transport établissent une coopération régionale au sein de l'ENTSO pour l'électricité pour contribuer aux activités visées à l'article 27, 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. L'ENTSO 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.

3. En vue de la réalisation des objectifs visés aux paragraphes 1 et 2 du présent article, la zone géographique couverte par chaque structure de coopération régionale peut être définie par la Commission, compte tenu des structures de coopération régionales existantes. Chaque État membre est autorisé à promouvoir la coopération dans plus d'une zone géographique. La Commission est habilitée à adopter des actes [] **d'exécution** conformément à l'article [] **62, paragraphe 2**, en ce qui concerne la zone géographique couverte par chaque structure de coopération régionale. **Les décisions et habilitations visées au présent paragraphe sont sans préjudice de l'article 33 et font l'objet de consultations.** À cette fin, la Commission consulte l'Agence et l'ENTSO pour l'électricité.

Article 32

Création et mission des [] coordinateurs régionaux de la sécurité

1. Au plus tard le [OP: douze mois après l'entrée en vigueur], tous les gestionnaires de réseau de transport d'une **région d'exploitation du réseau [] soumettent à l'approbation des autorités de régulation concernées une proposition pour le [] renforcement des coordinateurs régionaux de la sécurité créés en vertu de l'orientation relative à la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.**

La proposition comprend [] les éléments [] suivants:

- a) les États membres et GRT participants;**
- b) les modalités organisationnelles, financières et opérationnelles 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 coordinateurs régionaux de la sécurité;**
- d) **les statuts et le règlement intérieur des coordinateurs régionaux de la sécurité;**
- e) **une description des processus coopératifs conformément à l'article 35;**
- f) **une description des modalités relatives à la responsabilité des coordinateurs régionaux de la sécurité conformément à l'article 44.**

2. **Les coordinateurs de la sécurité sont établis dans la région d'exploitation du réseau où ils exécutent leurs tâches et sont** organisés sous l'une des formes juridiques visées à **l'annexe II** de la directive **(UE) 2017/1132** du Parlement européen et du Conseil¹⁵.

3. **Les gestionnaires de réseau de transport sont chargés de gérer les flux d'électricité et de garantir un réseau électrique sûr, fiable et efficace, conformément à l'article 40 de la [refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2] et à la législation nationale. Les coordinateurs régionaux de la sécurité complètent le rôle des gestionnaires de réseau de transport en remplissant les tâches de dimension régionale qui leur sont assignées conformément à l'article 34.**

4 bis. Les coordinateurs régionaux de la sécurité assument les nouvelles tâches qui leur sont assignées, telles qu'elles sont énoncées à l'article 34, paragraphe 1, au plus tard le 1^{er} janvier 2025. Tous les États membres de la même région d'exploitation du réseau peuvent décider d'un commun accord d'une entrée en fonction plus rapide du coordinateur régional de la sécurité concerné [+].

¹⁵ **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 33

Portée géographique des activités des [] coordinateurs régionaux de la sécurité

- 0 bis.** Aux fins du présent règlement, les zones géographiques couvertes par chacun des gestionnaires de réseau de transport partageant les mêmes coordinateurs régionaux de la sécurité créés en vertu de [] l'orientation relative à la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009 sont appelées régions d'exploitation du réseau.
- 0 ter.** Les coordinateurs régionaux de la sécurité peuvent couvrir des zones géographiques plus grandes ou plus petites que celles existant en vertu de [] l'orientation relative à l'exploitation du système adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009. En pareil cas, les gestionnaires de réseau de transport concernés soumettent à l'Agence une proposition définissant les régions d'exploitation du réseau couvertes par le coordinateur régional de la sécurité.
1. Au plus tard le [OP: six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement], l'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence 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.
- 1 bis.** Lorsqu'un État membre fait partie de multiples zones synchrones différentes, la gestion du réseau de transport peut être coordonnée par deux coordinateurs régionaux de la sécurité. 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 coordinateurs régionaux de la sécurité pour ces frontières.
- 1 ter.** Chaque coordinateur régional de la sécurité exécute les tâches énumérées à l'article 34, paragraphe 1, pour les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau où il est établi. []

[]

2. Dans les trois mois à compter de la date de la réception de la proposition **visée au paragraphe 1**, l'Agence approuve la proposition définissant les régions d'exploitation du réseau ou propose des modifications. Dans ce dernier cas, l'Agence consulte l'ENTSO pour l'électricité avant d'adopter les modifications. Une fois adoptée, la proposition est publiée sur le site web de l'Agence.

Article 34

Tâches des [] coordinateurs régionaux de la sécurité

1. Chaque [] coordinateur régional de la sécurité exécute [] **pour les gestionnaires de réseau de transport** dans la région d'exploitation du réseau les **tâches de dimension régionale [] suivantes []**, exposées plus en détail à l'annexe I:
- a) le calcul coordonné des capacités **conformément aux méthodes mises au point en vertu de [] l'orientation relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009;**
 - b) l'analyse coordonnée de la sécurité **conformément aux méthodes mises au point en vertu de [] l'orientation relative à la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009;**
 - c) la création de modèles de **réseaux** communs **conformément aux méthodes et procédures mises au point en vertu de [] l'orientation relative à la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18 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 [] le code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique adopté sur la base de l'article 6 du règlement (CE) n° 714/2009;**

d bis) les prévisions concernant l'adéquation du réseau aux échéances hebdomadaire à [] un jour au niveau régional et les évaluations [] des actions de réduction des risques conformément aux procédures prévues dans [] l'orientation relative à la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009;

d ter) la coordination de la planification des coupures au niveau régional conformément aux procédures prévues dans [] l'orientation relative à la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009;

[]

d quater) la formation et la certification du personnel travaillant pour les coordinateurs régionaux de la sécurité [+];

[]

e) le soutien à la coordination et à l'optimisation de la reconstitution régionale comme demandé par les gestionnaires de réseau de transport;

f) l'analyse post-exploitation et post-perturbations et l'établissement de rapports;

[]

[]

[]

[]

[]

[]

m) le recensement de scénarios de crise au niveau régional si et dans la mesure où ils sont demandés en vertu de l'article 6, paragraphe 1, du [règlement sur la préparation aux risques, COM(2016) 862];

n) la préparation et la réalisation de simulations annuelles de crise en coopération avec les autorités compétentes en application de l'article 12, paragraphe 3, de la [proposition de règlement sur la préparation aux risques, COM(2016) 862];

[]

p) les tâches liées aux perspectives saisonnières sur l'adéquation si et dans la mesure où elles sont demandées en vertu de l'article 9, paragraphe [] 3, de la [proposition de règlement sur la préparation aux risques, COM(2016) 862];

[]

q) 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 conformément à l'article 21, paragraphe 6** [].

