



Sommaire

II Actes non législatifs

RÈGLEMENTS

- ★ Règlement délégué (UE) 2017/2194 de la Commission du 14 août 2017 complétant le règlement (UE) n° 600/2014 du Parlement européen et du Conseil concernant les marchés d'instruments financiers en ce qui concerne les paquets d'ordres ⁽¹⁾ 1
- ★ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique ⁽¹⁾ 6
- ★ Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique ⁽¹⁾ 54
- ★ Règlement d'exécution (UE) 2017/2197 de la Commission du 27 novembre 2017 relatif au remboursement, conformément à l'article 26, paragraphe 5, du règlement (UE) n° 1306/2013 du Parlement européen et du Conseil, des crédits reportés de l'exercice 2017 86

DÉCISIONS

- ★ Décision d'exécution (UE) 2017/2198 de la Commission du 27 novembre 2017 concernant certaines mesures provisoires de protection contre la peste porcine africaine en Pologne [notifiée sous le numéro C(2017) 8039] ⁽¹⁾ 89
- ★ Décision (UE) 2017/2199 de la Banque centrale européenne du 20 novembre 2017 modifiant la décision BCE/2014/40 relative à la mise en œuvre du troisième programme d'achat d'obligations sécurisées (BCE/2017/37) 92

⁽¹⁾ Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE.

II

(Actes non législatifs)

RÈGLEMENTS

RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2017/2194 DE LA COMMISSION

du 14 août 2017

complétant le règlement (UE) n° 600/2014 du Parlement européen et du Conseil concernant les marchés d'instruments financiers en ce qui concerne les paquets d'ordres

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

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu le règlement (UE) n° 600/2014 du Parlement européen et du Conseil du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant le règlement (UE) n° 648/2012 ⁽¹⁾, et notamment son article 9, paragraphe 6,

considérant ce qui suit:

- (1) Les paquets d'ordres sont courants dans toutes les catégories d'actifs et peuvent comprendre un grand nombre d'éléments différents appartenant à une seule et même catégorie d'actifs ou appartenant à différentes catégories d'actifs. Les paquets d'ordres peuvent donc comprendre un nombre illimité de combinaisons d'éléments. Il convient donc d'adopter une approche globale qui établit des critères qualitatifs pour déterminer quels paquets d'ordres devraient être considérés comme normalisés et fréquemment négociés et donc, dans leur intégralité, comme ayant un marché liquide. Afin de tenir compte des caractéristiques des différents types de paquets d'ordres, ces critères qualitatifs devraient comprendre, d'une part, des critères généraux applicables à l'ensemble des catégories d'actifs et, d'autre part, des critères spécifiques pour chaque catégorie d'actifs d'un paquet d'ordres.
- (2) Pour qu'une catégorie de dérivés soit soumise à l'obligation de négociation au titre du règlement (UE) n° 600/2014, il faut que les dérivés appartenant à cette catégorie soient normalisés et suffisamment liquides. Il y a donc lieu de considérer qu'il existe un marché liquide pour un paquet d'ordres dans son intégralité lorsque tous les éléments de ce paquet d'ordres appartiennent à la même catégorie d'actifs et sont soumis à l'obligation de négociation. Toutefois, les paquets d'ordres dont tous les éléments dépassent une certaine taille ou qui comprennent un grand nombre d'éléments ne sont pas considérés comme suffisamment normalisés ou liquides. Il est dès lors opportun de préciser qu'un paquet d'ordres dont tous les éléments sont soumis à l'obligation de négociation devrait être considéré comme ayant un marché liquide lorsqu'il n'est pas constitué de plus de quatre éléments ou lorsque ses éléments ne sont pas tous d'une taille élevée par rapport à la taille normale de marché.
- (3) La possibilité de négocier des instruments financiers sur une plate-forme de négociation démontre que ces instruments sont normalisés et relativement liquides. Il y a donc lieu de considérer que, lorsque tous les éléments d'un paquet d'ordres sont disponibles à la négociation sur une plate-forme de négociation, ce paquet d'ordres, dans son intégralité, a potentiellement un marché liquide. Un paquet d'ordres devrait être considéré comme disponible à la négociation lorsqu'une plate-forme de négociation le propose à la négociation à ses membres, participants ou clients.
- (4) Alors qu'il est possible de négocier des paquets d'ordres comprenant un grand nombre d'éléments différents, la liquidité se concentre dans ceux constitués exclusivement d'éléments appartenant à la même catégorie d'actifs, tels

⁽¹⁾ JOL 173 du 12.6.2014, p. 84.

que les dérivés de taux d'intérêt, les dérivés sur actions, les dérivés de crédit ou les dérivés sur matières premières. Par conséquent, les paquets d'ordres composés uniquement de dérivés appartenant à une seule de ces catégories d'actifs devraient pouvoir être considérés comme ayant un marché liquide, alors que ceux composés de dérivés appartenant à plusieurs de ces catégories d'actifs ne sont pas souvent négociés et, partant, n'ont pas de marché liquide. En outre, les paquets d'ordres qui comprennent des éléments appartenant à des catégories d'actifs autres que les dérivés de taux d'intérêt, les dérivés sur actions, les dérivés de crédit ou les dérivés sur matières premières ne sont pas suffisamment normalisés et, par conséquent, ne sont pas considérés comme ayant un marché liquide.

- (5) Il est donc nécessaire de définir une méthodologie pour déterminer s'il existe un marché liquide pour un paquet d'ordres dans son intégralité, y compris lorsqu'un ou plusieurs des éléments de ce paquet d'ordres ne sont pas considérés comme ayant un marché liquide, ou sont d'une taille élevée par rapport à la taille normale de marché. Toutefois, un paquet d'ordres dont aucun des éléments n'a de marché liquide, dont tous les éléments sont d'une taille élevée par rapport à la taille normale de marché ou qui combine des éléments n'ayant pas de marché liquide et des éléments de taille élevée par rapport à la taille normale de marché n'est pas considéré comme normalisé ou fréquemment négocié et devrait dès lors être considéré comme un paquet d'ordres qui, dans son intégralité, n'a pas de marché liquide.
- (6) En ce qui concerne les paquets d'ordres constitués de swaps de taux d'intérêt, la plupart des opérations sont concentrées dans ceux dont les éléments ont certaines durées de vie (*tenor*) de référence. Seuls ces paquets d'ordres doivent dès lors être considérés comme liquides dans leur intégralité. Afin de tenir compte des caractéristiques des différents types de swaps de taux d'intérêt, il importe de distinguer les contrats qui débutent immédiatement après l'exécution de l'opération de ceux qui débutent à une date future prédéterminée. La durée de vie (*tenor*) d'un contrat devrait être calculée en fonction de la date à laquelle les obligations prévues au contrat prennent effet, c'est-à-dire la date de prise d'effet. Toutefois, pour tenir compte du profil de liquidité de ces contrats et pour éviter le contournement des règles, il convient de ne pas interpréter ces durées de manière trop stricte, mais plutôt en tant qu'intervalles ciblés autour d'une durée de référence.
- (7) De nombreux acteurs du marché négocient des paquets d'ordres composés de deux contrats ayant chacun une date d'expiration différente. En particulier, les reconductions de position (*roll forwards*) sont très normalisées et fréquemment négociées. Ces paquets d'ordres sont utilisés pour remplacer une position sur un contrat qui est près d'expirer par une position sur un contrat expirant à la date d'échéance suivante, ce qui permet aux acteurs du marché de conserver une position d'investissement au-delà de la date initiale d'expiration d'un contrat. Il y a donc lieu de considérer qu'il existe un marché liquide pour ces paquets d'ordres dans leur intégralité.
- (8) Par souci de cohérence et afin d'assurer le bon fonctionnement des marchés financiers, il est nécessaire que les dispositions du présent règlement et celles du règlement (UE) n° 600/2014 s'appliquent à partir de la même date.
- (9) Le présent règlement se fonde sur le projet de normes techniques de réglementation soumis à la Commission par l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF).
- (10) L'AEMF a procédé à des consultations publiques ouvertes sur les projets de normes techniques de réglementation sur lesquels se fonde le présent règlement, analysé les coûts et avantages potentiels qu'ils impliquent et sollicité l'avis du groupe des parties intéressées au secteur financier institué en application de l'article 37 du règlement (UE) n° 1095/2010 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾,

A ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

Article premier

Paquets d'ordres pour lesquels, dans leur intégralité, il existe un marché liquide

Il existe un marché liquide pour un paquet d'ordres dans son intégralité lorsque l'une des conditions suivantes est remplie:

- a) le paquet d'ordres ne se compose pas de plus de quatre éléments appartenant à des catégories d'instruments dérivés ayant été déclarées soumises à l'obligation de négociation selon la procédure prévue à l'article 32 du règlement (UE) n° 600/2014, à moins que l'une des conditions suivantes ne soit remplie:
 - i) tous les éléments du paquet d'ordres ont une taille élevée par rapport à la taille normale de marché;

⁽¹⁾ Règlement (UE) n° 1095/2010 du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 instituant une Autorité européenne de surveillance (Autorité européenne des marchés financiers), modifiant la décision n° 716/2009/CE et abrogeant la décision 2009/77/CE de la Commission (JO L 331 du 15.12.2010, p. 84).

- ii) les éléments du paquet d'ordres n'appartiennent pas exclusivement à l'une des catégories d'actifs visées à l'annexe III du règlement délégué (UE) 2017/583 de la Commission ⁽¹⁾;
- b) le paquet d'ordres remplit l'ensemble des conditions suivantes:
 - i) tous les éléments du paquet d'ordres sont disponibles à la négociation sur la même plate-forme de négociation;
 - ii) tous les éléments du paquet d'ordres sont soumis à l'obligation de compensation conformément à l'article 5 du règlement (UE) n° 648/2012 du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁾ ou à l'obligation de compensation conformément à l'article 29, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 600/2014;
 - iii) au moins un des éléments du paquet d'ordres a un marché liquide ou n'a pas une taille élevée par rapport à la taille normale de marché;
 - iv) le paquet d'ordres remplit les critères applicables à la catégorie d'actifs concernée qui sont définis à l'article 2, 3, 4 ou 5.

Article 2

Critères spécifiques à la catégorie d'actifs pour les paquets d'ordres constitués exclusivement de dérivés de taux d'intérêt

Les critères spécifiques à la catégorie d'actifs visés à l'article 1^{er}, point b) iv), pour les paquets d'ordres constitués exclusivement de dérivés de taux d'intérêt tels que visés à l'annexe III, section 5, du règlement délégué (UE) 2017/583 sont les suivants:

- a) le paquet d'ordres ne comporte pas plus de trois éléments;
- b) tous les éléments du paquet d'ordres appartiennent à la même sous-catégorie d'actifs telle que visée à l'annexe III, section 5, du règlement délégué (UE) 2017/583;
- c) tous les éléments du paquet d'ordres sont libellés dans la même devise du notionnel, qui est soit l'euro, soit le dollar des États-Unis, soit la livre sterling;
- d) lorsque le paquet d'ordres est constitué de swaps de taux d'intérêt, les éléments de ce paquet d'ordres ont une durée de vie (*tenor*) de 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 20 ou 30 ans;
- e) lorsqu'un paquet d'ordres a pour éléments des futures (contrats à terme standardisés) sur taux d'intérêt, ces éléments sont:
 - i) soit des contrats d'une maturité ne dépassant pas 6 mois pour les futures sur taux d'intérêt basés sur des taux d'intérêt à 3 mois;
 - ii) soit des contrats dont la date d'expiration est proche de la date actuelle pour les futures sur taux d'intérêt basés sur des taux d'intérêt à 2, 5 et 10 ans;
- f) lorsqu'un paquet d'ordres est constitué de contrats future sur obligation, le paquet d'ordres remplace une position sur un contrat près d'expirer par une position sur un contrat ayant le même sous-jacent qui expire à la prochaine date d'échéance.

Aux fins du point d), un élément d'un paquet d'ordres est réputé avoir une durée de vie (*tenor*) de 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 20 ou 30 ans lorsque le laps de temps entre la date de prise d'effet du contrat et la date de fin du contrat correspond à l'une des périodes de temps visées au point d) plus ou moins cinq jours.

Article 3

Critères spécifiques à la catégorie d'actifs pour les paquets d'ordres constitués exclusivement de dérivés sur actions

Les critères spécifiques à la catégorie d'actifs visés à l'article 1^{er}, point b) iv), pour les paquets d'ordres constitués exclusivement de dérivés sur actions tels que visés à l'annexe III, section 6, du règlement délégué (UE) 2017/583 sont les suivants:

- a) le paquet d'ordres ne comporte pas plus de deux éléments;
- b) tous les éléments du paquet d'ordres appartiennent à la même sous-catégorie d'actifs telle que visée à l'annexe III, section 6, du règlement délégué (UE) 2017/583;

⁽¹⁾ Règlement délégué (UE) 2017/583 de la Commission du 14 juillet 2016 complétant le règlement (UE) n° 600/2014 du Parlement européen et du Conseil concernant les marchés d'instruments financiers par des normes techniques de réglementation relatives aux obligations de transparence applicables aux plates-formes de négociation et aux entreprises d'investissement pour les obligations, produits financiers structurés, quotas d'émission et instruments dérivés (JO L 87 du 31.3.2017, p. 229).

⁽²⁾ Règlement (UE) n° 648/2012 du Parlement européen et du Conseil du 4 juillet 2012 sur les produits dérivés de gré à gré, les contreparties centrales et les référentiels centraux (JO L 201 du 27.7.2012, p. 1).

- c) tous les éléments du paquet d'ordres sont libellés dans la même devise du notionnel, qui est soit l'euro, soit le dollar des États-Unis, soit la livre sterling;
- d) tous les éléments du paquet d'ordres ont le même indice sous-jacent;
- e) la date d'expiration de tous les éléments du paquet d'ordres n'est pas éloignée de plus de 6 mois;
- f) lorsque le paquet d'ordres contient des options, toutes les options ont la même date d'expiration.

Article 4

Critères spécifiques à la catégorie d'actifs pour les paquets d'ordres constitués exclusivement de dérivés de crédit

Les critères spécifiques à la catégorie d'actifs visés à l'article 1^{er}, point b) iv), pour les paquets d'ordres constitués exclusivement de dérivés de crédit tels que visés à l'annexe III, section 9, du règlement délégué (UE) 2017/583 sont les suivants:

- a) le paquet d'ordres ne comporte pas plus de deux éléments;
- b) tous les éléments du paquet d'ordres sont des CDS indiciels tels que visés à l'annexe III, section 9, du règlement délégué (UE) 2017/583;
- c) tous les éléments du paquet d'ordres sont libellés dans la même devise du notionnel, qui est soit l'euro, soit le dollar des États-Unis;
- d) tous les éléments du paquet d'ordres ont le même indice sous-jacent;
- e) tous les éléments du paquet d'ordres ont une durée de vie (*tenor*) de cinq ans;
- f) le paquet d'ordres remplace une position sur la version de l'indice précédant immédiatement sa version la plus récente (*off-the-run*) par une position sur sa version la plus récente (*on-the-run*).

Article 5

Critères spécifiques à la catégorie d'actifs pour les paquets d'ordres constitués exclusivement de dérivés sur matières premières

Les critères spécifiques à la catégorie d'actifs visés à l'article 1^{er}, point b) iv), pour les paquets d'ordres constitués exclusivement de dérivés sur matières premières tels que visés à l'annexe III, section 7, du règlement délégué (UE) 2017/583 sont les suivants:

- a) le paquet d'ordres ne comporte pas plus de deux éléments;
- b) tous les éléments du paquet d'ordres sont des futures sur matières premières tels que visés à l'annexe III, section 7, du règlement délégué (UE) 2017/583;
- c) tous les éléments du paquet d'ordres ont la même matière première sous-jacente, définie selon le niveau de détail le plus grand précisé dans le tableau 2 de l'annexe du règlement (UE) 2017/585 ⁽¹⁾;
- d) tous les éléments du paquet d'ordres sont libellés dans la même devise du notionnel, qui est soit l'euro, soit le dollar des États-Unis, soit la livre sterling;
- e) le paquet d'ordres remplace une position sur un contrat près d'expirer par une position sur un contrat qui expire à la prochaine date d'échéance.

Article 6

Entrée en vigueur et application

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 partir du 3 janvier 2018.

⁽¹⁾ Règlement délégué (UE) 2017/585 de la Commission du 14 juillet 2016 complétant le règlement (UE) n° 600/2014 du Parlement européen et du Conseil par des normes techniques de réglementation concernant les normes et formats de données à respecter pour les données de référence relatives aux instruments financiers et les mesures techniques liées aux dispositions à prendre par l'Autorité européenne des marchés financiers et les autorités compétentes (JO L 87 du 31.3.2017, p. 368).

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

Fait à Bruxelles, le 14 août 2017.

Par la Commission
Le président
Jean-Claude JUNCKER

RÈGLEMENT (UE) 2017/2195 DE LA COMMISSION
du 23 novembre 2017
concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique
(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 ⁽¹⁾, et notamment son article 18, paragraphe 3, points b) et d), et paragraphe 5,

considérant ce qui suit:

- (1) Un marché intérieur de l'énergie pleinement fonctionnel et interconnecté est crucial pour maintenir la sécurité d'approvisionnement énergétique, renforcer la concurrence et garantir des prix de l'énergie abordables pour tous les consommateurs.
- (2) Un marché intérieur de l'électricité fonctionnel devrait donner aux producteurs les incitations appropriées à l'investissement dans de nouvelles capacités de production d'électricité, y compris à partir de sources renouvelables, en accordant une attention particulière aux États membres et régions les plus isolés sur le marché énergétique de l'Union. Un marché fonctionnel devrait également offrir aux consommateurs des mesures adéquates pour promouvoir une utilisation plus efficace de l'énergie, ce qui présuppose un approvisionnement énergétique sûr.
- (3) Le règlement (CE) n° 714/2009 fixe des règles non discriminatoires sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, et notamment des règles concernant l'allocation de la capacité pour les interconnexions et les réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers d'électricité. Afin de passer à un marché de l'électricité véritablement intégré et de garantir la sécurité d'exploitation, il convient d'élaborer des règles d'équilibrage efficaces afin d'inciter les acteurs du marché à contribuer à la résorption des situations de rareté sur le système électrique dont ils sont responsables. Des règles sont en particulier nécessaires en ce qui concerne les aspects techniques et opérationnels de l'équilibrage du système électrique et des échanges d'énergie. Il convient notamment d'inclure des règles concernant les réserves de puissance liées au système.
- (4) Le règlement (UE) 2017/1485 de la Commission ⁽²⁾ établit des règles harmonisées sur la gestion des réseaux pour les gestionnaires de réseau de transport («GRT»), les coordinateurs de sécurité régionaux, les gestionnaires de réseau de distribution («GRD») et les utilisateurs significatifs du réseau. Il identifie différents états critiques du réseau (état normal, état d'alerte, état d'urgence, état de panne généralisée et reconstitution). Il énonce également des exigences et des principes pour le maintien de la sécurité d'exploitation dans toute l'Union et vise à promouvoir la coordination des exigences et des principes applicables au réglage fréquence-puissance et aux réserves à l'échelle de l'Union.
- (5) Le présent règlement établit des règles techniques, opérationnelles et de marché applicables dans toute l'Union et régissant le fonctionnement des marchés d'équilibrage de l'électricité. Il énonce des règles pour l'acquisition de capacités d'équilibrage, l'activation d'énergie d'équilibrage et le règlement financier des responsables d'équilibre. Il impose également le développement de méthodologies harmonisées pour l'allocation de la capacité de transport entre zones, aux fins de l'équilibrage. Ces règles accroîtront la liquidité des marchés à court terme en autorisant de plus gros volumes d'échanges transfrontaliers ainsi qu'une utilisation plus efficace du système électrique existant aux fins de l'équilibrage de l'énergie. La mise en concurrence sur des plateformes d'équilibrage à l'échelle de l'Union aura également des effets positifs sur la concurrence.
- (6) Le présent règlement a pour objectif de garantir la gestion optimale et l'exploitation coordonnée du réseau européen de transport de l'électricité, tout en soutenant la réalisation des objectifs de l'Union concernant la pénétration de la production à partir de sources renouvelables, et au bénéfice des consommateurs. Les GRT, le cas échéant en collaboration avec les GRD, devraient être responsables de l'organisation des marchés européens de l'équilibrage et s'efforcer de les intégrer, en assurant l'équilibre du système électrique de la manière la plus efficace possible. Pour ce faire, les GRT devraient coopérer étroitement entre eux et avec les GRD, en coordonnant leurs activités au maximum afin d'assurer l'efficacité du système électrique, dans toutes les régions et pour tous les niveaux de tension, sans préjudice de la législation relative à la concurrence.

⁽¹⁾ JO L 211 du 14.8.2009, p. 15.

⁽²⁾ 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).

- (7) Les GRT devraient pouvoir déléguer à un tiers tout ou partie de toute tâche en application du présent règlement. Le GRT 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 en application du présent règlement. 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 GRT devraient cependant rester responsables des tâches qui leur sont confiées en application de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾ en ce qui concerne l'élaboration de méthodologies à l'échelle européenne, ainsi que la mise en place et l'exploitation des plateformes d'équilibrage à l'échelle européenne. Lorsque, dans un État membre, l'expertise et l'expérience en matière de règlement des déséquilibres sont détenues par un tiers, le GRT de cet État membre peut demander aux autres GRT et à l'ENTSO-E de permettre à ce tiers d'apporter son aide aux fins de l'élaboration de la proposition. La responsabilité de l'élaboration de la proposition continue cependant d'incomber au GRT de cet État membre conjointement à tous les autres GRT, et ne peut être transférée à un tiers.
- (8) Les règles définissant le rôle des fournisseurs de services d'équilibrage et celui des responsables d'équilibre garantissent une approche équitable, transparente et non discriminatoire. En outre, les règles concernant les modalités et conditions relatives à l'équilibrage définissent les principes et les rôles selon lesquels seront menées les activités d'équilibrage régies par le présent règlement, et garantissent une concurrence adéquate sur la base de règles du jeu équitables entre les acteurs du marché, y compris les agrégateurs de la participation active de la demande et les actifs situés au niveau de la distribution.
- (9) Chaque fournisseur de services d'équilibrage souhaitant fournir de l'énergie d'équilibrage ou des capacités d'équilibrage devrait accomplir avec succès un processus de qualification défini par les GRT en étroite coopération avec les GRD si nécessaire.
- (10) L'intégration des marchés de l'énergie d'équilibrage devrait être facilitée par la mise en place de plateformes européennes communes pour la mise en œuvre du processus de compensation des déséquilibres et la réalisation des conditions de l'échange d'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement. La coopération entre les GRT devrait être strictement limitée à ce qui est nécessaire pour une conception, une mise en place et une exploitation efficaces et sûres de ces plateformes européennes.
- (11) Les plateformes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement devraient appliquer un modèle avec listes de préséance économique afin de garantir une activation des offres selon un bon rapport coût-efficacité. Il ne devrait être possible pour les GRT de mettre en place et d'exploiter la plateforme sur la base d'un autre modèle que si une analyse coût-bénéfice effectuée par tous les GRT indique qu'il y a lieu de modifier le modèle de la plateforme pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique.
- (12) 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. Seuls les déséquilibres restants après la clôture du marché intrajournalier devraient être équilibrés par les GRT dans le cadre du marché de l'équilibrage. L'harmonisation de la période de règlement des déséquilibres à 15 minutes en Europe devrait soutenir les échanges intrajournaliers et promouvoir le développement de plusieurs produits pour les mêmes échéances de livraison.
- (13) Afin de permettre l'échange de services d'équilibrage, la création de listes de préséance économique communes et une liquidité adéquate du marché de l'équilibrage, il faut réguler la standardisation des produits d'équilibrage. Le présent règlement énumère les caractéristiques standard et supplémentaires minimales définissant les produits standard.
- (14) La méthode de fixation des prix pour les produits standard 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.
- (15) Afin de permettre aux GRT 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 présent règlement établit trois méthodologies selon lesquelles les GRT 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

⁽¹⁾ Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 55).

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.

- (16) 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 GRT ou plus pourrait avoir lieu afin d'acquérir une expérience et de permettre ensuite une application aisée par un plus grand nombre de GRT. L'application d'une telle méthodologie, s'il en existe une, devrait néanmoins être harmonisée par tous les GRT afin de promouvoir l'intégration du marché.
- (17) L'objectif général du règlement des déséquilibres est de garantir que les responsables d'équilibre soutiennent l'équilibre du système de manière efficace et d'inciter les acteurs du marché à maintenir et/ou à contribuer à rétablir cet équilibre. Le présent règlement définit des règles relatives au règlement des déséquilibres qui garantissent que ce règlement est réalisé de manière non discriminatoire, équitable, objective et transparente. 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.
- (18) Il convient de prévoir dans le présent règlement un processus permettant aux GRT de déroger temporairement à certaines règles fixées dans le présent règlement, afin de tenir compte de circonstances exceptionnelles dans lesquelles, par exemple, la conformité à ces règles pourrait entraîner des risques pour la sécurité d'exploitation ou le remplacement prématuré d'infrastructures intelligentes du réseau.
- (19) Conformément à l'article 8 du règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie («l'Agence») devrait statuer si les autorités de régulation compétentes ne parviennent pas à un accord sur des modalités et conditions ou des méthodologies communes.
- (20) Le présent règlement a été élaboré en étroite coopération avec l'Agence, l'ENTSO pour l'électricité («ENTSO-E») et les parties intéressées, afin d'adopter des règles efficaces, équilibrées et proportionnées de manière transparente et participative. Conformément à l'article 18, paragraphe 3, du règlement (CE) n° 714/2009, la Commission consultera l'Agence, l'ENTSO-E et les autres parties intéressées avant toute proposition de modification du présent règlement.
- (21) Les mesures prévues par le présent règlement sont conformes à l'avis du comité visé à l'article 23, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 714/2009,

A ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

TITRE I

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Article premier

Objet et champ d'application

1. Le présent règlement fixe une ligne directrice détaillée sur l'équilibrage du système électrique, incluant l'établissement de principes communs pour l'acquisition et le règlement de réserves de stabilisation de la fréquence, de réserves de restauration de la fréquence et de réserves de remplacement, ainsi qu'une méthodologie commune pour l'activation des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement.
2. Le présent règlement s'applique aux gestionnaires de réseau de transport (GRT), aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD), y compris les réseaux fermés de distribution, aux autorités de régulation, à l'Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie (l'«Agence»), au réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de l'électricité (ENTSO-E), aux tiers auxquels des responsabilités ont été déléguées ou assignées, et aux autres acteurs du marché.
3. Le présent règlement s'applique à tous les réseaux et interconnexions de transport dans l'Union, à l'exception des réseaux de transport insulaires non reliés à d'autres réseaux de transport par des interconnexions.
4. Lorsqu'il existe plusieurs GRT dans un État membre, le présent règlement s'applique à tous ces GRT. Lorsqu'un GRT n'exerce pas de fonction correspondant à une ou plusieurs obligations découlant du présent règlement, l'État membre concerné peut prévoir que la responsabilité du respect de ces obligations incombe à un ou plusieurs autres GRT spécifiquement désignés.

⁽¹⁾ Règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (JO L 211 du 14.8.2009, p. 1).

5. Lorsqu'une zone de réglage fréquence-puissance («RFP») comporte deux GRT ou plus, tous les GRT de cette zone RFP peuvent décider, sous réserve de l'approbation par les autorités de régulation compétentes, de s'acquitter d'une manière coordonnée d'une ou plusieurs des obligations qui leur incombent en application du présent règlement, pour toutes les zones de programmation de la zone RFP.
6. Les plateformes européennes pour l'échange de produits standard d'équilibrage peuvent être ouvertes aux GRT exerçant en Suisse, à la condition que la législation nationale de la Suisse applique les principales dispositions de la législation de l'Union relative au marché de l'électricité et qu'il existe un accord intergouvernemental sur la coopération dans le domaine de l'électricité entre l'Union et la Suisse, ou si l'exclusion de la Suisse peut aboutir à ce que des flux physiques d'électricité non programmés passent par la Suisse et menacent la sécurité du réseau de la région.
7. Sous réserve que les conditions prévues au paragraphe 6 soient remplies, la participation de la Suisse aux plateformes européennes pour l'échange de produits standard d'équilibrage est décidée par la Commission sur la base d'un avis rendu par l'Agence et par tous les GRT conformément aux procédures énoncées à l'article 4, paragraphe 3. Les droits et les responsabilités des GRT suisses sont en cohérence avec les droits et responsabilités des GRT exerçant dans l'Union, afin de permettre le bon fonctionnement du marché de l'équilibrage au niveau de l'Union, et de garantir que des règles équitables s'appliquent à toutes les parties intéressées.
8. Le présent règlement s'applique à tous les états du réseau définis à l'article 18 du règlement (UE) 2017/1485.

Article 2

Définitions

Aux fins du présent règlement, les définitions de l'article 2 de la directive 2009/72/CE, de l'article 2 du règlement (CE) n° 714/2009, de l'article 2 du règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission ⁽¹⁾, de l'article 2 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission ⁽²⁾, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/631 de la Commission ⁽³⁾, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission ⁽⁴⁾, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/1447 de la Commission ⁽⁵⁾, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/1719 de la Commission ⁽⁶⁾, de l'article 3 du règlement (UE) 2017/1485 et de l'article 3 du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission ⁽⁷⁾ s'appliquent.

Les définitions suivantes s'appliquent également:

- 1) «équilibre», toutes les actions et processus, à toutes les échéances, par lesquels les GRT garantissent, de manière continue, le maintien de la fréquence du système dans une plage de stabilité prédéfinie comme prévu à l'article 127 du règlement (UE) 2017/1485, et la conformité au volume de réserves nécessaire pour la qualité requise, comme prévu à la partie IV, titres V, VI et VII du règlement (UE) 2017/1485;
- 2) «marché de l'équilibrage», l'ensemble des dispositions institutionnelles, commerciales et opérationnelles qui établissent la gestion de l'équilibrage fondée sur le marché;
- 3) «services d'équilibrage», l'énergie ou la capacité d'équilibrage, ou les deux;
- 4) «énergie d'équilibrage», l'énergie utilisée par les GRT pour réaliser l'équilibrage et fournie par un fournisseur de services d'équilibrage;
- 5) «capacité d'équilibrage», un volume de capacité de réserve qu'un fournisseur de services d'équilibrage a convenu de réserver et pour lequel ce fournisseur de services d'équilibrage a convenu de soumettre au GRT des offres d'énergie d'équilibrage d'un volume correspondant pour la durée du contrat;

⁽¹⁾ 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⁾ 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).

⁽³⁾ 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).

⁽⁴⁾ Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (JO L 223 du 18.8.2016, p. 10).

⁽⁵⁾ Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (JO L 241 du 8.9.2016, p. 1).

⁽⁶⁾ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (JO L 259 du 27.9.2016, p. 42).

⁽⁷⁾ Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (voir page 54 du présent Journal officiel).

- 6) «fournisseur de services d'équilibrage» (FSE), un acteur du marché disposant d'unités ou de groupes fournissant des réserves capable de fournir des services d'équilibrage aux GRT;
- 7) «responsable d'équilibre» (RE), un acteur du marché, ou son représentant désigné, ayant la responsabilité de ses déséquilibres;
- 8) «déséquilibre», un volume d'énergie calculé pour un responsable d'équilibre et représentant la différence entre le volume alloué attribué à ce responsable d'équilibre et la position finale de ce responsable d'équilibre, en ce compris toute correction du déséquilibre appliquée à ce responsable d'équilibre, pendant une période donnée de règlement des déséquilibres;
- 9) «règlement des déséquilibres», un mécanisme de règlement financier pour facturer ou rémunérer les responsables d'équilibre en fonction de leurs déséquilibres;
- 10) «période de règlement des déséquilibres», l'unité de temps pour laquelle le déséquilibre des responsables d'équilibre est calculé;
- 11) «zone de déséquilibre», la zone pour laquelle un déséquilibre est calculé;
- 12) «prix du déséquilibre», le prix, qu'il soit positif, nul ou négatif, pour chaque période de règlement des déséquilibres, d'un déséquilibre dans chaque sens;
- 13) «zone du prix du déséquilibre», la zone pour laquelle le prix du déséquilibre est calculé;
- 14) «correction du déséquilibre», un volume d'énergie représentant l'énergie d'équilibrage provenant d'un fournisseur de services d'équilibrage et attribué par le GRT de raccordement aux responsables d'équilibre concernés pour une période de règlement des déséquilibres donnée et utilisé pour le calcul du déséquilibre de ces responsables d'équilibre;
- 15) «volume alloué», un volume d'énergie physiquement injecté ou soutiré sur le réseau et attribué à un responsable d'équilibre, pour le calcul du déséquilibre de ce responsable d'équilibre;
- 16) «position», le volume d'énergie déclaré d'un responsable d'équilibre utilisé pour le calcul de son déséquilibre;
- 17) «modèle d'appel décentralisé», un modèle de programmation et d'appel dans lequel les programmes de production et les programmes de consommation ainsi que l'appel des installations de production et des installations de consommation sont déterminés par les responsables de la programmation de ces installations;
- 18) «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;
- 19) «processus de programmation intégré», un processus itératif utilisant *a minima* des offres de processus de programmation intégré contenant des données commerciales, des données techniques complexes relatives aux installations de production ou installations de consommation d'électricité individuelles et incluant explicitement les caractéristiques de démarrage, la dernière analyse d'adéquation pour la zone de contrôle et les limites de sécurité d'exploitation en tant que composantes du processus;
- 20) «heure de fermeture du guichet pour le processus de programmation intégré», le moment où la soumission ou la mise à jour des offres dans le cadre du processus de programmation intégré n'est plus autorisée pour les itérations concernées du processus de programmation intégré;
- 21) «modèle GRT-GRT», un modèle pour l'échange de services d'équilibrage dans lequel le fournisseur de services d'équilibrage fournit des services d'équilibrage à son GRT de raccordement, qui fournit ensuite ces services d'équilibrage au GRT demandeur;
- 22) «GRT de raccordement», le GRT qui gère la zone de programmation dans laquelle les fournisseurs de services d'équilibrage et les responsables d'équilibre sont tenus de se conformer aux modalités et conditions relatives à l'équilibrage;
- 23) «échange de services d'équilibrage», l'échange d'énergie d'équilibrage et/ou l'échange de capacité d'équilibrage;
- 24) «échange d'énergie d'équilibrage», l'activation des offres d'énergie d'équilibrage pour la livraison d'énergie d'équilibrage à un GRT dans une autre zone de programmation que celle dans laquelle le fournisseur de services d'équilibrage activé est raccordé;

- 25) «échange de capacité d'équilibrage», la fourniture de capacité d'équilibrage à un GRT situé dans une autre zone de programmation que celle dans laquelle est raccordé le fournisseur de services d'équilibrage auprès de qui la capacité est acquise;
- 26) «transfert de capacité d'équilibrage», un transfert de capacité d'équilibrage depuis le fournisseur de services d'équilibrage auprès de qui la capacité a été acquise initialement vers un autre fournisseur de services d'équilibrage;
- 27) «heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage», le moment où la soumission ou la mise à jour d'une offre d'énergie d'équilibrage pour un produit standard sur une liste de préséance économique commune n'est plus autorisée;
- 28) «produit standard», un produit d'équilibrage harmonisé défini par tous les GRT pour l'échange de services d'équilibrage;
- 29) «temps de préparation», le laps de temps entre la demande par le GRT de raccordement, dans le cas du modèle GRT-GRT, ou par le GRT contractant, dans le cas du modèle GRT-FSE, et le début de la période de rampe;
- 30) «temps d'activation complète», le laps de temps entre la demande d'activation par le GRT de raccordement dans le cas du modèle GRT-GRT ou par le GRT contractant dans le cas du modèle GRT-FSE et la livraison complète correspondante du produit concerné;
- 31) «période de désactivation», le laps de temps nécessaire pour passer de la livraison complète à une valeur de consigne, ou du soutirage complet à une valeur de consigne;
- 32) «période de livraison», la période au cours de laquelle le fournisseur de services d'équilibrage fournit la modification complète demandée des injections de puissance ou la modification complète demandée des soutirages sur le réseau;
- 33) «période de validité», la période au cours de laquelle l'offre d'énergie d'équilibrage déposée par le fournisseur de services d'équilibrage peut être activée, toutes les caractéristiques du produit étant respectées. La période de validité est définie par une heure de début et une heure de fin;
- 34) «mode d'activation», le mode d'activation des offres d'énergie d'équilibrage, manuel ou automatique, selon que l'énergie d'équilibrage est déclenchée manuellement par un opérateur ou automatiquement en boucle fermée;
- 35) «divisibilité», la possibilité pour un GRT de n'utiliser qu'une partie des offres d'énergie d'équilibrage ou des offres de capacité d'équilibrage déposées par le fournisseur de services d'équilibrage, soit en termes de puissance activée soit en termes de durée;
- 36) «produit spécifique», un produit différent d'un produit standard;
- 37) «liste de préséance économique commune», une liste des offres d'énergie d'équilibrage classées selon leur prix, utilisée pour l'activation de ces offres;
- 38) «heure de fermeture du guichet pour la soumission des offres d'énergie par les GRT», le dernier moment où un GRT de raccordement peut transmettre à la fonction d'optimisation de l'activation les offres d'énergie d'équilibrage reçues de la part d'un fournisseur de services d'équilibrage;
- 39) «fonction d'optimisation de l'activation», la fonction de gestion de l'algorithme appliqué pour optimiser l'activation des offres d'énergie d'équilibrage;
- 40) «fonction d'exécution du processus de compensation des déséquilibres», la fonction de gestion de l'algorithme appliqué pour la mise en œuvre du processus de compensation des déséquilibres;
- 41) «fonction de règlement GRT-GRT», la fonction d'exécution du règlement des processus de coopération entre les GRT;
- 42) «fonction d'optimisation de l'acquisition de capacité», la fonction de gestion de l'algorithme appliqué pour l'optimisation de l'acquisition de capacité d'équilibrage pour les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage;
- 43) «modèle GRT-FSE», un modèle pour l'échange de services d'équilibrage dans lequel le fournisseur de services d'équilibrage fournit des services d'équilibrage directement au GRT contractant, qui fournit ensuite ces services d'équilibrage au GRT demandeur;
- 44) «GRT contractant», le GRT titulaire d'accords contractuels relatifs à des services d'équilibrage avec un fournisseur de services d'équilibrage situé dans une autre zone de programmation;
- 45) «GRT demandeur», le GRT qui sollicite la livraison d'énergie d'équilibrage.