2.

Sur proposition conjointe des autorités de régulation, après consultation des gestionnaires de réseau de transport et des coordinateurs régionaux de la sécurité, les États membres de la région d'exploitation du réseau peuvent décider d'un commun accord de prévoir des tâches supplémentaires de conseil et de coordination, sur la base desquelles les coordinateurs régionaux de la sécurité émettront des recommandations conformément à l'article 38. En pareil cas, les coordinateurs régionaux de la sécurité remplissent ces tâches sur la base des méthodes rédigées par les gestionnaires de réseau de transport et approuvées par les autorités de régulation pertinentes.

3. Les gestionnaires de réseau de transport communiquent à leurs coordinateurs régionaux de la sécurité les informations nécessaires à la réalisation de leurs tâches.

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

Article 35

Coopération parmi et entre les coordinateurs régionaux de la sécurité

1. La **coordination** quotidienne parmi et entre les coordinateurs régionaux de la **sécurité** est gérée selon des **processus** coopératifs basés sur les éléments suivants:

a) des modalités de travail afin de traiter les aspects liés à la planification et les aspects opérationnels **en rapport avec les tâches visées à l'article 34, paragraphe 1;**

- b) une procédure de **partage des analyses et de consultation des propositions des coordinateurs régionaux de la sécurité avec les** gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau dans l'exercice des missions et tâches opérationnelles conformément à l'article 37 **et avec d'autres coordinateurs régionaux de la sécurité**;
- c) une procédure d'adoption [] **des actions coordonnées** et des recommandations conformément à l'article 38;
- d) une procédure de révision des [] **actions coordonnées** et des recommandations [] **formulées par les coordinateurs régionaux de la sécurité** conformément à l'article 39.

Article 36

Modalités de travail

1. Les [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** élaborent des modalités de travail afin de traiter les aspects liés à la planification et les aspects opérationnels en rapport avec les [] **tâches** à exercer, en tenant compte notamment des particularités et des exigences de ces **tâches**, comme spécifié à l'annexe I. **Les coordinateurs régionaux de la sécurité élaborent aussi une procédure pour la révision de ces modalités de travail.**
2. Les [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** veillent à ce que les modalités de travail contiennent des règles relatives à la notification des parties concernées.

Article 37

Procédure de consultation

1. Les **coordinateurs régionaux de la sécurité** 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 coordinateurs régionaux de la sécurité** et des parties prenantes. Pour garantir que les questions liées à la régulation peuvent être traitées, les autorités de régulation sont associées s'il y a lieu.
2. **Si nécessaire, les coordinateurs régionaux de la sécurité peuvent consulter les États membres de la région d'exploitation du réseau et, le cas échéant, leurs forums régionaux pour des questions revêtant un intérêt politique et ne portant pas sur les activités quotidiennes des coordinateurs régionaux de la sécurité et l'exécution de leurs tâches. Les coordinateurs régionaux de la sécurité tiennent dûment compte des recommandations formulées par les États membres et, le cas échéant, par leurs forums régionaux.**

Article 38

[] Actions coordonnées et recommandations

1. Les **gestionnaires de réseau de transport d'une région d'exploitation du réseau** élaborent une procédure d'adoption **des actions coordonnées et des recommandations présentées par les coordinateurs régionaux de la sécurité conformément aux critères exposés aux paragraphes 2 à 4.**

2. Les **coordinateurs régionaux de la sécurité** énoncent des **actions coordonnées à l'intention des** gestionnaires de réseau de transport en ce qui concerne les **tâches** visées à l'article 34, paragraphe 1, points a) et b) . Les gestionnaires de réseau de transport **peuvent décider de ne pas** mettre en œuvre les **actions coordonnées** proposées par les **coordinateurs régionaux de la sécurité lorsqu'une telle mise en œuvre conduirait à une violation des limites de sécurité opérationnelle définies par chaque gestionnaire de réseau de transport conformément à** l'orientation relative à la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009 .
- 2 bis.* Si, à la suite de la révision enclenchée conformément à l'article 39, un gestionnaire de réseau de transport décide de ne pas mettre en œuvre une action coordonnée pour les raisons énoncées au paragraphe 2, il transmet sans tarder un rapport expliquant de manière transparente ses motifs au coordinateur régional de la sécurité et aux gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau . En pareil cas, le coordinateur régional de la sécurité évalue les répercussions 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 dans le cadre d'une procédure comme le prévoit le paragraphe 2.
3. Les **coordinateurs régionaux de la sécurité** adoptent des recommandations adressées aux gestionnaires de réseau de transport en ce qui concerne les **tâches** visées à l'article 34, paragraphe 1, à l'**exception des tâches visées au paragraphe 2 du présent article.**
4. **Sur proposition de l'autorité de régulation, après consultation des gestionnaires de réseau de transport et des coordinateurs régionaux de la sécurité,** les **États membres** d'une région d'exploitation du réseau peuvent décider d'un commun accord **d'octroyer aux coordinateurs régionaux de la sécurité la compétence en matière d'actions coordonnées** ou des pouvoirs de décision contraignants pour une ou plusieurs des **tâches** visées à l'article 34, paragraphe 1 .

Article 39

Révision des [] actions coordonnées et des recommandations

1. [] Les **coordinateurs régionaux de la sécurité** élaborent une procédure de révision des [] **actions coordonnées** et des recommandations **en rapport avec les tâches décrites à l'article 34.**
2. La procédure est enclenchée à la demande d'un ou de plusieurs gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau. À la suite de la révision de [] **l'action coordonnée** ou de la recommandation, les [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** [+] confirment ou modifient la mesure.
3. Lorsque la mesure faisant l'objet d'une révision est une [] **action coordonnée** conformément à l'article 38, paragraphe 2, la demande de révision ne suspend pas [] **l'action coordonnée**, hormis dans les cas où [] **la mise en œuvre d'une action coordonnée conduirait à une violation des limites de sécurité opérationnelle définies par chaque gestionnaire de réseau de transport conformément à [] l'orientation relative à la gestion du réseau adoptée sur la base de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009.**
4. Lorsque, **à la suite de** la [] révision [] de la recommandation conformément à l'article 38, paragraphe 3 [], un gestionnaire de réseau de transport décide de s'écarter de la recommandation, le gestionnaire de réseau de transport fournit une justification [] aux **coordinateurs régionaux de la sécurité** et aux autres gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau.

Article 40

Conseil d'administration des [] coordinateurs régionaux de la sécurité

1. Afin d'adopter des mesures relatives à leur gouvernance et de suivre leurs performances, les [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** mettent en place un conseil d'administration.
2. Le conseil d'administration est composé de membres représentant les gestionnaires de réseau de transport [].
3. Le conseil d'administration est chargé:
 - a) d'élaborer un projet de statuts et un projet de règlement intérieur [] **pour les coordinateurs régionaux de la sécurité**, et de les approuver;
 - b) de définir et de mettre en œuvre la structure organisationnelle;
 - c) de préparer et d'approuver le budget annuel;
 - d) de développer et d'approuver les processus [] coopératifs conformément à l'article 35.
4. Les compétences du conseil d'administration n'englobent pas celles qui ont trait aux activités quotidiennes des [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** et à l'accomplissement de leurs **tâches** [].

Article 41

Structure organisationnelle

1. **Les gestionnaires de réseau de transport établissent les modalités nécessaires pour permettre aux [] coordinateurs régionaux de la sécurité de gérer leur organisation selon une structure qui prend en charge la sécurité de leurs tâches []**.
Leur structure organisationnelle précise:
 - a) l'autorité, les tâches et les responsabilités du personnel d'encadrement;
 - b) les relations et les rapports hiérarchiques entre les différents volets et processus de l'organisation.
2. Les [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** peuvent créer des bureaux régionaux pour répondre à des particularités [] **sous-régionales** ou pour aider les coordinateurs régionaux de la sécurité dans l'exercice efficace et fiable de leurs [] **tâches**.

Article 42

Équipement et personnel

Les [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** 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**.

Article 43

Suivi et rapports

1. Les [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** 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.
2. Les [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** soumettent à l'Agence, [] aux autorités de régulation **et aux gestionnaires de réseau de transport** de la région d'exploitation du réseau les données issues de leur suivi continu au moins une fois par an.
3. Les [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** déterminent leurs coûts de manière transparente et font rapport sur ces coûts à l'Agence et aux autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau.
4. Les [] **coordinateurs régionaux de la sécurité** soumettent un rapport annuel sur leurs performances à l'ENTSO pour l'électricité, à l'Agence, aux autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau et au groupe de coordination pour l'électricité créé en vertu de l'article 1^{er} de la décision de la Commission du 15 novembre 2012¹⁶.

¹⁶ 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).

5. Les **coordinateurs régionaux de la sécurité** rendent compte des lacunes relevées dans le processus de suivi en vertu du paragraphe 1 à l'ENTSO pour l'électricité, aux autorités de régulation de la **région**, à l'Agence et aux 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 de la région peuvent proposer aux coordinateurs régionaux de la sécurité des mesures pour remédier aux lacunes.**

Article 44

Responsabilité

Dans la proposition de mise en place des coordinateurs régionaux de la sécurité conformément à l'article 32, les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau prennent les mesures nécessaires pour couvrir leur responsabilité à l'égard de l'exécution de leurs tâches. La méthode utilisée pour fournir la couverture tient compte du statut juridique **des coordinateurs régionaux de la sécurité** et du niveau de la couverture de risques disponible auprès des assureurs.

Article 45

Plan décennal de développement du réseau

1. Ce plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, visé à l'article 27, 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 12, paragraphe 1, et, le cas échéant, des aspects propres à l'Union relatifs à la planification du réseau figurant dans le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil¹⁷; 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 [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2]; et
- c) recense les lacunes en matière d'investissement, notamment en ce qui concerne les capacités transfrontalières.

Concernant le 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'Agence 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'Agence 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 le plan décennal national de développement du réseau en question est élaboré conformément à l'article 51 de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2], l'Agence recommande à l'autorité de régulation nationale compétente de modifier le plan décennal national de développement du réseau en conformité avec l'article 51, paragraphe 7, de cette directive et d'en informer la Commission.

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

Article 46

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 du réseau national de transport d'où proviennent les flux transfrontaliers et du réseau où ces flux aboutissent.
3. Les compensations sont effectuées 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 réalisées est déterminée dans les lignes directrices visées à l'article 57.

4. La Commission adopte des actes délégués conformément à l'article 63 en ce qui concerne les montants des compensations dues.
5. L'ampleur des flux transfrontaliers accueillis et celle des flux transfrontaliers considérés comme provenant des réseaux nationaux de transport et/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 47

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 une semaine et un mois à l'avance, 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. En ce qui concerne la disponibilité et l'utilisation réelle des unités 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 nationale, 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 48

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 [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2]. Dans les deux mois à compter du jour de la réception de cette notification, la Commission rend son avis à l'autorité de régulation nationale concernée quant à sa compatibilité avec l'article 52, paragraphe 2, ou l'article 53, et l'article 43 de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2].