*Article 3***Objectifs et aspects réglementaires**

1. Le présent règlement vise à:
 - a) promouvoir la concurrence, la non-discrimination et la transparence effectives sur les marchés de l'équilibrage;
 - b) renforcer l'efficacité de l'équilibrage ainsi que l'efficacité des marchés européen et nationaux de l'équilibrage;
 - c) intégrer les marchés de l'équilibrage et promouvoir les possibilités d'échanges de services d'équilibrage tout en contribuant à la sécurité d'exploitation;
 - d) contribuer à l'exploitation et au développement efficaces à long terme du réseau de transport de l'électricité et du secteur de l'électricité dans l'Union tout en facilitant le fonctionnement efficient et cohérent des marchés journalier, infrajournalier et de l'équilibrage;
 - e) assurer que l'acquisition de services d'équilibrage soit équitable, objective, transparente et fondée sur le marché, évite de placer des obstacles indus à l'entrée de nouveaux acteurs, favorise la liquidité des marchés de l'équilibrage tout en prévenant des distorsions indues au sein du marché intérieur de l'électricité;
 - f) faciliter la participation active de la demande, notamment par des dispositifs d'agrégation et de stockage de l'énergie, tout en veillant à ce que la concurrence entre elles et les autres services d'équilibrage respecte des règles équitables et, le cas échéant, à ce qu'elles agissent de manière indépendante lorsqu'elles desservent une seule installation de consommation;
 - g) faciliter la participation des sources d'énergie renouvelables et soutenir la réalisation de l'objectif de l'Union européenne concernant la pénétration de la production d'électricité à partir de sources renouvelables.
2. Aux fins de l'application du présent règlement, les États membres, les autorités de régulation compétentes et les gestionnaires de réseau:
 - a) appliquent les principes de proportionnalité et de non-discrimination;
 - b) veillent à la transparence;
 - c) appliquent le principe d'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées;
 - d) veillent à ce que les GRT utilisent dans toute la mesure du possible des mécanismes fondés sur le marché, afin de garantir la sécurité et la stabilité du réseau;
 - e) veillent à ce que le développement des marchés à terme, journalier et infrajournalier ne soit pas compromis;
 - f) respectent la responsabilité assignée au GRT compétent afin d'assurer la sécurité du réseau, y compris selon les dispositions de la législation nationale;
 - g) consultent les GRD compétents et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau;
 - h) prennent en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues.

*Article 4***Modalités et conditions ou méthodologies des GRT**

1. Les GRT définissent les modalités et conditions ou les méthodologies requises par le présent règlement et les soumettent pour approbation aux autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE dans les délais respectifs fixés par le présent règlement.
2. Lorsqu'une proposition concernant les modalités et conditions ou les méthodologies en application du présent règlement doit être préparée et faire l'objet d'un accord par plusieurs GRT, les GRT participants coopèrent étroitement. Les GRT, assistés de l'ENTSO-E, informent régulièrement les autorités de régulation compétentes et l'Agence des progrès accomplis dans la définition de ces modalités et conditions ou de ces méthodologies.

3. Si aucun consensus n'est atteint parmi les GRT statuant sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies conformément à l'article 5, paragraphe 2, ils statuent à la majorité qualifiée. La majorité qualifiée pour les propositions visées à l'article 5, paragraphe 2, correspond à une majorité:

- a) des GRT représentant au moins 55 % des États membres; et
- b) des GRT représentant des États membres comprenant au moins 65 % de la population de l'Union.

Une minorité de blocage pour les décisions en conformité avec l'article 5, paragraphe 2, inclut des GRT représentant au moins quatre États membres, faute de quoi la majorité qualifiée est réputée atteinte.

4. Lorsque les régions concernées sont composées de plus de cinq États membres et qu'aucun consensus n'est atteint parmi les GRT statuant sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies conformément à l'article 5, paragraphe 3, ils statuent à la majorité qualifiée. La majorité qualifiée pour les propositions visées à l'article 5, paragraphe 3, correspond à une majorité:

- a) des GRT représentant au moins 72 % des États membres concernés; et
- b) des GRT représentant des États membres comprenant au moins 65 % de la population de la région concernée.

Une minorité de blocage pour les décisions en conformité avec l'article 5, paragraphe 3, inclut au moins un nombre minimum de GRT représentant plus de 35 % de la population des États membres participants, plus les GRT représentant au moins un État membre supplémentaire concerné, faute de quoi la majorité qualifiée est réputée atteinte.

5. Les GRT qui statuent sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies visées à l'article 5, paragraphe 3, en relation avec des régions composées de cinq États membres ou moins, décident par consensus.

6. Pour les décisions des GRT sur la base des paragraphes 3 et 4, une seule voix est attribuée par État membre. S'il existe plusieurs GRT sur le territoire d'un État membre, ce dernier répartit les droits de vote entre les GRT.

7. Lorsque les GRT ne soumettent pas aux autorités de régulation compétentes de proposition concernant des modalités et conditions ou des méthodologies dans les délais fixés par le présent règlement, ils communiquent aux autorités de régulation compétentes et à l'Agence les projets correspondants de modalités et conditions ou de méthodologies, en précisant les raisons pour lesquelles un accord n'a pas été conclu. L'Agence informe la Commission et, si celle-ci en fait la demande, analyse, en coopération avec les autorités de régulation compétentes, les raisons de cet échec, qu'elle communique à la Commission. Celle-ci prend les mesures appropriées pour permettre l'adoption, dans un délai de quatre mois à compter de la réception des informations communiquées par l'Agence, des modalités et conditions ou des méthodologies requises.

Article 5

Approbation des modalités et conditions ou des méthodologies des GRT

1. Chaque autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT en application des paragraphes 2, 3 et 4.

2. Les propositions concernant les modalités et conditions ou méthodologies suivantes font l'objet d'une approbation par toutes les autorités de régulation:

- a) les cadres pour l'établissement des plateformes européennes en application de l'article 20, paragraphe 1, de l'article 21, paragraphe 1, et de l'article 22, paragraphe 1;
- b) les modifications des cadres pour l'établissement des plateformes européennes en application de l'article 20, paragraphe 5, et de l'article 21, paragraphe 5;
- c) les produits standard pour la capacité d'équilibrage en application de l'article 25, paragraphe 2;
- d) la méthodologie de classification aux fins de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage en application de l'article 29, paragraphe 3;
- e) l'évaluation de l'augmentation possible du volume minimal des offres d'énergie d'équilibrage à transférer sur les plateformes européennes en application de l'article 29, paragraphe 11;
- f) les méthodologies de fixation du prix de l'énergie d'équilibrage et de la capacité entre zones utilisée pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou pour la mise en œuvre du processus de compensation des déséquilibres conformément à l'article 30, paragraphes 1 et 5;
- g) l'harmonisation de la méthodologie pour le processus d'allocation de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves en application de l'article 38, paragraphe 3;

- h) la méthodologie pour le processus d'allocation conjointement optimisé de la capacité entre zones, en application de l'article 40, paragraphe 1;
- i) les règles relatives au règlement GRT-GRT pour l'échange prévu d'énergie en application de l'article 50, paragraphe 1;
- j) l'harmonisation des principaux éléments du règlement des déséquilibres en application de l'article 52, paragraphe 2; sur lesquelles un État membre peut rendre un avis à l'autorité de régulation compétente.
3. Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies suivantes font l'objet d'une approbation par toutes les autorités de régulation de la région concernée:
- a) le cadre, pour la zone géographique concernant tous les GRT exécutant le processus de remplacement des réserves en application de la partie IV du règlement (UE) 2017/1485, applicable à l'établissement de la plateforme européenne pour les réserves de remplacement en application de l'article 19, paragraphe 1;
- b) pour la zone géographique concernant deux ou plusieurs GRT qui échangent ou souhaitent mutuellement échanger des capacités d'équilibrage, l'établissement de règles et de processus communs et harmonisés pour l'échange et l'acquisition de capacités d'équilibrage en application de l'article 33, paragraphe 1;
- c) pour la zone géographique couvrant les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage, la méthodologie pour le calcul de la probabilité de disponibilité de capacités d'échange entre zones après la fermeture du guichet infrajournalier entre zones, conformément à l'article 33, paragraphe 6;
- d) l'exemption, pour la zone géographique dans laquelle l'acquisition de la capacité d'équilibrage a lieu, visant à ne pas autoriser les fournisseurs de services d'équilibrage à transférer leurs obligations de fournir des capacités d'équilibrage, en application de l'article 34, paragraphe 1;
- e) l'application d'un modèle GRT-FSE, dans une zone géographique comprenant deux GRT ou plus, en application de l'article 35, paragraphe 1;
- f) la méthodologie de calcul de la capacité entre zones pour chaque région de calcul de la capacité, en application de l'article 37, paragraphe 3;
- g) dans une zone géographique comprenant deux ou plusieurs GRT, l'application du processus d'allocation de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves en application de l'article 38, paragraphe 1;
- h) pour chaque région de calcul de la capacité, la méthodologie pour le processus d'allocation fondé sur le marché de la capacité entre zones, en application de l'article 41, paragraphe 1;
- i) pour chaque région de calcul de la capacité, la méthodologie pour un processus d'allocation de la capacité entre zones fondé sur une analyse d'efficacité économique ainsi que la liste de chaque allocation individuelle de capacité entre zones sur la base d'une analyse d'efficacité économique, en application de l'article 42, paragraphes 1 et 5;
- j) pour la zone géographique comprenant tous les GRT qui échangent intentionnellement de l'énergie à l'intérieur d'une zone synchrone, les règles relatives au règlement GRT-GRT pour l'échange prévu d'énergie, en application de l'article 50, paragraphe 3;
- k) pour la zone géographique comprenant tous les GRT raccordés de manière asynchrone qui échangent intentionnellement de l'énergie, les règles relatives au règlement GRT-GRT pour l'échange prévu d'énergie, en application de l'article 50, paragraphe 4;
- l) pour chaque zone synchrone, les règles relatives au règlement GRT-GRT pour l'échange imprévu d'énergie, en application de l'article 51, paragraphe 1;
- m) pour la zone géographique comprenant tous les GRT raccordés de manière asynchrone qui échangent intentionnellement de l'énergie, les règles relatives au règlement GRT-GRT pour l'échange imprévu d'énergie en application de l'article 51, paragraphe 2;
- n) l'exemption, au niveau d'une zone synchrone, de l'obligation d'harmoniser les périodes de règlement des déséquilibres en application de l'article 53, paragraphe 2;
- o) pour la zone géographique comprenant deux GRT ou plus qui échangent des capacités d'équilibrage, les principes régissant les algorithmes d'équilibrage en application de l'article 58, paragraphe 3;
- sur lesquelles un État membre peut rendre un avis à l'autorité de régulation concernée.
4. Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies suivantes font l'objet d'une approbation par chaque autorité de régulation de chaque État membre concerné, au cas par cas:
- a) la dérogation à l'obligation de publier des informations sur les prix offerts pour l'énergie d'équilibrage ou la capacité d'équilibrage, en raison de risques d'abus de marché, en application de l'article 12, paragraphe 4;
- b) le cas échéant, la méthodologie pour l'allocation des coûts résultant des actions menées par les GRD, en application de l'article 15, paragraphe 3;
- c) les modalités et conditions relatives à l'équilibrage, en application de l'article 18;

- d) la définition et l'utilisation de produits spécifiques, en application de l'article 26, paragraphe 1;
- e) la limitation du volume d'offres transféré sur les plateformes européennes en application de l'article 29, paragraphe 10;
- f) l'exemption à l'obligation de réaliser séparément l'acquisition de capacités d'équilibrage à la hausse et à la baisse en application de l'article 32, paragraphe 3;
- g) le cas échéant, le mécanisme supplémentaire de règlement distinct du règlement des déséquilibres, afin de régler les coûts d'acquisition de capacités d'équilibrage, les coûts administratifs et les autres coûts liés à l'équilibrage, avec les responsables d'équilibre, en application de l'article 44, paragraphe 3;
- h) les dérogations à une ou plusieurs dispositions du présent règlement en application de l'article 62, paragraphe 2;
- i) les coûts liés aux obligations imposées aux gestionnaires de réseau ou aux entités tierces désignées conformément au présent règlement, en application de l'article 8, paragraphe 1;

sur lesquelles un État membre peut rendre un avis à l'autorité de régulation compétente.

5. Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies comprennent un calendrier de mise en œuvre et une description de leur effet attendu au regard des objectifs du présent règlement. Le calendrier de mise en œuvre ne dépasse pas douze mois après l'approbation par les autorités de régulation compétentes, sauf lorsque toutes les autorités de régulation compétentes conviennent de prolonger ce calendrier ou que différents calendriers sont stipulés dans le présent règlement. Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies qui sont soumises à l'approbation de plusieurs ou de toutes les autorités de régulation sont soumises, au même moment, à l'Agence. À la demande des autorités de régulation compétentes, l'Agence émet un avis dans les trois mois sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies.

6. Lorsque l'approbation des modalités et conditions ou des méthodologies nécessite une décision de plusieurs autorités de régulation, les autorités de régulation compétentes se consultent et coopèrent et se coordonnent étroitement afin de parvenir à un accord. Lorsque l'Agence émet un avis, les autorités de régulation compétentes tiennent compte de cet avis. Les autorités de régulation statuent sur les modalités et conditions ou les méthodologies soumises conformément aux paragraphes 2 et 3 dans un délai de six mois à compter de la réception des modalités et conditions ou des méthodologies par l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, par la dernière autorité de régulation compétente concernée.

7. Lorsque les autorités de régulation compétentes ne sont pas parvenues à un accord dans le délai visé au paragraphe 6, ou à leur demande conjointe, l'Agence statue, dans un délai de six mois à compter de la date de notification, sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies soumises, conformément à l'article 8, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 713/2009.

8. Toute partie peut faire valoir un grief contre un gestionnaire de réseau compétent ou un GRT en relation avec les obligations qui incombent à ces derniers ou avec leurs décisions en vertu du présent règlement et déposer sa plainte auprès de l'autorité de régulation compétente qui, agissant en tant qu'autorité de règlement des litiges, statue dans les deux mois à compter de la réception de la plainte. Ce délai peut être prorogé de deux mois supplémentaires lorsque l'autorité de régulation compétente demande des informations complémentaires. Ce délai supplémentaire peut être prorogé une nouvelle fois moyennant l'accord du plaignant. La décision de l'autorité de régulation compétente est contraignante, sauf appel et jusqu'à l'annulation de ladite décision.

Article 6

Modifications des modalités et conditions ou des méthodologies des GRT

1. Lorsque, conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE, une ou plusieurs autorités de régulation demandent une modification avant d'approuver les modalités et conditions ou les méthodologies soumises en application de l'article 5, paragraphes 2, 3 et 4, les GRT concernés soumettent une proposition de version modifiée des modalités et conditions ou des méthodologies, pour approbation, dans un délai de deux mois à compter de la demande des autorités de régulation compétentes. Les autorités de régulation compétentes statuent sur la version modifiée dans un délai de deux mois à compter de sa soumission.

2. Lorsque les autorités de régulation compétentes ne sont pas parvenues à un accord sur les modalités et conditions ou les méthodologies dans ce délai de deux mois, ou à leur demande conjointe, l'Agence statue sur la version modifiée des modalités et conditions ou des méthodologies dans un délai de six mois, conformément à l'article 8, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 713/2009. Si les GRT concernés ne soumettent pas de proposition de modification des modalités et conditions ou des méthodologies, la procédure prévue à l'article 4 s'applique.

3. Les GRT responsables de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies, ou les autorités de régulation responsables de leur adoption conformément à l'article 5, paragraphes 2, 3 et 4, peuvent demander des modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies. Les propositions de modification des modalités et conditions ou des méthodologies font l'objet d'une consultation conformément à la procédure énoncée à l'article 10 et sont approuvées conformément à la procédure énoncée aux articles 4 et 5.

*Article 7***Publication des modalités et conditions ou méthodologies sur l'internet**

Les GRT chargés d'établir les modalités et conditions ou les méthodologies conformément au présent règlement les publient sur l'internet après leur approbation par les autorités de régulation compétentes ou, lorsque cette approbation n'est pas requise, après leur établissement, sauf lorsque ces informations sont considérées comme confidentielles en application de l'article 11.

*Article 8***Recouvrement des coûts**

1. Les coûts liés aux obligations imposées aux gestionnaires de réseau ou à des entités tierces auxquelles une ou plusieurs tâches ont été assignées conformément au présent règlement sont évalués par les autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE.
2. Les coûts considérés comme raisonnables, efficaces et proportionnés par l'autorité de régulation compétente sont recouverts au moyen des tarifs de réseau ou d'autres mécanismes appropriés, au choix des autorités de régulation compétentes.
3. Si les autorités de régulation compétentes en font la demande, les gestionnaires de réseau ou les entités assignées communiquent, dans les trois mois à compter de la demande, les informations nécessaires pour faciliter l'évaluation des coûts encourus.
4. Tous les coûts éventuellement encourus par les acteurs du marché pour se conformer aux exigences du présent règlement sont supportés par ces acteurs du marché.

*Article 9***Participation des parties intéressées**

L'Agence, en étroite coopération avec l'ENTSO-E, organise la participation des parties intéressées au marché de l'équilibrage et à d'autres aspects de la mise en œuvre du présent règlement. Cette participation comporte des réunions régulières avec les parties intéressées afin de recenser les problèmes et de proposer des améliorations en ce qui concerne l'intégration du marché de l'équilibrage.

*Article 10***Consultation publique**

1. Les GRT chargés de soumettre des propositions de modalités et conditions ou de méthodologies ou leurs modifications conformément au présent règlement consultent les parties intéressées, y compris les autorités compétentes de chaque État membre, sur les projets de propositions de modalités et conditions ou de méthodologies et sur d'autres mesures d'exécution pendant une période non inférieure à un mois.
2. La consultation s'étend sur une période non inférieure à un mois, sauf pour les projets de propositions en application de l'article 5, paragraphe 2, points a), b), c), d), e), f), g), h) et j), qui font l'objet d'une consultation pendant une période non inférieure à deux mois.
3. Une consultation publique au niveau européen est organisée au moins pour les propositions en application de l'article 5, paragraphe 2, points a), b), c), d), e), f), g), h) et j).
4. Une consultation publique au niveau régional concerné est organisée au moins pour les propositions en application de l'article 5, paragraphe 3, points a), b), c), d), e), f), g), h), i), n) et o).
5. Une consultation publique est organisée dans chaque État membre concerné au moins pour les propositions en application de l'article 5, paragraphe 4, points a), b), c), d), e), f), g) et i).
6. Les GRT responsables de la proposition de modalités et conditions ou de méthodologies tiennent dûment compte, avant de soumettre la proposition en vue de son approbation par l'autorité de régulation, des avis des parties intéressées exprimés lors des consultations organisées conformément aux paragraphes 2 à 5. En tout état de cause, les raisons précises pour lesquelles les avis exprimés lors de la consultation ont été ou non pris en considération sont jointes à la soumission, et publiées en temps utile, avant ou en même temps que la publication de la proposition de modalités et conditions ou de méthodologies.

*Article 11***Obligations en matière de confidentialité**

1. Toute information confidentielle reçue, échangée ou transmise en application du présent règlement tombe sous le coup du secret professionnel visé aux paragraphes 2, 3 et 4.

2. L'obligation de secret professionnel s'applique à toute personne soumise aux dispositions du présent règlement.
3. Les informations confidentielles reçues par les personnes ou les autorités de régulation visées au paragraphe 2 dans l'exercice de leurs fonctions ne peuvent être divulguées à aucune autre personne ou autorité, sans préjudice des cas couverts par les dispositions de droit national, les autres dispositions du présent règlement ou les autres actes applicables de la législation de l'Union.
4. Sans préjudice des cas couverts par le droit national ou celui de l'Union, les autorités de régulation, les organismes ou les personnes qui reçoivent des informations confidentielles en application du présent règlement ne peuvent les utiliser qu'aux fins de l'accomplissement de leurs obligations en application du présent règlement, sauf lorsqu'un consentement écrit a été fourni par le propriétaire initial des données.

Article 12

Publication d'informations

1. Toutes les entités visées à l'article 1^{er}, paragraphe 2, fournissent aux GRT toutes les informations pertinentes pour permettre à ces derniers d'honorer les obligations qui leur incombent en vertu des paragraphes 3 à 5.
2. Toutes les entités visées à l'article 1^{er}, paragraphe 2, veillent à ce que les informations visées aux paragraphes 3 à 5 soient publiées à un moment et dans un format qui ne créent aucun avantage ni désavantage concurrentiel de fait ou potentiel pour aucun particulier ni aucune société.
3. Chaque GRT publie les informations suivantes dès qu'elles sont disponibles:
 - a) des informations sur l'équilibre actuel du système électrique dans sa ou ses zones de programmation, dès que possible et au plus tard 30 min après le temps réel;
 - b) des informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage de sa ou ses zones de programmation, anonymisées si nécessaire, au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause. Ces informations comprennent:
 - i) le type de produit;
 - ii) la période de validité;
 - iii) les volumes offerts;
 - iv) les prix proposés;
 - v) des informations indiquant si une offre a été déclarée comme indisponible;
 - c) des informations indiquant si l'offre d'énergie d'équilibrage a été convertie à partir d'un produit spécifique ou d'un processus de programmation intégré au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause;
 - d) des informations concernant les modalités de conversion des offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits spécifiques ou de processus de programmation intégrés en offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits standard au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause;
 - e) des informations agrégées sur les offres d'énergie d'équilibrage au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause, qui comprennent:
 - i) le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées;
 - ii) le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées, ventilées par type de réserves;
 - iii) le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées et activées, ventilées entre produits standard et spécifiques;
 - iv) le volume d'offres indisponibles ventilées par type de réserves;
 - f) des informations sur les volumes offerts ainsi que sur les prix proposés pour les capacités d'équilibrage acquises, anonymisées si nécessaires, au plus tard une heure après que les résultats de la procédure d'acquisition ont été notifiés aux soumissionnaires;
 - g) les modalités et conditions initiales liées à l'équilibrage visées à l'article 18, au moins un mois avant l'application, et les éventuelles modifications de ces modalités et conditions immédiatement après l'approbation par l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE;

- h) les informations suivantes sur l'allocation de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacité d'équilibrage ou du partage de réserves en application de l'article 38, au plus tard 24 heures après l'allocation et au plus tard 6 heures avant l'utilisation de la capacité entre zones allouée:
 - i) date et heure de la décision d'allocation;
 - ii) période d'allocation;
 - iii) volumes alloués;
 - iv) valeurs de marché prises pour base du processus d'allocation conformément à l'article 39;
- i) les informations suivantes sur l'utilisation de la capacité entre zones allouée aux fins de l'échange de capacité d'équilibrage ou du partage de réserves en application de l'article 38, au plus tard une semaine après l'utilisation de la capacité entre zones allouée:
 - i) volume de capacité entre zones alloué et utilisé par unité de temps du marché;
 - ii) volume de capacité entre zones libéré pour les échéances suivantes par unité de temps du marché;
 - iii) estimation des coûts et bénéfices générés par le processus d'allocation;
- j) les méthodologies approuvées visées aux articles 40, 41 et 42 au moins un mois avant leur application;
- k) une description des fonctionnalités de tout algorithme développé et de ses modifications visées à l'article 58, au moins un mois avant son application;
- l) le rapport annuel commun visé à l'article 59.

4. Sous réserve de l'approbation en application de l'article 18, un GRT peut s'abstenir de publier des informations sur les prix et les volumes proposés des offres de capacité d'équilibrage ou d'énergie d'équilibrage si cela est justifié pour des raisons liées à des risques d'abus de marché et si cela ne nuit pas au fonctionnement efficace des marchés de l'électricité. Un GRT notifie ces non-publications au moins une fois par an à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE.

5. Au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, chaque GRT publie les informations en application du paragraphe 3, dans un format harmonisé convenu d'un commun accord, au moins sur la plateforme pour la transparence des informations créée en application de l'article 3 du règlement (UE) n° 543/2013. Au plus tard quatre mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, l'ENTSO-E met à jour le manuel de procédures tel que visé à l'article 5 du règlement (UE) n° 543/2013 et le soumet à l'Agence pour avis, que celle-ci rend dans un délai de deux mois.

Article 13

Délégation et assignation de tâches

1. Un GRT peut déléguer tout ou partie d'une tâche qui lui est assignée en vertu du présent règlement à un ou plusieurs tiers, pour autant que ceux-ci soient en mesure de s'acquitter de leur fonction respective au moins aussi efficacement que le GRT qui délègue. Le GRT qui délègue reste chargé d'assurer la conformité avec les obligations établies par le présent règlement, y compris celle d'assurer aux autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE l'accès aux informations nécessaires pour la surveillance.
2. Préalablement à la délégation, le tiers concerné démontre au GRT qui délègue sa capacité à exécuter les tâches à déléguer.
3. Dans le cas où tout ou partie d'une tâche visée dans le présent règlement est délégué à un tiers, le GRT qui délègue veille à ce que soient mis en place, avant l'octroi de la délégation, des accords de confidentialité appropriés, conformément aux obligations qui lui incombent en matière de confidentialité. Après la délégation de tout ou partie d'une tâche à un tiers, le GRT qui délègue informe l'autorité de régulation compétente et publie la décision de délégation sur l'internet.
4. Sans préjudice des tâches confiées aux GRT en vertu de la directive 2009/72/CE, un État membre ou, le cas échéant, une autorité de régulation compétente, peut assigner à un ou plusieurs tiers des tâches ou des obligations incombant aux GRT en vertu du présent règlement. L'État membre concerné, ou le cas échéant l'autorité de régulation concernée, ne peut assigner que des tâches et obligations des GRT qui ne nécessitent pas une coopération directe, un processus décisionnel conjoint ou l'établissement d'une relation contractuelle avec des GRT d'autres États membres. Avant l'assignation, le tiers concerné démontre à l'État membre ou, le cas échéant, à l'autorité de régulation compétente, sa capacité à exécuter la tâche à assigner.
5. Lorsque des tâches ou des obligations sont assignées à un tiers par un État membre, ou une autorité de régulation les références au GRT dans le présent règlement s'entendent comme des références à l'entité à laquelle des tâches ou obligations ont été assignées. L'autorité de régulation compétente assure la supervision de l'entité à laquelle des tâches ou des obligations ont été assignées en ce qui concerne l'exécution desdites tâches et obligations.

TITRE II

MARCHÉ DE L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

CHAPITRE 1

Fonctions et responsabilités

Article 14

Rôle des GRT

1. Chaque GRT est responsable de l'acquisition de services d'équilibrage auprès de fournisseurs de services d'équilibrage afin d'assurer la sécurité d'exploitation.
2. Chaque GRT applique un modèle d'appel décentralisé pour la détermination des programmes de production et des programmes de consommation. Les GRT qui appliquent un modèle d'appel centralisé au moment de l'entrée en vigueur du présent règlement le notifient à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE afin de continuer à appliquer un modèle d'appel centralisé pour la détermination des programmes de production et de consommation. L'autorité de régulation compétente vérifie que les tâches et les responsabilités du GRT sont cohérentes avec les définitions de l'article 2, paragraphe 18.

Article 15

Coopération avec les GRD

1. Les GRD, les GRT, les fournisseurs de services d'équilibrage et les responsables d'équilibre coopèrent en vue d'assurer un équilibrage efficient et efficace.
2. Chaque GRD fournit en temps utile au GRT de raccordement toutes les informations nécessaires afin d'effectuer le règlement des déséquilibres, en conformité avec les modalités et les conditions relatives à l'équilibrage en application de l'article 18.
3. Chaque GRT peut, avec les GRD de raccordement des réserves au sein de la zone de contrôle du GRT, élaborer conjointement une méthodologie d'allocation des coûts résultant des actions des GRD en application de l'article 182, paragraphes 4 et 5, du règlement (UE) 2017/1485. La méthodologie prévoit une allocation équitable des coûts tenant compte des responsabilités des parties en présence.
4. Les GRD signalent au GRT de raccordement les éventuelles limites fixées en application de l'article 182, paragraphes 4 et 5, du règlement (UE) 2017/1485 qui pourraient affecter les exigences énoncées dans le présent règlement.

Article 16

Rôle des fournisseurs de services d'équilibrage

1. Un fournisseur de services d'équilibrage est tenu d'obtenir une qualification pour déposer des offres d'énergie d'équilibrage ou de capacités d'équilibrage qui sont activées ou acquises par le GRT de raccordement ou, dans un modèle GRT-FSE, par le GRT contractant. L'aboutissement du processus de préqualification, assuré par le GRT de raccordement et mis en œuvre conformément aux articles 159 et 162 du règlement (UE) 2017/1485, est considéré comme une condition préalable à l'aboutissement du processus de qualification comme fournisseur de services d'équilibrage en vertu du présent règlement.
2. Chaque fournisseur de services d'équilibrage soumet au GRT de raccordement ses offres de capacités d'équilibrage qui affectent un ou plusieurs responsables d'équilibre.
3. Chaque fournisseur de services d'équilibrage participant au processus d'acquisition de capacité d'équilibrage soumet et a le droit de mettre à jour ses offres de capacités d'équilibrage avant l'heure de fermeture du guichet du processus d'acquisition.
4. Chaque fournisseur de services d'équilibrage signataire d'un contrat de capacité d'équilibrage soumet à son GRT de raccordement les offres d'énergie d'équilibrage ou les offres de processus de programmation intégré correspondant au volume, aux produits et aux autres exigences énoncés dans le contrat de capacité d'équilibrage.
5. Tout fournisseur de services d'équilibrage a le droit de soumettre à son GRT de raccordement les offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits standard ou de produits spécifiques ou les offres de processus de programmation intégré pour lesquelles il a réussi le processus de préqualification conformément aux articles 159 et 162 du règlement (UE) 2017/1485.

6. Le prix des offres d'énergie d'équilibrage ou des offres de processus de programmation intégré à partir de produits standard et de produits spécifiques en application du paragraphe 4 n'est pas prédéterminé dans un contrat de capacité d'équilibrage. Un GRT peut proposer une dérogation à cette règle dans la proposition de modalités et conditions relatives à l'organisation de l'équilibrage en application de l'article 18. Une telle dérogation s'applique uniquement aux produits spécifiques en application de l'article 26, paragraphe 3, point b) et est accompagnée d'une justification démontrant une efficacité économique accrue.

7. Il n'y a pas de discrimination entre les offres d'énergie d'équilibrage ou les offres de processus de programmation intégré soumises en application du paragraphe 4 et les offres d'énergie d'équilibrage ou les offres de processus de programmation intégré soumises en application du paragraphe 5.

8. Pour chaque produit d'énergie d'équilibrage ou de capacité d'équilibrage, l'unité fournissant des réserves, le groupe fournissant des réserves, l'installation de consommation ou le tiers ainsi que les responsables d'équilibre associés en application de l'article 18, paragraphe 4, point d), appartiennent à la même zone de programmation.

Article 17

Rôle des responsables d'équilibre

1. En temps réel, chaque responsable d'équilibre s'efforce de s'équilibrer ou de contribuer à l'équilibre du système électrique. Les exigences détaillées concernant cette obligation sont définies dans la proposition de modalités et conditions relatives à l'équilibrage établie en application de l'article 18.

2. Chaque responsable d'équilibre est financièrement responsable des déséquilibres à régler avec le GRT de raccordement.

3. Avant l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, chaque responsable d'équilibre peut modifier les programmes requis pour le calcul de sa position en application de l'article 54. Les GRT qui appliquent un modèle d'appel centralisé peuvent établir des conditions et règles spécifiques pour modifier les programmes d'un responsable d'équilibre dans les modalités et conditions relatives à l'équilibrage établies en application de l'article 18.

4. Après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, chaque responsable d'équilibre peut modifier les programmes commerciaux internes requis pour calculer sa position en application de l'article 54, conformément aux règles fixées dans les modalités et conditions relatives à l'équilibrage établies en application de l'article 18.

Article 18

Modalités et conditions relatives à l'équilibrage

1. Au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement et pour toutes les zones de programmation d'un État membre, les GRT de cet État membre élaborent une proposition concernant:

- a) les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage;
- b) les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre.