Lorsqu'elle élabore l'avis visé au premier alinéa, la Commission peut demander à l'Agence de fournir son avis sur la décision de l'autorité de régulation nationale. 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 après avoir reçu un avis de la Commission, l'autorité de régulation nationale 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 et/ou la Commission peuvent, à n'importe quel moment de la procédure, demander à un gestionnaire de réseau de transport et/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 préservent 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 [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2], elle arrête 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 49

[] Coopération des gestionnaires de réseau de distribution

1. Les gestionnaires de réseau de distribution [] coopèrent au niveau 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. []
- 1 bis. Les gestionnaires de réseau de distribution ont le droit de s'associer par l'intermédiaire de l'établissement d'une entité européenne des gestionnaires de réseau de distribution, l'entité des GRD de l'UE, et d'en devenir membre. L'entité des GRD de l'UE est établie au plus tard le 31 décembre 2022 et accomplit les tâches et procédures prévues par le présent règlement conformément à l'article [51]. L'entité des GRD de l'UE est établie au plus tard le 31 décembre 2022 et accomplit les tâches et procédures prévues par le présent règlement conformément à l'article [51].**
- 1 ter. Les membres de l'entité des GRD de l'UE sont tenus de s'inscrire et de verser une cotisation juste et proportionnée.**

Article 50

Établissement de l'entité des GRD de l'UE []

- 0. L'entité des GRD de l'UE comprend, au moins, une assemblée générale, un conseil d'administration, un groupe consultatif stratégique, des groupes d'experts et un secrétaire général.**
1. [] **Dans les** [OP: *douze mois après l'entrée en vigueur*], les gestionnaires de réseau de distribution [] soumettent à la Commission et à l'Agence le projet de statuts de l'entité des GRD de l'UE à établir, **conformément à [l'article 50 bis], 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 de l'ENTSO pour l'électricité et d'autres parties prenantes [] ainsi que les règles financières.
- []
- []
2. Dans un délai de deux mois à compter de la réception de ces documents, et après consultation officielle des organisations représentant toutes les parties prenantes, en particulier les utilisateurs du réseau de distribution, l'Agence émet un avis à l'intention de la Commission sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur.
3. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis de l'Agence, 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'Agence prévu au paragraphe 2.
4. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception de l'avis favorable de la Commission, les gestionnaires de réseau de distribution établissent l'entité des GRD de l'UE et adoptent et publient ses statuts et son règlement intérieur.

5. Les documents visés au paragraphe 1 sont présentés à la Commission et à l'Agence en cas de modification de ceux-ci ou sur demande motivée de celles-ci. L'Agence et la Commission émettent un avis selon la procédure établie aux paragraphes 2 à 4.
6. Les coûts liés aux activités de l'entité des GRD de l'UE sont pris en charge par les gestionnaires de réseau de distribution qui sont inscrits comme membres 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 50 bis

Principales règles et procédures applicables à l'entité des GRD de l'UE pour l'électricité

1. **Les statuts de l'entité des GRD de l'UE adoptés conformément à l'article 50 garantissent les principes ci-après:**
 - a) **la participation aux travaux de l'entité des GRD de l'UE 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'UE ainsi que les lignes directrices destinées au conseil d'administration sont adoptées par l'assemblée générale;**
 - c) **les décisions de l'assemblée générale sont adoptées selon les règles suivantes:**
 - **lorsque 65% des voix attribuées aux membres de l'assemblée générale sont réunies,**
 - **chaque membre dispose d'un nombre de voix proportionnel au nombre respectif de consommateurs, et**
 - **le résultat final reçoit le soutien d'au moins 55% des membres de l'assemblée générale.**

- d) les décisions de l'assemblée générale sont bloquées conformément aux règles suivantes:-lorsque 35% des voix attribuées aux membres de l'assemblée générale sont réunies,**
- chaque membre disposant d'un nombre de voix proportionnel au nombre respectif de consommateurs,; et**
 - le résultat final reçoit le soutien d'au moins 25% des membres de l'assemblée générale.**
- 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 ses membres;**
- g) la coopération entre les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de transport visée aux articles 52 et 53 est dirigée par le conseil d'administration;**
- h) les décisions du conseil d'administration sont adoptées à la majorité simple de 15 voix;**
- i) le secrétaire général est nommé par l'assemblée générale parmi ses membres pour un mandat de quatre ans, renouvelable une fois, sur la base d'une proposition du conseil d'administration;**
- 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. En outre, un groupe d'experts par pays est établi, qui comprend exactement un représentant des GRD de chaque État membre.**

2. Les procédures adoptées par l'entité des GRD de l'UE 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:
- [] 9 sont des représentants des membres qui comptent plus de 1 million d'utilisateurs du réseau;
 - [] 9 sont des représentants des membres qui comptent plus de 100 000 et moins de 1 million d'utilisateurs du réseau; et
 - [] 9 sont des représentants des membres qui comptent moins de 100 000 utilisateurs du réseau;
- a bis) les représentants d'associations de GRD existantes peuvent participer en tant qu'observateurs aux réunions du conseil d'administration;
- b) 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;
- c) 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 le 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 51

Tâches de l'entité des GRD de l'UE pour l'électricité

1. Les tâches de l'entité des GRD de l'UE sont les suivantes:

(l'ordre des points a changé)

- a) *(ancien 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 de distribution** conformément à l'article 55.
- b) *((ancien a) []* **promotion** de l'exploitation de la planification des [] réseaux de distribution **en coopération avec l'exploitation et la planification des réseaux de transport;**
- c) *(ancien b)* **facilitation de** l'intégration des sources d'énergie renouvelables, de la production distribuée et des autres moyens fournis par le réseau de distribution, comme le stockage de l'énergie;
- d) *(ancien c) []* **facilitation [] de la flexibilité et de la participation active de la demande et accès aux marchés des utilisateurs du réseau de distribution;**
- e) *(ancien b)* **contribution à la** numérisation des réseaux de distribution ainsi que déploiement de réseaux intelligents et de systèmes intelligents de mesure;
- f) *(ancien e)* **soutien au développement** de la gestion des données, de la cybersécurité et de la protection des données **en coopération avec les autorités compétentes et les entités réglementées.**

2. De plus, l'entité des GRD de l'UE:
- a) coopère avec l'ENTSO pour l'électricité [] pour ce qui est de veiller à la mise en œuvre des codes de réseau et lignes directrices qui ont une incidence sur l'exploitation et la planification des réseaux de distribution et l'exploitation coordonnée des réseaux de transport et de distribution, et qui sont adoptés en vertu du présent règlement;
 - b) coopère avec l'ENTSO pour l'électricité [] et adopte les meilleures pratiques concernant l'exploitation et la planification coordonnées des réseaux de transport et de distribution, y compris des questions comme l'échange de données entre gestionnaires et la coordination des ressources énergétiques décentralisées;
- []
- d) adopte un programme de travail annuel et un rapport annuel;
 - e) fonctionne dans le respect absolu des règles de concurrence **et garantit la neutralité.**

Article 52

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

1. Lors de la préparation d'éventuels codes de réseau conformément à l'article 55, l'entité des GRD de l'UE réalise une large consultation, à un stade précoce et d'une manière ouverte et transparente, impliquant toutes les parties prenantes et, en particulier, les organisations qui les représentent, conformément aux règles de procédure visées à l'article 50. 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, [] 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 mentionnées au paragraphe 1 sont rendus publics.
3. L'entité des GRD de l'UE prend en compte les opinions exprimées lors des consultations. Avant d'adopter les propositions de codes de réseau visées à l'article 55, l'entité des GRD de l'UE indique comment les observations recueillies lors de la consultation ont été prises en compte. Le cas échéant, elle explique pourquoi certaines de ces observations n'ont pas été prises en compte.

Article 53

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 transport et de réseau de distribution 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 transport et de réseau de distribution coopèrent **ensemble** afin d'obtenir un accès coordonné aux moyens, comme la production distribuée, le stockage de l'énergie ou la participation active de la demande, qui peuvent permettre de répondre à des besoins particuliers du réseau de distribution et du réseau de transport.

Chapitre VII

Codes de réseau et lignes directrices

Article 54

Adoption de codes de réseau et de lignes directrices

1. La Commission peut, sous réserve des habilitations prévues aux articles 55 et 57, adopter des actes [] **d'exécution**. Ces actes [] **d'exécution** peuvent être adoptés soit comme des codes de réseau sur la base des propositions de textes élaborées par l'ENTSO pour l'électricité ou, s'il en est décidé ainsi d'après la liste des priorités visée à l'article 55, paragraphe 2, par l'entité des GRD de l'UE, **le cas échéant en coopération mutuelle avec l'ENTSO pour l'électricité**, et l'Agence selon la procédure visée à l'article 55, soit comme des lignes directrices selon la procédure visée à l'article 57.

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, le cas échéant, des particularités régionales;

- c) n'excèdent pas ce qui est nécessaire à cet effet; 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 55

Établissement de codes de réseau

1. La Commission est habilitée à adopter des [] **actes d'exécution** conformément à l'article [] **62, paragraphe 2 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, y compris **les 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 de raccordement au réseau, y compris **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 utilisés 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;**

- c) règles concernant l'accès des tiers;
- d) règles en matière d'échange des données et de règlement;
- e) règles relatives à l'interopérabilité;
- f) procédures opérationnelles 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;**
- g) règles d'attribution des capacités et de gestion de la congestion [], **y compris les méthodologies 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 du revenu de 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 la capacité et de la gestion de la congestion;**
- h) règles relatives aux échanges liés à la fourniture technique et opérationnelle de services d'accès au réseau et d'ajustement du 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 standard et spécifiques, la procédure d'acquisition de services d'équilibrage, l'allocation de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacité 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;**
- i) règles de transparence;
- j) règles en matière d'ajustement, y compris en matière de puissance de réserve liée au réseau, **y compris 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;**

- k) règles concernant des structures tarifaires de transport [] harmonisées, [**visées à l'article 16**] [] y compris les signaux de localisation et les mécanismes de compensation entre gestionnaires de réseau de transport; règles en matière d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité;
- m) règles concernant la fourniture non discriminatoire et transparente de services auxiliaires non liés à la fréquence, y compris 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**;

[]

- o) **règles sectorielles concernant les aspects liés à la [] cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité, [] les exigences minimales communes, la planification, la surveillance, les rapports et la gestion de crise;**

[]

2. Après avoir consulté l'Agence, l'ENTSO pour l'électricité, **l'entité des GRD de l'UE** et les autres parties prenantes concernées, la Commission établit, tous les trois ans, une liste des priorités, qui recense les domaines visés au paragraphe 1, 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 transport, la Commission peut demander à l'entité des GRD de l'UE, [] **en coopération avec** [] l'ENTSO pour l'électricité, de convoquer un comité de rédaction et de soumettre à l'Agence une proposition de code de réseau.

3. La Commission invite l'Agence à lui soumettre, dans un délai raisonnable ne dépassant pas six mois, une ligne directrice-cadre non contraignante ("ligne directrice-cadre") fixant des principes clairs et objectifs pour l'élaboration des codes de réseau liés aux domaines recensés dans la liste des priorités. 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. La Commission peut proroger le délai précité sur demande motivée de l'Agence.
4. L'Agence consulte officiellement l'ENTSO pour l'électricité, l'entité des GRD de l'UE 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.
5. L'Agence, lorsqu'elle y est invitée en vertu du paragraphe 3, soumet une ligne directrice-cadre non contraignante à la Commission. L'Agence, lorsqu'elle y est invitée en vertu du paragraphe 6, réexamine la ligne directrice-cadre non contraignante et la soumet à nouveau à la Commission.
6. 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'Agence de réexaminer cette ligne directrice dans un délai raisonnable et de la lui soumettre à nouveau.
7. Si l'Agence 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 des paragraphes 3 ou 6, la Commission élabore la ligne directrice-cadre en question.
8. La Commission invite l'ENTSO pour l'électricité ou, s'il en est décidé ainsi d'après la liste des priorités visée au paragraphe 2, l'entité des GRD de l'UE, [] **en coopération avec l'ENTSO pour l'électricité**, à présenter à l'Agence une proposition de code de réseau conforme à la ligne directrice-cadre pertinente dans un délai raisonnable ne dépassant pas douze mois.