Lorsqu'une zone RFP comporte deux GRT ou plus, tous les GRT de cette zone RFP peuvent élaborer une proposition commune soumise à l'approbation des autorités de régulation compétentes.

2. Les modalités et conditions en application du paragraphe 1 couvrent également les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché, et les règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché, en application, respectivement, des articles 36 et 39 du règlement (UE) 2017/2196, dès qu'elles sont approuvées conformément à l'article 4 de ce même règlement.

3. Aux fins de l'élaboration des propositions de modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage et aux responsables d'équilibre, chaque GRT:

- a) se coordonne avec les GRT et les GRD susceptibles d'être affectés par ces modalités et conditions;
- b) respecte les cadres applicables à l'établissement de plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage et pour le processus de compensation des déséquilibres en application des articles 19, 20, 21 et 22;
- c) associe les autres GRD et parties prenantes tout au long de l'élaboration de la proposition et tient compte de leurs avis, sans préjudice de la consultation publique prévue à l'article 10.

4. Les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage:
 - a) définissent des exigences raisonnables et justifiées applicables à la fourniture de services d'équilibrage;
 - b) autorisent l'agrégation d'installations de consommation, d'installations de stockage d'énergie et d'installations de production d'électricité dans une zone de programmation en vue d'offrir des services d'équilibrage, sous réserve des conditions visées au paragraphe 5, point c);
 - c) autorisent les propriétaires d'installation de consommation, les tiers et les propriétaires d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie conventionnelles et renouvelables ainsi que les propriétaires d'unités de stockage d'énergie à devenir fournisseurs de services d'équilibrage;
 - d) exigent que chaque offre d'énergie d'équilibrage émanant d'un fournisseur de services d'équilibrage soit assignée à un ou plusieurs responsables d'équilibre afin de permettre le calcul d'une correction du déséquilibre en application de l'article 49.
5. Les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage contiennent:
 - a) les règles applicables au processus de qualification comme fournisseur de services d'équilibrage conformément à l'article 16;
 - b) les règles, exigences et délais applicables à l'acquisition et au transfert de capacités d'équilibrage en application des articles 32, 33 et 34;
 - c) les règles et les conditions applicables à l'agrégation d'installations de consommation, d'installations de stockage d'énergie et d'installations de production d'électricité dans une zone de programmation afin de devenir fournisseur de services d'équilibrage;
 - d) les exigences relatives aux données et aux informations à fournir au GRT de raccordement et, le cas échéant, au GRD de raccordement des réserves au cours du processus de préqualification et du fonctionnement du marché de l'équilibrage;
 - e) les règles et les conditions pour l'assignation de chaque offre d'énergie d'équilibrage émanant d'un fournisseur de services d'équilibrage à un ou plusieurs responsables d'équilibre en application du paragraphe 4, point d);
 - f) les exigences relatives aux données et informations à fournir au GRT de raccordement et, le cas échéant, au GRD de raccordement des réserves, afin d'évaluer la fourniture de services d'équilibrage en application de l'article 154, paragraphes 1 et 8, de l'article 158, paragraphe 1, point e), et paragraphe 4, point b), de l'article 161, paragraphe 1, point f), et paragraphe 4, point b), du règlement (UE) 2017/1485;
 - g) la définition d'une localisation pour chaque produit standard et chaque produit spécifique, compte tenu du paragraphe 5, point c);
 - h) les règles relatives à la détermination du volume d'énergie d'équilibrage à régler avec le fournisseur de services d'équilibrage en application de l'article 45;
 - i) les règles relatives au règlement des fournisseurs de services d'équilibrage en application du titre V, chapitres 2 et 5;
 - j) un délai maximal pour la finalisation du règlement de l'énergie d'équilibrage avec un fournisseur de services d'équilibrage conformément à l'article 45, applicable à toute période de règlement des déséquilibres;
 - k) les conséquences en cas de non-conformité avec les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage.
6. Les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre contiennent:
 - a) la définition de la responsabilité en matière d'équilibrage pour chaque point de connexion, d'une façon qui évite l'absence ou le chevauchement de la responsabilité en matière d'équilibrage entre différents acteurs du marché fournissant des services sur un point de connexion;
 - b) les exigences à satisfaire pour devenir responsable d'équilibre;
 - c) l'exigence que tous les responsables d'équilibre soient financièrement responsables de leurs déséquilibres, et que les déséquilibres soient réglés avec le GRT de raccordement;
 - d) les exigences applicables aux données et informations à fournir au GRT de raccordement aux fins du calcul des déséquilibres;
 - e) les règles applicables aux responsables d'équilibre aux fins de la modification de leurs programmes avant et après l'heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones, en application de l'article 17, paragraphes 3 et 4;

- f) les règles relatives au règlement des déséquilibres par les responsables d'équilibre, définies en application du titre V, chapitre 4;
- g) la définition d'une zone de déséquilibre en application de l'article 54, paragraphe 2, et d'une zone du prix du déséquilibre;
- h) un délai maximal pour la finalisation du règlement des déséquilibres avec les responsables d'équilibre pour toute période de règlement des déséquilibres définie en application de l'article 54;
- i) les conséquences en cas de non-conformité avec les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre;
- j) une obligation pour les responsables d'équilibre de soumettre au GRT de raccordement toute modification de la position;
- k) les règles relatives au règlement des déséquilibres en application des articles 52, 53, 54 et 55;
- l) s'il en existe, les dispositions concernant l'exclusion du règlement des déséquilibres de certains déséquilibres lorsqu'ils sont associés à l'instauration de restrictions de rampe pour l'atténuation des écarts de fréquence déterministes en application de l'article 137, paragraphe 4, du règlement (UE) 2017/1485.

7. Chaque GRT de raccordement peut inclure les éléments suivants dans la proposition de modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage ou dans les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre:

- a) l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, de communiquer des informations sur la capacité de production inutilisée et les autres ressources d'équilibrage provenant des fournisseurs de services d'équilibrage, après l'heure de fermeture du guichet du marché journalier et après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones;
- b) lorsque cela est justifié, l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offrir les capacités de production inutilisées ou les autres ressources d'équilibrage dans le cadre d'offres d'énergie d'équilibrage ou d'offres de processus de programmation intégré sur les marchés de l'équilibrage après l'heure de fermeture du guichet du marché journalier, sans préjudice de la possibilité, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, de modifier leurs offres d'énergie d'équilibrage avant l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage ou l'heure de fermeture du guichet pour le processus de programmation intégré, du fait des échanges sur le marché infrajournalier;
- c) lorsque cela est justifié, l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offrir la capacité de production inutilisée ou les autres ressources d'équilibrage dans le cadre d'offres d'énergie d'équilibrage ou d'offres de processus de programmation intégré sur les marchés de l'équilibrage après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones;
- d) des exigences spécifiques concernant la position des responsables d'équilibre soumise après l'échéance du marché journalier, afin de garantir que la somme de leurs programmes d'échanges commerciaux intérieurs et extérieurs soit égale à la somme des programmes de production et de consommation physiques, compte tenu de la compensation des pertes électriques, le cas échéant;
- e) une dérogation à l'obligation de publier des informations sur les prix proposés pour les offres d'énergie d'équilibrage ou les offres de capacité d'équilibrage en raison de risques d'abus de marché, en application de l'article 12, paragraphe 4;
- f) une dérogation, pour les produits spécifiques définis à l'article 26, paragraphe 3, point b), en application de l'article 16, paragraphe 6, permettant de prédéterminer le prix des offres d'énergie d'équilibrage dans un contrat de capacité d'équilibrage;
- g) le recours à la fixation de deux prix pour tous les déséquilibres sur la base des conditions établies en application de l'article 52, paragraphe 2, point d) i), et la méthodologie de fixation des deux prix en application de l'article 52, paragraphe 2, point d) ii).

8. Les GRT mettant en œuvre un modèle d'appel centralisé incluent également les éléments suivants dans les modalités et conditions relatives à l'équilibrage:

- a) l'heure de fermeture du guichet du processus de programmation intégré en application de l'article 24, paragraphe 5;
- b) les règles relatives à la mise à jour des offres de processus de programmation intégré après chaque heure de fermeture du guichet correspondant, en application de l'article 24, paragraphe 6;
- c) les règles relatives à l'utilisation des offres de processus de programmation intégré avant l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage, en application de l'article 24, paragraphe 7;
- d) les règles de conversion des offres de processus de programmation intégré en application de l'article 27.

9. Chaque GRT s'assure du respect par toutes les parties, dans sa ou ses zones de programmation, des exigences énoncées dans les modalités et conditions applicables à l'équilibrage.

CHAPITRE 2

Plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage

Article 19

Plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement

1. Dans les six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT qui mettent en œuvre le processus de remplacement des réserves en application de la partie IV du règlement (UE) 2017/1485 établissent une proposition relative au cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement.
2. La plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement, exploitée par les GRT ou par une entité créée par les GRT eux-mêmes, est fondée sur des principes de gouvernance et des processus opérationnels communs et comporte au moins la fonction d'optimisation de l'activation et la fonction de règlement GRT-GRT. La plateforme européenne applique un modèle GRT-GRT multilatéral avec des listes de préséance économique communes aux fins de l'échange de toutes les offres d'énergie d'équilibrage à partir de tous les produits standard pour les réserves de remplacement, sauf pour les offres déclarées indisponibles en application de l'article 29, paragraphe 14.
3. La proposition visée au paragraphe 1 comprend au moins:
 - a) la conception de haut niveau de la plateforme européenne;
 - b) la feuille de route et les délais pour la mise en œuvre de la plateforme européenne;
 - c) la définition des fonctions requises pour l'exploitation de la plateforme européenne;
 - d) les règles proposées concernant la gouvernance et l'exploitation de la plateforme européenne, fondées sur le principe de non-discrimination et garantissant un traitement équitable de tous les GRT membres, qui exclut qu'un GRT bénéficie d'avantages économiques indus du fait de sa participation aux fonctions de la plateforme européenne;
 - e) la ou les entités proposées pour exercer les fonctions définies dans la proposition. Lorsque les GRT proposent de désigner plusieurs entités, la proposition démontre et garantit:
 - i) une attribution cohérente des fonctions aux entités exploitant la plateforme européenne. La proposition tient pleinement compte de la nécessité de coordonner les différentes fonctions attribuées aux entités exploitant la plateforme européenne;
 - ii) que la structure proposée pour la plateforme européenne et l'attribution des fonctions garantissent une gouvernance, un fonctionnement et une supervision par les autorités de régulation efficaces et efficaces, et contribuent à la réalisation des objectifs du présent règlement;
 - iii) une coordination et un processus décisionnel efficaces en vue de résoudre toutes positions conflictuelles entre les entités exploitant la plateforme européenne;
 - f) le cadre de l'harmonisation des modalités et conditions relatives à l'organisation de l'équilibrage en application de l'article 18;
 - g) les principes détaillés pour le partage des coûts communs, y compris la catégorisation détaillée de ces coûts, conformément à l'article 23;
 - h) l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage pour tous les produits standard liés aux réserves de remplacement, conformément à l'article 24;
 - i) la définition des produits standard d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement, conformément à l'article 25;
 - j) l'heure de fermeture du guichet de soumission des offres d'énergie d'équilibrage par le GRT, conformément à l'article 29, paragraphe 13;
 - k) les listes de préséance économique communes à établir à l'aide de la fonction commune d'optimisation de l'activation en application de l'article 31;
 - l) la description de l'algorithme associé à la fonction d'optimisation de l'activation pour les offres d'énergie d'équilibrage de tous les produits standard liés aux réserves de remplacement, conformément à l'article 58.
4. Dans les six mois après l'approbation de la proposition concernant le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement, tous les GRT qui mettent en œuvre le processus de remplacement des réserves en application de la partie IV du règlement (UE) 2017/1485 désignent l'entité ou les entités proposées pour assurer l'exploitation de la plateforme européenne, en application du paragraphe 3, point e).

5. Dans l'année qui suit l'approbation de la proposition concernant le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement, tous les GRT qui mettent en œuvre le processus de remplacement des réserves en application de la partie IV du règlement (UE) 2017/1485, et qui ont au moins un GRT voisin interconnecté qui met également en œuvre ce processus, mettent en place et en service la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement. Ils utilisent la plateforme européenne pour:

- a) soumettre toutes les offres d'énergie d'équilibrage à partir de tous les produits standard liés aux réserves de remplacement;
- b) échanger toutes les offres d'énergie d'équilibrage à partir de tous les produits standard liés aux réserves de remplacement, sauf les offres déclarées indisponibles en application de l'article 29, paragraphe 14;
- c) s'efforcer de satisfaire tous leurs besoins en énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement.

Article 20

Plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle

1. Dans l'année après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition concernant le cadre de la mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle.

2. La plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, exploitée par les GRT ou par une entité créée par les GRT eux-mêmes, est fondée sur des principes de gouvernance et des processus opérationnels communs et comporte au moins la fonction d'optimisation de l'activation et la fonction de règlement GRT-GRT. Cette plateforme européenne applique un modèle GRT-GRT multilatéral avec des listes de préséance économique communes aux fins de l'échange de toutes les offres d'énergie d'équilibrage à partir de tous les produits standard pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, sauf pour les offres déclarées indisponibles en application de l'article 29, paragraphe 14.

3. La proposition visée au paragraphe 1 comprend au moins:

- a) la conception de haut niveau de la plateforme européenne;
- b) la feuille de route et les délais pour la mise en œuvre de la plateforme européenne;
- c) la définition des fonctions requises pour l'exploitation de la plateforme européenne;
- d) les règles proposées concernant la gouvernance et l'exploitation de la plateforme européenne, fondées sur le principe de non-discrimination et garantissant un traitement équitable de tous les GRT membres, qui exclut qu'un GRT bénéficie d'avantages économiques indus du fait de sa participation aux fonctions de la plateforme européenne;
- e) la ou les entités proposées pour assumer les fonctions définies dans la proposition. Lorsque les GRT proposent de désigner plusieurs entités, la proposition démontre et garantit:
 - i) une attribution cohérente des fonctions aux entités exploitant la plateforme européenne. La proposition tient pleinement compte de la nécessité de coordonner les différentes fonctions attribuées aux entités exploitant la plateforme européenne;
 - ii) que la structure proposée pour la plateforme européenne et l'attribution des fonctions garantissent une gouvernance, un fonctionnement et une supervision par les autorités de régulation efficaces et efficaces, et contribuent à la réalisation des objectifs du présent règlement;
 - iii) une coordination et un processus décisionnel efficaces en vue de résoudre toutes positions conflictuelles entre les entités exploitant la plateforme européenne;
- f) le cadre de l'harmonisation des modalités et conditions relatives à l'organisation de l'équilibrage en application de l'article 18;
- g) les principes détaillés pour le partage des coûts communs, y compris la catégorisation détaillée de ces coûts, conformément à l'article 23;
- h) l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage pour tous les produits standard liés aux réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, conformément à l'article 24;
- i) la définition des produits standard d'énergie d'équilibrage liés aux réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, conformément à l'article 25;

- j) l'heure de fermeture du guichet de soumission des offres d'énergie d'équilibrage par le GRT, conformément à l'article 29, paragraphe 13;
 - k) les listes de préséance économique communes à établir à l'aide de la fonction d'optimisation de l'activation en application de l'article 31;
 - l) la description de l'algorithme associé à la fonction d'optimisation de l'activation pour les offres d'énergie d'équilibrage de tous les produits standard liés aux réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, conformément à l'article 58.
4. Dans les six mois après l'approbation de la proposition concernant le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, tous les GRT désignent l'entité ou les entités proposées pour assurer l'exploitation de la plateforme européenne, en application du paragraphe 3, point e).
5. Dans les dix-huit mois après l'approbation de la proposition concernant le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, tous les GRT peuvent élaborer une proposition de modification de la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, en application du paragraphe 1. Les modifications proposées s'appuient sur une analyse coût-bénéfice réalisée par tous les GRT en application de l'article 61. La proposition est communiquée à la Commission.
6. Dans les trente mois après l'approbation de la proposition concernant le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, ou si tous les GRT soumettent une proposition de modification de la plateforme européenne conformément au paragraphe 5, dans les douze mois à compter de l'approbation de la proposition de modification de la plateforme européenne, tous les GRT mettent en place et en service la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, et utilisent cette plateforme pour:
- a) soumettre toutes les offres d'énergie d'équilibrage à partir de tous les produits standard liés aux réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle;
 - b) échanger toutes les offres d'énergie d'équilibrage à partir de tous les produits standard liés aux réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, sauf les offres déclarées indisponibles en application de l'article 29, paragraphe 14;
 - c) s'efforcer de satisfaire tous leurs besoins en énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle.

Article 21

Plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique

1. Dans l'année qui suit l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition concernant le cadre de la mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique.
2. La plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique exploitée par les GRT ou par une entité créée par les GRT eux-mêmes, est fondée sur des principes de gouvernance et des processus opérationnels communs et comporte au moins la fonction d'optimisation de l'activation et la fonction de règlement GRT-GRT. Cette plateforme européenne applique un modèle GRT-GRT multilatéral avec des listes de préséance économique communes aux fins de l'échange de toutes les offres d'énergie d'équilibrage à partir de tous les produits standard pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique, sauf pour les offres déclarées indisponibles en application de l'article 29, paragraphe 14.
3. La proposition visée au paragraphe 1 comprend au moins:
- a) la conception de haut niveau de la plateforme européenne;
 - b) la feuille de route et les délais pour la mise en œuvre de la plateforme européenne;
 - c) la définition des fonctions requises pour l'exploitation de la plateforme européenne;
 - d) les règles proposées concernant la gouvernance et l'exploitation de la plateforme européenne, fondées sur le principe de non-discrimination et garantissant un traitement équitable de tous les GRT membres, qui exclut qu'un GRT bénéficie d'avantages économiques indus du fait de sa participation aux fonctions de la plateforme européenne;

- e) la ou les entités proposées pour assumer les fonctions définies dans la proposition. Lorsque les GRT proposent de désigner plusieurs entités, la proposition démontre et garantit:
 - i) une attribution cohérente des fonctions aux entités exploitant la plateforme européenne. La proposition tient pleinement compte de la nécessité de coordonner les différentes fonctions attribuées aux entités exploitant la plateforme européenne;
 - ii) que la structure proposée pour la plateforme européenne et l'attribution des fonctions garantissent une gouvernance, un fonctionnement et une supervision par les autorités de régulation efficaces et efficaces, et contribuent à la réalisation des objectifs du présent règlement;
 - iii) une coordination et un processus décisionnel efficaces en vue de résoudre toutes positions conflictuelles entre les entités exploitant la plateforme européenne;
- f) le cadre de l'harmonisation des modalités et conditions relatives à l'organisation de l'équilibrage en application de l'article 18;
- g) les principes détaillés pour le partage des coûts communs, y compris la catégorisation détaillée de ces coûts, conformément à l'article 23;
- h) l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage pour tous les produits standard liés aux réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique, conformément à l'article 24;
- i) la définition des produits standard d'énergie d'équilibrage liés aux réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique, conformément à l'article 25;
- j) l'heure de fermeture du guichet de soumission des offres d'énergie d'équilibrage par le GRT, conformément à l'article 29, paragraphe 13;
- k) les listes de préséance économique communes à établir à l'aide de la fonction d'optimisation de l'activation en application de l'article 31;
- l) la description de l'algorithme associé à la fonction d'optimisation de l'activation pour les offres d'énergie d'équilibrage de tous les produits standard liés aux réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique, conformément à l'article 58.

4. Dans les six mois après l'approbation de la proposition concernant le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique, tous les GRT désignent l'entité ou les entités proposées pour assurer l'exploitation de la plateforme européenne, en application du paragraphe 3, point e).

5. Dans les dix-huit mois après l'approbation de la proposition concernant le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique, tous les GRT peuvent élaborer une proposition de modification, d'une part, de la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique en application du paragraphe 1, et, d'autre part, des principes énoncés au paragraphe 2. Les modifications proposées s'appuient sur une analyse coût-bénéfice réalisée par tous les GRT en application de l'article 61. La proposition est communiquée à la Commission.

6. Dans les trente mois à compter de l'approbation de la proposition concernant le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique, ou si tous les GRT soumettent une proposition de modification de la plateforme européenne conformément au paragraphe 5, dans les douze mois à compter de l'approbation de la proposition de modification de la plateforme européenne, tous les GRT exécutant le processus de restauration de la fréquence automatique en application de la partie IV du règlement (UE) 2017/1485 mettent en place et en service la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique, et utilisent cette plateforme pour:

- a) soumettre toutes les offres d'énergie d'équilibrage à partir de tous les produits standard liés aux réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique;
- b) échanger toutes les offres d'énergie d'équilibrage à partir de tous les produits standard liés aux réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique, sauf les offres déclarées indisponibles en application de l'article 29, paragraphe 14;
- c) s'efforcer de satisfaire tous leurs besoins en énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique.

Article 22

Plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres

1. Dans les six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition concernant le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres.

2. La plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres, exploitée par les GRT ou par une entité créée par les GRT eux-mêmes, est fondée sur des principes de gouvernance et des processus opérationnels communs et comporte au moins la fonction d'exécution du processus de compensation des déséquilibres et la fonction de règlement GRT-GRT. La plateforme européenne applique un modèle GRT-GRT multilatéral pour l'exécution du processus de compensation des déséquilibres.

3. La proposition visée au paragraphe 1 comprend au moins:

- a) la conception de haut niveau de la plateforme européenne;
- b) la feuille de route et les délais pour la mise en œuvre de la plateforme européenne;
- c) la définition des fonctions requises pour l'exploitation de la plateforme européenne;
- d) les règles proposées concernant la gouvernance et l'exploitation de la plateforme européenne, fondées sur le principe de non-discrimination et garantissant un traitement équitable de tous les GRT membres, qui exclut qu'un GRT bénéficie d'avantages économiques indus du fait de sa participation aux fonctions de la plateforme européenne;
- e) la ou les entités proposées pour exercer les fonctions définies dans la proposition. Lorsque les GRT proposent de désigner plusieurs entités, la proposition démontre et garantit:
 - i) une attribution cohérente des fonctions aux entités exploitant la plateforme européenne. La proposition tient pleinement compte de la nécessité de coordonner les différentes fonctions attribuées aux entités exploitant la plateforme européenne;
 - ii) que la structure proposée pour la plateforme européenne et l'attribution des fonctions garantissent une gouvernance, un fonctionnement et une supervision par les autorités de régulation efficaces et efficaces, et contribuent à la réalisation des objectifs du présent règlement;
 - iii) une coordination et un processus décisionnel efficaces en vue de résoudre toutes positions conflictuelles entre les entités exploitant la plateforme européenne;
- f) le cadre de l'harmonisation des modalités et conditions relatives à l'organisation de l'équilibrage en application de l'article 18;
- g) les principes détaillés pour le partage des coûts communs, y compris la catégorisation détaillée de ces coûts, conformément à l'article 23;
- h) la description de l'algorithme associé à la fonction d'exécution du processus de compensation des déséquilibres, conformément à l'article 58.

4. Dans les six mois après l'approbation de la proposition concernant le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres, tous les GRT désignent l'entité ou les entités proposées pour assurer l'exploitation de la plateforme européenne, en application du paragraphe 3, point e).

5. Dans l'année après l'approbation de la proposition du cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres, tous les GRT qui mettent en œuvre le processus de restauration de la fréquence automatique en application de la partie IV du règlement (UE) 2017/1485 mettent en place et en service la plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres. Ils utilisent la plateforme européenne pour exécuter le processus de compensation des déséquilibres, au moins pour la zone synchrone d'Europe continentale.

Article 23

Partage des coûts entre GRT dans différents États membres

1. Tous les GRT remettent un rapport annuel aux autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE, dans lequel les coûts d'établissement, de modification et de fonctionnement des plateformes européennes en application des articles 19, 20, 21 et 22 sont expliqués en détail. Ce rapport est publié par l'Agence, compte dûment tenu des informations commerciales sensibles.

2. Les coûts visés au paragraphe 1 sont ventilés de la façon suivante:

- a) les coûts communs résultant des activités coordonnées de tous les GRT participant aux plateformes respectives;
- b) les coûts régionaux résultant des activités de plusieurs GRT, mais pas la totalité, participant aux plateformes respectives;
- c) les coûts nationaux résultant des activités du GRT de l'État membre concerné participant aux plateformes respectives.

3. Les coûts communs visés au paragraphe 2, point a), sont partagés entre les GRT dans les États membres et les pays tiers qui participent aux plateformes européennes. Pour calculer le montant à verser par les GRT de chaque État membre et, le cas échéant, de chaque pays tiers, un huitième du coût commun est divisé de façon égale entre chaque État membre et pays tiers, cinq huitièmes sont divisés entre chaque État membre et pays tiers proportionnellement à leur consommation, et deux huitièmes sont divisés de façon égale entre les GRT participants en application du paragraphe 2, point a). La part des coûts revenant à chaque État membre est supportée par le ou les GRT actifs sur le territoire de cet État membre. Lorsque plusieurs GRT sont actifs dans un même État membre, la part des coûts incombant à l'État membre est répartie entre ces GRT en proportion de leur consommation dans leur zone de contrôle respective.
4. Afin de prendre en compte les modifications des coûts communs ou les changements dans les GRT participants, le calcul des coûts communs est adapté régulièrement.
5. Les GRT qui coopèrent dans une région donnée conviennent conjointement d'une proposition pour la répartition des coûts régionaux conformément au paragraphe 2, point b). La proposition est ensuite approuvée individuellement par les autorités nationales compétentes de chaque État membre et, le cas échéant, de chaque pays tiers de la région. Ou bien, les GRT qui coopèrent dans une région donnée peuvent appliquer les modalités de répartition des coûts établies au paragraphe 3.
6. Les principes du partage des coûts s'appliquent aux coûts qui contribuent à la création, à la modification et à l'exploitation des plateformes européennes à compter de l'approbation de la proposition concernant les cadres de mise en œuvre correspondants conformément à l'article 19, paragraphe 1, à l'article 20, paragraphe 1, à l'article 21, paragraphe 1, et à l'article 22, paragraphe 1. Lorsque les cadres de mise en œuvre proposent que les projets existants soient convertis en une plateforme européenne, tous les GRT participant aux projets existants peuvent proposer qu'une partie des coûts encourus avant l'approbation de la proposition concernant les cadres de mise en œuvre directement liés au développement et à la mise en œuvre du projet en question et considérés comme raisonnables, efficaces et proportionnés, soit considérée comme faisant partie des coûts communs en application du paragraphe 2, point a).

Article 24

Heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage

1. Dans le cadre des propositions en application des articles 19, 20 et 21, tous les GRT harmonisent l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage pour les produits standard au niveau de l'Union, au moins pour chacun des processus suivants:
 - a) réserves de remplacement;
 - b) réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle;
 - c) réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique.
2. L'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage:
 - a) est aussi proche que possible du temps réel;
 - b) ne se situe pas avant l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones;
 - c) garantit une durée suffisante pour les processus d'équilibrage nécessaires.
3. Après l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage, les fournisseurs de service d'équilibrage ne sont plus autorisés à soumettre ni à mettre à jour leurs offres d'énergie d'équilibrage.
4. Après l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage, les fournisseurs de services d'équilibrage notifient sans délai indu au GRT de raccordement tous les volumes indisponibles d'offres d'énergie d'équilibrage, conformément à l'article 158, paragraphe 4, point b), et à l'article 161, paragraphe 4, point b), du règlement (UE) 2017/1485. Si un fournisseur de services d'équilibrage possède un point de raccordement à un GRD, et si ce GRD le demande, le fournisseur de services d'équilibrage lui notifie également tous les volumes indisponibles d'offres d'énergie d'équilibrage sans délai indu.
5. Dans les deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, chaque GRT appliquant un modèle d'appel centralisé fixe au moins une heure de fermeture du guichet du processus de programmation intégré qui:
 - a) permet aux fournisseurs de services d'équilibrage de mettre à jour leurs offres de processus de programmation intégré aussi près que possible du temps réel;
 - b) ne se situe pas plus de huit heures avant le temps réel;
 - c) se situe avant l'heure de fermeture du guichet de soumission des offres d'énergie du GRT.

6. Après chaque fermeture du guichet du processus de programmation intégré, l'offre de processus de programmation intégré ne peut être modifiée que conformément aux règles définies par le GRT de raccordement dans les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage fixées en application de l'article 18. Ces règles sont mises en œuvre avant que le GRT de raccordement se joigne à un processus d'échange d'énergie d'équilibrage et permet aux fournisseurs d'énergie d'équilibrage de mettre à jour leurs offres de processus de programmation intégré, dans la mesure du possible, avant l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, tout en veillant:

- a) à l'efficacité économique du processus de programmation intégré;
- b) à la sécurité d'exploitation;
- c) à la cohérence de toutes les itérations du processus de programmation intégré;
- d) au traitement équitable et égal de tous les fournisseurs de services d'équilibrage dans la zone de programmation;
- e) à l'absence d'effet négatif sur le processus de programmation intégré.

7. Chaque GRT appliquant un modèle d'appel centralisé établit les règles d'utilisation des offres de processus de programmation intégré avant l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage, conformément à l'article 18, paragraphe 8, point c), afin:

- a) de garantir que le GRT s'acquitte de ses obligations en matière de capacité de réserve en temps réel;
- b) de garantir que des ressources suffisantes sont disponibles pour la résolution des congestions internes;
- c) de garantir la possibilité d'un appel réalisable en temps réel pour les installations de production et les installations de consommation d'électricité.

Article 25

Exigences applicables aux produits standard

1. Les produits standard d'énergie d'équilibrage sont développés dans le cadre des propositions concernant les cadres de mise en œuvre des plateformes européennes en application des articles 19, 20 et 21. Après l'approbation de chaque cadre de mise en œuvre et au plus tard lorsqu'un GRT utilise la plateforme européenne correspondante, le GRT n'utilise que des produits d'énergie d'équilibrage standard et, lorsque cela est justifié, des produits spécifiques, afin de maintenir l'équilibre du système électrique conformément aux articles 127, 157 et 160 du règlement (UE) 2017/1485.

2. Dans les deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition de liste de produits standard pour la capacité d'équilibrage liée aux réserves de restauration de la fréquence et aux réserves de remplacement.

3. Au moins tous les deux ans, tous les GRT révisent la liste des produits standard pour l'énergie d'équilibrage et la capacité d'équilibrage. La révision des produits standard tient compte:

- a) des objectifs énoncés à l'article 3, paragraphe 1;
- b) le cas échéant, des modifications proposées de la liste des produits standard et du nombre de listes de présence économique communes en application de l'article 31, paragraphe 2;
- c) des indicateurs de performance décrits à l'article 59, paragraphe 4.

4. La liste des produits standard d'énergie d'équilibrage et de capacité d'équilibrage peut indiquer au minimum les caractéristiques suivantes d'une offre de produit standard:

- a) période de préparation;
- b) période de rampe;
- c) temps d'activation complète;
- d) quantité minimale et maximale;
- e) période de désactivation;
- f) durée minimale et maximale de la période de livraison;
- g) période de validité;
- h) mode d'activation.

5. La liste des produits standard d'énergie d'équilibrage et de capacité d'équilibrage indique au minimum les caractéristiques variables suivantes d'un produit standard à déterminer par les fournisseurs de services d'équilibrage au cours de la préqualification ou lors de la soumission de l'offre de produit standard:

- a) prix de l'offre;
- b) divisibilité;
- c) localisation;
- d) durée minimale entre la fin de la période de désactivation et l'activation suivante.

6. Les produits standard pour l'énergie d'équilibrage et la capacité d'équilibrage:

- a) garantissent une standardisation efficace, promeuvent la concurrence et la liquidité transfrontalières et évitent une fragmentation indue du marché;
- b) facilitent la participation des propriétaires d'installation de consommation, des tiers, des propriétaires d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et des propriétaires d'unité de stockage d'énergie en qualité de fournisseurs de services d'équilibrage.

Article 26

Exigences applicables aux produits spécifiques

1. Après l'approbation des cadres de mise en œuvre relatifs aux plateformes européennes en application des articles 19, 20 et 21, chaque GRT peut élaborer une proposition concernant la définition et l'utilisation de produits spécifiques pour l'énergie d'équilibrage et la capacité d'équilibrage. Cette proposition comporte au moins:

- a) une définition des produits spécifiques et la période au cours de laquelle ils seront utilisés;
- b) une démonstration de l'insuffisance des produits standard pour garantir la sécurité d'exploitation et maintenir efficacement l'équilibre du système, ou une démonstration que certaines ressources d'équilibrage ne peuvent participer au marché de l'équilibrage au moyen des produits standard;
- c) une description des mesures proposées pour réduire au minimum l'utilisation de produits spécifiques sur la base de l'efficacité économique;
- d) le cas échéant, les règles relatives à la conversion des offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits spécifiques en offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits standard;
- e) le cas échéant, des informations sur le processus de conversion des offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits spécifiques en offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits standard et des informations concernant la liste de préséance économique commune sur laquelle la conversion aura lieu;
- f) une démonstration que les produits spécifiques ne créent pas d'inefficacité ni de distorsions significatives sur le marché de l'équilibrage tant à l'intérieur qu'en dehors de la zone de programmation.

2. Chaque GRT qui utilise des produits spécifiques réexamine au moins tous les deux ans la nécessité d'utiliser des produits spécifiques, conformément aux critères énoncés au paragraphe 1.

3. Les produits spécifiques sont mis en œuvre parallèlement à la mise en œuvre des produits standard. À la suite de l'utilisation de produits spécifiques, le GRT de raccordement peut:

- a) soit convertir les offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits spécifiques en offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits standard;
- b) soit activer les offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits spécifiques au niveau local, sans les échanger.

4. Les règles de conversion des offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits spécifiques en offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits standard en application du paragraphe 1, point d):

- a) sont équitables, transparentes et non discriminatoires;
- b) ne font pas obstacle à l'échange de services d'équilibrage;
- c) garantissent la neutralité financière des GRT.

Article 27

Conversion des offres dans un modèle d'appel centralisé

1. Chaque GRT appliquant un modèle d'appel centralisé utilise les offres de processus de programmation intégré pour l'échange de services d'équilibrage ou pour le partage de réserves.

2. Chaque GRT appliquant un modèle d'appel centralisé utilise les offres de processus de programmation intégré disponibles pour la gestion en temps réel du système électrique afin de fournir des services d'équilibrage aux autres GRT, tout en respectant les contraintes de sécurité d'exploitation.

3. Chaque GRT appliquant un modèle d'appel centralisé convertit autant que possible les offres de processus de programmation intégré en application du paragraphe 2 en produits standard, en tenant compte de la sécurité d'exploitation. Les règles de conversion des offres de processus de programmation intégré en produits standard:

- a) sont équitables, transparentes et non discriminatoires;
- b) ne font pas obstacle à l'échange de services d'équilibrage;
- c) garantissent la neutralité financière des GRT.

Article 28

Procédures de repli

1. Chaque GRT veille à ce que des solutions de repli soient en place en cas d'échec des procédures visées aux paragraphes 2 et 3.

2. Lorsque la procédure d'acquisition de services d'équilibrage échoue, les GRT concernés recommencent cette procédure. Les GRT informent les acteurs du marché que des procédures de repli seront mises en œuvre dès que possible.