9. L'ENTSO pour l'électricité ou, s'il en est décidé ainsi d'après la liste des priorités visée au paragraphe 2, l'entité des GRD de l'UE 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'ENTSO pour l'électricité, de l'Agence, **le cas échéant** de l'entité des GRD de l'UE, le cas échéant d'opérateurs désignés du marché de l'électricité et d'un nombre limité d'acteurs principalement concernés. L'ENTSO pour l'électricité ou, s'il en est décidé ainsi d'après la liste des priorités visée au paragraphe 2, l'entité des GRD de l'UE, **en coopération avec l'ENTSO pour l'électricité**, élabore des propositions de codes de réseau dans les domaines visés au paragraphe 1, à la demande de la Commission, conformément au paragraphe 8.
10. L'Agence révisé le code de réseau, veille à ce qu'il soit conforme à 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 date de réception de la proposition. Dans la proposition soumise à la Commission, l'Agence prend en compte les opinions exprimées par toutes les parties concernées lors de la rédaction de la proposition dirigée par l'ENTSO pour l'électricité ou l'entité des GRD de l'UE et consulte officiellement les parties prenantes concernant la version de la proposition à soumettre à la Commission.
11. Lorsque l'ENTSO pour l'électricité ou l'entité des GRD de l'UE n'ont pas établi un code de réseau dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 8, cette dernière peut inviter l'Agence à préparer un projet de code de réseau sur la base de la ligne directrice-cadre pertinente. L'Agence 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.

12. La Commission peut adopter, de sa propre initiative, lorsque l'ENTSO pour l'électricité ou l'entité des GRD de l'UE n'ont pas élaboré un code de réseau ou lorsque l'Agence n'a pas élaboré un projet de code de réseau tel que visé au paragraphe 11 du présent article, ou sur recommandation de l'Agence conformément au paragraphe 10 du présent article, un ou plusieurs codes de réseau dans les domaines visés au paragraphe 1.
13. Lorsque la Commission propose, de sa propre initiative, d'adopter un code de réseau, elle consulte l'Agence, l'ENTSO pour l'électricité et les autres parties prenantes concernées au sujet d'un projet de code de réseau pendant une période de deux mois au moins.
14. 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 57. Il s'applique sans préjudice de la possibilité, pour l'ENTSO pour l'électricité, d'élaborer une indication non contraignante dans les domaines visés au paragraphe 1 si cela ne concerne pas des domaines couverts par une demande qui lui a été présentée par la Commission. Cette indication est soumise à l'Agence pour avis. L'ENTSO pour l'électricité tient dûment compte de cet avis.

Article 56

Modification de codes de réseau

1. **Jusqu'au 31 décembre 2025**, la Commission est habilitée à adopter des [] **actes d'exécution** conformément à l'article [] **62, paragraphe 2**, en ce qui concerne la modification de codes de réseau **dans les domaines énumérés à l'article 55, paragraphe 1, et** selon la procédure visée à l'article 55. []

2. Les projets de modification d'un code de réseau adopté en application de l'article 55 peuvent être proposés à l'Agence par des personnes susceptibles d'être intéressées par ce code de réseau, notamment l'ENTSO pour l'électricité, l'entité des GRD de l'UE, les **autorités de régulation** et les gestionnaires de réseau **de distribution** et de transport, les utilisateurs du réseau et les consommateurs. L'Agence peut également proposer des amendements de sa propre initiative [].
3. L'Agence peut soumettre à la Commission des propositions motivées de modifications [] expliquant en quoi elles sont compatibles avec les objectifs des codes de réseau visés à l'article 55, paragraphe 2. Lorsqu'elle estime qu'une proposition d'amendement est recevable et lorsqu'il s'agit d'amendements de sa propre initiative, l'Agence consulte toutes les parties intéressées, conformément à l'article 15 de la [proposition de refonte du règlement (CE) n° 713/2009, COM(2016) 863/2].
4. **Jusqu'au 31 décembre 2025**, la Commission est habilitée à adopter, en tenant compte des propositions de l'Agence, des modifications concernant tout code de réseau adopté en application de l'article 55 , sous la forme d'**actes d'exécution** [], en conformité avec l'article [] **62, paragraphe 2**.

[]

Article 57

Lignes directrices

1. **Jusqu'au 31 décembre 2025**, la Commission peut adopter des lignes directrices contraignantes dans les domaines énumérés ci-après. **Lesdites lignes directrices sont adoptées sous la forme d'actes d'exécution conformément à la procédure d'examen visée à l'article 62, paragraphe 2**.
2. **Jusqu'au 31 décembre 2025**, la Commission peut adopter [] des **actes d'exécution** comme ligne directrice dans les domaines où de tels actes pourraient aussi être établis selon la procédure de code de réseau conformément à l'article 55, paragraphe 1.

3. Des lignes directrices relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport peuvent être adoptées. Elles énoncent, dans le respect des principes définis aux articles 46 et 16:
- 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 du réseau national de transport d'où proviennent les flux transfrontaliers et du réseau où ces flux aboutissent, conformément à l'article 46, 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 46, 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 46, 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 et/ou y aboutissant, conformément à l'article 46, 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 46, paragraphe 6;
 - e) les détails du traitement, dans le cadre du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport, des flux d'électricité provenant de pays situés en dehors de l'Espace économique européen ou y aboutissant; et
 - f) la participation des réseaux nationaux qui sont interconnectés par les lignes de courant continu, conformément à l'article 46.

4. Les lignes directrices peuvent aussi déterminer les règles applicables relativement aux redevances appliquées aux producteurs , au stockage de l'énergie et aux clients (charge) en vertu des systèmes tarifaires [] de transport nationaux [], y compris la prise en compte du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport dans les redevances d'utilisation des réseaux nationaux et la fourniture de signaux de localisation appropriés et efficaces, conformément aux principes établis à l'article 16.