3. En cas d'échec de l'activation coordonnée d'énergie d'équilibrage, chaque GRT peut s'écarter de l'activation de la liste de préséance économique commune, et en informe les acteurs du marché dès que possible.

TITRE III

PROCÉDURE D'ACQUISITION DE SERVICES D'ÉQUILIBRAGE

CHAPITRE 1

Énergie d'équilibrage

Article 29

Activation des offres d'énergie d'équilibrage à partir de la liste de préséance économique commune

1. Afin de maintenir l'équilibre du système électrique conformément aux articles 127, 157 et 160 du règlement (UE) 2017/1485, chaque GRT utilise les offres d'énergie d'équilibrage présentant un bon rapport coût-efficacité disponibles pour livraison dans sa zone de contrôle sur la base des listes de préséance économique communes ou d'un autre modèle tel que défini selon la proposition de tous les GRT en application de l'article 21, paragraphe 5.

2. Les GRT n'activent pas les offres d'énergie d'équilibrage avant l'heure de fermeture du guichet d'énergie d'équilibrage correspondante, sauf en état d'alerte ou d'urgence, lorsque ces activations contribuent à diminuer la gravité de ces états du réseau, et sauf lorsque les offres ont une autre finalité que l'équilibrage en application du paragraphe 3.

3. Dans l'année qui suit l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT établissent une proposition de méthodologie pour la classification des finalités de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage. Cette méthodologie:

- a) décrit toutes les finalités possibles de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage;
- b) définit les critères de classification pour chaque finalité d'activation possible.

4. Pour chaque offre d'énergie d'équilibrage activée sur la base de la liste de préséance économique commune, le GRT qui active l'offre définit la finalité de l'activation selon la méthodologie établie conformément au paragraphe 3. La finalité de l'activation est notifiée à tous les GRT, qui peuvent la visualiser au moyen de la fonction d'optimisation de l'activation.

5. Dans le cas où l'activation des offres d'énergie d'équilibrage s'écarte des résultats de la fonction d'optimisation de l'activation, le GRT publie en temps utile des informations sur les motifs de cet écart.

6. La demande d'activation d'une offre d'énergie d'équilibrage à partir de la fonction d'optimisation de l'activation oblige le GRT demandeur et le GRT de raccordement à accepter l'échange ferme d'énergie d'équilibrage. Chaque GRT de raccordement veille à l'activation de l'offre d'énergie d'équilibrage sélectionnée par la fonction d'optimisation de l'activation. L'énergie d'équilibrage est réglée, en application de l'article 50, entre le GRT de raccordement et le fournisseur de services d'équilibrage en application du chapitre 2 du titre V.

7. L'activation des offres d'énergie d'équilibrage est fondée sur un modèle GRT-GRT avec une liste de préséance économique commune.

8. Chaque GRT soumet toutes les données nécessaires pour l'exécution des algorithmes prévus à l'article 58, paragraphes 1 et 2, à la fonction d'optimisation de l'activation, conformément aux règles établies en application de l'article 31, paragraphe 1.

9. Chaque GRT de raccordement soumet à la fonction d'optimisation de l'activation, avant l'heure de fermeture du guichet pour la soumission des offres d'énergie des GRT, toutes les offres d'énergie d'équilibrage émanant de fournisseurs de services d'équilibrage, en tenant compte des exigences prévues aux articles 26 et 27. Les GRT de raccordement ne modifient ni ne refusent aucune offre d'énergie d'équilibrage, sauf dans le cas:

- a) d'offres d'énergie d'équilibrage liées aux articles 26 et 27;
- b) d'offres d'énergie d'équilibrage qui sont manifestement erronées et incluent un volume de livraison impossible à honorer;
- c) d'offres d'énergie d'équilibrage qui ne sont pas transférées sur les plateformes européennes conformément au paragraphe 10.

10. Chaque GRT qui applique un modèle d'appel décentralisé et qui opère dans une zone de programmation dont l'heure locale de fermeture du guichet infrajournalier se situe après l'heure de fermeture du guichet de l'énergie d'équilibrage fixée en application de l'article 24 peut élaborer une proposition de limitation du volume d'offres transféré sur les plateformes européennes en application des articles 19 à 21. Les offres transférées sur les plateformes européennes sont toujours les offres les moins chères. Cette proposition comporte:

- a) la définition du volume minimal à transférer sur les plateformes européennes. Le volume minimal d'offres soumis par le GRT est égal ou supérieur à la somme des exigences de capacité de réserve applicables à son bloc RFP conformément aux articles 157 et 160 du règlement (UE) 2017/1485 et des obligations découlant de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves;
- b) les règles de libération des offres non soumises sur les plateformes européennes et la définition du moment où les fournisseurs de services d'équilibrage concernés sont informés de la libération de leurs offres.

11. Au moins une fois tous les deux ans après l'approbation de la proposition visée au paragraphe 10 par l'autorité de régulation compétente, tous les GRT évaluent l'incidence de la limitation du volume d'offres transféré sur les plateformes européennes et le fonctionnement du marché infrajournalier. Cette évaluation comporte:

- a) une évaluation par les GRT concernés du volume minimal d'offres à transférer sur les plateformes européennes en application de l'article 10, point a);
- b) une recommandation adressée aux GRT concernés par la limitation des offres d'énergie d'équilibrage.

Sur la base de cette évaluation, tous les GRT font une proposition à toutes les autorités de régulation concernant la révision du volume minimal d'offres d'énergie d'équilibrage à transférer sur les plateformes européennes en application du paragraphe 10, point a).

12. Chaque GRT demandeur peut solliciter l'activation d'offres d'énergie d'équilibrage figurant sur les listes de préséance économique communes dans la limite du volume total d'énergie d'équilibrage. Le volume total d'énergie d'équilibrage pouvant être activé par le GRT demandeur à partir des offres d'énergie d'équilibrage figurant sur les listes de préséance économique communes est calculé comme la somme des volumes des éléments suivants:

- a) les offres d'énergie d'équilibrage soumises par le GRT demandeur qui ne résultent pas du partage de réserves ni de l'échange de capacité d'équilibrage;
- b) les offres d'énergie d'équilibrage soumises par d'autres GRT sur la base de capacités d'équilibrage acquises pour le compte du GRT demandeur;
- c) les offres d'énergie d'équilibrage résultant du partage de réserves, à la condition que les autres GRT participant au partage de réserves n'aient pas déjà demandé l'activation de ces volumes partagés.

13. Tous les GRT peuvent établir, dans les propositions de cadre de mise en œuvre des plateformes européennes en application des articles 19, 20 et 21, les conditions ou les situations dans lesquelles les limites fixées au paragraphe 12 ne s'appliquent pas. Lorsqu'un GRT demande des offres d'énergie d'équilibrage au-delà de la limite fixée au paragraphe 12, tous les autres GRT en sont informés.

14. Chaque GRT peut déclarer que les offres d'énergie d'équilibrage soumises à la fonction d'optimisation de l'activation sont indisponibles à l'activation par d'autres GRT en raison de restrictions liées à une congestion interne ou à des contraintes de sécurité d'exploitation au sein de la zone de programmation du GRT de raccordement.

Article 30

Fixation du prix de l'énergie d'équilibrage et de la capacité entre zones utilisées pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou pour la mise en œuvre du processus de compensation des déséquilibres

1. Dans l'année qui suit l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT établissent une proposition de méthodologie pour la détermination des prix de l'énergie d'équilibrage qui résulte de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage aux fins du processus de restauration de la fréquence conformément aux articles 143 et 147 du règlement (UE) 2017/1485, et aux fins du processus de remplacement des réserves conformément aux articles 144 et 148 de ce même règlement. Cette méthodologie:

- a) est fondée sur le prix marginal (rémunération au prix du clearing);
- b) définit l'influence de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage pour des finalités autres que l'équilibrage sur le prix de l'énergie d'équilibrage, tout en garantissant qu'au moins les offres d'énergie d'équilibrage activées pour des finalités de gestion de la congestion interne ne déterminent pas le prix marginal de l'énergie d'équilibrage;
- c) établit au moins un prix de l'énergie d'équilibrage pour chaque période de règlement des déséquilibres;
- d) envoie des signaux de prix et des incitations corrects aux acteurs du marché;
- e) tient compte de la méthode de fixation des prix aux échéances journalière et infrajournalière.

2. Si les GRT observent que des limites de prix techniques sont nécessaires pour un fonctionnement efficace du marché, ils peuvent élaborer conjointement, et intégrer à la proposition en application du paragraphe 1, une proposition de prix d'énergie d'équilibrage maximaux et minimaux harmonisés, y compris les prix proposés et les prix d'équilibre, applicables à toutes les zones de programmation. En pareil cas, les prix de l'énergie d'équilibrage maximaux et minimaux harmonisés tiennent compte du prix d'équilibre maximal et minimal pour les échéances journalières et infrajournalières en application du règlement (UE) 2015/1222.

3. La proposition en application du paragraphe 1 définit également une méthodologie de fixation du prix de la capacité entre zones utilisée pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou pour la mise en œuvre du processus de compensation des déséquilibres. Cette méthodologie est cohérente avec les exigences définies dans le règlement (UE) 2015/1222 et:

- a) reflète la congestion du marché;
- b) est fondée sur les prix de l'énergie d'équilibrage qui résultent des offres d'énergie d'équilibrage activées, déterminés conformément à la méthode de fixation des prix conformément au paragraphe 1, point a), ou le cas échéant, à la méthode de fixation des prix conformément au paragraphe 5;
- c) n'applique pas de redevances supplémentaires pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou pour la mise en œuvre du processus de compensation des déséquilibres, sauf une redevance de couverture des pertes si cette redevance est également prise en compte pour d'autres échéances.

4. La méthode harmonisée de fixation des prix définie au paragraphe 1 s'applique à l'énergie d'équilibrage à partir de tous les produits standard et spécifiques en application de l'article 26, paragraphe 3, point a). Pour les produits spécifiques en application de l'article 26, paragraphe 3, point b), le GRT concerné peut proposer une méthode de fixation des prix différente dans la proposition concernant les produits spécifiques en application de l'article 26.

5. Si tous les GRT remarquent des inefficacités dans l'application de la méthodologie proposée conformément au paragraphe 1, point a), ils peuvent demander une modification et proposer une méthode de fixation des prix autre que celle visée au paragraphe 1, point a). Dans ce cas, tous les GRT effectuent une analyse détaillée démontrant que l'autre méthode de fixation des prix est plus efficace.

Article 31

Fonction d'optimisation de l'activation

1. Tous les GRT établissent une fonction d'optimisation de l'activation conformément à l'article 29 et au présent article, aux fins de l'optimisation de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage issues de différentes listes de présence économique communes. Cette fonction tient compte au moins:

- a) des processus d'activation et des contraintes techniques associées aux différents produits d'énergie d'équilibrage;
- b) de la sécurité d'exploitation;
- c) de toutes les offres d'énergie d'équilibrage figurant sur les listes de présence économique communes;

- d) de la possibilité de compenser les demandes d'activation contraires des GRT;
 - e) des demandes d'activation soumises par tous les GRT;
 - f) de la capacité d'échange entre zones disponible.
2. Les listes de préséance économique communes se composent des offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits standard. Tous les GRT établissent les listes de préséance économique communes nécessaires pour les produits standard. Les offres d'énergie d'équilibrage à la hausse et à la baisse sont présentées séparément dans des listes de préséance économique communes distinctes.
 3. Chaque fonction d'optimisation d'activation utilise au moins une liste de préséance économique commune pour les offres d'énergie d'équilibrage à la hausse et une liste de préséance économique commune pour les offres d'énergie d'équilibrage à la baisse.
 4. Les GRT veillent à ce que les offres d'énergie d'équilibrage figurant dans les listes de préséance économique communes soient libellées en euros et fassent référence à l'unité de temps du marché.
 5. Selon les besoins en produits standard d'énergie d'équilibrage, les GRT peuvent créer davantage de listes de préséance économique communes.
 6. Chaque GRT soumet ses demandes d'activation d'offres d'énergie d'équilibrage à la fonction d'optimisation de l'activation.
 7. La fonction d'optimisation de l'activation sélectionne les offres d'énergie d'équilibrage et demande l'activation des offres sélectionnées auprès des GRT de raccordement auxquels le fournisseur de services d'équilibrage associé à l'offre sélectionnée est raccordé.
 8. La fonction d'optimisation de l'activation soumet la confirmation des offres d'énergie d'équilibrage activées au GRT demandant l'activation des offres d'énergie d'équilibrage. Les fournisseurs de services d'équilibrage activés sont chargés de livrer le volume demandé jusqu'à la fin de la période de livraison.
 9. Tous les GRT qui mettent en œuvre le processus de restauration de la fréquence et le processus de remplacement des réserves pour équilibrer leur zone RFP s'efforcent d'utiliser toutes les offres d'énergie d'équilibrage figurant sur les listes de préséance économique communes de la manière la plus efficiente, compte tenu de la sécurité d'exploitation.
 10. Tous les GRT qui ne mettent pas en œuvre le processus de remplacement des réserves en vue d'équilibrer leur zone RFP s'efforcent d'utiliser toutes les offres d'énergie d'équilibrage figurant sur les listes de préséance économique communes relatives aux réserves de restauration de la fréquence pour équilibrer le système de la manière la plus efficiente, compte tenu de la sécurité d'exploitation.
 11. Sauf à l'état normal, les GRT peuvent décider d'équilibrer le système électrique en utilisant uniquement les offres d'énergie d'équilibrage émanant des fournisseurs de services d'équilibrage de leur propre zone de contrôle, si ce choix contribue à diminuer la gravité de l'état actuel du réseau. Le GRT publie une motivation de cette décision sans délai indu.

CHAPITRE 2

Capacité d'équilibrage

Article 32

Règles applicables à la procédure d'acquisition

1. Tous les GRT d'un bloc RFP examinent et définissent régulièrement, au moins une fois par an, les besoins en capacité de réserve pour le bloc RFP ou les zones de programmation du bloc RFP en application des règles de dimensionnement visées aux articles 127, 157 et 160 du règlement (UE) 2017/1485. Chaque GRT effectue une analyse de la fourniture optimale de capacité de réserve, en vue de réduire au minimum les coûts associés à cette fourniture. Cette analyse tient compte des options suivantes pour la fourniture de capacité de réserve:
 - a) l'acquisition de capacité d'équilibrage au sein de la zone de contrôle et échange de capacité d'équilibrage avec les GRT voisins, le cas échéant;
 - b) le partage des réserves, le cas échéant;
 - c) le volume des offres d'énergie d'équilibre non contractualisées dont on prévoit la mise à disposition au sein de leur zone de contrôle et sur les plateformes européennes, compte tenu de la capacité disponible entre zones.

2. Chaque GRT qui acquiert des capacités d'équilibrage définit les règles pour l'acquisition des capacités d'équilibrage dans la proposition de modalités et conditions liées aux fournisseurs de service d'équilibrage élaborée en application de l'article 18. Les règles relatives à l'acquisition de capacités d'équilibrage sont conformes aux principes suivants:

- a) la méthode est fondée sur le marché au moins pour les réserves de restauration de la fréquence et les réserves de remplacement;
- b) la procédure d'acquisition est exécutée sur une base de court terme dans la mesure du possible et lorsque cela est économiquement efficient;
- c) le volume contractuel peut être divisé en plusieurs périodes contractuelles.

3. L'acquisition de capacités d'équilibrage à la hausse et à la baisse est réalisée séparément au moins pour les réserves de restauration de la fréquence et les réserves de remplacement. Chaque GRT peut soumettre à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE une proposition sollicitant une exemption à cette exigence. La proposition d'exemption comprend:

- a) l'indication de la durée d'application de l'exemption;
- b) l'indication du volume de capacité d'équilibrage concerné par l'exemption;
- c) l'analyse de l'incidence de cette exemption sur la participation des ressources d'équilibrage en application de l'article 25, paragraphe 6, point b);
- d) la justification de l'exemption, démontrant que cette exemption améliorerait l'efficacité économique.

Article 33

Échange de capacités d'équilibrage

1. Deux GRT ou plus qui échangent ou souhaitent mutuellement échanger des capacités d'équilibrage élaborent une proposition concernant l'établissement de règles et de processus communs et harmonisés pour l'échange et l'acquisition de capacités d'équilibrage dans le respect des exigences énoncées à l'article 32.

2. Sauf dans les cas où le modèle GRT-FSE est appliqué conformément à l'article 35, l'échange de capacités d'équilibrage est toujours exécuté sur la base d'un modèle GRT-GRT dans lequel deux GRT ou plus établissent une méthode d'acquisition commune de capacités d'équilibrage en tenant compte des capacités disponibles entre zones et des limites opérationnelles fixées à la partie IV, titre 8, chapitres 1 et 2, du règlement (UE) 2017/1485.

3. Tous les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage soumettent toutes les offres de capacités d'équilibrage à partir de produits standard à la fonction d'optimisation de l'acquisition de capacités. Les GRT ne modifient ni ne retiennent aucune offre de capacités d'équilibrage et les incluent dans le processus d'acquisition, sauf dans les conditions énoncées aux articles 26 et 27.

4. Tous les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage veillent à la fois à ce que les capacités entre zones soient disponibles et à ce que soient respectées les exigences de sécurité d'exploitation énoncées dans le règlement (UE) 2017/1485, au moyen:

- a) soit de la méthodologie de calcul de la probabilité que des capacités entre zones soient disponibles après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, en application du paragraphe 6;
- b) soit des méthodologies pour l'allocation des capacités entre zones à l'échéance du marché de l'équilibrage en application du chapitre 2 du titre IV.

5. Chaque GRT utilisant la méthodologie de calcul de la probabilité que des capacités entre zones soient disponibles après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones informe les autres GRT de son bloc RFP du risque de non-disponibilité de capacités de réserve dans la ou les zones de programmation de sa zone de contrôle qui peut affecter le respect des exigences, en application de l'article 157, paragraphe 2, point b), du règlement (UE) 2017/1485.

6. Les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage pour des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement peuvent définir une méthodologie de calcul de la probabilité que des capacités entre zones soient disponibles après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones. La méthodologie décrit au moins:

- a) les procédures de notification aux autres GRT du bloc RFP;
- b) la description du processus d'évaluation pour la période pertinente aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage;

- c) la méthode d'évaluation du risque de non-disponibilité de capacités entre zones en raison des indisponibilités programmées ou non programmées et de la congestion;
 - d) la méthode d'évaluation du risque d'insuffisance de la capacité de réserve en raison de la non-disponibilité de capacités entre zones;
 - e) les exigences relatives à une solution de repli en cas de non-disponibilité de capacités entre zones ou d'insuffisance de la capacité de réserve;
 - f) les exigences concernant le réexamen ex post et la surveillance des risques;
 - g) les règles visant à garantir le règlement en application du titre V.
7. Les GRT n'augmentent pas la marge de fiabilité calculée en application du règlement (UE) 2015/1222 en raison de l'échange de capacités d'équilibrage pour les réserves de restauration de la fréquence et les réserves de remplacement.

Article 34

Transfert de capacités d'équilibrage

1. À l'intérieur la zone géographique dans laquelle l'acquisition de capacités d'équilibrage a lieu, les GRT sont tenus d'autoriser les fournisseurs de services d'équilibrage à transférer leurs obligations de fournir des capacités d'équilibrage. Le ou les GRT concernés peuvent demander une dérogation à cette obligation lorsque les périodes contractuelles concernant les capacités d'équilibrage en application de l'article 32, paragraphe 2, point b), sont strictement inférieures à une semaine.
2. Le transfert de capacités d'équilibrage est autorisé au moins jusqu'à une heure avant le début du jour de livraison.
3. Le transfert de capacités d'équilibrage est autorisé si les conditions suivantes sont remplies:
 - a) le fournisseur de services d'équilibrage destinataire a accompli le processus de qualification pour les capacités d'équilibrage faisant l'objet du transfert;
 - b) le transfert de capacités d'équilibrage n'est pas présumé menacer la sécurité d'exploitation;
 - c) le transfert de capacités d'équilibrage ne dépasse pas les limites opérationnelles fixées à la partie IV, titre 8, chapitres 1 et 2, du règlement (UE) 2017/1485.
4. Lorsque le transfert de capacités d'équilibrage nécessite l'utilisation de capacités entre zones, ce transfert n'est autorisé que si:
 - a) les capacités d'échange entre zones requises pour exécuter le transfert sont déjà disponibles en vertu de processus d'allocation antérieurs en application du titre IV, chapitre 2;
 - b) les capacités d'échange entre zones sont disponibles selon la méthodologie de calcul de la probabilité que des capacités d'échange entre zones soient disponibles après l'heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones, conformément à l'article 33, paragraphe 6.
5. Si un GRT n'autorise pas le transfert de capacités d'équilibrage, ce GRT indique les motifs de ce refus aux fournisseurs de services d'équilibrage concernés.

CHAPITRE 3

Modèle GRT-FSE

Article 35

Échange de services d'équilibrage

1. Deux GRT ou plus peuvent, de leur propre initiative ou à la demande de leurs autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE, formuler une proposition d'application du modèle GRT-FSE.
2. Cette proposition comporte:
 - a) une analyse coût-bénéfice effectuée en application de l'article 61 recensant les facteurs d'efficacité liés à l'application du modèle GRT-FSE au moins pour la ou les zones de programmation des GRT concernés;
 - b) la période d'application demandée;
 - c) la description de la méthodologie garantissant une capacité d'échange entre zones suffisante conformément à l'article 33, paragraphe 6.

3. Lorsque le modèle GRT-FSE s'applique, les GRT et les fournisseurs de services d'équilibrage respectifs peuvent être exemptés de l'application des exigences prévues à l'article 16, paragraphes 2, 4 et 5, et à l'article 29, paragraphe 9, pour les processus pertinents.
4. Lorsque le modèle GRT-FSE s'applique, les GRT concernés conviennent d'un commun accord des exigences techniques et contractuelles ainsi que des échanges d'information pour l'activation des offres d'énergie d'équilibrage. Le GRT contractant et le fournisseur de services d'équilibrage établissent des arrangements contractuels sur la base du modèle GRT-FSE.
5. Le modèle GRT-FSE pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ne peut être appliqué que lorsque ce modèle est également appliqué pour l'échange de capacités d'équilibrage aux fins des réserves de restauration de la fréquence.
6. Le modèle GRT-FSE pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement peut être appliqué lorsque ce modèle est également appliqué pour l'échange de capacités d'équilibrage aux fins des réserves de remplacement ou lorsqu'un des deux GRT concernés ne met pas en œuvre le processus de remplacement des réserves dans le cadre de la structure de réglage fréquence-puissance en application de la partie IV du règlement (UE) 2017/1485.
7. Dans les quatre ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les échanges de capacités d'équilibrage sont fondés sur le modèle GRT-GRT. Cette exigence ne s'applique pas au modèle GRT-FSE pour les réserves de remplacement si un des deux GRT concernés ne met pas en œuvre le processus de remplacement des réserves dans le cadre de la structure de réglage fréquence-puissance prévu à la partie IV du règlement (UE) 2017/1485.

TITRE IV

CAPACITÉ ENTRE ZONES POUR LES SERVICES D'ÉQUILIBRAGE

CHAPITRE 1

Échange d'énergie d'équilibrage ou processus de compensation des déséquilibres

Article 36

Utilisation de la capacité entre zones

1. Tous les GRT utilisent la capacité entre zones disponible, calculée conformément à l'article 37, paragraphes 2 et 3, aux fins de l'échange d'énergie d'équilibrage ou de l'application du processus de compensation des déséquilibres.
2. Deux GRT ou plus qui échangent des capacités d'équilibrage peuvent utiliser la capacité entre zones pour l'échange d'énergie d'équilibrage lorsque cette capacité entre zones est:
 - a) disponible en application de l'article 33, paragraphe 6;
 - b) libérée en application de l'article 38, paragraphes 8 et 9;
 - c) allouée en application des articles 40, 41 et 42.

Article 37

Calcul de la capacité entre zones

1. Après l'heure de fermeture du guichet entre zones infrajournalier, les GRT mettent à jour en continu la disponibilité de la capacité entre zones aux fins de l'échange d'énergie d'équilibrage ou de la compensation des déséquilibres. La capacité entre zones est mise à jour à chaque fois qu'une portion de cette capacité a été utilisée ou que cette capacité a été recalculée.
2. Avant la mise en œuvre de la méthodologie de calcul de la capacité en application du paragraphe 3, les GRT utilisent la capacité entre zones restante après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones.
3. Dans les cinq ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT d'une région de calcul de la capacité élaborent une méthodologie de calcul de la capacité entre zones à l'échéance du marché de l'équilibrage aux fins de l'échange d'énergie d'équilibrage ou de la compensation des déséquilibres. Cette méthodologie évite les distorsions du marché et est cohérente avec la méthodologie de calcul de la capacité entre zones appliquée à l'échéance infrajournalière telle que définie dans le règlement (UE) 2015/1222.

CHAPITRE 2

Échange de capacités d'équilibrage ou partage de réserves

Article 38

Exigences générales

1. Deux GRT ou plus peuvent, de leur propre initiative ou à la demande de leurs autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE, formuler une proposition concernant l'application d'un des processus suivants:

- a) le processus d'allocation conjointement optimisé, conformément à l'article 40;
- b) le processus d'allocation fondé sur le marché, conformément à l'article 41;
- c) le processus d'allocation fondé sur une analyse d'efficacité économique, en application de l'article 42.

La capacité entre zones allouée aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves avant l'entrée en vigueur du présent règlement peut continuer à être utilisée à cette fin jusqu'à l'expiration de la période de contractualisation.

2. La proposition concernant l'application du processus d'allocation indique:

- a) les frontières des zones de dépôt des offres, l'échéance du marché, la durée d'application et la méthodologie applicable;
- b) dans le cas du processus d'allocation fondé sur une analyse d'efficacité économique, le volume de capacité entre zones allouée et l'analyse d'efficacité économique la plus récente démontrant l'efficacité de cette allocation.

3. Dans les cinq ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition d'harmonisation de la méthodologie pour le processus d'allocation de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves pour chaque échéance, en application de l'article 40 et, le cas échéant, des articles 41 et 42.

4. La capacité entre zones allouée aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves est utilisée exclusivement pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique et pour les réserves de remplacement. La marge de fiabilité calculée en application du règlement (UE) 2015/1222 est utilisée aux fins de l'exploitation et de l'échange des réserves de stabilisation de la fréquence, sauf sur les interconnexions à courant continu pour lesquelles la capacité entre zones utilisée aux fins de l'exploitation et de l'échange des réserves de stabilisation de la fréquence peut également être allouée conformément au paragraphe 1.

5. Les GRT peuvent allouer des capacités entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves seulement si la capacité entre zones est calculée conformément aux méthodologies de calcul de la capacité élaborées en application du règlement (UE) 2015/1222 et du règlement (UE) 2016/1719.

6. Les GRT incluent les capacités entre zones allouées aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves comme capacités entre zones déjà allouées dans les calculs de la capacité entre zones.

7. Si les détenteurs de droits de transport physique utilisent la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage, la capacité est considérée comme nommée uniquement afin de l'exclure de l'application du principe use-it-or-sell-it (mécanisme de revente automatique).

8. Tous les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage ou partagent des réserves déterminent régulièrement si la capacité entre zones allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves est encore nécessaire à cette fin. Lorsque le processus d'allocation fondé sur une analyse d'efficacité économique est appliqué, cette évaluation est effectuée au minimum chaque année. Lorsque la capacité entre zones allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves n'est plus nécessaire, elle est libérée dès que possible et retransférée aux échéances subséquentes d'allocation de la capacité. Cette capacité entre zones n'est plus incluse comme déjà allouée dans les calculs de la capacité entre zones.

9. Lorsque la capacité entre zones allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves n'a pas été utilisée aux fins de l'échange d'énergie d'équilibrage associé, elle est libérée aux fins de l'échange d'énergie d'équilibrage avec des temps d'activation plus courts ou de la compensation des déséquilibres.

Article 39

Calcul de la valeur de marché de la capacité entre zones

1. La valeur de marché de la capacité entre zones pour l'échange d'énergie ainsi que pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves utilisée dans un processus d'allocation conjointement optimisé ou fondé sur le marché repose sur les valeurs de marché réelles ou prévisionnelles de la capacité entre zones.
2. La valeur de marché réelle de la capacité entre zones pour l'échange d'énergie est calculée à partir des offres des acteurs du marché sur les marchés journaliers et tient compte, le cas échéant et si possible, des offres escomptées des acteurs du marché sur les marchés infrajournaliers.
3. La valeur de marché réelle de la capacité entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage utilisée dans un processus d'allocation conjointement optimisé ou fondé sur le marché est calculée sur la base des offres de capacité d'équilibrage soumises à la fonction d'optimisation de l'acquisition de capacités en application de l'article 33, paragraphe 3.
4. La valeur de marché réelle de la capacité entre zones pour le partage de réserves utilisée dans un processus d'allocation conjointement optimisé ou fondé sur le marché est calculée à partir des coûts évités d'acquisition de capacités d'équilibrage.
5. La valeur de marché prévisionnelle de la capacité entre zones est fondée sur un des principes alternatifs suivants:
 - a) utilisation d'indicateurs de marché transparents qui révèlent la valeur de marché de la capacité entre zones; ou
 - b) utilisation d'une méthodologie prévisionnelle permettant une évaluation précise et fiable de la valeur de marché de la capacité entre zones.

La valeur de marché prévisionnelle de la capacité entre zones pour l'échange d'énergie entre des zones de dépôt des offres est calculée sur la base des différences escomptées des prix des marchés journaliers et, le cas échéant et si possible, des marchés infrajournaliers entre les zones de dépôt des offres. Pour le calcul de la valeur de marché prévisionnelle, d'autres facteurs pertinents influençant les modèles de la demande et de la production dans les différentes zones de dépôt des offres sont pris dûment en considération.

6. L'efficacité de la méthodologie prévisionnelle prévue au paragraphe 5, point b), incluant une comparaison des valeurs de marché prévisionnelles et réelles de la capacité entre zones, peut être réexaminée par les autorités de régulation compétentes. Lorsque le contrat est passé au plus tôt deux jours avant la fourniture de la capacité d'équilibrage, les autorités de régulation compétentes peuvent, à la suite de ce réexamen, fixer une limite différente de celle spécifiée à l'article 41, paragraphe 2.

Article 40

Processus d'allocation conjointement optimisé

1. Dans les deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT établissent une proposition de méthodologie portant sur un processus d'allocation conjointement optimisé de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves. Cette méthodologie s'applique pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves au cours d'une période contractuelle ne dépassant pas un jour et si le contrat est conclu au plus tôt un jour avant la fourniture de la capacité d'équilibrage. Cette méthodologie comporte:
 - a) le processus de notification concernant l'utilisation du processus d'allocation conjointement optimisé;
 - b) une description détaillée des modalités d'allocation de la capacité entre zones à des offres d'échange d'énergie et des offres d'échange de capacités d'équilibrage ou de partage de réserves dans un processus d'optimisation unique exécuté pour les enchères implicites et explicites;
 - c) une description détaillée de la méthode de fixation des prix, du régime de fermeté et du partage des recettes de congestion pour la capacité entre zones qui a été allouée à des offres d'échange de capacités d'équilibrage ou de partage de réserves dans le cadre du processus d'allocation conjointement optimisé;
 - d) le processus de définition du volume maximal de capacité entre zones allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves.

2. Cette méthodologie est fondée sur une comparaison de la valeur réelle de marché de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves et de la valeur réelle de marché de la capacité entre zones pour l'échange d'énergie.
3. La méthode de fixation des prix, le régime de fermeté et le partage des recettes de congestion pour la capacité entre zones qui a été allouée à des offres d'échange de capacités d'équilibrage ou de partage de réserves dans le cadre du processus d'allocation conjointement optimisé garantissent l'égalité de traitement avec la capacité entre zones allouée à des offres d'échange d'énergie.
4. La capacité entre zones allouée à des offres d'échange de capacités d'équilibrage ou de partage de réserves dans le cadre du processus d'allocation conjointement optimisé est utilisée uniquement aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves et de l'échange d'énergie d'équilibrage correspondant.

Article 41

Processus d'allocation fondé sur le marché

1. Dans les deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT d'une région de calcul de la capacité peuvent élaborer une proposition de méthodologie portant sur un processus d'allocation fondé sur le marché de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves. Cette méthodologie s'applique pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves au cours d'une période contractuelle ne dépassant pas un jour et si le contrat est conclu au plus tôt une semaine avant la fourniture de la capacité d'équilibrage. Cette méthodologie comporte:
 - a) le processus de notification concernant l'utilisation du processus d'allocation fondé sur le marché;
 - b) une description détaillée des modalités de détermination de la valeur de marché réelle de la capacité entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves et de la valeur de marché prévisionnelle de la capacité entre zones pour l'échange d'énergie, ainsi que, le cas échéant, de la valeur de marché réelle de la capacité entre zones pour les échanges d'énergie et de la valeur de marché prévisionnelle de la capacité entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves;
 - c) une description détaillée de la méthode de fixation des prix, du régime de fermeté et du partage des recettes de congestion pour la capacité entre zones qui a été allouée à des offres d'échange de capacités d'équilibrage ou de partage de réserves dans le cadre du processus d'allocation fondé sur le marché;
 - d) le processus de définition du volume maximal de capacité entre zones allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves en application du paragraphe 2.
2. La capacité entre zones allouée dans le cadre d'un processus fondé sur le marché est limitée à 10 % de la capacité disponible pour l'échange d'énergie de l'année civile précédente entre les zones de dépôt des offres respectives ou, en cas de nouvelles interconnexions, à 10 % de la capacité technique totale installée de ces nouvelles interconnexions.

Cette limitation de volume peut ne pas s'appliquer si le contrat est conclu au plus tôt deux jours avant la fourniture de la capacité d'équilibrage ou, dans le cas de frontières de zones de dépôt des offres reliées par des interconnexions en courant continu, tant que le processus d'allocation conjointement optimisé n'est pas harmonisé à l'échelle de l'Union en application de l'article 38, paragraphe 3.

3. Cette méthodologie est fondée sur une comparaison de la valeur de marché réelle de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves et de la valeur de marché prévisionnelle de la capacité entre zones pour l'échange d'énergie, ou sur une comparaison de la valeur de marché prévisionnelle de la capacité entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves et de la valeur de marché réelle de la capacité entre zones pour l'échange d'énergie.
4. La méthode de fixation des prix, le régime de fermeté et le partage des recettes de congestion pour la capacité entre zones qui a été allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves dans le cadre du processus d'allocation fondé sur le marché garantissent l'égalité de traitement avec la capacité entre zones allouée pour l'échange d'énergie.
5. La capacité entre zones allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves dans le cadre du processus d'allocation fondé sur le marché est utilisée uniquement aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves et de l'échange d'énergie d'équilibrage correspondant.