Les lignes directrices peuvent prévoir des signaux de localisation harmonisés, appropriés et efficaces au niveau de l'Union .

Aucune de ces harmonisations n'empêche les États membres d'appliquer des mécanismes visant à ce que les redevances d'accès aux réseaux payées par les clients (charge) soient comparables sur l'ensemble de leur territoire.

5. Le cas échéant, des lignes directrices visant à assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour atteindre l'objectif du présent règlement peuvent préciser aussi:

- a) les détails des règles pour les échanges d'électricité;
- 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.

6. La Commission peut adopter des lignes directrices relatives à la mise en œuvre de 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 55 du présent règlement et se fondent sur les précisions adoptées et l'avis de l'Agence visé à l'article 27, paragraphe 1, point g), du présent règlement. Lors de l'adoption desdites lignes directrices , la Commission prend en compte les différences dans les exigences d'exploitation régionales et nationales.

[Lesdites lignes directrices sont adoptées conformément à la procédure d'examen visée à l'article 62, paragraphe 2.]

7. Lorsqu'elle adopte ou modifie les lignes directrices, la Commission consulte l'Agence, l'ENTSO pour l'électricité, **l'entité des GRD de l'UE** et les autres parties prenantes concernées.

Article 58

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 précises que celles qui figurent dans le présent règlement, dans les lignes directrices visées à l'article 57 ou dans les codes de réseau visés à l'article 55, pourvu que ces mesures ne **soient pas contraires à []** la législation de l'Union .

Article 58 bis

Au plus tard le 31 décembre 2023, la Commission évalue les actes d'exécution existants contenant des codes de réseau et des lignes directrices afin de déterminer lesquels de ces éléments pourraient utilement être inscrits 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 55 et 57 pourraient être revues. La Commission soumet un rapport détaillé de son évaluation au Parlement européen et au Conseil. Ledit rapport est assorti, le cas échéant, de propositions législatives faisant suite à l'évaluation de la Commission.

Chapitre VIII

Dispositions finales

Article 59

Nouvelles interconnexions

1. Les nouvelles interconnexions en courant continu peuvent, sur demande, bénéficier, pendant une durée limitée, d'une dérogation à l'article 17, paragraphe 2, du présent règlement, ainsi qu'aux articles 6 et 43, à l'article 59, paragraphe 6, et à l'article 60, paragraphe 1, de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2] dans les conditions suivantes:
 - a) l'investissement doit accroître 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 doit être 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 sera 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 Conseil¹⁸, 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 de distribution reliés par cette interconnexion; et

¹⁸ 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).

- f) la dérogation ne doit pas 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.
4. La décision relative à la dérogation au titre des 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 importante.

Dans un délai de deux mois à compter de la date à laquelle la demande de dérogation a été reçue par la dernière des autorités de régulation concernées, l'Agence peut soumettre un avis consultatif à ces autorités de régulation, sur lequel elles pourraient fonder leur décision.

Pour décider de l'octroi d'une dérogation, il convient d'examiner, 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, il est tenu 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'attribution des capacités. Les 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'attribution des capacités 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, elles informent l'Agence de cette décision.

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

5. La décision visée au paragraphe 4 est prise par l'Agence:
 - a) si toutes 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 dérogation a été demandée à la dernière de ces autorités; ou
 - b) à la demande conjointe des autorités de régulation concernées.

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

6. Nonobstant les paragraphes 4 et 5, les États membres peuvent prévoir que les autorités de régulation ou l'Agence, selon les cas, soumettent à l'instance compétente de l'État membre, en vue d'une décision formelle, son 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 délai, pour information, à l'Agence et à la Commission. Les autorités de régulation concernées ou l'Agence (instances émettrices) notifient sans délai à la Commission la décision ainsi que toutes les informations utiles s'y référant. 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 la réception d'une notification au titre du paragraphe 7, la Commission peut arrêter une décision exigeant que les instances émettrices modifient ou révoquent la décision d'accorder une dérogation. Ce délai de 50 jours ouvrables peut être prolongé d'une période supplémentaire de 50 jours ouvrables si la Commission sollicite un complément d'informations. Ce délai supplémentaire court à compter du jour suivant celui de la réception du complément d'informations. 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, la notification est réputée avoir été retirée, à moins que, avant l'expiration du délai, ce dernier soit prorogé 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 et en informent la Commission.

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

La décision de la Commission d'approuver une dérogation devient caduque deux ans après son adoption si la construction de l'interconnexion n'a pas encore commencé dans ce délai, et cinq ans après 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 en vertu du paragraphe 1, elles notifient sans délai à la Commission la décision ainsi que toutes les informations utiles s'y référant. Les paragraphes 1 à 8 s'appliquent à cette décision notifiée, compte tenu des particularités de la dérogation existante.

10. La Commission peut, sur demande ou de sa propre initiative, rouvrir la procédure 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 63, concernant l'adoption de lignes directrices pour l'application des conditions visées au paragraphe 1 du présent article et à définir la procédure à suivre pour l'application des paragraphes 4, 7, 8, 9 et 10 du présent article.

Article 59 bis

Dérogations

- 1. Les États membres peuvent demander à bénéficier de dérogations aux dispositions pertinentes de l'article 3, de l'article 5, de l'article 6, paragraphe 1, de l'article 7, paragraphes 1 et 4, des articles 8 à 10, 13 à 15, 17 à 22, de l'article 23, paragraphes 1, 2, 4, 5 et 5 bis, de l'article 24, des articles 32 à 44 et de l'article 48 dans les cas suivants:**
- a) l'État membre peut démontrer l'existence de problèmes importants pour l'exploitation de ses petits réseaux isolés et connectés. Dans ce cas, la dérogation est limitée dans le temps et soumise à des conditions visant à renforcer la concurrence et l'intégration sur le marché intérieur.**
 - b) pour les régions ultrapériphériques au sens de l'article 349 du TFUE qui ne peuvent pas être interconnectées au marché européen de l'énergie pour des raisons physiques évidentes. Dans ce cas, la dérogation n'est pas limitée dans le temps.**

Dans ces deux cas, la dérogation est soumise à des conditions visant à s'assurer que la dérogation ne fait pas obstacle à la transition vers les énergies renouvelables.