Article 42

Processus d'allocation fondé sur une analyse d'efficacité économique

1. Dans les deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT d'une région de calcul de la capacité peuvent élaborer une proposition de méthodologie portant sur l'allocation de la capacité entre zones fondée sur une analyse d'efficacité économique. Cette méthodologie s'applique pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves au cours d'une période contractuelle supérieure à un jour et si le contrat est conclu plus d'une semaine avant la fourniture de la capacité d'équilibrage. Cette méthodologie comporte:
 - a) les règles et les principes d'allocation de la capacité entre zones fondée sur une analyse d'efficacité économique;
 - b) une description détaillée des modalités de détermination de la valeur prévisionnelle de marché de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves, et une évaluation de la valeur de marché de la capacité entre zones pour l'échange d'énergie;
 - c) une description détaillée de la méthode de fixation des prix, du régime de fermeté et du partage des recettes de congestion pour la capacité entre zones qui a été allouée sur la base d'une analyse d'efficacité économique;
 - d) le volume maximal de capacité entre zones allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves en application du paragraphe 2.
2. L'allocation de capacité entre zones sur la base d'une analyse d'efficacité économique est limitée à 5 % de la capacité disponible pour l'échange d'énergie de l'année civile précédente entre les zones de dépôt des offres respectives ou, en cas de nouvelles interconnexions, à 10 % de la capacité technique totale installée de ces nouvelles interconnexions. Cette limitation de volume peut ne pas s'appliquer aux frontières de zones de dépôt des offres reliées par des interconnexions en courant continu tant que le processus d'allocation conjointement optimisé et le processus d'allocation fondé sur le marché ne sont pas harmonisés à l'échelle de l'Union en application de l'article 38, paragraphe 3.
3. La méthodologie d'allocation de la capacité entre zones sur la base d'une analyse d'efficacité économique est fondée sur une comparaison de la valeur de marché prévisionnelle de la capacité entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves, et de la valeur de marché prévisionnelle de la capacité entre zones pour l'échange d'énergie.
4. La méthode de fixation des prix, le régime de fermeté et le partage des recettes de congestion pour la capacité entre zones qui a été allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves sur la base d'une analyse d'efficacité économique garantit l'égalité de traitement avec la capacité entre zones allouée pour l'échange d'énergie.
5. Les GRT visés au paragraphe 1 établissent une proposition de liste pour chaque allocation individuelle de capacité entre zones fondée sur une analyse d'efficacité économique. Figurent dans cette liste:
 - a) la spécification de la frontière de zone de dépôt des offres;
 - b) le volume de capacité entre zones allouée;
 - c) la période au cours de laquelle la capacité entre zones serait allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves;
 - d) l'analyse économique justifiant l'efficacité de cette allocation.
6. Les GRT visés au paragraphe 1 réévaluent la valeur de la capacité entre zones allouée dans le cadre du processus d'acquisition de capacités d'équilibrage et libèrent la capacité entre zones allouée qui n'est plus utile à l'échange de capacités d'équilibrage ou au partage de réserves.

Article 43

Utilisation de la capacité entre zones par les fournisseurs de services d'équilibrage

1. Les fournisseurs de services d'équilibrage qui sont signataires d'un contrat de capacité d'équilibrage avec un GRT sur la base d'un modèle GRT-FSE en application de l'article 35 ont le droit d'utiliser la capacité entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage s'ils sont détenteurs de droits de transport physique.
2. Les fournisseurs de services d'équilibrage qui utilisent la capacité entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage sur la base d'un modèle GRT-FSE en application de l'article 35 nomment leurs droits de transport physique pour l'échange de capacités d'équilibrage auprès des GRT concernés. Ces droits de transport physique ouvrent à leurs détenteurs le droit de nommer l'échange d'énergie d'équilibrage auprès des GRT concernés et sont par conséquent exclus de l'application du principe use-it-or-sell it.
3. La capacité entre zones allouée pour l'échange de capacités d'équilibrage conformément au paragraphe 2 est incluse comme capacité entre zones déjà allouée dans les calculs de la capacité entre zones.

TITRE V

RÈGLEMENT

CHAPITRE 1

Principes du règlement

Article 44

Principes généraux

1. Les processus de règlement:
 - a) établissent des signaux économiques adéquats qui reflètent la situation de déséquilibre;
 - b) garantissent que les déséquilibres sont réglés à un prix qui reflète la valeur de l'énergie en temps réel;
 - c) incitent les responsables d'équilibre à être à l'équilibre ou à aider le système électrique à rétablir son équilibre;
 - d) facilitent l'harmonisation des mécanismes de règlement des déséquilibres;
 - e) prévoient des incitations pour les GRT à s'acquitter de leurs obligations en application des articles 127, 153, 157 et 160 du règlement (UE) 2017/1485;
 - f) évitent de fausser les incitations destinées aux responsables d'équilibre, aux fournisseurs de services d'équilibrage et aux GRT;
 - g) soutiennent la concurrence parmi les acteurs du marché;
 - h) prévoient des incitations pour les fournisseurs de services d'équilibrage à offrir et fournir des services d'équilibrage au GRT de raccordement;
 - i) garantissent la neutralité financière de tous les GRT.
2. Chaque autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE veille à ce que tous les GRT relevant de sa compétence n'encourent pas de gains ni de pertes économiques liés au résultat financier du règlement en application des chapitres 2, 3 et 4 du présent titre, sur la période de régulation telle que définie par l'autorité de régulation compétente, et veille à ce que tout résultat financier positif ou négatif issu du règlement en application des chapitres 2, 3 et 4 du présent titre soit répercuté sur les utilisateurs du réseau conformément aux règles nationales applicables.
3. Chaque GRT peut élaborer une proposition concernant un mécanisme de règlement supplémentaire distinct du règlement des déséquilibres, en vue de régler les coûts d'acquisition des capacités d'équilibrage en application du chapitre 5 du présent titre, les coûts administratifs et les autres coûts liés à l'équilibrage. Le mécanisme de règlement supplémentaire s'applique aux responsables d'équilibre. Il est préférable pour ce faire d'instaurer une fonction de détermination du prix de la pénurie. Si les GRT optent pour un autre mécanisme, ils doivent motiver leur choix dans la proposition. Cette proposition est soumise à l'approbation de l'autorité de régulation compétente.
4. Chaque injection ou soutirage dans ou à partir d'une zone de programmation d'un GRT est réglé(e) conformément au chapitre 3 ou au chapitre 4 du titre V.

CHAPITRE 2

Règlement de l'énergie d'équilibrage

Article 45

Calcul de l'énergie d'équilibrage

1. En ce qui concerne le règlement de l'énergie d'équilibrage aux fins, *a minima*, du processus de restauration de la fréquence et du processus de remplacement des réserves, chaque GRT établit une procédure pour:
 - a) le calcul du volume activé d'énergie d'équilibrage sur la base de l'activation demandée ou mesurée;
 - b) la demande de recalcul du volume activé d'énergie d'équilibrage.

2. Chaque GRT calcule le volume activé d'énergie d'équilibrage conformément aux procédures prévues au paragraphe 1, point a), au moins pour:
 - a) chaque période de règlement des déséquilibres;
 - b) ses zones de déséquilibre;
 - c) chaque sens, avec un signe négatif indiquant le soutirage relatif par le fournisseur de services d'équilibrage, et un signe positif indiquant l'injection relative par le fournisseur de services d'équilibrage.
3. Chaque GRT de raccordement règle tous les volumes d'énergie d'équilibrage activés, calculés en application du paragraphe 2, avec les fournisseurs de services d'équilibrage concernés.

Article 46

Énergie d'équilibrage pour le processus de stabilisation de la fréquence

1. Chaque GRT de raccordement peut calculer et régler le volume d'énergie d'équilibrage activé pour le processus de stabilisation de la fréquence avec les fournisseurs de services d'équilibrage conformément à l'article 45, paragraphes 1 et 2.
2. Le prix, qu'il soit positif, nul ou négatif, du volume d'énergie d'équilibrage activé pour le processus de stabilisation de la fréquence est défini pour chaque sens selon le tableau 1:

Tableau 1

Paiement de l'énergie d'équilibrage

	Prix de l'énergie d'équilibrage positif	Prix de l'énergie d'équilibrage négatif
Énergie d'équilibrage positive	Paiement du GRT au FSE	Paiement du FSE au GRT
Énergie d'équilibrage négative	Paiement du FSE au GRT	Paiement du GRT au FSE

Article 47

Énergie d'équilibrage pour le processus de restauration de la fréquence

1. Chaque GRT de raccordement calcule et règle le volume d'énergie d'équilibrage activé pour le processus de restauration de la fréquence avec les fournisseurs de services d'équilibrage conformément à l'article 45, paragraphes 1 et 2.
2. Le prix, qu'il soit positif, nul ou négatif, du volume d'énergie d'équilibrage activé pour le processus de restauration de la fréquence est défini pour chaque sens en application de l'article 30 et du tableau 1.

Article 48

Énergie d'équilibrage pour le processus de remplacement des réserves

1. Chaque GRT de raccordement peut calculer et régler le volume d'énergie d'équilibrage activé pour le processus de remplacement des réserves avec les fournisseurs de services d'équilibrage conformément à l'article 45, paragraphes 1 et 2.
2. Le prix, qu'il soit positif, nul ou négatif, du volume d'énergie d'équilibrage activé pour le processus de remplacement des réserves est défini pour chaque sens en application de l'article 30 selon le tableau 1.

Article 49

Correction du déséquilibre applicable au responsable d'équilibre

1. Chaque GRT calcule une correction du déséquilibre à appliquer aux responsables d'équilibre concernés pour chaque offre d'énergie d'équilibrage activée.
2. Pour les zones de déséquilibre où plusieurs positions finales pour un seul responsable d'équilibre sont calculées en application de l'article 54, paragraphe 3, une correction de déséquilibre peut être calculée pour chaque position.
3. Pour chaque correction de déséquilibre, chaque GRT détermine le volume d'énergie d'équilibrage activé calculé en application de l'article 45 et tout volume activé pour d'autres finalités que l'équilibrage.

CHAPITRE 3

Règlement des échanges d'énergie entre GRT

Article 50

Échanges prévus d'énergie

1. Dans l'année qui suit l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition concernant des règles communes en matière de règlement applicables à tous les échanges prévus d'énergie résultant d'un ou de plusieurs des processus suivants conformément aux articles 146, 147 et 148 du règlement (UE) 2017/1485, pour chacun des éléments suivants:

- a) le processus de remplacement des réserves;
- b) le processus de restauration de la fréquence avec activation manuelle;
- c) le processus de restauration de la fréquence avec activation automatique;
- d) le processus de compensation des déséquilibres.

2. Chaque fonction de règlement GRT-GRT exécute le règlement conformément aux règles visées au paragraphe 1.

3. Dans les dix-huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT qui échangent volontairement de l'énergie au sein d'une zone synchrone élaborent une proposition concernant des règles communes en matière de règlement applicables aux échanges prévus d'énergie résultant de l'un ou l'autre ou des deux éléments suivants:

- a) le processus de stabilisation de la fréquence conformément à l'article 142 du règlement (UE) 2017/1485;
- b) la période de rampe conformément à l'article 136 du règlement (UE) 2017/1485.

4. Dans les dix-huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT reliés de manière asynchrone qui échangent volontairement de l'énergie entre zones synchrones élaborent une proposition concernant des règles communes en matière de règlement applicables aux échanges prévus d'énergie résultant de l'un ou l'autre ou des deux éléments suivants:

- a) le processus de stabilisation de la fréquence pour la production de puissance active au niveau d'une zone synchrone conformément aux articles 172 et 173 du règlement (UE) 2017/1485;
- b) les restrictions de rampe pour la production de puissance active au niveau d'une zone synchrone conformément à l'article 137 du règlement (UE) 2017/1485.

5. Les règles communes en matière de règlement prévues paragraphe 1 prévoient à minima que l'échange prévu d'énergie est calculé sur la base des critères suivants:

- a) sur des périodes convenues entre les GRT concernés;
- b) par sens;
- c) sous forme de l'intégrale de la puissance échangée calculée sur les périodes visées au paragraphe 5, point a).

6. Les règles communes en matière de règlement applicables aux échanges prévus d'énergie conformément au paragraphe 1, points a), b) et c) tiennent compte:

- a) de tous les prix de l'énergie d'équilibrage fixés en application de l'article 30, paragraphe 1;
- b) de la méthodologie de fixation du prix de la capacité entre zones utilisée pour l'échange d'énergie d'équilibrage en application de l'article 30, paragraphe 3.

7. Les règles communes relatives au règlement applicables aux échanges prévus d'énergie visées au paragraphe 1, point d), tiennent compte de la méthodologie de fixation du prix de la capacité entre zones utilisée aux fins du processus de compensation des déséquilibres en application de l'article 30, paragraphe 3.

8. Tous les GRT établissent un mécanisme coordonné pour les corrections à apporter aux règlements entre tous les GRT.

Article 51

Échanges imprévus d'énergie

1. Dans les dix-huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT d'une même zone synchrone élaborent une proposition concernant des règles communes en matière de règlement applicables à tous les échanges imprévus d'énergie. La proposition comporte les exigences suivantes:

- a) le prix des échanges imprévus d'énergie sous forme de soutirages depuis la zone synchrone reflète les prix de l'énergie d'équilibrage à la hausse activée aux fins du processus de restauration de la fréquence ou du processus de remplacement des réserves pour cette zone synchrone;

- b) le prix des échanges imprévus d'énergie sous forme d'injections dans la zone synchrone reflète les prix de l'énergie d'équilibrage à la baisse activée aux fins du processus de restauration de la fréquence ou du processus de remplacement des réserves pour cette zone synchrone.
2. Dans les dix-huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT reliés de manière asynchrone élaborent une proposition concernant des règles communes en matière de règlement applicables à tous les échanges imprévus d'énergie entre GRT reliés de manière asynchrone.
3. Les propositions de règles communes relatives au règlement des échanges imprévus d'énergie entre GRT garantissent une répartition équitable et égale des coûts et bénéfices entre eux.
4. Tous les GRT établissent un mécanisme coordonné pour les corrections à apporter aux règlements entre eux.

CHAPITRE 4

Règlement des déséquilibres

Article 52

Règlement des déséquilibres

1. Chaque GRT ou, le cas échéant, un tiers, règle au moment opportun, au sein de sa ou ses zones de programmation, avec chaque responsable d'équilibre et pour chaque période de règlement des déséquilibres prévue à l'article 53, tous les déséquilibres calculés en application des articles 49 et 54 sur la base du prix du déséquilibre approprié calculé en application de l'article 55.
2. Dans l'année qui suit l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition visant à préciser et à harmoniser au moins les éléments suivants:
- a) le calcul d'une correction de déséquilibre en application de l'article 49 et le calcul d'une position, d'un déséquilibre et d'un volume alloué selon l'une des approches en application de l'article 54, paragraphe 3;
- b) les principales composantes utilisées pour le calcul du prix de déséquilibre pour tous les déséquilibres en application de l'article 55, notamment, le cas échéant, la définition de la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement;
- c) l'utilisation d'un prix de déséquilibre unique pour tous les déséquilibres en application de l'article 55, qui définit un prix unique pour les déséquilibres positifs et les déséquilibres négatifs pour chaque zone de prix du déséquilibre sur une même période de règlement des déséquilibres; et
- d) la définition des conditions et de la méthodologie pour l'application d'un prix de déséquilibre double pour tous les déséquilibres conformément à l'article 55, qui définit, pour chaque zone de prix de déséquilibre, un prix pour les déséquilibres positifs et un prix pour les déséquilibres négatifs, sur une même période de règlement des déséquilibres, englobant:
- i) les conditions dans lesquelles un GRT peut proposer à son autorité de régulation compétente selon l'article 37 de la directive 2009/72/CE, l'application de deux prix, et la justification qui doit être fournie;
- ii) la méthodologie d'application de la fixation des deux prix.
3. La proposition prévue au paragraphe 2 peut faire la distinction entre les modèles d'appel décentralisé et les modèles d'appel centralisé.
4. La proposition prévue au paragraphe 2 fixe une date de mise en œuvre au plus tard dix-huit mois après l'approbation par toutes les autorités de régulation compétentes, conformément à l'article 5, paragraphe 2.

Article 53

Période de règlement des déséquilibres

1. Dans les trois ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT appliquent la période de règlement des déséquilibres de 15 minutes dans toutes les zones de programmation, tout en veillant à ce que toutes les limites d'unité de temps du marché coïncident avec les limites de la période de règlement des déséquilibres.
2. Les GRT d'une zone synchrone peuvent demander conjointement une exemption à l'exigence énoncée au paragraphe 1.
3. Lorsque les autorités de régulation compétentes d'une zone synchrone accordent, à la demande conjointe des GRT de la zone synchrone concernée ou de leur propre initiative, une exemption à l'exigence énoncée au paragraphe 1, elles effectuent, en coopération avec l'Agence et au moins tous les trois ans, une analyse coût-bénéfice concernant l'harmonisation de la période de règlement des déséquilibres au sein des zones synchrones et entre elles.

Article 54

Calcul des déséquilibres

1. Chaque GRT calcule au sein de sa ou ses zones de programmation, selon le cas, la position finale, le volume alloué, la correction du déséquilibre et le déséquilibre:
 - a) pour chaque responsable d'équilibre;
 - b) pour chaque période de règlement des déséquilibres;
 - c) dans chaque zone de déséquilibre.
2. La zone de déséquilibre est égale à la zone de programmation, sauf dans le cas d'un modèle d'appel centralisé dans lequel la zone de déséquilibre peut constituer une partie de la zone de programmation.
3. Jusqu'à la mise en œuvre de la proposition en application de l'article 52, paragraphe 2, chaque GRT calcule la position finale d'un responsable d'équilibre selon l'une des approches suivantes:
 - a) le responsable d'équilibre a une position finale unique égale à la somme de ses programmes d'échanges commerciaux extérieurs et de ses programmes d'échanges commerciaux intérieurs;
 - b) le responsable d'équilibre a deux positions finales: la première est égale à la somme de ses programmes d'échanges commerciaux extérieurs et de ses programmes d'échanges commerciaux intérieurs issus de sa production, et la seconde est égale à la somme de ses programmes d'échanges commerciaux extérieurs et de ses programmes d'échanges commerciaux intérieurs issus de sa consommation;
 - c) dans un modèle d'appel centralisé, un responsable d'équilibre peut avoir plusieurs positions finales par zone de déséquilibre égales aux programmes de production des installations de production d'électricité ou aux programmes de consommation des installations de consommation.
4. Chaque GRT établit les règles concernant:
 - a) le calcul de la position finale;
 - b) la détermination du volume alloué;
 - c) la détermination de la correction du déséquilibre en application de l'article 49;
 - d) le calcul du déséquilibre;
 - e) la demande de recalcul du déséquilibre par un responsable d'équilibre.
5. Le volume alloué n'est pas calculé pour un responsable d'équilibre dont le périmètre n'englobe pas d'injections ou de soutirages.
6. Un déséquilibre indique la taille et le sens de la transaction de règlement entre le responsable d'équilibre et le GRT; un déséquilibre peut être:
 - a) soit négatif, ce qui indique un déficit du responsable d'équilibre;
 - b) soit positif, ce qui indique un surplus du responsable d'équilibre.

Article 55

Prix du déséquilibre

1. Chaque GRT établit les règles pour le calcul du prix du déséquilibre, qui peut être positif, nul ou négatif, comme défini au tableau 2:

Tableau 2

Paiement pour déséquilibre

	Prix de déséquilibre positif	Prix de déséquilibre négatif
Déséquilibre positif	Paiement du GRT au RE	Paiement du RE au GRT
Déséquilibre négatif	Paiement du RE au GRT	Paiement du GRT au RE

2. Les règles prévues au paragraphe 1 comportent une définition de la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage sur les réserves de restauration de la fréquence ou les réserves de remplacement.
3. Chaque GRT détermine le prix de déséquilibre pour:
 - a) chaque période de règlement des déséquilibres;
 - b) ses zones de prix du déséquilibre;
 - c) chaque sens de déséquilibre.
4. Le prix du déséquilibre en cas de déséquilibre négatif n'est pas inférieur:
 - a) soit au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage positive activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement;
 - b) soit, en l'absence d'activation d'énergie d'équilibrage dans les deux sens au cours de la période de règlement des déséquilibres, la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement.
5. Le prix du déséquilibre en cas de déséquilibre positif n'est pas supérieur:
 - a) soit au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage négative activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement;
 - b) soit, en l'absence d'activation d'énergie d'équilibrage dans les deux sens au cours de la période de règlement des déséquilibres, la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement.
6. Lorsque de l'énergie d'équilibrage positive et de l'énergie d'équilibrage négative à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement ont été activées au cours d'une même période de règlement des déséquilibres, le prix de règlement des déséquilibres est déterminé pour le déséquilibre positif et pour le déséquilibre négatif sur la base d'au moins un des principes énoncés aux paragraphes 4 et 5.

CHAPITRE 5

Règlement de la capacité d'équilibrage

Article 56

Acquisition au sein d'une zone de programmation

1. Chaque GRT d'une zone de programmation qui utilise des offres de capacité d'équilibrage établit des règles relatives, a minima, au règlement des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement, conformément aux exigences énoncées à l'article 32.
2. Chaque GRT d'une zone de programmation qui utilise des offres de capacité d'équilibrage règle au moins toutes les réserves de restauration de la fréquence et les réserves de remplacement acquises, conformément aux exigences énoncées à l'article 32.

Article 57

Acquisition en dehors d'une zone de programmation

1. Tous les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage établissent des règles relatives au règlement des capacités d'équilibrage acquises, en application des articles 33 et 35.
2. Tous les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage règlent conjointement les capacités d'équilibrage acquises à l'aide de la fonction de règlement GRT-GRT en application de l'article 33. Les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage sur la base d'un modèle GRT-FSE règlent les capacités d'équilibrage acquises en application de l'article 35.
3. Tous les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage établissent des règles relatives au règlement de l'allocation de la capacité entre zones, en application du chapitre 2 du titre IV.
4. Tous les GRT qui échangent des capacités d'équilibrage règlent la capacité entre zones allouée en application du chapitre 2 du titre IV.

TITRE VI

ALGORITHMME*Article 58***Algorithmes d'équilibrage**

1. Dans les propositions prévues aux articles 19, 20 et 21, tous les GRT développent des algorithmes à l'usage des fonctions d'optimisation de l'activation pour l'activation des offres d'énergie d'équilibrage. Ces algorithmes:
 - a) respectent la méthode d'activation des offres d'énergie d'équilibrage en application de l'article 29;
 - b) respectent la méthode de fixation du prix de l'énergie d'équilibrage en application de l'article 30;
 - c) tiennent compte des descriptions de processus pour la compensation des déséquilibres et l'activation transfrontalière à la partie IV, titre 3, du règlement (UE) 2017/1485.
2. Dans la proposition prévue à l'article 22, tous les GRT développent un algorithme à l'usage de la fonction d'exécution du processus de compensation des déséquilibres. Cet algorithme réduit au minimum la contre-activation de ressources d'équilibrage en exécutant le processus de compensation des déséquilibres en application de la partie IV du règlement (UE) 2017/1485.
3. Dans la proposition prévue à l'article 33, deux GRT ou plus qui échangent des capacités d'équilibrage développent des algorithmes à l'usage des fonctions d'optimisation de l'acquisition de capacités pour la procédure d'acquisition relatives aux offres de capacités d'équilibrage. Ces algorithmes:
 - a) réduisent au minimum les coûts globaux d'acquisition de toutes les capacités d'équilibrage acquises conjointement;
 - b) le cas échéant, tiennent compte de la disponibilité de capacités entre zones, y compris des coûts possibles de leur fourniture.
4. Tous les algorithmes développés conformément au présent article:
 - a) respectent les contraintes de la sécurité d'exploitation;
 - b) tiennent compte des contraintes techniques et des contraintes liées au réseau;
 - c) le cas échéant, tiennent compte de la capacité entre zones disponible.

TITRE VII

RAPPORTS*Article 59***Rapport européen sur l'intégration des marchés de l'équilibrage**

1. L'ENTSO-E publie un rapport européen principalement axé sur la surveillance, la description et l'analyse de la mise en œuvre du présent règlement, ainsi que sur les progrès accomplis dans l'intégration des marchés de l'équilibrage en Europe, dans le respect de la confidentialité des informations conformément à l'article 11.
2. Le format de ce rapport varie comme suit:
 - a) deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement et par la suite tous les deux ans, un rapport détaillé est publié;
 - b) trois ans après l'entrée en vigueur du présent règlement et par la suite tous les deux ans, une version succincte du rapport est publiée afin de faire le point sur les progrès accomplis et de mettre à jour les indicateurs de performance.
3. Le rapport prévu au paragraphe 2, point a):
 - a) décrit et analyse le processus d'harmonisation et d'intégration ainsi que les progrès accomplis en termes d'harmonisation et d'intégration des marchés de l'équilibrage du fait de l'application du présent règlement;
 - b) décrit l'état d'avancement de la mise en œuvre des projets en application du présent règlement;
 - c) évalue la compatibilité entre ces projets et étudie les évolutions possibles qui pourraient constituer un risque pour l'intégration future;
 - d) analyse le développement des échanges de capacités d'équilibrage et du partage de réserves et indique les éventuels obstacles, prérequis et actions concernant le renforcement des échanges de capacités d'équilibrage et du partage de réserves;

- e) décrit les échanges existants et analyse les échanges potentiels de services d'équilibrage;
 - f) analyse l'adéquation des produits standard par rapport à l'évolution récente des différentes ressources d'équilibrage, et propose des améliorations possibles des produits standard;
 - g) évalue la nécessité d'harmoniser encore davantage les produits standard et les effets possibles de la non-harmonisation sur l'intégration des marchés de l'équilibrage;
 - h) évalue l'existence et les justifications des produits spécifiques utilisés par les GRT ainsi que leur effet sur l'intégration des marchés de l'équilibrage;
 - i) évalue les progrès de l'harmonisation des principales caractéristiques du règlement des déséquilibres ainsi que les conséquences et les distorsions possibles dues à la non-harmonisation;
 - j) indique les résultats des analyses coût-bénéfice en application de l'article 61.
4. L'ENTSO-E établit des indicateurs de performance pour les marchés de l'équilibrage qui seront utilisés dans les rapports. Ces indicateurs de performance reflètent:
- a) la disponibilité des offres d'énergie d'équilibrage, y compris les offres à partir de capacités d'équilibrage;
 - b) les économies et les gains financiers dus à la compensation des déséquilibres, à l'échange de services d'équilibrage et au partage de réserves;
 - c) les bénéfices de l'utilisation des produits standard;
 - d) le coût total de l'équilibrage;
 - e) l'efficacité et la fiabilité économiques des marchés de l'équilibrage;
 - f) les inefficacités et les distorsions possibles des marchés de l'équilibrage;
 - g) les pertes d'efficacité dues aux produits spécifiques;
 - h) le volume et le prix de l'énergie d'équilibrage utilisée aux fins de l'équilibrage, aussi bien disponible qu'activée, à partir de produits standard et de produits spécifiques;
 - i) les prix du déséquilibre et les déséquilibres du système électrique;
 - j) l'évolution des prix des services d'équilibrage des années précédentes;
 - k) la comparaison des coûts et bénéfices attendus et réalisés à partir de toutes les allocations de capacité entre zones aux fins de l'équilibrage.
5. Avant la soumission du rapport final, l'ENTSO-E prépare une proposition de projet de rapport. Cette proposition définit la structure du rapport, le contenu et les indicateurs de performance qui seront utilisés dans le rapport. La proposition est remise à l'Agence qui est habilitée à demander des modifications dans un délai de deux mois après la soumission de la proposition.
6. Le rapport prévu au paragraphe 2, point a) contient également une synthèse en langue anglaise de chaque rapport de GRT sur l'équilibrage en application de l'article 60.
7. Les rapports fournissent des informations et des indicateurs désagrégés pour chaque zone de programmation, chaque frontière de zone de dépôt des offres ou chaque bloc RFP.
8. L'ENTSO-E publie le rapport sur l'internet et le soumet à l'Agence au plus tard six mois après la fin de l'année à laquelle il fait référence.
9. Après l'expiration des délais pour l'utilisation par les GRT des plateformes européennes en application de l'article 19, paragraphe 5, de l'article 20, paragraphe 6, de l'article 21, paragraphe 6, et de l'article 22, paragraphe 5, tous les GRT réexaminent le contenu et les conditions de publication des rapports. Sur la base des résultats de ce réexamen, l'ENTSO-E établit une proposition concernant une nouvelle structure et un nouveau calendrier de publication des rapports, et la soumet à l'Agence. L'Agence est habilitée à demander des modifications dans un délai de trois mois après la soumission de la proposition.

Article 60

Rapports des GRT sur l'équilibrage

1. Au moins une fois tous les deux ans, chaque GRT publie un rapport sur l'équilibrage couvrant les deux années civiles précédentes, dans le respect de la confidentialité des informations conformément à l'article 11.

2. Le rapport sur l'équilibrage:
 - a) comporte des informations concernant les volumes de produits spécifiques disponibles, acquis et utilisés, ainsi que la justification des produits spécifiques selon les conditions énoncées à l'article 26;
 - b) fournit une analyse succincte du dimensionnement de la capacité de réserve incluant la justification et l'explication des exigences applicables à la capacité de réserve calculée;
 - c) contient une analyse succincte de la fourniture optimale de capacité de réserve incluant la justification du volume de capacité d'équilibrage;
 - d) analyse les coûts et les bénéfices, ainsi que les éventuelles inefficacités et distorsions liées aux produits spécifiques en termes de concurrence et de fragmentation du marché, la participation active de la demande et les sources d'énergie renouvelables, l'intégration des marchés de l'équilibrage et les effets secondaires sur les autres marchés de l'électricité;
 - e) analyse les possibilités d'échange de capacité d'équilibrage et de partage de réserves;
 - f) fournit une explication et une justification pour l'acquisition de capacités d'équilibrage sans échange de capacités d'équilibrage ni partage de réserves;
 - g) analyse l'efficacité des fonctions d'optimisation de l'activation pour l'énergie d'équilibrage issue des réserves de restauration de la fréquence et, le cas échéant, pour l'énergie d'équilibrage issue des réserves de remplacement.
3. Le rapport sur l'équilibrage est établi en langue anglaise ou contient au moins un résumé dans cette langue.
4. L'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE est habilitée à demander, sur la base des rapports antérieurs publiés, des modifications de la structure et du contenu du rapport suivant d'un GRT sur l'équilibrage.

TITRE VIII

ANALYSE COÛT-BÉNÉFICE

Article 61

Analyse coût-bénéfice

1. Lorsque les GRT ont l'obligation d'effectuer une analyse coût-bénéfice en application du présent règlement, ils établissent les critères et la méthodologie pour cette analyse et les soumettent aux autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE au plus tard six mois avant le début de l'analyse. Les autorités de régulation compétentes sont habilitées à demander conjointement des modifications des critères et de la méthodologie.
2. L'analyse coût-bénéfice tient compte au moins des éléments suivants:
 - a) la faisabilité technique;
 - b) l'efficacité économique;
 - c) l'incidence sur la concurrence et l'intégration des marchés de l'équilibrage;
 - d) les coûts et les bénéfices de la mise en œuvre;
 - e) l'incidence sur les coûts d'équilibrage européens et nationaux;
 - f) l'incidence potentielle sur les prix du marché de l'électricité européen;
 - g) la capacité des GRT et des responsables d'équilibre à s'acquitter de leurs obligations;
 - h) l'incidence sur les acteurs du marché en termes d'exigences techniques ou informatiques supplémentaires, évaluées en coopération avec les parties intéressées affectées.
3. Tous les GRT concernés communiquent les résultats de l'analyse coût-bénéfice à toutes les autorités de régulation compétentes, accompagnés d'une proposition motivée concernant les modalités de traitement des problèmes éventuels révélés par l'analyse coût-bénéfice.

TITRE IX

DÉROGATIONS ET SURVEILLANCE

Article 62

Déroptions

1. Une autorité de régulation conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE peut, sur demande d'un GRT ou de sa propre initiative, accorder aux GRT concernés une dérogation à l'une ou plusieurs des dispositions du présent règlement, conformément aux paragraphes 2 à 12.
2. Un GRT peut demander une dérogation aux exigences suivantes:
 - a) les délais pour l'utilisation par les GRT des plateformes européennes, en application de l'article 19, paragraphe 5, de l'article 20, paragraphe 6, de l'article 21, paragraphe 6, et de l'article 22, paragraphe 5;
 - b) la fixation de l'heure de fermeture du guichet du processus de programmation intégré dans un modèle d'appel centralisé, en application de l'article 24, paragraphe 5, et la possibilité de modifier les offres de processus de programmation intégré en application de l'article 24, paragraphe 6;
 - c) le volume maximal de capacité d'échange entre zones allouée dans le cadre d'un processus fondé sur le marché conformément à l'article 41, paragraphe 2, ou d'un processus fondé sur une analyse d'efficacité économique conformément à l'article 42, paragraphe 2;
 - d) l'harmonisation de la période de règlement des déséquilibres, en application de l'article 53, paragraphe 1;
 - e) la mise en œuvre des exigences en application des articles 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 54, 55, 56 et 57.
3. Le processus de dérogation est transparent, non discriminatoire, objectif, bien documenté et fondé sur une demande motivée.
4. Les GRT déposent une demande écrite de dérogation à l'autorité de régulation compétente au plus tard six mois avant la date d'entrée en application des dispositions auxquelles il est demandé de déroger.
5. La demande de dérogation contient les informations suivantes:
 - a) les dispositions auxquelles il est demandé de déroger;
 - b) la période de dérogation demandée;
 - c) un plan et un calendrier détaillés indiquant les modalités garantissant la mise en œuvre des dispositions concernées du présent règlement après l'expiration de la période de dérogation;
 - d) une évaluation des conséquences de la dérogation demandée sur les marchés adjacents;
 - e) une évaluation des risques possibles pour l'intégration des marchés de l'équilibrage de toute l'Europe liés à la dérogation demandée.
6. L'autorité de régulation compétente statue sur toute demande de dérogation dans un délai de six mois à compter du jour suivant celui où elle reçoit la demande. Ce délai peut être prolongé de trois mois avant son expiration lorsque l'autorité de régulation compétente demande des compléments d'information au GRT sollicitant la dérogation. Le délai supplémentaire commence à courir à compter de la réception de toutes les informations.
7. Le GRT sollicitant la dérogation soumet toutes les informations complémentaires demandées par l'autorité de régulation compétente dans un délai de deux mois à compter de la demande. Si le GRT ne fournit pas les informations demandées dans ce délai, la demande de dérogation est réputée retirée sauf si, avant son expiration:
 - a) l'autorité de régulation décide d'accorder une prolongation; ou
 - b) le GRT informe l'autorité de régulation compétente, par une note argumentée, que la demande de dérogation est complète.
8. Lors de l'examen de la demande de dérogation ou avant d'accorder une dérogation de sa propre initiative, l'autorité de régulation compétente prend en considération les aspects suivants:
 - a) les difficultés liées à la mise en œuvre de la ou des dispositions concernées;
 - b) les risques et les implications de la ou des dispositions concernées en termes de sécurité d'exploitation;
 - c) les actions entreprises pour faciliter la mise en œuvre de la ou des dispositions concernées;
 - d) les incidences de la non-mise en œuvre de la ou des dispositions concernées en termes de non-discrimination et de concurrence avec les autres acteurs du marché européens, en particulier en ce qui concerne la participation active de la demande et les sources d'énergie renouvelables;

- e) les incidences sur l'efficacité économique globale et les infrastructures intelligentes du réseau;
- f) les incidences sur les autres zones de programmation et les conséquences globales sur le processus d'intégration du marché européen.
9. L'autorité de régulation compétente adopte une décision motivée concernant une demande de dérogation ou une dérogation accordée de sa propre initiative. Lorsque l'autorité de régulation accorde une dérogation, elle en précise la durée. La dérogation ne peut être accordée qu'une seule fois et pour une durée maximale de deux ans, sauf pour les dérogations visées au paragraphe 2, points c) et d), qui peuvent être accordées jusqu'au 1^{er} janvier 2025.
10. L'autorité de régulation compétente notifie sa décision au GRT, à l'Agence et à la Commission européenne. La décision est également publiée sur son site web.
11. Les autorités de régulation compétentes tiennent un registre de toutes les dérogations qu'elles ont accordées ou refusées et transmettent à l'Agence un registre actualisé et consolidé au minimum tous les six mois, dont une copie est remise à l'ENTSO-E.
12. Le registre contient, en particulier:
- a) les dispositions pour lesquelles une dérogation a été acceptée ou refusée;
- b) le contenu de la dérogation;
- c) les motifs de l'octroi ou du refus de la dérogation;
- d) les incidences de l'octroi de la dérogation.