Lorsqu'elle accorde une dérogation, la Commission considère dans sa décision dans quelle mesure les dérogations doivent tenir compte de l'application des codes de réseau et des lignes directrices.

Si une dérogation est accordée, la Commission informe les États membres de ces demandes avant de prendre une décision, dans le respect de la confidentialité.

2. L'article 3, l'article 4, l'article 5, l'article 6, paragraphe 1, paragraphe 2, points c) et h), les articles 7 à 10, 12 à 15, 17 à 22, l'article 23, paragraphes 1, 2, 5 et 5 bis, l'article 23, paragraphe 4, point b), l'article 24, l'article 31, paragraphes 2 et 3, les articles 32 à 44, l'article 46 et l'article 48 ne s'appliquent pas à Chypre tant que son réseau de transport n'est pas raccordé aux réseaux de transport des autres États membres par des interconnexions.

Si le réseau de transport de Chypre n'est pas raccordé aux réseaux de transport des autres États membres par des 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 respectives risque de causer des problèmes importants pour l'exploitation du réseau d'électricité à Chypre ou si leur application à Chypre devrait être bénéfique pour le fonctionnement du marché. Sur la base de cette évaluation, la Commission publie une décision motivée sur la prorogation totale ou partielle de [] la dérogation, qui est publiée au Journal officiel de l'Union européenne.

3. Les dispositions du règlement n'ont aucune incidence sur l'application des dérogations conformément à la [directive sur l'électricité].

Article 60

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 des dispositions du présent règlement .

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

2. Si l'État membre ou l'autorité de régulation concerné(e) ne fournit pas les informations visées au paragraphe 1 dans le délai fixé conformément au paragraphe 1, la Commission peut demander toutes les informations nécessaires aux fins de l'application des dispositions 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 juridique 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 61, paragraphe 2, au cas où un renseignement inexact, incomplet ou trompeur serait fourni. La Commission fixe un délai raisonnable en tenant compte de la complexité des informations demandées et de l'urgence d'en disposer.

4. Sont tenus de fournir les informations demandées les propriétaires des entreprises ou leurs représentants et, dans le cas de personnes morales, les personnes autorisées à les représenter selon la loi ou l'acte constitutif. Si des avocats dûment autorisés à agir transmettent 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 les demander par voie de décision. 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 61, paragraphe 2. Elle indique également le recours 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 des dispositions du présent règlement .

La Commission ne divulgue pas les informations, de nature à être couvertes par le secret professionnel, qui sont obtenues au titre du présent règlement.

Article 61

Sanctions

1. Sans préjudice du paragraphe 2, les États membres déterminent le régime des sanctions applicables en cas de violation des dispositions du présent règlement, des codes de réseau adoptés conformément à l'article 55 et des lignes directrices adoptées conformément à l'article 57 et prennent toutes les mesures nécessaires pour assurer l'application desdites dispositions. Les sanctions prévues doivent être effectives, proportionnées et dissuasives.
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, elles fournissent des informations inexactes, incomplètes ou trompeuses en réponse à une demande faite en application de l'article 60, paragraphe 3, ou ne fournissent pas les informations dans le délai fixé par une décision prise en application de l'article 60, paragraphe 5, premier alinéa. En fixant le montant de l'amende, la Commission tient compte de la gravité du non-respect des exigences prévues au premier alinéa.
3. Les sanctions établies conformément au paragraphe 1 et les décisions prises en application du paragraphe 2 ne sont pas de nature pénale.

Article 62

Procédure de comité

1. La Commission est assistée par le comité institué par l'article 68 de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2].

2. Dans le cas où il est fait référence au présent paragraphe, l'article 5 du règlement (UE) n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil¹⁹ s'applique.

Article 63

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 les actes délégués visés à [] l'article 46, paragraphe 4, [] et à l'article 59, paragraphe 11, est conféré à la Commission pour une durée indéterminée à compter du [OP: *veuillez indiquer la date d'entrée en vigueur*].
3. La délégation de pouvoir visée à [] l'article 46, paragraphe 4, [] et à l'article 59, 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 sa publication 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 **le comité pour les échanges frontaliers d'électricité** et les experts désignés par chaque État membre, conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel "Mieux légiférer" du 13 avril 2016.

¹⁹ 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).

5. Dès qu'elle adopte un acte délégué, la Commission le notifie simultanément au Parlement européen et au Conseil.
6. Un acte délégué adopté en vertu de [] de l'article 46, paragraphe 4, [] et de l'article 59, paragraphe 11, n'entre en vigueur que si aucune objection n'a été formulée par le Parlement européen ou le Conseil dans un délai de deux mois à compter de la notification de l'acte au Parlement européen et au Conseil ou si, avant expiration de ce délai, le Parlement européen et le Conseil ont tous deux informé la Commission de leur intention de ne pas formuler d'objection. Ce délai est prolongé de deux mois à l'initiative du Parlement européen ou du Conseil.

Article 64

Abrogation

1. 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 II.

1 bis. Tout acte d'exécution adopté sur la base du règlement (CE) n° 714/2009 continue à s'appliquer au-delà de la date d'abrogation du règlement (CE) n° 714/2009 jusqu'à ce qu'il soit abrogé.

Article 65

Entrée en vigueur

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

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

Les articles 13 et 58 bis du présent règlement s'appliquent à compter du jour d'entrée en vigueur du présent règlement.

Aux fins de la mise en œuvre de l'article 13, l'article 14 s'applique à compter du jour d'entrée en vigueur du présent règlement.

Aux fins du réexamen du présent règlement au plus tard à la fin de 2030, la Commission présente, le cas échéant, une proposition.

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

Fait à Bruxelles, le

Par le Parlement européen

Le président

Par le Conseil

Le président