Article 63

Surveillance

1. L'ENTSO-E surveille la mise en œuvre du présent règlement conformément à l'article 8, paragraphe 8, du règlement (CE) n° 714/2009. La surveillance de la mise en œuvre du présent règlement par l'ENTSO-E porte au moins sur les questions suivantes:
- a) la préparation du rapport européen sur l'intégration du marché de l'équilibrage en application de l'article 59;
- b) la préparation d'un rapport sur la surveillance de la mise en œuvre du présent règlement, y compris l'effet de l'harmonisation des règles applicables visant à faciliter l'intégration du marché.
2. Six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, l'ENTSO-E soumet pour avis à l'Agence un plan de surveillance portant sur les rapports requis et toutes mises à jour.
3. Douze mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, l'Agence, en coopération avec l'ENTSO-E, établit une liste des informations pertinentes que doit lui communiquer l'ENTSO-E conformément à l'article 8, paragraphe 9, et à l'article 9, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 714/2009. La liste des informations pertinentes peut faire l'objet de mises à jour. L'ENTSO-E conserve dans un format numérique normalisé toutes les informations demandées par l'Agence.
4. Tous les GRT soumettent à l'ENTSO-E les informations requises pour la réalisation de ses tâches en application des paragraphes 1 et 3.
5. À la demande conjointe de l'Agence et de l'ENTSO-E, les acteurs du marché et les autres organisations concernées par l'intégration des marchés de l'équilibrage de l'électricité soumettent à l'ENTSO-E les informations nécessaires à la surveillance conformément aux paragraphes 1 et 3, à l'exception des informations déjà obtenues par les autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE, l'Agence ou l'ENTSO-E dans l'accomplissement de leurs missions respectives de surveillance de la mise en œuvre.

TITRE X

DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES

Article 64

Dispositions transitoires pour l'Irlande et l'Irlande du Nord

À l'exception de la participation à l'élaboration de modalités et conditions ou de méthodologies, pour lesquels les délais respectifs s'appliquent, les exigences du présent règlement s'appliquent en Irlande et en Irlande du Nord à compter du 31 décembre 2019.

*Article 65***Entrée en vigueur**

1. Le présent règlement entre en vigueur le vingtième jour suivant celui de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*.
2. Les articles 14, 16, 17, 28, 32, 34 à 36, 44 à 49, et 54 à 57 du présent règlement s'appliquent un an après son entrée en vigueur.

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

Fait à Bruxelles, le 23 novembre 2017.

Par la Commission
Le président
Jean-Claude JUNCKER

RÈGLEMENT (UE) 2017/2196 DE LA COMMISSION**du 24 novembre 2017****établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique****(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)**

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 ⁽¹⁾, et notamment son article 6, paragraphe 11,

considérant ce qui suit:

- (1) Un marché intérieur de l'énergie pleinement fonctionnel et interconnecté est crucial pour maintenir la sécurité d'approvisionnement énergétique, renforcer la concurrence et garantir des prix de l'énergie abordables pour tous les consommateurs.
- (2) Le règlement (CE) n° 714/2009 énonce des règles non discriminatoires régissant l'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, en vue de garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité.
- (3) Le règlement (UE) 2017/1485 de la Commission ⁽²⁾ établit des règles harmonisées sur la gestion des réseaux pour les gestionnaires de réseau de transport («GRT»), les coordinateurs de sécurité régionaux («CSR»), les gestionnaires de réseau de distribution («GRD») et les utilisateurs significatifs du réseau («USR»). Il identifie différents états critiques du réseau (état normal, état d'alerte, état d'urgence, état de panne généralisée (black-out) et reconstitution). Il contient aussi des exigences et principes visant à assurer les conditions favorables à la sécurité d'exploitation dans toute l'Union et à promouvoir la coordination de l'exploitation du réseau, des exigences et principes de la planification de l'exploitation et des procédures de planification nécessaires pour anticiper les problèmes de sécurité d'exploitation en temps réel et des exigences et principes régissant le réglage fréquence-puissance et les réserves à l'échelle de l'Union.
- (4) Il convient de développer un ensemble commun d'exigences et de principes minimaux régissant les procédures et actions à mettre en œuvre spécifiquement en états d'urgence, de panne généralisée et de reconstitution.
- (5) Même si chaque GRT est responsable de la sécurité d'exploitation au sein de sa zone de contrôle, l'exploitation sûre et efficace du réseau électrique de l'Union est une tâche partagée par l'ensemble des GRT de l'Union, car tous les réseaux nationaux sont interconnectés dans une certaine mesure et une défaillance située dans une zone de contrôle pourrait avoir des conséquences sur les autres zones. L'exploitation efficace du réseau électrique de l'Union nécessite une collaboration et une coordination étroites entre les parties prenantes.
- (6) Il est donc nécessaire d'établir des exigences harmonisées sur les mesures techniques et d'organisation afin de prévenir la propagation ou la dégradation d'un incident touchant le réseau national et afin d'éviter la propagation de la perturbation ou de l'état de panne généralisée à d'autres réseaux. Il est également nécessaire de concevoir des procédures harmonisées que les GRT devraient mettre en œuvre afin de rétablir l'état d'alerte ou l'état normal après la propagation de la perturbation ou de l'état de panne généralisée.
- (7) Chaque GRT devrait établir un plan de défense du réseau et un plan de reconstitution en adoptant une approche en trois étapes: une étape de conception, qui consiste à définir le contenu détaillé du plan; une étape de mise en œuvre qui consiste à développer et à mettre en place tous les moyens et services nécessaires à l'activation du plan; et une étape d'activation qui consiste à mettre en œuvre une ou plusieurs mesures prévues par le plan.
- (8) L'harmonisation des exigences concernant l'établissement des plans de défense du réseau et des plans de reconstitution par les GRT devrait assurer l'efficacité globale de ces plans au niveau de l'Union.

⁽¹⁾ JO L 211 du 14.8.2009, p. 15.⁽²⁾ Règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 de la Commission établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (JO L 220 du 25.8.2017, p. 1).

- (9) Les GRT devraient assurer la continuité des échanges d'énergie dans les états d'urgence, de panne généralisée et de reconstitution, la suspension des activités du marché et des processus qui y sont liés ne devant intervenir qu'en dernier recours. Des conditions claires, objectives et harmonisées de suspension et de reconstitution consécutives à la suspension des transactions énergétiques devraient être établies.
- (10) Chaque GRT devrait apporter son soutien à tout autre GRT sur demande en état d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution du réseau, tant qu'un tel soutien n'entraîne pas l'état d'urgence ou de panne généralisée sur le réseau du GRT auquel la demande a été formulée.
- (11) Dans les États membres où des réseaux de communication publics sont utilisés, les GRT, les GRD et les USR et les fournisseurs de services de reconstitution devraient s'efforcer d'obtenir pour leurs télécommunications un statut prioritaire auprès de leur fournisseur de services de télécommunication respectif.
- (12) Le 20 juillet 2015, l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après «l'Agence») a recommandé l'adoption par la Commission du code de réseau sur l'équilibrage de l'électricité, soumis aux exigences de la recommandation n° 3/2015 de l'Agence.
- (13) Outre les dispositions générales du règlement (UE) 2017/1485, des exigences spécifiques sont requises pour assurer l'échange d'informations et la communication lors des états d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution du réseau, ainsi que la disponibilité d'outils et d'installations critiques nécessaires à l'exploitation et à la reconstitution du réseau.
- (14) Le présent règlement est adopté sur la base du règlement (CE) n° 714/2009, qu'il complète et dont il fait partie intégrante. Les références faites au règlement (CE) n° 714/2009 dans d'autres actes juridiques devraient également s'entendre comme des références au présent règlement.
- (15) Les mesures prévues par le présent règlement sont conformes à l'avis du comité visé à l'article 23, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 714/2009,

A ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Article premier

Objet

Afin de préserver la sécurité d'exploitation, de prévenir la propagation ou la dégradation d'un incident dans le but d'éviter une perturbation à grande échelle et l'état de panne généralisée, et de permettre la reconstitution rapide du réseau électrique à partir d'un état d'urgence ou de panne généralisée, le présent règlement établit un code de réseau fixant les exigences applicables:

- a) à la gestion par les GRT des états d'urgence, de panne généralisée et de reconstitution du réseau;
- b) à la coordination de l'exploitation du réseau dans l'Union en état d'urgence, de panne généralisée et de reconstitution;
- c) aux simulations et essais assurant une reconstitution fiable, efficace et rapide des réseaux de transport interconnectés à l'état normal à partir d'un état d'urgence ou de panne généralisée;
- d) aux outils et installations nécessaires à une reconstitution fiable, efficace et rapide des réseaux de transport interconnectés à l'état normal à partir d'un état d'urgence ou de panne généralisée.

Article 2

Champ d'application

1. Le présent règlement s'applique aux GRT, GRD, USR, fournisseurs de services de défense, fournisseurs de services de reconstitution, parties responsables de l'équilibrage, fournisseurs de services d'équilibrage, opérateurs du marché de l'électricité désignés (ci-après «les NEMO») et autres entités désignées à l'exécution de fonctions liées au marché conformément au règlement (UE) 2015/1222 de la Commission ⁽¹⁾ et au règlement (UE) 2016/1719 de la Commission ⁽²⁾.

2. En particulier, le présent règlement s'applique aux USR suivants:

- a) unités de production d'électricité existantes et nouvelles des types C et D, conformément à l'article 5 du règlement de la Commission (UE) 2016/631 ⁽³⁾;

⁽¹⁾ 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).

⁽²⁾ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme (JO L 259 du 27.9.2016, p. 42).

⁽³⁾ 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).

- b) unités de production d'électricité existantes et nouvelles de type B, conformément à l'article 5 du règlement (UE) 2016/631, lorsqu'elles sont identifiées comme USR conformément à l'article 11, paragraphe 4, et à l'article 23, paragraphe 4;
- c) installations de consommation existantes et nouvelles raccordées à un réseau de transport;
- d) réseaux fermés de distribution existants et nouveaux raccordés au réseau de transport;
- e) fournisseurs de redispatching d'unités de production d'électricité ou d'installations de consommation au moyen d'agrégation et fournisseurs de réserve de puissance active, conformément au titre 8 du règlement (UE) 2017/1485; et
- f) systèmes de courant continu à haute tension (HVDC) existants et nouveaux et parcs de générateurs raccordés au courant continu, conformément aux critères énoncés à l'article 4, paragraphe 1, du règlement (UE) 2016/1447 de la Commission ⁽¹⁾.

3. Le présent règlement s'applique aux unités de production d'électricité de types A existantes et nouvelles, conformément au critère énoncé à l'article 5 du règlement (UE) 2016/631, aux unités de production d'électricité de type B existantes et nouvelles autres que celles visées au paragraphe 2, point b), ainsi qu'aux installations de consommation existantes et nouvelles, aux réseaux fermés de distribution et aux tiers fournissant des services de participation active de la demande en qualité de fournisseurs de services de défense ou de reconstitution, conformément à l'article 4, paragraphe 4.

4. Les unités de production d'électricité des types A et B visées au paragraphe 3, les installations de consommation et les réseaux fermés de distribution fournissant des services de participation active de la demande peuvent remplir directement, ou indirectement par un tiers, les exigences du présent règlement, conformément aux modalités et conditions générales fixées conformément à l'article 4, paragraphe 4.

5. Le présent règlement s'applique aux unités de stockage d'énergie d'un USR, d'un fournisseur de services de défense ou d'un fournisseur de services de reconstitution qui peuvent être utilisées pour équilibrer le réseau, pour autant qu'elles soient identifiées comme telles dans les plans de défense, les plans de reconstitution ou dans le contrat de service correspondant.

6. Le présent règlement s'applique à tous les réseaux de transport, réseaux de distribution et interconnexions dans l'Union, sauf les réseaux de transport et de distribution ou des parties de ces réseaux des territoires insulaires des États membres dont les réseaux ne sont pas exploités de manière synchrone avec la zone synchrone d'Europe continentale, de Grande-Bretagne, des pays nordiques, d'Irlande et d'Irlande du Nord ou de la Baltique, pour autant que cette exploitation non synchrone ne résulte pas d'une perturbation.

7. Dans les États membres comptant plusieurs GRT, le présent règlement s'applique à tous ceux qui exercent dans cet État membre. Lorsqu'un GRT n'exerce pas la fonction correspondant à une ou plusieurs obligations découlant du présent règlement, l'État membre concerné peut prévoir que l'accomplissement de ces obligations incombe à un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport spécifiquement désignés.

8. Les GRT de Lituanie, de Lettonie et d'Estonie, aussi longtemps et dans la mesure où ils fonctionnent en mode synchrone dans une zone synchrone où tous les pays ne sont pas liés par la législation européenne, sont exemptés des articles 15, 29 et 33, sauf disposition contraire dans un accord de coopération avec des GRT de pays tiers constituant la base de leur coopération en ce qui concerne la sécurité d'exploitation du réseau, conformément à l'article 10.

Article 3

Définitions

Aux fins du présent règlement, les définitions de l'article 2 de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁾, de l'article 2 du règlement (CE) n° 714/2009, de l'article 2 du règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission ⁽³⁾, de l'article 2 du règlement (UE) 2015/1222, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/631, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission ⁽⁴⁾, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/1447, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/1719 et de l'article 2 du règlement (UE) 2017/1485 s'appliquent.

⁽¹⁾ Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (JO L 241 du 8.9.2016, p. 1).

⁽²⁾ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 55).

⁽³⁾ Règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil (JO L 163 du 15.6.2013, p. 1).

⁽⁴⁾ Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation (JO L 223 du 18.8.2016, p. 10).

En outre, on entend par:

- 1) «fournisseur de services de défense», une personne morale ayant une obligation juridique ou contractuelle de fournir un service qui contribue à une ou plusieurs mesures du plan de défense du réseau;
- 2) «fournisseur de services de reconstitution», une personne morale ayant une obligation juridique ou contractuelle de fournir un service qui contribue à une ou plusieurs mesures du plan de reconstitution;
- 3) «utilisateur significatif du réseau (USR) de haute priorité», un USR auquel s'appliquent des conditions spécifiques de déconnexion et de remise sous tension;
- 4) «charge nette», la valeur nette de la puissance active vue d'un point donné du réseau, calculée par (charge – production), généralement exprimée en kilowatt (kW) ou mégawatt (MW) à un instant donné ou en moyenne sur un intervalle de temps donné;
- 5) «plan de reconstitution», toutes les mesures techniques et organisationnelles nécessaires à la reconstitution du réseau à l'état normal;
- 6) «remise sous tension», la reconnexion de la production et de la consommation afin de mettre sous tension les parties du réseau ayant été déconnectées;
- 7) «stratégie descendante de remise sous tension», une stratégie nécessitant l'assistance d'autres GRT dans la remise sous tension de parties du réseau d'un GRT;
- 8) «stratégie ascendante de remise sous tension», une stratégie par laquelle une partie du réseau d'un GRT peut être remise sous tension sans assistance des autres GRT;
- 9) «resynchronisation», la synchronisation et la reconnexion de deux régions synchronisées au point de resynchronisation;
- 10) «pilote de la fréquence», le GRT désigné et responsable de la gestion de la fréquence du réseau au sein d'une région ou d'une zone synchrone afin de rétablir la fréquence du réseau à sa fréquence nominale;
- 11) «région synchronisée», la partie d'une zone synchrone couverte par des GRT interconnectés qui ont une fréquence commune de réseau, et qui n'est pas synchronisée avec le reste de la zone synchrone;
- 12) «responsable de la resynchronisation», le GRT désigné et responsable de la resynchronisation de deux régions synchronisées;
- 13) «point de resynchronisation», le dispositif employé pour connecter deux régions synchronisées, habituellement un disjoncteur.

Article 4

Aspects réglementaires

1. Aux fins de l'application du présent règlement, les États membres, les autorités de régulation, les entités compétentes et les gestionnaires de réseau:
 - a) appliquent les principes de proportionnalité et de non-discrimination;
 - b) veillent à la transparence;
 - c) appliquent le principe d'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées;
 - d) veillent à ce que les GRT utilisent dans toute la mesure du possible des mécanismes fondés sur le marché, afin de garantir la sécurité et la stabilité du réseau;
 - e) respectent les contraintes techniques, juridiques et de sécurité des personnes;
 - f) respectent la responsabilité assignée au GRT compétent afin d'assurer la sécurité du réseau, y compris selon les dispositions de la législation nationale;
 - g) consultent les GRD compétents et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau; et
 - h) prennent en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues.
2. Chaque GRT soumet les propositions suivantes à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE, pour approbation:
 - a) les modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de défense, conformément au paragraphe 4;

- b) les modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution, conformément au paragraphe 4;
- c) la liste des USR responsables de la mise en œuvre, sur leurs installations, des mesures résultant des exigences à caractère obligatoire énoncées dans les règlements (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 et (UE) 2016/1447 et/ou dans la législation nationale, et la liste des mesures devant être mises en œuvre par lesdits USR identifiés par les GRT en vertu de l'article 11, paragraphe 4, point c), et de l'article 23, paragraphe 4, point c);
- d) la liste des USR de haute priorité visée à l'article 11, paragraphe 4, point d), et à l'article 23, paragraphe 4, point d), ou les principes appliqués pour les définir et les modalités et conditions générales régissant leur déconnexion et remise sous tension, sauf si cela est défini dans la législation nationale des États membres;
- e) les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché, conformément à l'article 36, paragraphe 1;
- f) les règles spécifiques régissant le règlement des déséquilibres et le règlement du rééquilibrage de l'énergie en cas de suspension des activités de marché, conformément à l'article 39, paragraphe 1;
- g) le plan d'essais, conformément à l'article 43, paragraphe 2.

3. Lorsqu'un État membre l'a ainsi prévu, les propositions visées au paragraphe 2, points a) à d), et point g), peuvent être soumises pour approbation à une entité autre que l'autorité de régulation. Les autorités de régulation et les entités désignées par les États membres en application du présent paragraphe statuent sur les propositions visées au paragraphe 2 dans les six mois à compter de la date de soumission par le GRT.

4. Les modalités et conditions régissant le rôle de fournisseur de services de défense et de reconstitution sont fixées soit dans le cadre juridique national, soit sur une base contractuelle. En cas de fixation sur une base contractuelle, chaque GRT élabore d'ici au 18 décembre 2018 une proposition des modalités et conditions correspondantes qui définit au moins:

- a) les caractéristiques du service à fournir;
- b) la possibilité d'agrégation et les conditions de l'agrégation; et
- c) pour les fournisseurs de services de reconstitution, la distribution géographique cible des sources d'énergie dotées de capacités de démarrage autonome et de fonctionnement en réseau séparé.

5. D'ici au 18 décembre 2018, chaque GRT informe l'autorité de régulation ou l'entité désignée par l'État membre du plan de défense du réseau désigné, conformément à l'article 11, et du plan de reconstitution désigné, conformément à l'article 23, ou au minimum des éléments suivants desdits plans:

- a) les objectifs du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution, y compris les phénomènes à gérer ou les situations à résoudre;
- b) les conditions déclenchant l'activation des mesures du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution;
- c) le motif de chaque mesure, expliquant comment elle contribue aux objectifs du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution, ainsi que l'acteur responsable de la mise en œuvre de ces mesures; et
- d) les échéances de mise en œuvre des mesures, fixées conformément aux articles 11 et 23.

6. Si un GRT est dans l'obligation ou a la possibilité en vertu du présent règlement de préciser, d'établir ou d'accepter des exigences, modalités et conditions ou méthodologies non soumises à approbation conformément au paragraphe 2, les États membres peuvent exiger une approbation préalable, par l'autorité de régulation, l'entité désignée par l'État membre ou d'autres autorités compétentes des États membres, desdites exigences, modalités et conditions ou méthodologies.

7. Si un GRT estime qu'il est nécessaire de modifier les documents approuvés conformément au paragraphe 3, les exigences prévues aux paragraphes 2 à 5 s'appliquent à la modification proposée. Dans la proposition d'une modification, les GRT tiennent compte des attentes légitimes, le cas échéant, des propriétaires d'installations de production d'électricité, des propriétaires d'installations de consommation et des autres parties prenantes, fondées sur les exigences ou les méthodologies initialement spécifiées ou convenues.

8. Toute partie peut faire valoir un grief contre un gestionnaire de réseau concerné ou un GRT en relation avec les obligations qui incombent à ces derniers ou avec leurs décisions en vertu du présent règlement et déposer sa plainte auprès de l'autorité de régulation qui, agissant en tant qu'autorité de règlement des litiges, statue dans les deux mois à compter de la réception de la plainte. Ce délai peut être prorogé de deux mois supplémentaires lorsque l'autorité de régulation demande des informations complémentaires. Ce délai supplémentaire peut être prorogé une nouvelle fois moyennant l'accord du plaignant. La décision de l'autorité de régulation est contraignante, sauf appel et jusqu'à l'annulation de ladite décision.

*Article 5***Consultation et coordination**

1. Lorsque le présent règlement prévoit qu'un GRT consulte les parties concernées pour les actions qu'il définit avant le temps réel ou en temps réel, la procédure suivante s'applique:
 - a) le GRT assure la liaison avec au moins les parties identifiées dans les articles du présent règlement prévoyant une consultation;
 - b) le GRT explique les motifs et l'objectif de la consultation et de la décision qu'il doit prendre;
 - c) le GRT recueille auprès des parties visées au point a) toute information pertinente, ainsi que leur évaluation;
 - d) le GRT tient dûment compte des avis, situations et contraintes des parties consultées;
 - e) avant de rendre sa décision, le GRT explique aux parties consultées les raisons pour lesquelles il a suivi ou non leurs avis.
2. Lorsque le présent règlement prévoit qu'un GRT coordonne l'exécution d'une série d'actions de différentes parties en temps réel, la procédure suivante s'applique:
 - a) le GRT assure la liaison avec au minimum les parties identifiées dans les articles du présent règlement prévoyant une coordination en temps réel;
 - b) le GRT explique les motifs et l'objectif de la coordination et des actions à mener;
 - c) le GRT soumet une proposition initiale sur les actions devant être menées par chaque partie;
 - d) le GRT recueille auprès des parties visées au point a) toute information pertinente, ainsi que leur évaluation;
 - e) le GRT soumet une proposition finale sur les actions à mener par chaque partie en tenant dûment compte des avis, situations et contraintes des parties concernées et en fixant un délai pour que les parties puissent exprimer leur opposition aux actions proposées par le GRT;
 - f) si les parties concernées ne s'opposent pas à l'exécution des actions proposées par le GRT, chaque partie, y compris le GRT, exécute les actions énoncées dans la proposition;
 - g) si une ou plusieurs parties refusent l'action proposée par le GRT dans le délai imparti, le GRT soumet à l'autorité compétente, pour décision, l'action proposée accompagnée d'une explication de ses motifs et d'une justification de ses objectifs, ainsi que de l'évaluation et de la position des parties;
 - h) si la soumission de la proposition d'action à l'autorité concernée n'est pas possible en temps réel, le GRT engage une action équivalente ayant le plus petit impact ou aucun impact sur les parties ayant refusé d'exécuter l'action proposée.
3. Une partie peut refuser d'exécuter les actions en temps réel proposées par le GRT dans le cadre de la procédure de coordination décrite au paragraphe 2 si elle justifie que l'action proposée entraînerait le non-respect d'une ou plusieurs contraintes technique, juridique, de sûreté des personnes ou de sécurité.

*Article 6***Coordination régionale**

1. Chaque GRT, aux fins de la conception de son plan de défense du réseau, conformément à l'article 11, et de la conception de son plan de reconstitution, conformément à l'article 23, ou aux fins du réexamen de son plan de défense du réseau, conformément à l'article 50, et de son plan de reconstitution, conformément à l'article 51, veille à la cohérence avec les mesures correspondantes dans les plans des GRT de sa zone synchrone et dans les plans des GRT voisins appartenant à une autre zone synchrone, au moins pour les mesures suivantes:
 - a) assistance et coordination inter-GRT en état d'urgence, conformément à l'article 14;
 - b) procédures de gestion de la fréquence, conformément aux articles 18 et 28, à l'exclusion de la fixation de la fréquence cible en cas de stratégie ascendante de remise sous tension avant toute resynchronisation au réseau de transport interconnecté;
 - c) assistance pour la procédure de puissance active, conformément à l'article 21;
 - d) stratégie descendante de remise sous tension, conformément à l'article 27.

2. L'évaluation de la cohérence du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution conformément au paragraphe 1 comporte les tâches suivantes:

- a) échange entre les GRT concernés d'informations et de données liées aux mesures visées au paragraphe 1;
- b) identification d'éventuelles incompatibilités entre les mesures visées au paragraphe 1 dans les plans des GRT participant;
- c) identification de menaces potentielles pour la sécurité d'exploitation dans la région de calcul de la capacité. Lesdites menaces incluent, entre autres, les défaillances de mode commun régionales ayant un impact significatif sur les réseaux de transport des GRT participant;
- d) évaluation de l'efficacité des mesures visées au paragraphe 1 et précisées dans les plans de défense du réseau et de reconstitution des GRT participant, afin de gérer les menaces potentielles visées au point c);
- e) consultation des coordinateurs régionaux de la sécurité afin d'évaluer la cohérence des mesures visées au paragraphe 1 dans l'ensemble de la zone synchrone concernée;
- f) identification de mesures d'atténuation en cas d'incompatibilités dans les plans de défense du réseau et de reconstitution des GRT participant, ou cas d'absence de telles mesures dans lesdits plans.

3. D'ici au 18 décembre 2018, chaque GRT transmet les mesures visées au paragraphe 1 à ou aux coordinateurs régionaux de la sécurité concernés désignés en application de l'article 77 du règlement (UE) 2017/1485. Dans les 3 mois à compter de la soumission des mesures, le ou les coordinateurs régionaux de la sécurité élaborent un rapport technique sur la cohérence des mesures, sur la base des critères énoncés au paragraphe 2. Chaque GRT s'assure de la disponibilité de ses propres experts qualifiés pour assister le ou les coordinateurs régionaux de la sécurité dans l'élaboration de ce rapport.

4. Le ou les coordinateurs régionaux de la sécurité transmettent sans délai le rapport technique visé au paragraphe 3 à tous les GRT participant, qui le transmettent à leur tour aux autorités de régulation compétentes, ainsi qu'à l'ENTSO pour l'électricité (REGRT pour l'électricité), aux fins de l'article 52.

5. Tous les GRT de chaque région de calcul de la capacité déterminent d'un commun accord un seuil au-delà duquel l'impact des actions d'un ou plusieurs GRT en état d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution est considéré comme significatif pour les autres GRT situés dans la région de calcul de la capacité.

Article 7

Consultation publique

1. Les GRT compétents consultent les parties prenantes, y compris les autorités compétentes de chaque État membre, sur les propositions devant être approuvées conformément à l'article 4, paragraphe 2, points a), b), e), f) et g). La durée de la consultation n'est pas inférieure à un mois.

2. Les GRT compétents tiennent compte, avant la soumission du projet de proposition, des avis des parties prenantes résultant des consultations. Dans tous les cas, une justification rigoureuse de la prise en compte ou non des observations des parties prenantes est communiquée et publiée en temps utile, avant ou en même temps que la publication de la proposition.

Article 8

Recouvrement des coûts

1. Les coûts qui sont supportés par les gestionnaires de réseau soumis aux règles de tarification du réseau et qui découlent des obligations imposées par le présent règlement sont évalués par les autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE. Les coûts jugés raisonnables, efficaces et proportionnés sont recouverts par les tarifs de réseau ou d'autres mécanismes appropriés.

2. Si les autorités de régulation compétentes en font la demande, les gestionnaires de réseau visés au paragraphe 1 communiquent, dans les trois mois à compter de la demande, les informations nécessaires pour faciliter l'évaluation des coûts encourus.

Article 9

Obligations en matière de confidentialité

1. Toute information confidentielle reçue, échangée ou transmise en vertu du présent règlement est soumise aux exigences de secret professionnel prévues aux paragraphes 2, 3 et 4.

2. L'obligation de secret professionnel s'applique à toute personne soumise aux dispositions du présent règlement.
3. Les informations confidentielles reçues par les personnes visées au paragraphe 2 dans l'exercice de leurs fonctions ne peuvent être divulguées à aucune autre personne ou autorité, sans préjudice des cas couverts par la législation nationale, les autres dispositions du présent règlement ou les autres actes applicables de la législation de l'Union.
4. Sans préjudice des cas couverts par les dispositions de droit national ou de la législation de l'Union, les autorités de régulation, les organismes ou les personnes qui reçoivent des informations confidentielles en application du présent règlement ne peuvent les utiliser qu'aux fins de l'exécution de leurs tâches en application du présent règlement.

Article 10

Accord avec les GRT non liés par le présent règlement

Lorsqu'une zone synchrone englobe des GRT de l'Union et de pays tiers, d'ici au 18 juin 2019, tous les GRT de l'Union présents dans cette zone synchrone s'efforcent de conclure avec les GRT des pays tiers non liés par le présent règlement un accord fixant la base de leur coopération en ce qui concerne le fonctionnement sûr du réseau et définissant les modalités de la mise en conformité des GRT des pays tiers avec les obligations prévues par le règlement.

CHAPITRE II

PLAN DE DÉFENSE DU RÉSEAU

SECTION 1

Dispositions générales

Article 11

Conception du plan de défense du réseau

1. D'ici au 18 décembre 2018, chaque GRT conçoit un plan de défense du réseau en consultation avec les GRD, les USR, les autorités de régulation nationales ou les entités visées à l'article 4, paragraphe 3, concernés, les GRT voisins et les autres GRT de sa zone synchrone.
2. Chaque GRT tient compte au minimum des éléments suivants dans la conception de son plan de défense du réseau:
 - a) les limites de sécurité d'exploitation fixées conformément à l'article 25 du règlement (UE) 2017/1485;
 - b) le comportement et les capacités au niveau de la consommation et de la production dans la zone synchrone;
 - c) les besoins spécifiques des USR de haute priorité, en vertu du paragraphe 4, point d); et
 - d) les caractéristiques de son réseau de transport et des réseaux sous-jacents des GRD.
3. Le plan de défense du réseau contient au minimum les dispositions suivantes:
 - a) les conditions d'activation du plan de défense du réseau, conformément à l'article 13;
 - b) les consignes du plan de défense du réseau émises par le GRT; et
 - c) les mesures soumises à une consultation ou coordination en temps réel avec les parties identifiées.
4. En particulier, le plan de défense du réseau comprend les éléments suivants:
 - a) une liste des mesures devant être mises en œuvre par le GRT sur ses installations;
 - b) une liste des mesures devant être mises en œuvre par les GRD et une liste des GRD responsables de la mise en œuvre desdites mesures sur leurs installations;
 - c) une liste des USR responsables de la mise en œuvre sur leurs installations des mesures résultant des exigences à caractère obligatoire énoncées dans le règlement (UE) 2016/631, le règlement (UE) 2016/1388 et le règlement (UE) 2016/1447 ou dans la législation nationale, et une liste des mesures devant être mises en œuvre par lesdits USR;
 - d) une liste des USR de haute priorité, et les modalités et conditions de leur déconnexion; et
 - e) les échéances de mise en œuvre de chacune des mesures listées dans le plan de défense du réseau.

5. Le plan de défense du réseau comprend au minimum les mesures techniques et organisationnelles suivantes, qui sont précisées à la section 2 du chapitre II:
- a) les systèmes de protection du réseau, y compris au minimum:
 - i) le système de contrôle automatique de la sous-fréquence, conformément à l'article 15;
 - ii) le système de contrôle automatique de la surfréquence, conformément à l'article 16; et
 - iii) le système automatique contre l'écroulement de tension, conformément à l'article 17;
 - b) les procédures du plan de défense du réseau, y compris au minimum:
 - i) la procédure de gestion de l'écart de fréquence, conformément à l'article 18;
 - ii) la procédure de gestion de l'écart de tension, conformément à l'article 19;
 - iii) la procédure de gestion du flux de puissance, conformément à l'article 20;
 - iv) une procédure d'assistance en puissance active, conformément à l'article 21; et
 - v) la procédure de déconnexion manuelle de la charge nette, conformément à l'article 22.
6. Les mesures contenues dans le plan de défense du réseau sont conformes aux principes suivants:
- a) leurs effets sur les utilisateurs du réseau sont minimaux;
 - b) elles sont économiquement efficaces;
 - c) seules les mesures nécessaires sont activées; et
 - d) elles n'entraînent pas l'état d'urgence ou de panne généralisée sur le réseau de transport du GRT ou sur les réseaux de transport interconnectés.

Article 12

Mise en œuvre du plan de défense du réseau

1. D'ici au 18 décembre 2019, chaque GRT met en œuvre les mesures de son plan de défense du réseau à mettre en œuvre sur son réseau de transport. Il maintient par la suite les mesures mises en œuvre.
2. D'ici au 18 décembre 2018, chaque GRT notifie aux GRD raccordés au réseau de transport les mesures à mettre en œuvre, en indiquant les échéances de mise en œuvre, en ce qui concerne:
 - a) les installations des GRD, en vertu de l'article 11, paragraphe 4; ou
 - b) les installations des USR identifiés en vertu de l'article 11, paragraphe 4, qui sont raccordées à leurs réseaux de distribution; ou
 - c) les installations des fournisseurs de services de défense raccordées à leurs réseaux de distribution; ou
 - d) les installations des GRD raccordées à leurs réseaux de distribution.
3. D'ici au 18 décembre 2018, chaque GRT notifie aux USR identifiés en vertu de l'article 11, paragraphe 4, point c), ou aux fournisseurs de services de défense directement connectés à son réseau de transport, les mesures devant être mises en œuvre sur leurs installations et les échéances de cette mise en œuvre.
4. Si la législation nationale le prévoit, le GRT notifie directement à l'USR identifié en vertu de l'article 11, paragraphe 4, point c), aux fournisseurs de services de défense ou aux GRD raccordés à des réseaux de distribution les mesures devant être mises en œuvre sur leurs installations et les échéances de cette mise en œuvre. Il informe le GRD concerné de ladite notification.
5. Lorsqu'un GRT informe un GRD, conformément au paragraphe 2, le GRD notifie à son tour et sans tarder aux USR, aux fournisseurs de services de défense et aux GRD raccordés à son réseau de distribution les mesures du plan de défense du réseau qu'ils doivent mettre en œuvre sur leurs installations respectives, ainsi que les échéances de cette mise en œuvre.
6. Chaque GRD, USR et fournisseur de services de défense ayant reçu une notification:
 - a) met en œuvre les mesures notifiées conformément au présent article au plus tard 12 mois après la date de notification;
 - b) confirme la mise en œuvre des mesures au gestionnaire de réseau émetteur de la notification, qui, lorsqu'il est distinct du GRT, notifie au GRT cette confirmation; et
 - c) maintient les mesures ayant été mises en œuvre sur ses installations.

*Article 13***Activation du plan de défense du réseau**

1. Chaque GRT active les procédures de son plan de défense du réseau conformément à l'article 11, paragraphe 5, point b), en coordination avec les GRD et les USR identifiés en vertu de l'article 11, paragraphe 4, et avec les fournisseurs de services de défense du réseau.
2. Outre les systèmes du plan de défense du réseau automatiquement activés, conformément à l'article 11, paragraphe 5, point a), chaque GRT active une procédure du plan de défense du réseau dans les cas suivants:
 - a) le réseau est en état d'urgence, conformément aux critères énoncés à l'article 18, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/1485 et aucune mesure corrective n'est disponible pour rétablir l'état normal du réseau; ou
 - b) l'analyse de la sécurité d'exploitation indique que l'activation d'une mesure du plan de défense du réseau est nécessaire, conformément à l'article 11, paragraphe 5, en plus des mesures correctives disponibles, pour assurer la sécurité d'exploitation du réseau de transport.
3. Chaque GRD et USR identifiés en vertu de l'article 11, paragraphe 4, ainsi que chaque fournisseur de services de défense du réseau exécutent sans délai indu les consignes du plan de défense du réseau formulées par le GRT, en vertu de l'article 11, paragraphe 3, point c), conformément aux procédures du plan de défense du réseau établies à l'article 11, paragraphe 5, point b).
4. Chaque GRT active les procédures de son plan de défense du réseau visé à l'article 11, paragraphe 5, point b) ayant un impact transfrontalier significatif en coordination avec les GRT affectés.

*Article 14***Assistance et coordination inter-GRT en état d'urgence**

1. À la demande d'un GRT en état d'urgence, chaque GRT fournit via les interconnexions toute assistance possible au GRT demandeur, à condition que cela n'entraîne pas l'état d'urgence ou de panne généralisée sur son propre réseau de transport ou sur les réseaux de transport interconnectés.
2. Lorsque l'assistance doit être fournie par des interconnexions en courant continu, elle peut consister dans les actions suivantes, en tenant compte des caractéristiques techniques et de la capacité du système HVDC:
 - a) actions de régulation manuelles de la puissance active transmise pour aider le GRT en état d'urgence à amener le flux de puissance dans les limites de sécurité d'exploitation, ou la fréquence de la zone synchrone voisine dans les limites de fréquence du réseau en état d'alerte, définies en vertu de l'article 18, paragraphe 2, du règlement (UE) 2017/1485;
 - b) fonctions de régulation automatique de la puissance active transmise sur la base des signaux et critères énoncés à l'article 13 du règlement (UE) 2016/1447;
 - c) réglage automatique de la fréquence, conformément aux articles 15 à 18 du règlement (UE) 2016/1447 en cas de fonctionnement en réseau séparé;
 - d) contrôle de la tension et de la puissance réactive conformément à l'article 24 du règlement (UE) 2016/1447; et
 - e) toute autre action appropriée.
3. Chaque GRT peut déconnecter manuellement tout élément du réseau de transport ayant un impact transfrontalier significatif, y compris une interconnexion, dans le respect des exigences suivantes:
 - a) le GRT agit en coordination avec les GRT voisins; et
 - b) ladite action n'entraîne pas l'état d'urgence ou de panne généralisée sur les autres réseaux de transport interconnectés.
4. Sans préjudice du paragraphe 3, un GRT peut, sans coordination, déconnecter manuellement tout élément d'un réseau de transport qui a un impact transfrontalier significatif, y compris une interconnexion, dans des circonstances exceptionnelles impliquant une violation des limites de sécurité d'exploitation et afin d'éviter de compromettre la sécurité du personnel ou d'endommager l'équipement. Dans les 30 jours suivant l'incident, le GRT prépare un rapport rédigé au moins en langue anglaise contenant une explication détaillée des motifs, de la mise en œuvre et de l'impact de cette action, le soumet à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE ainsi qu'aux GRT voisins et le met à la disposition des utilisateurs du réseau touchés de façon significative.

SECTION 2

Mesures du plan de défense du réseau

Article 15

Système de réglage automatique de la sous-fréquence

1. Le système de réglage automatique de la sous-fréquence du plan de défense du réseau comporte un système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse et les valeurs du mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U) dans la zone de réglage fréquence-puissance (RFP) du GRT.
2. Chaque GRT prévoit, dans la conception de son plan de défense du réseau, l'activation du mode LFSM-U avant l'activation du système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse, lorsque la vitesse de variation de la fréquence le permet.
3. Avant d'activer le système de déconnexion de la charge nette en fréquence basse, chaque GRT et GRD identifiés en vertu de l'article 11, paragraphe 4, prévoient que les unités de stockage d'énergie en mode charge raccordées à son réseau:
 - a) basculent automatiquement en mode production dans le délai prévu et en respectant la consigne de puissance active fixée par le GRT dans le plan de défense du réseau; ou
 - b) se déconnectent automatiquement si elles ne sont pas en mesure d'assurer ce basculement dans le délai fixé par le GRT dans le plan de défense du réseau.
4. Chaque GRT établit dans son plan de défense du réseau les seuils de fréquence auxquels le basculement ou la déconnexion automatique des unités de stockage d'énergie a lieu. Ces seuils de fréquence sont inférieurs ou égaux au seuil de fréquence du réseau défini pour l'état d'urgence à l'article 18, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/1485 et supérieurs au niveau de départ obligatoire défini en annexe concernant la fréquence limite pour la déconnexion de la charge nette en fréquence basse.
5. Chaque GRT conçoit le système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse conformément aux paramètres de délestage en temps réel énoncés dans l'annexe. Le système prévoit la déconnexion automatique de la charge nette à différentes fréquences, depuis un «seuil de départ obligatoire» jusqu'à un «seuil final obligatoire» qui délimitent une plage d'exécution, en respectant un nombre minimal et une taille maximale de pas. La plage d'exécution définit l'écart maximal admissible entre la charge nette devant être déconnectée et la valeur-cible de charge nette devant être déconnectée à une fréquence donnée, calculée par interpolation linéaire entre le niveau de départ obligatoire et le niveau final obligatoire. La plage d'exécution ne permet pas la déconnexion d'une valeur de charge nette inférieure à celle devant être déconnectée au niveau de départ obligatoire. Un pas ne peut être considéré comme tel si aucune charge nette n'est déconnectée au moment où ledit pas est atteint.
6. Chaque GRT ou GRD installe les relais nécessaires à une déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse en tenant compte au moins du comportement de la charge ainsi que de la production dispersée.
7. Aux fins de la mise en œuvre du système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse en vertu de la notification visée à l'article 12, paragraphe 2, chaque GRT ou GRD:
 - a) évite de fixer un délai additionnel volontaire au temps de fonctionnement des relais et des disjoncteurs;
 - b) minimise la déconnexion d'unités de production d'électricité, particulièrement de celles fournissant de l'inertie; et
 - c) limite le risque que le système entraîne des excursions du flux de puissance et de la tension en dehors des limites de sécurité d'exploitation.Si un GRD ne peut remplir les exigences des points b) et c), il le notifie au GRT et propose l'exigence qui s'applique. Le GRT, en consultation avec le GRD, établit les exigences applicables sur la base d'une analyse des coûts et bénéfices conjointe.
8. Le système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse défini dans le plan de défense du réseau peut prévoir une déconnexion de la charge nette sur la base d'un gradient de fréquence, à condition:
 - a) qu'elle ne soit activée que:
 - i) lorsque l'écart de fréquence est supérieur à l'écart maximal de fréquence en régime permanent et que le gradient de fréquence est supérieur à celui produit par l'incident de référence;
 - ii) jusqu'à ce que la fréquence atteigne celle du niveau de départ obligatoire pour la déconnexion de la charge nette;

- b) qu'elle soit conforme à l'annexe; et
- c) qu'elle soit nécessaire et justifiée afin de maintenir la sécurité d'exploitation de façon efficace.

9. Dans le cas où le système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse défini dans le plan de défense du réseau inclut la déconnexion de la charge nette fondée sur un gradient de fréquence, comme décrit au paragraphe 8, le GRT soumet à l'autorité de régulation nationale, dans les 30 jours à compter de la mise en œuvre, un rapport contenant une explication détaillée des motifs, de la mise en œuvre et de l'impact de cette mesure.

10. Un GRT peut inclure, dans le système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence base défini dans son plan de défense du réseau, des pas supplémentaires de déconnexion de la charge nette en dessous du niveau final obligatoire figurant dans l'annexe.

11. Chaque GRT est habilité à mettre en œuvre des dispositifs supplémentaires de protection du réseau déclenchés par une fréquence inférieure ou égale à celle du niveau final obligatoire pour la déconnexion de la charge et visant un processus de reconstitution plus rapide. Le GRT s'assure que ces dispositifs supplémentaires n'aggravent pas la dégradation de la fréquence.

Article 16

Système de réglage automatique de la surfréquence

1. Le système de contrôle automatique de la surfréquence défini dans le plan de défense du réseau entraîne une diminution automatique de la puissance active totale injectée dans chaque zone RFP.
2. En consultation avec les autres GRT de la zone synchrone, chaque GRT définit les paramètres suivants de son système de réglage automatique de la surfréquence:
 - a) les seuils de fréquence pour son activation; et
 - b) le rapport de réduction de l'injection de puissance active.
3. Chaque GRT conçoit son système de réglage automatique de la surfréquence en tenant compte des capacités des unités de production d'électricité en ce qui concerne le mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O) et des unités de stockage d'énergie dans sa zone RFP. Si le mode LFSM-O n'existe pas ou n'est pas suffisant pour satisfaire aux exigences formulées au paragraphe 2, points a) et b), chaque GRT met en place, en plus, une déconnexion linéaire par pas de la production dans sa zone RFP. Le GRT établit la taille maximale des pas de déconnexion d'unités de production d'électricité et/ou de systèmes HVDC en consultation avec les autres GRT de sa zone synchrone.

Article 17

Système automatique contre l'écroulement de tension

1. Le système automatique contre l'écroulement de tension prévu dans le plan de défense du réseau peut inclure un ou plusieurs des systèmes suivants, selon les résultats de l'évaluation faite par un GRT de la sécurité du réseau:
 - a) un système de déconnexion automatique de la charge nette en tension basse, conformément à l'article 19, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/1388;
 - b) un système de blocage des régleurs en charge de transformateur, conformément à l'article 19, paragraphe 3, du règlement (UE) 2016/1388; et
 - c) des dispositifs de protection du réseau pour la gestion de la tension.
2. Sauf si l'évaluation en vertu du paragraphe 1 démontre que la mise en œuvre du système de blocage des régleurs en charge de transformateur n'est pas nécessaire pour prévenir un écroulement de tension dans la zone de contrôle du GRT, le GRT établit les conditions de blocage des régleurs en charge de transformateur conformément à l'article 19, paragraphe 3, du règlement (UE) 2016/1388, y compris au minimum:
 - a) la méthode de blocage (local ou à distance à partir d'un centre de conduite);
 - b) le seuil de tension au point de raccordement;
 - c) la direction du flux de puissance réactive; et
 - d) le laps de temps maximal entre la détection du seuil et le blocage.

*Article 18***Procédure de gestion des écarts de fréquence**

1. La procédure de gestion des écarts de fréquence du plan de défense du réseau contient un ensemble de mesures de gestion d'un écart de fréquence en dehors des limites de fréquence définies pour l'état d'alerte définis à l'article 18, paragraphe 2, du règlement (UE) 2017/1485. La procédure de gestion des écarts de fréquence est conforme aux procédures définies pour les actions correctives devant être gérées de façon coordonnée, conformément à l'article 78, paragraphe 4, du règlement (UE) 2017/1485 et remplit au minimum les exigences suivantes:

- a) la diminution de la production est inférieure à la diminution de la consommation lors des événements de sous-fréquence; et
- b) la diminution de la production est supérieure à la diminution de la consommation lors des événements de surfréquence.

2. Chaque GRT adapte le mode d'exploitation de son RFP afin de prévenir toute interférence avec l'activation ou la désactivation manuelle de la puissance active, comme prévu aux paragraphes 3 et 5.

3. Chaque GRT est habilité à établir une consigne de puissance active à maintenir par chaque USR identifié en vertu de l'article 11, paragraphe 4, point c), sous réserve que ladite consigne satisfasse aux contraintes techniques de l'USR. Chaque GRT est habilité à établir une consigne de puissance active à maintenir par chaque fournisseur de services de défense sous réserve que cette mesure le concerne, en vertu des modalités et conditions visées à l'article 4, paragraphe 4, et que ladite consigne respecte les contraintes techniques des fournisseurs de services de défense. Les USR et les fournisseurs de services de défense exécutent les consignes données par le GRT directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD sans délai indu et maintiennent ledit état jusqu'à une nouvelle consigne. Lorsque les instructions sont données directement, le GRT en informe sans délai indu les GRD concernés.

4. Chaque GRT est habilité à déconnecter les USR et les fournisseurs de services de défense de façon directe, ou indirecte par les GRD. Les USR et les fournisseurs de services de défense restent déconnectés jusqu'à une nouvelle consigne. Lorsque les USR sont déconnectés directement, le GRT en informe les GRD concernés sans délai indu. Dans les 30 jours suivant l'incident, le GRT prépare un rapport contenant une explication détaillée des motifs, de la mise en œuvre et de l'effet de cette action, le soumet à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE et le met à la disposition des USR affectés.

5. Avant d'activer le système de déconnexion automatique de la charge en fréquence basse visé à l'article 15 et si la vitesse de variation de la fréquence le permet, chaque GRT, directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD, active la participation active de la demande des fournisseurs de services de défense concernés et:

- a) bascule les unités de stockage d'énergie en mode charge en mode de production à une consigne de puissance active fixée par le GRT dans le plan de défense du réseau; ou
- b) si l'unité de stockage d'énergie n'est pas en mesure de basculer suffisamment rapidement pour stabiliser la fréquence, la déconnecte manuellement.

*Article 19***Procédure de gestion des écarts de tension**

1. La procédure de gestion des écarts de tension du plan de défense du réseau contient un ensemble de mesures de gestion des écarts de tension situés en dehors des limites de sécurité d'exploitation définies à l'article 25 du règlement (UE) 2017/1485.

2. Chaque GRT est habilité à établir une plage de puissance réactive ou une plage de tension et à donner instruction de la maintenir aux GRD et aux USR identifiés pour cette mesure en vertu de l'article 11, paragraphe 4, conformément aux articles 28 et 29 du règlement (UE) 2017/1485.

3. Chaque GRT, sur demande de ses homologues voisins en état d'urgence, met à disposition toutes les capacités en puissance réactive possibles n'entraînant pas l'état d'urgence ou de panne généralisée sur son propre réseau de transport.

*Article 20***Procédure de gestion du flux de puissance**

1. La procédure de gestion du flux de puissance prévue dans le plan de défense du réseau comporte un ensemble de mesures de gestion d'un flux de puissance situé en dehors des limites de sécurité d'exploitation définies à l'article 25 du règlement (UE) 2017/1485.

2. Chaque GRT est habilité à fixer une valeur de consigne de puissance active à maintenir par chaque USR identifié en vertu de l'article 11, paragraphe 4, point c), sous réserve que cette valeur de consigne respecte les contraintes techniques de l'USR. Chaque GRT est habilité à fixer une valeur de consigne de puissance active à maintenir par chaque fournisseur de services de défense pour autant que la présente mesure le concerne, en vertu des modalités et conditions visées à l'article 4, paragraphe 4, et que cette valeur de consigne respecte les contraintes techniques des fournisseurs de services de défense. Les USR et les fournisseurs de services de défense exécutent les instructions données par le GRT directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD sans délai indu et maintiennent ledit état jusqu'à la transmission de nouvelles instructions. Lorsque les USR sont directement déconnectés, le GRT en informe sans délai indu les GRD concernés.

3. Chaque GRT est habilité à déconnecter les USR et les fournisseurs de services de défense de façon directe, ou indirecte via les GRD. Les USR et les fournisseurs de services de défense restent déconnectés jusqu'à la transmission de nouvelles instructions. Lorsque les instructions sont données directement, le GRT en informe sans délai indu les GRD concernés. Dans les 30 jours suivant l'incident, le GRT prépare un rapport contenant une explication détaillée des motifs, de la mise en œuvre et de l'effet de ladite action et le soumet à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE.

Article 21

Procédure d'assistance en puissance active

1. En cas d'absence d'adéquation dans sa zone de contrôle à l'échéance journalière ou infrajournalière, constatée en application de l'article 107, paragraphes 1 et 2, du règlement (UE) 2017/1485, et avant l'éventuelle suspension des activités du marché en vertu de l'article 35, un GRT est en droit de demander une assistance en puissance active à:

- a) tout fournisseur de services d'équilibrage, qui, à la demande du GRT, modifie son état de disponibilité afin de mettre à disposition l'ensemble de sa puissance active, pour autant qu'elle n'ait pas été activée au préalable par le marché de l'équilibrage et dans le respect de ses contraintes techniques;
- b) tout USR connecté dans sa zone RFP qui ne fournit pas déjà un service d'équilibrage au GRT et qui, à la demande du GRT, met à disposition l'ensemble de sa puissance active, dans le respect de ses contraintes techniques; et
- c) les autres GRT qui sont à l'état normal ou en état d'alerte.

2. Un GRT peut activer l'assistance en puissance active d'un fournisseur de services d'équilibrage ou d'un USR, en vertu du paragraphe 1, points a) et b), seulement dans le cas où il a activé l'ensemble des offres d'équilibrage de l'énergie disponibles, en tenant compte de la capacité d'échange entre zones disponible au moment de l'absence d'adéquation de la zone de contrôle.

3. Chaque GRT auquel une demande d'assistance en puissance active a été adressée en vertu du paragraphe 1, point c):

- a) met à disposition ses offres non partagées;
- b) est habilité à activer l'énergie d'équilibrage disponible, afin de fournir la puissance correspondante au GRT demandeur; et
- c) est en droit de demander une assistance en puissance active à ses fournisseurs de services d'équilibrage et à tout USR raccordé dans sa zone RFP qui ne fournit pas déjà un service d'équilibrage au GRT, afin de fournir l'assistance en puissance active correspondante au GRT demandeur.

4. Aux fins de l'activation de la demande en puissance active en vertu du paragraphe 1, point c), les GRT demandeurs et les GRT recevant une demande sont habilités à utiliser:

- a) la capacité d'échange entre zones disponible si l'activation est faite avant l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones et si la fourniture de la capacité d'échange entre zones concernée n'a pas été suspendue en vertu de l'article 35;
- b) une capacité supplémentaire qui peut être disponible en raison de l'état en temps réel du réseau, auquel cas les GRT demandeurs et les GRT recevant la demande se coordonnent avec les autres GRT touchés de façon significative, conformément à l'article 6, paragraphe 5.

5. Après accord entre les GRT demandeurs et les GRT recevant la demande sur les conditions de la fourniture d'assistance en puissance active, la quantité convenue de puissance active et le créneau horaire de la fourniture sont fermes, sauf si le réseau de transport du GRT fournissant l'assistance entre en état d'urgence ou de panne généralisée.

Article 22

Procédure de déconnexion manuelle de la charge

1. Outre les mesures énoncées aux articles 18 à 21, chaque GRT peut fixer la quantité de charge nette pouvant être déconnectée manuellement, soit directement par le GRT, soit indirectement par l'intermédiaire des GRD, lorsque cela est nécessaire pour prévenir la propagation ou l'aggravation d'un état d'urgence. Lorsqu'il prévoit de déconnecter directement la charge, le GRT en informe sans délai les GRD concernés.
2. Le GRT active la déconnexion manuelle de la charge nette visée au paragraphe 1 afin de:
 - a) remédier aux situations de surcharge ou de sous-tension; ou
 - b) remédier aux situations dans lesquelles une assistance en puissance active en vertu de l'article 21 a été demandée mais n'est pas suffisante pour maintenir l'adéquation dans sa zone de contrôle aux échéances journalière et infrajournalière, conformément à l'article 107 du règlement (UE) 2017/1485, entraînant un risque de dégradation de la fréquence dans la zone synchrone.
3. Le GRT notifie aux GRD la quantité de charge nette fixée en vertu du paragraphe 1 à déconnecter sur leurs réseaux de distribution. Chaque GRD déconnecte sans délai la quantité de charge nette notifiée.
4. Dans les 30 jours suivant l'incident, le GRT prépare un rapport contenant une explication détaillée des motifs, de la mise en œuvre et de l'impact de cette action et le soumet à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE.

CHAPITRE III

PLAN DE RECONSTITUTION

SECTION 1

Dispositions générales

Article 23

Conception du plan de reconstitution

1. D'ici au 18 décembre 2018, chaque GRT conçoit un plan de reconstitution en consultant les GRD concernés, les USR, les autorités de régulation nationales ou les entités visées à l'article 4, paragraphe 3, les GRT voisins et les autres GRT de la zone synchrone concernée.
2. Chaque GRT tient compte au minimum des éléments suivants dans la conception de son plan de reconstitution:
 - a) le comportement et les capacités de consommation et de production;
 - b) les besoins spécifiques des USR de haute priorité listés en vertu du paragraphe 4; et
 - c) les caractéristiques de son réseau et des réseaux sous-jacents des GRD.
3. Le plan de reconstitution contient au minimum les dispositions suivantes:
 - a) les conditions d'activation du plan de reconstitution, telles que prévues à l'article 25;
 - b) les instructions du plan de reconstitution émises par le GRT; et
 - c) des mesures faisant l'objet d'une consultation ou coordination en temps réel avec les parties identifiées.
4. En particulier, le plan de reconstitution du réseau contient les éléments suivants:
 - a) une liste des mesures devant être mises en œuvre par le GRT sur ses installations;
 - b) une liste des mesures devant être mises en œuvre par les GRD et une liste des GRD responsables de la mise en œuvre de ces mesures sur leurs installations;
 - c) une liste des USR responsables de la mise en œuvre sur leurs installations des mesures résultant des exigences à caractère obligatoire énoncées dans les règlements (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 et (UE) 2016/1447 ou dans la législation nationale et une liste des mesures devant être mises en œuvre par lesdits USR;
 - d) la liste des USR de haute priorité et les modalités et conditions pour leur déconnexion et remise sous tension;

- e) une liste des postes électriques essentiels pour les procédures de reconstitution prévues;
 - f) le nombre de sources d'alimentation dans la zone de contrôle du GRT nécessaires pour remettre son réseau sous tension par une stratégie ascendante de remise sous tension avec capacités de démarrage autonome, de resynchronisation rapide (par un fonctionnement en ilottage sur les auxiliaires) et de fonctionnement en réseau séparé; et
 - g) les échéances de mise en œuvre de chaque mesure listée.
5. Le plan de reconstitution du réseau contient au minimum les mesures techniques et organisationnelles suivantes, qui sont précisées au chapitre III:
- a) la procédure de remise sous tension, conformément à la section 2;
 - b) la procédure de gestion de la fréquence, conformément à la section 3; et
 - c) la procédure de resynchronisation, conformément à la section 4.
6. Les mesures comprises dans le plan de reconstitution du réseau sont conformes aux principes suivants:
- a) leur impact sur les utilisateurs du réseau est minimal;
 - b) elles sont efficaces sur le plan économique;
 - c) seules les mesures nécessaires sont activées; et
 - d) elles n'entraînent pas l'état d'urgence ou de panne généralisée sur les réseaux de transport interconnectés.

Article 24

Mise en œuvre du plan de reconstitution

1. D'ici au 18 décembre 2019, chaque GRT met en œuvre les mesures de son plan de reconstitution concernant le réseau de transport. Il maintient par la suite les mesures mises en œuvre.
2. D'ici au 18 décembre 2018, chaque GRT notifie aux GRD raccordés au réseau de transport les mesures, ainsi que les échéances pour leur mise en œuvre, concernant:
 - a) les installations des GRD, en vertu de l'article 23, paragraphe 4; et
 - b) les installations des USR identifiés en vertu de l'article 23, paragraphe 4, qui sont raccordées à leurs réseaux de distribution; et
 - c) les installations des fournisseurs de services de reconstitution raccordées à leurs réseaux de distribution; et
 - d) les installations des GRD raccordées à leurs réseaux de distribution.
3. D'ici au 18 décembre 2018, chaque GRT notifie aux USR identifiés en vertu de l'article 23, paragraphe 4, et aux fournisseurs de services de reconstitution directement raccordés à son réseau de transport, les mesures à mettre en œuvre sur leurs installations et les échéances de mise en œuvre correspondantes, en vertu de l'article 23, paragraphe 4, point g).
4. Lorsque la législation nationale le prévoit, le GRT adresse une notification directement aux USR identifiés en vertu de l'article 23, paragraphe 4, aux fournisseurs de services de reconstitution et aux GRD raccordés aux réseaux de distribution et informe le GRD concerné de cette notification.
5. Lorsqu'un GRT adresse une notification à un GRD, conformément au paragraphe 2, le GRD notifie à son tour et sans tarder aux USR, aux fournisseurs de services de reconstitution et aux GRD connectés à son réseau de distribution les mesures du plan de reconstitution qu'ils doivent mettre en œuvre sur leurs installations respectives, ainsi que les échéances de mise en œuvre, en vertu de l'article 23, paragraphe 4, point g).
6. Chaque GRD, USR et fournisseur de services de reconstitution ayant reçu une notification:
 - a) met en œuvre les mesures notifiées dans un délai de 12 mois à compter de la date de la notification;
 - b) confirme la mise en œuvre des mesures à l'opérateur du réseau ayant émis la notification, qui, lorsqu'il est distinct du GRT, adresse une notification au GRT; et
 - c) maintient les mesures ayant été mises en œuvre sur ses installations.

*Article 25***Activation du plan de reconstitution**

1. Chaque GRT active les procédures de son plan de reconstitution en coordination avec les GRD et les USR identifiés en vertu de l'article 23, paragraphe 4, et avec les fournisseurs de services de reconstitution dans les cas suivants:
 - a) lorsque le réseau est en état d'urgence, conformément aux critères de l'article 18, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/1485, après stabilisation du réseau à la suite de l'activation des mesures du plan de défense du réseau; ou
 - b) lorsque le réseau est en état de panne généralisée, conformément aux critères de l'article 18, paragraphe 4, du règlement (UE) 2017/1485.
2. Pendant la reconstitution du réseau, chaque GRT identifie et surveille:
 - a) l'étendue et les frontières de la ou des régions synchronisées à laquelle ou auxquelles appartient sa zone de contrôle;
 - b) les GRT avec lesquels il partage une ou plusieurs régions synchronisées; et
 - c) les réserves de puissance active disponibles dans sa zone de contrôle.
3. Chaque GRD et USR identifié en vertu de l'article 23, paragraphe 4, ainsi que chaque fournisseur de services de reconstitution exécute sans délai indu les instructions du plan de reconstitution données par le GRT, en vertu de l'article 23, paragraphe 3, point b), conformément aux procédures du plan de reconstitution.
4. Chaque GRT active les procédures de son plan de reconstitution qui ont un impact transfrontalier significatif en coordination avec les GRT affectés.

*SECTION 2***Remise sous tension***Article 26***Procédure de remise sous tension**

1. La procédure de remise sous tension du plan de reconstitution contient un ensemble de mesures permettant au GRT d'appliquer:
 - a) une stratégie descendante de remise sous tension; et
 - b) une stratégie ascendante de remise sous tension.
2. En ce qui concerne la stratégie ascendante de remise sous tension, la procédure de remise sous tension contient au minimum des mesures:
 - a) de gestion des écarts de tension et de fréquence dus à la remise sous tension;
 - b) de surveillance et de gestion du fonctionnement en réseau séparé; et
 - c) de resynchronisation des zones fonctionnant en réseau séparé.

*Article 27***Activation de la procédure de remise sous tension**

1. Lors de l'activation de la procédure de remise sous tension, chaque GRT met en place la stratégie devant être appliquée en tenant compte:
 - a) de la disponibilité des sources d'électricité ayant une capacité de remise sous tension dans sa zone de contrôle;
 - b) de la durée et des risques attendus des stratégies de remise sous tension possibles;
 - c) des conditions des réseaux électriques;
 - d) des conditions des réseaux directement raccordés, y compris au minimum l'état des interconnexions;
 - e) des USR de haute priorité listés en vertu de l'article 23, paragraphe 4; et
 - f) de la possibilité d'associer les stratégies descendantes et ascendantes de remise sous tension.

2. Lors de la mise en œuvre d'une stratégie descendante de remise sous tension, chaque GRT gère la connexion de la consommation et de la production afin de réguler la fréquence vers la fréquence nominale avec une tolérance maximale correspondant à l'écart maximal de la fréquence en régime permanent. Chaque GRT applique les conditions de connexion de la consommation et de la production définies par le responsable de fréquence désigné, s'il en est désigné un conformément à l'article 29.
3. Lors de la mise en œuvre d'une stratégie ascendante de remise sous tension, chaque GRT gère la connexion de la consommation et de la production afin de régler la fréquence vers la fréquence cible fixée conformément à l'article 28, paragraphe 3, point c).
4. Pendant la remise sous tension, le GRT, après consultation avec les GRD, fixe et notifie la quantité de charge nette à reconnecter sur les réseaux de distribution. Chaque GRD reconnecte la quantité notifiée de charge nette, dans le respect de la reprise de la charge par blocs de puissance et en tenant compte de la reconnexion automatique de la charge et de la production sur son réseau.
5. Chaque GRT informe ses GRT voisins de sa capacité à supporter une stratégie descendante de remise sous tension.
6. Pour activer une stratégie descendante de remise sous tension, le GRT demande à ses GRT voisins de soutenir la remise sous tension. Ce soutien peut consister en une assistance en puissance active, conformément à l'article 21, paragraphes 3 à 5. Les GRT ayant reçu une demande fournissent une assistance de remise sous tension, à moins que cela n'entraîne l'état d'urgence ou de panne généralisée sur leurs réseaux. Dans un tel cas, le GRT demandeur emploie la stratégie ascendante de remise sous tension.

SECTION 3

Gestion de la fréquence

Article 28

Procédure de gestion de la fréquence

1. La procédure de gestion de la fréquence du plan de reconstitution contient un ensemble de mesures visant à rétablir la fréquence du réseau à la fréquence nominale du réseau.
2. Chaque GRT active sa procédure de gestion de la fréquence:
 - a) en préparation de la procédure de resynchronisation, lorsqu'une zone synchrone est divisée en plusieurs régions synchronisées;
 - b) en cas d'écart de fréquence dans la zone synchrone; ou
 - c) en cas de remise sous tension.
3. La procédure de gestion de la fréquence contient au minimum:
 - a) une liste des actions de paramétrage du bloc de réglage fréquence-puissance avant la désignation des responsables de fréquence;
 - b) la désignation des responsables de fréquence;
 - c) l'établissement d'une fréquence cible en cas de stratégie ascendante de remise sous tension;
 - d) la gestion de la fréquence après un écart de fréquence; et
 - e) la gestion de la fréquence après une division de zone synchrone.
 - f) la détermination du volume de consommation et de production à reconnecter, compte tenu des réserves de puissance active disponibles dans la région synchronisée, afin d'éviter de grands écarts de fréquence.

Article 29

Désignation d'un pilote de la fréquence

1. Pendant la reconstitution du réseau, lorsqu'une zone synchrone est divisée en plusieurs régions synchronisées, les GRT de chaque région synchronisée désignent un pilote de la fréquence, conformément au paragraphe 3.
2. Pendant la reconstitution du réseau, lorsqu'une zone synchrone n'est pas divisée mais que la fréquence du réseau dépasse les limites de fréquence applicables à l'état d'alerte, telles que définies à l'article 18, paragraphe 2, du règlement (UE) 2017/1485, tous les GRT de la zone synchrone désignent un pilote de la fréquence, conformément au paragraphe 3.

3. Le GRT ayant le facteur K estimé le plus élevé en temps réel est désigné comme pilote de la fréquence, sauf si les GRT de la région synchronisée ou de la zone synchrone désignent d'un commun accord un autre GRT comme pilote de la fréquence. Dans ce cas, les GRT de la région synchronisée ou de la zone synchrone tiennent compte des critères suivants:

- a) la quantité des réserves de puissance active disponibles et particulièrement les réserves de restauration de la fréquence;
- b) les capacités disponibles sur les interconnexions;
- c) la disponibilité de mesures de la fréquence des GRT de la région synchronisée ou de la zone synchrone; et
- d) la disponibilité de mesures sur les éléments critiques de la région synchronisée ou de la zone synchrone.

4. Sans préjudice du paragraphe 3, lorsque la taille de la zone synchrone concernée et la situation en temps réel le permettent, les GRT de la zone synchrone peuvent désigner un pilote de la fréquence prédéterminé.

5. Le GRT désigné comme pilote de la fréquence en vertu des paragraphes 1 et 2 informe de sa désignation les autres GRT de la zone synchrone dans les meilleurs délais.

6. Le pilote de la fréquence désigné agira en cette qualité:

- a) jusqu'à ce qu'un autre pilote de la fréquence soit désigné pour la région synchronisée;
- b) jusqu'à ce qu'un nouveau pilote de la fréquence soit désigné à la suite d'une resynchronisation de sa région synchronisée avec une autre région synchronisée; ou
- c) jusqu'à ce que la zone synchrone ait été entièrement resynchronisée, que la fréquence du réseau se situe dans la plage de fréquence standard et que le RFP assuré par chaque GRT de la zone synchrone ait été rétabli dans son mode d'exploitation normal, conformément à l'article 18, paragraphe 1, du règlement (UE) 2017/1485.

Article 30

Gestion de la fréquence après un écart de fréquence

1. Pendant la reconstitution du réseau, lorsqu'un pilote de la fréquence a été désigné conformément à l'article 29, paragraphe 3, les GRT de la zone synchrone, sauf le pilote de la fréquence, suspendent en premier recours l'activation manuelle des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement.

2. Le responsable de fréquence fixe, après consultation des autres GRT de la zone synchrone, le mode d'exploitation qui s'applique au RFP assuré par chaque GRT de la zone synchrone.

3. Le pilote de la fréquence gère l'activation manuelle des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement au sein de la zone synchrone, dans le but de régler la fréquence de la zone synchrone vers la fréquence nominale et en tenant compte des autres limites de sécurité d'exploitation telles que définies en vertu de l'article 25 du règlement (UE) 2017/1485. Sur demande, chaque GRT de la zone synchrone apporte son soutien au pilote de la fréquence.

Article 31

Gestion de la fréquence après une division de zone synchrone

1. Pendant la reconstitution du réseau, lorsqu'un pilote de la fréquence a été désigné conformément à l'article 29, paragraphe 3, les GRT de chaque région synchronisée, à l'exception du pilote de la fréquence, suspendent en premier recours l'activation manuelle des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement.

2. Le pilote de la fréquence fixe, après consultation des autres GRT de la région synchronisée, le mode d'exploitation qui s'applique au RFP assuré par chaque GRT de la région synchronisée.

3. Le responsable de fréquence gère l'activation manuelle des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement au sein de la région synchronisée, dans le but de régler la fréquence de la région synchronisée sur la fréquence cible fixée par le responsable de la resynchronisation, le cas échéant, conformément à l'article 34, paragraphe 1, point a), et en tenant compte des limites de sécurité d'exploitation telles que définies conformément à l'article 25 du règlement (UE) 2017/1485. Lorsque aucun responsable de la resynchronisation n'a été désigné pour la région synchronisée, le pilote de la fréquence a pour objectif de régler la fréquence sur la fréquence nominale. Sur demande, chaque GRT de la région synchronisée apporte son soutien au pilote de la fréquence.

SECTION 4

Resynchronisation

Article 32

Procédure de resynchronisation

La procédure de resynchronisation du plan de reconstitution contient au minimum:

- a) la désignation d'un responsable de la resynchronisation;
- b) les mesures permettant au GRT d'appliquer une stratégie de resynchronisation; et
- c) les limites maximales d'écart angulaire, de fréquence et de tension pour les lignes de connexion.

Article 33

Désignation d'un responsable de la resynchronisation

1. Pendant la reconstitution du réseau, s'il est possible de resynchroniser deux régions synchronisées sans compromettre la sécurité d'exploitation des réseaux de transport, les responsables de la fréquence de ces régions synchronisées désignent un responsable de la resynchronisation en consultation avec au moins le ou les GRT identifiés comme responsables potentiels de la resynchronisation, et conformément au paragraphe 2. Chaque pilote de la fréquence informe dans les meilleurs délais les GRT de sa région synchronisée de la désignation du responsable de la resynchronisation.
2. Pour chaque paire de régions synchronisées à resynchroniser, le responsable de la resynchronisation est le GRT qui:
 - a) fait fonctionner au moins un poste électrique équipé d'un dispositif de commutation parallèle à la frontière entre les deux régions synchronisées à resynchroniser;
 - b) dispose d'un accès aux mesures de la fréquence des deux régions synchronisées;
 - c) dispose d'un accès aux mesures de la tension aux postes électriques entre lesquels se situent les points de resynchronisation potentiels; et
 - d) est en mesure de contrôler la tension des points de resynchronisation potentiels.
3. Lorsque plus d'un GRT remplit les critères du paragraphe 2, le GRT ayant le nombre le plus important de points de resynchronisation potentiels entre les deux régions synchronisées est désigné comme responsable de la resynchronisation, sauf si les responsables de la fréquence des deux régions synchronisées désignent d'un commun accord un autre GRT comme responsable de la resynchronisation.
4. Le responsable de la resynchronisation désigné agit en tant que tel:
 - a) jusqu'à ce qu'un autre responsable de la resynchronisation soit désigné pour les deux régions synchronisées; ou
 - b) jusqu'à ce que les deux régions synchronisées aient été resynchronisées et que toutes les étapes visées à l'article 34 aient été accomplies.

Article 34

Stratégie de resynchronisation

1. Avant la resynchronisation, le responsable de la resynchronisation:
 - a) fixe, conformément aux limites maximales visées à l'article 32:
 - i) la valeur cible de la fréquence aux fins de la resynchronisation;
 - ii) la différence de fréquence maximale entre deux régions synchronisées;
 - iii) l'échange maximal de puissance active et réactive; et
 - iv) le mode d'exploitation à appliquer au RFP;
 - b) sélectionne le point de resynchronisation en tenant compte des limites de sécurité d'exploitation dans les régions synchronisées;
 - c) établit et prépare l'ensemble des actions nécessaires pour la resynchronisation de deux régions synchronisées au point de resynchronisation;
 - d) établit et prépare un ensemble d'actions à mener par la suite pour établir des connexions supplémentaires entre les régions synchronisées; et
 - e) évalue l'état de préparation des régions synchronisées pour la resynchronisation en tenant compte des conditions établies au point a).

2. Lors de l'exécution des tâches énumérées au paragraphe 1, le responsable de la resynchronisation consulte les responsables de fréquence des régions synchronisées concernées et, pour les tâches énumérées aux points b) à e), il consulte également les GRT exploitant les postes électriques employés pour la resynchronisation.
3. Chaque responsable de fréquence informe sans délai indu les GRT de sa région synchronisée de la resynchronisation programmée.
4. Lorsque l'ensemble des conditions établies conformément au paragraphe 1, point a), sont réunies, le responsable de la resynchronisation exécute la resynchronisation en activant les mesures établies conformément au paragraphe 1, points c) et d).

CHAPITRE IV

INTERACTIONS AVEC LES MARCHÉS

Article 35

Procédure de suspension des activités de marché

1. Un GRT peut provisoirement suspendre une ou plusieurs activités de marché citées au paragraphe 2 dans les cas suivants:
 - a) le réseau de transport du GRT est en état de panne généralisée; ou
 - b) le GRT a épuisé toutes les possibilités offertes par le marché et la poursuite des activités de marché en état d'urgence entraînerait la dégradation d'une ou plusieurs des conditions visées à l'article 18, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/1485; ou
 - c) la poursuite des activités de marché diminuerait de façon significative l'efficacité du processus de reconstitution de l'état normal ou d'alerte; ou
 - d) les outils et moyens de communication nécessaires aux GRT afin de faciliter les activités de marché sont indisponibles.
2. Les activités de marché suivantes peuvent être suspendues, conformément au paragraphe 1:
 - a) la fourniture d'une capacité d'échange entre zones pour l'allocation de la capacité aux frontières correspondantes des zones de dépôt des offres pour chaque unité de temps du marché où l'on s'attend à ce que le réseau de transport ne soit pas rétabli à l'état normal ou d'alerte;
 - b) la soumission, par un fournisseur de services d'équilibrage, d'offres de capacité d'équilibrage et d'énergie d'équilibrage;
 - c) la fourniture par une partie responsable de l'équilibrage d'une position équilibrée à l'expiration de l'échéance journalière, si les modalités et conditions générales relatives à l'équilibrage l'exigent;
 - d) la fourniture de modifications de la position de parties responsables de l'équilibrage;
 - e) la fourniture des programmes visés à l'article 111, paragraphes 1 et 2, du règlement (UE) 2017/1485; et
 - f) les autres activités de marché pertinentes dont la suspension est jugée nécessaire pour préserver et/ou reconstituer le réseau.
3. En cas de suspension des activités du marché en vertu du paragraphe 1 et sur demande du GRT, chaque USR fonctionne, si les contraintes techniques le permettent, à une consigne de puissance active fixée par le GRT.
4. Lorsque le GRT suspend les activités de marché en vertu du paragraphe 1, il peut suspendre totalement ou partiellement le fonctionnement de ses processus touchés par ladite suspension.
5. Lorsque le GRT suspend les activités de marché en vertu du paragraphe 1, il se coordonne au minimum avec les parties suivantes:
 - a) les GRT des régions pour le calcul de la capacité auxquelles appartient le GRT;
 - b) les GRT avec lesquels le GRT a établi des accords pour la coordination de l'équilibrage;
 - c) les NEMO et autres entités affectées ou déléguées à l'exécution de fonctions de marché conformément au règlement (UE) 2015/1222 dans sa zone de contrôle;
 - d) les GRT d'un bloc de réglage fréquence-puissance auquel appartient le GRT; et
 - e) le responsable du calcul coordonné de la capacité pour les régions de calcul de la capacité auxquelles appartient le GRT.
6. En cas de suspension des activités de marché, chaque GRT déclenche la procédure de communication prévue à l'article 38.

Article 36

Règles de suspension et de rétablissement des activités de marché

1. D'ici au 18 décembre 2018, chaque GRT élabore une proposition de règles sur la suspension et le rétablissement des activités de marché.
2. Le GRT publie lesdites règles sur son site internet à l'issue de leur approbation par l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE.
3. Les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché sont compatibles dans la mesure du possible avec:
 - a) les règles de fourniture d'une capacité d'échange entre zones au sein des régions de calcul de la capacité concernées;
 - b) les règles de soumission, par les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offres de capacité d'équilibrage et d'énergie d'équilibrage résultant des accords avec d'autres GRT pour la coordination de l'équilibrage;
 - c) les règles régissant la fourniture, par une partie responsable de l'équilibrage, d'une position équilibrée à l'expiration de l'échéance journalière si les modalités et conditions générales relatives à l'équilibrage l'exigent;
 - d) les règles de fourniture des modifications de la position des parties responsables de l'équilibrage; et
 - e) les règles de fourniture des programmes visés à l'article 111, paragraphes 1 et 2, du règlement (UE) 2017/1485.
4. Chaque GRT, dans le développement des règles de suspension et de rétablissement des activités de marché, convertit les situations visées à l'article 35, paragraphe 1, en paramètres définis de façon objective, en tenant compte des facteurs suivants:
 - a) le pourcentage de déconnexion de la charge dans la zone RFP du GRT correspondant à:
 - i) l'incapacité d'une part significative des parties responsables de l'équilibrage à maintenir leur équilibre; ou
 - ii) la nécessité pour le GRT de ne pas suivre les processus d'équilibrage habituels afin de réaliser une remise sous tension efficace;
 - b) le pourcentage de déconnexion de la production dans la zone RFP du GRT correspondant à l'incapacité d'une part significative des parties responsables de l'équilibre à maintenir leur équilibre;
 - c) la part et la distribution géographique des éléments du réseau de transport non disponibles correspondant à:
 - i) la désynchronisation d'une partie significative de la zone RFP rendant les processus habituels d'équilibrage contre-productifs; ou
 - ii) la réduction à zéro de la capacité d'échange entre zones sur une ou plusieurs frontières de zones de dépôt des offres;
 - d) l'incapacité des entités touchées suivantes à exécuter leurs activités de marché pour une ou plusieurs raisons échappant à leur contrôle:
 - i) les parties responsables de l'équilibre;
 - ii) les parties fournissant des services d'équilibrage;
 - iii) les NEMO et autres entités affectées ou déléguées à l'exécution de fonctions de marché, conformément au règlement (UE) 2015/1222;
 - iv) les GRD raccordés au réseau de transport;
 - e) l'absence d'outils et moyens de communication fonctionnant correctement nécessaires pour réaliser:
 - i) le couplage unique journalier ou infrajournalier ou tout mécanisme d'allocation explicite de la capacité; ou
 - ii) le processus de restauration de la fréquence; ou
 - iii) le processus de remplacement des réserves; ou
 - iv) la fourniture, par la partie responsable de l'équilibre, d'une position équilibrée à l'échéance journalière, et la fourniture d'une modification de sa position; ou
 - v) la fourniture des programmes visés à l'article 111, paragraphes 1 et 2, du règlement (UE) 2017/1485.
5. Les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché fixent une échéance à respecter pour chaque paramètre défini en vertu du paragraphe 4, avant de lancer la procédure de suspension des activités de marché.

6. Le GRT concerné évalue en temps réel les paramètres définis en vertu du paragraphe 4, sur la base des informations dont il dispose.
7. D'ici au 18 décembre 2020, l'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence un rapport évaluant le degré d'harmonisation des règles de suspension et de rétablissement des activités de marché fixées par les GRT et identifiant, le cas échéant, les domaines devant être harmonisés.
8. D'ici au 18 juin 2019, chaque GRT soumet à l'ENTSO pour l'électricité les données nécessaires à la préparation et à la soumission du rapport conformément au paragraphe 7.

Article 37

Procédure de rétablissement des activités de marché

1. Le GRT concerné, en coordination avec le ou les NEMO actifs dans sa zone de contrôle et avec les GRT voisins, lance la procédure de rétablissement des activités de marché suspendues en vertu de l'article 35, paragraphe 1, lorsque:
 - a) la situation ayant déclenché la suspension est terminée et aucune autre situation visée à l'article 35, paragraphe 1, ne s'applique; et
 - b) les entités visées à l'article 38, paragraphe 2, ont été dûment informées au préalable, conformément à l'article 38.
2. Le GRT concerné, en coordination avec ses homologues voisins, lance le rétablissement des processus du GRT touchés par la suspension des activités de marché lorsque les conditions du paragraphe 1 sont remplies, ou avant si cela est nécessaire pour rétablir les activités de marché.
3. Le ou les NEMO concernés, en coordination avec les GRT et les entités visées à l'article 35, paragraphe 5, lancent le rétablissement des processus de couplage unique journalier et/ou unique infrajournalier pertinents dès que le ou les GRT notifient le rétablissement des processus des GRT.
4. Lorsque la fourniture de capacité d'échange entre zones a été suspendue puis rétablie, chaque GRT concerné met à jour la capacité d'échange entre zones pour l'allocation de la capacité en utilisant, parmi les options suivantes, la plus réalisable et la plus efficace pour chaque unité de temps du marché:
 - a) en utilisant la capacité d'échange entre zones disponible la plus récente calculée par le responsable du calcul coordonné de la capacité;
 - b) en lançant les processus de calcul régional de la capacité en vigueur, conformément aux articles 29 et 30 du règlement (UE) 2015/1222; ou
 - c) en déterminant la capacité d'échange entre zones en coordination avec les GRT de la région de calcul de la capacité, sur la base des conditions réelles du réseau physique.
5. Si une partie de la zone couplée totale où des activités de marché ont été suspendues est revenue à l'état normal ou à l'état d'alerte, le ou les NEMO de cette zone sont habilités à exécuter un couplage du marché dans une partie de la zone couplée totale, en consultation avec les GRT et les entités visées à l'article 35, paragraphe 5, à condition que le GRT ait rétabli le processus de calcul de la capacité.
6. Au plus tard 30 jours après le rétablissement des activités de marché, le ou les GRT ayant suspendu et rétabli les activités de marché élaborent un rapport rédigé au moins en langue anglaise contenant une explication détaillée des motifs, de la mise en œuvre et de l'impact de la suspension des activités de marché et une référence à la conformité avec les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché, le soumettent à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE et le mettent à la disposition des entités visées à l'article 38, paragraphe 2.
7. Les autorités de régulation des États membres ou l'Agence peuvent émettre une recommandation au ou aux GRT concernés afin de promouvoir les bonnes pratiques et d'empêcher la survenue d'incidents similaires à l'avenir.

Article 38

Procédure de communication

1. Les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché élaborées en vertu de l'article 36 contiennent aussi une procédure de communication détaillant les tâches et actions attendues de chaque partie selon son rôle dans la suspension et le rétablissement des activités de marché.

2. La procédure de communication prévoit que les informations sont envoyées simultanément aux entités suivantes:
 - a) les parties visées à l'article 35, paragraphe 5;
 - b) les parties responsables de l'équilibre;
 - c) les fournisseurs de services d'équilibrage;
 - d) les GRD raccordés au réseau de transport; et
 - e) l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE des États membres concernés.
3. La procédure de communication contient au minimum les étapes suivantes:
 - a) la notification par le GRT de la suspension des activités de marché, conformément à l'article 35;
 - b) la notification par le GRT de la meilleure estimation de la date et de l'heure de la reconstitution du réseau de transport;
 - c) la notification de l'éventuelle suspension de leurs activités par le NEMO et les autres entités désignées pour l'exécution de fonctions de marché conformément au règlement (UE) 2015/1222 et au règlement (UE) 2016/1719;
 - d) les mises à jour effectuées par les GRT sur le processus de reconstitution du réseau de transport;
 - e) la notification par les entités visées au paragraphe 2, points a) à d), que leurs outils de marché et systèmes de communication sont opérationnels;
 - f) la notification par le ou les GRT que le réseau de transport est rétabli à l'état normal ou d'alerte;
 - g) la notification, par le NEMO et les autres entités assignées ou déléguées à l'exécution de fonctions de marché conformément au règlement (UE) 2015/1222, de la meilleure estimation de la date et de l'heure du rétablissement des activités de marché; et
 - h) la confirmation du rétablissement des activités de marché par le NEMO et les autres entités assignées ou déléguées à l'exécution de fonctions de marché conformément au règlement (UE) 2015/1222.
4. Toutes les notifications et mises à jour effectuées par le ou les GRT, NEMO et autres entités affectées ou déléguées à l'exécution des fonctions de marché visées au paragraphe 3 sont publiées sur les sites internet desdites entités. Si une notification ou mise à jour du site internet n'est pas possible, l'entité soumise à l'obligation de notification informe par courrier électronique ou par tout autre moyen disponible au moins les parties participant directement aux activités de marché suspendues.
5. La notification en vertu du paragraphe 3, point e), au GRT concerné est réalisée par courrier électronique ou par tout autre moyen disponible.

Article 39

Règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché

1. D'ici au 18 décembre 2018, chaque GRT élabore une proposition de règles pour le règlement des déséquilibres et le règlement de la capacité et de l'énergie d'équilibrage applicables aux périodes de règlement des déséquilibres pendant lesquelles les activités du marché ont été suspendues. Le GRT peut proposer les mêmes règles que celles qu'il applique aux opérations normales.

Le GRT publie lesdites règles sur son site internet à l'issue de leur approbation par l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE.

Un GRT peut déléguer les tâches qui lui incombent visées au présent article à un ou plusieurs tiers, pour autant que le tiers puisse s'acquitter de la fonction en cause au moins aussi efficacement que le ou les GRT. Un État membre ou, le cas échéant, une autorité de régulation, peut charger des tâches visées dans le présent article un ou plusieurs tiers, pour autant que le tiers puisse s'acquitter de la fonction en cause au moins aussi efficacement que le ou les GRT.

2. Les règles visées au paragraphe 1 traitent des arrangements des GRT et de tiers, le cas échéant, avec des parties responsables de l'équilibre et des fournisseurs de services d'équilibrage.

3. Les règles établies conformément au paragraphe 1:

- a) assurent la neutralité financière de chaque GRT et tiers concerné visé au paragraphe 1;
- b) évitent toute distorsion des incitations ou toute incitation contre-productive pour les parties responsables de l'équilibrage, fournisseurs de services d'équilibrage et GRT;

- c) incitent les parties responsables de l'équilibrage à s'efforcer d'être à l'équilibre ou à aider le réseau à rétablir son équilibre;
- d) évitent toute pénalité financière imposée aux parties responsables de l'équilibrage et aux fournisseurs de services d'équilibrage en raison de l'exécution des actions demandées par le GRT;
- e) dissuadent les GRT de suspendre les activités de marché sauf en cas de nécessité absolue et les incitent à rétablir les activités de marché dès que possible; et
- f) incitent les fournisseurs de services d'équilibrage à offrir des services qui aident à rétablir le réseau à l'état normal au GRT de raccordement.

CHAPITRE V

ÉCHANGE D'INFORMATIONS ET COMMUNICATION, OUTILS ET INSTALLATIONS

Article 40

Échange d'informations

1. Outre les dispositions des articles 40 à 53 du règlement (UE) 2017/1485, chaque GRT en état d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution est habilité à recueillir les informations suivantes:

- a) auprès des GRD identifiés conformément à l'article 23, paragraphe 4, les informations nécessaires concernant, au minimum:
 - i) la portion de leur réseau qui fonctionne en réseau séparé;
 - ii) la capacité à synchroniser des parties du réseau qui fonctionnent en réseau séparé; et
 - iii) la capacité à lancer un fonctionnement en réseau séparé;
- b) auprès des USR, conformément à l'article 23, paragraphe 4, et des fournisseurs de services de reconstitution, des informations concernant au minimum les conditions suivantes:
 - i) l'état actuel de l'installation;
 - ii) les limites d'exploitation;
 - iii) la durée totale d'activation et le temps nécessaire à l'augmentation de la production; et
 - iv) les processus pour lesquels le facteur temps est critique.

2. Dans les états d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution, chaque GRT fournit en temps utile les informations suivantes dont il dispose aux fins des procédures du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution:

- a) aux GRT voisins, des informations concernant au minimum:
 - i) l'étendue et les frontières de la ou des régions synchronisées auxquelles appartient sa zone de contrôle;
 - ii) les restrictions d'exploitation de la région synchronisée;
 - iii) la durée et la quantité maximales de puissance active et réactive qui peut être fournie via les interconnexions; et
 - iv) toute autre restriction d'ordre technique ou organisationnel;
- b) au pilote de la fréquence de sa région synchronisée, des informations concernant au minimum:
 - i) les restrictions pour le maintien d'un fonctionnement en réseau séparé;
 - ii) la consommation et la production supplémentaires disponibles; et
 - iii) la disponibilité de réserves d'exploitation;
- c) aux GRD raccordés au réseau de transport identifiés conformément à l'article 11, paragraphe 4, et à l'article 23, paragraphe 4, des informations concernant au minimum:
 - i) l'état de son réseau de transport;
 - ii) les limites de la puissance active et réactive, de la reprise de la charge par blocs de puissance et de la position des régulateurs et des coupe-circuit aux points de connexion;

- iii) les informations sur l'état actuel et anticipé des unités de production d'électricité raccordées au GRD, si elles ne sont pas directement disponibles pour le GRD; et
 - iv) toutes les informations nécessaires en vue d'une coordination ultérieure avec les parties raccordées au réseau de distribution;
- d) aux fournisseurs de services de défense, des informations concernant, au minimum:
- i) l'état de son réseau de transport; et
 - ii) les mesures programmées nécessitant la participation des fournisseurs de services de défense;
- e) aux GRD et aux USR identifiés en vertu de l'article 23, paragraphe 4, et aux fournisseurs de services de reconstitution, des informations concernant, au minimum:
- i) l'état de son réseau de transport;
 - ii) la capacité à remettre les couplages sous tension et les plans y afférents; et
 - iii) les mesures programmées nécessitant leur participation.
3. Les GRT en état d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution échangent des informations concernant, au minimum:
- a) les circonstances ayant entraîné l'état actuel du réseau de transport, si elles sont connues; et
 - b) les problèmes potentiels entraînant la nécessité d'une assistance en puissance active.
4. Un GRT en état d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution fournit en temps voulu les informations sur l'état de son réseau de transport et, le cas échéant, des informations complémentaires expliquant la situation du réseau de transport:
- a) au ou aux NEMO, qui mettent ces informations à la disposition des acteurs de leur marché, comme le prévoit l'article 38;
 - b) à son autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE, ou, lorsque la législation nationale le prévoit explicitement, aux entités visées à l'article 4, paragraphe 3; et
 - c) à toute autre partie compétente, le cas échéant.
5. Les GRT informent chaque partie affectée du plan d'essais défini en vertu de l'article 43, paragraphes 2 et 3.

Article 41

Systèmes de communication

1. Chaque GRD et chaque USR identifié conformément à l'article 23, paragraphe 4, points b) et c), chaque fournisseur de services de reconstitution et chaque GRT dispose d'un système de communication vocale comportant une redondance des équipements et des sources d'alimentation électrique de secours suffisantes pour l'échange des informations nécessaires au plan de reconstitution pendant au moins 24 heures en cas d'absence totale de source d'alimentation électrique externe ou en cas de défaillance de tout équipement individuel du système de communication vocale. Les États membres peuvent exiger une capacité d'alimentation électrique de secours minimale d'une durée supérieure à 24 heures.
2. Chaque GRT établit en consultation avec les GRD, les USR identifiés en vertu de l'article 23, paragraphe 4, et les fournisseurs de services de reconstitution, les exigences techniques portant sur leurs systèmes de communication vocale ainsi que sur son propre système de communication vocale afin d'assurer leur interopérabilité et de garantir que les appels entrants du GRT peuvent être identifiés par l'autre partie et recevoir une réponse immédiatement.
3. Chaque GRT établit, en consultation avec les GRT voisins et les autres GRT de sa zone synchrone, les exigences techniques applicables à leurs systèmes de communication vocale ainsi qu'à son propre système de communication vocale afin d'assurer leur interopérabilité et de garantir que les appels entrants du GRT peuvent être identifiés par l'autre partie et recevoir une réponse immédiatement.
4. Sans préjudice du paragraphe 1, les USR identifiés conformément à l'article 23, paragraphe 4 qui sont des unités de production d'électricité de type B et les fournisseurs de services de reconstitution qui sont des unités de production d'électricité des types A ou B ont la possibilité de disposer uniquement d'un système de communication de données et non pas d'un système de communication vocale, sous réserve de l'accord du GRT. Ce système de communication des données satisfait aux exigences énoncées aux paragraphes 1 et 2.
5. Les États membres peuvent exiger, en plus de système de communication vocale, qu'un système de communication complémentaire soit utilisé à l'appui du plan de reconstitution; en pareil cas, le système de communication complémentaire satisfait aux exigences énoncées au paragraphe 1.

Article 42

Outils et installations

1. Chaque GRT met à disposition pendant au moins 24 heures les outils et installations critiques disponibles visés à l'article 24 du règlement (UE) 2017/1485 en cas de perte de l'alimentation électrique principale.
2. Chaque GRD et chaque USR identifié en vertu de l'article 23, paragraphe 4, ainsi que chaque fournisseur de services de reconstitution met à disposition les outils et installations critiques visés à l'article 24 du règlement (UE) 2017/1485 et prévus dans le plan de reconstitution, pendant une période d'au moins 24 heures, en cas de perte de l'alimentation électrique principale, comme défini par le GRT.
3. Chaque GRT dispose d'au moins un centre de conduite de secours géographiquement distinct. Le centre de conduite de secours est équipé au minimum des outils et installations critiques décrits à l'article 24 du règlement (UE) 2017/1485. Chaque GRT prévoit une source d'alimentation électrique de secours pour son centre de conduite de secours pendant une durée d'au moins 24 heures en cas de perte de la source d'alimentation électrique principale.
4. Chaque GRT prépare une procédure de transfert des fonctions du centre de conduite principal au centre de conduite de secours, cette procédure devant être aussi rapide que possible et dans tous les cas d'une durée maximale de trois heures. La procédure prévoit l'exploitation du réseau pendant le transfert.
5. Les postes électriques identifiés comme étant essentiels aux procédures du plan de reconstitution en vertu de l'article 23, paragraphe 4, sont en état de fonctionnement en cas de perte de l'alimentation électrique principale pendant au moins 24 heures. Pour les postes électriques situés dans les zones synchrones d'Irlande et de Lettonie, la durée de fonctionnement en cas de perte de l'alimentation électrique principale peut être inférieure à 24 heures et est approuvée par l'autorité de régulation ou toute autre autorité compétente de l'État membre, sur proposition du GRT.

CHAPITRE VI

CONFORMITÉ ET RÉEXAMEN

SECTION 1

Essais de conformité des capacités des GRT, des GRD et des USR

Article 43

Principes généraux

1. Chaque GRT évalue périodiquement le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements et capacités considérés dans le plan de défense du réseau et le plan de reconstitution. À cette fin, chaque GRT vérifie périodiquement la conformité desdits équipements et capacités, conformément au paragraphe 2 et à l'article 41, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/631, à l'article 35, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/1388 et à l'article 69, paragraphes 1 et 2, du règlement (UE) 2016/1447.
2. D'ici au 18 décembre 2019, chaque GRT définit un plan d'essais en consultation avec les GRD, les USR identifiés en vertu de l'article 11, paragraphe 4, et de l'article 23, paragraphe 4, les fournisseurs de services de défense et les fournisseurs de services de reconstitution. Le plan d'essais identifie les équipements et capacités pertinents pour le plan de défense du réseau et le plan de reconstitution qui doivent faire l'objet d'un essai.
3. Le plan d'essais indique la périodicité et les conditions des essais et suit les exigences minimales énoncées aux articles 44 à 47. Le plan d'essais respecte la méthodologie énoncée dans le règlement (UE) 2016/631, le règlement (UE) 2016/1388 et le règlement (UE) 2016/1447 pour la capacité correspondante soumise à essai. Pour les USR non soumis au règlement (UE) 2016/631, au règlement (UE) 2016/1388 et au règlement (UE) 2016/1447, le plan d'essais est conforme aux dispositions de la législation nationale.
4. Aucun GRT, GRD, USR, fournisseur de services de défense ni fournisseur de services de reconstitution ne compromet la sécurité d'exploitation du réseau de transport et du réseau de transport interconnecté pendant l'essai. L'essai est réalisé de manière à minimiser son incidence sur les utilisateurs du réseau.
5. L'essai est considéré comme réussi lorsqu'il remplit les conditions fixées par le gestionnaire de réseau concerné en vertu du paragraphe 3. Tant que lesdites conditions ne sont pas remplies, l'essai est de nouveau réalisé par le GRT, le GRD, l'USR, le fournisseur de services de défense et le fournisseur de services de reconstitution.

*Article 44***Essais de conformité des capacités des unités de production d'électricité**

1. Chaque fournisseur de services de reconstitution qui est une unité de production d'électricité fournissant un service de démarrage autonome exécute un essai de capacité de démarrage autonome au moins tous les trois ans, conformément à la méthodologie énoncée à l'article 45, paragraphe 5, du règlement (UE) 2016/631.
2. Chaque fournisseur de services de reconstitution qui est une unité de production d'électricité fournissant un service de resynchronisation rapide exécute un essai de basculement vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires à l'issue de tout changement d'équipement ayant un impact sur sa capacité à fonctionner en îlotage sur les auxiliaires, ou après deux échecs consécutifs de basculement en fonctionnement réel, en appliquant la méthodologie énoncée à l'article 45, paragraphe 6, du règlement (UE) 2016/631.

*Article 45***Essais de conformité des installations de consommation fournissant des services de participation active de la demande**

1. Chaque fournisseur de services de défense fournissant une participation active de la demande exécute un essai de modification de la charge, après deux échecs de participation active consécutifs en fonctionnement réel, ou au moins une fois par an, conformément à la méthodologie figurant à l'article 41, paragraphe 1, du règlement (UE) 2016/1388.
2. Chaque fournisseur de services de défense fournissant une déconnexion de la charge en fréquence basse par participation active de la demande exécute un essai de déconnexion de la charge en fréquence basse dans un délai à définir au niveau national, en suivant la méthodologie donnée à l'article 37, paragraphe 4, du règlement (UE) 2016/1388 pour les installations de consommation raccordées au réseau de transport ou en suivant une méthodologie similaire définie par le gestionnaire de réseau concerné pour les autres installations de consommation.

*Article 46***Essais de conformité des capacités HVDC**

Chaque fournisseur de services de reconstitution qui est un système HVDC fournissant un service de démarrage autonome exécute un essai de capacité de démarrage autonome au moins tous les trois ans, en appliquant la méthodologie énoncée à l'article 70, paragraphe 11, du règlement (UE) 2016/1447.

*Article 47***Essais de conformité des relais de déconnexion de la charge en fréquence basse**

Chaque GRT et chaque GRD exécute des essais sur les relais de déconnexion de la charge en fréquence basse présents sur ses installations, dans un délai défini au niveau national et en suivant la méthodologie énoncée à l'article 37, paragraphe 6, et à l'article 39, paragraphe 5, du règlement (UE) 2016/1388.

*Article 48***Essais des systèmes de communication**

1. Chaque GRD et chaque USR identifié en vertu de l'article 23, paragraphe 4, chaque GRT et chaque fournisseur de services de reconstitution soumet au moins une fois par an à essai les systèmes de communication définis à l'article 41.
2. Chaque GRD et chaque USR identifié en vertu de l'article 23, paragraphe 4, chaque GRT et chaque fournisseur de services de reconstitution soumet au moins une fois tous les cinq ans à essai la source d'alimentation électrique de secours de leurs systèmes de communication.
3. D'ici au 18 décembre 2024, chaque GRT, en consultation avec les autres GRT, définit un plan d'essai à appliquer à la communication inter-GRT.

*Article 49***Essais des outils et installations**

1. Chaque GRT effectue au moins une fois par an un essai de la capacité des sources d'alimentation principales et de secours à alimenter ses centres de conduite principaux et de secours, comme prévu à l'article 42.

2. Chaque GRT effectue au moins tous les trois ans des essais de la fonctionnalité des outils et installations critiques visés à l'article 24 du règlement (UE) 2017/1485, couvrant à la fois les outils et installations principaux et de secours. Lorsque lesdits outils et installations impliquent des GRD ou des USR, lesdites parties participent à l'essai.
3. Chaque GRT effectue au moins tous les cinq ans un essai de la capacité des sources d'alimentation de secours à fournir les services essentiels des postes électriques identifiés comme essentiels pour les procédures du plan de reconstitution en vertu de l'article 23, paragraphe 4. Lorsque ces postes électriques se situent sur des réseaux de distribution, les GRD exécutent cet essai.
4. Chaque GRT effectue au moins une fois par an un essai de la procédure de transfert du centre de conduite principal vers le centre de conduite de secours, comme prévu à l'article 42, paragraphe 4.

SECTION 2

Essais de conformité et réexamen des plans de défense du réseau et des plans de reconstitution

Article 50

Essais de conformité et réexamen périodique du plan de défense du réseau

1. Chaque GRD concerné par la mise en œuvre de la déconnexion de la charge en fréquence basse sur ses installations met à jour une fois par an la communication au gestionnaire de réseau qui émet la notification prévue à l'article 12, paragraphe 6, point b). Cette communication indique les paramètres de fréquence auxquelles la déconnexion de la charge nette est lancée et le pourcentage de la charge nette déconnectée pour chaque paramètre.
2. Chaque GRT surveille la bonne mise en œuvre de la déconnexion de la charge nette en fréquence basse sur la base de la communication écrite annuelle visée au paragraphe 1 et sur la base des précisions concernant la mise en œuvre des installations des GRT, le cas échéant.
3. Chaque GRT réexamine l'efficacité de la totalité de son plan de défense du réseau au moins une fois tous les cinq ans. Dans cette évaluation, le GRT tient compte au minimum des éléments suivants:
 - a) le développement et l'évolution de son réseau depuis le dernier réexamen ou la première conception;
 - b) les capacités des nouveaux équipements installés sur les réseaux de transport et de distribution depuis le dernier réexamen ou la première conception;
 - c) les USR entrés en activité depuis le dernier réexamen ou la première conception, ainsi que leurs capacités et les services pertinents apportés;
 - d) les essais réalisés et l'analyse des incidents sur le réseau, conformément à l'article 56, paragraphe 5, du règlement (UE) 2017/1485; et
 - e) les données d'exploitation recueillies en fonctionnement normal et après une perturbation.
4. Chaque GRT réexamine les mesures pertinentes de son plan de défense du réseau conformément au paragraphe 3 avant toute modification substantielle de la configuration du réseau.
5. Lorsqu'un GRT identifie un besoin d'adaptation du plan de défense du réseau, il le modifie et met ces modifications en œuvre conformément à l'article 4, paragraphe 2, points c) et d), et aux articles 11 et 12.

Article 51

Essais de conformité et réexamen périodique du plan de reconstitution

1. Chaque GRT évalue les mesures de son plan de reconstitution au moyen d'essais par simulation informatique, à l'aide des données provenant des GRD identifiés conformément à l'article 23, paragraphe 4, et des fournisseurs de services de reconstitution, au moins tous les cinq ans. Le GRT définit ces essais de simulation dans une procédure d'essais ad hoc couvrant au minimum:
 - a) la voie de remise sous tension par les fournisseurs de services de reconstitution avec capacités de démarrage autonome ou de fonctionnement en réseau séparé;
 - b) l'alimentation des auxiliaires principaux des unités de production d'électricité;
 - c) le processus de reconnexion de la charge; et
 - d) le processus de resynchronisation des réseaux fonctionnant en réseau séparé.

2. En outre, lorsque le GRT le juge nécessaire pour l'efficacité du plan de reconstitution, chaque GRT exécute des essais opérationnels d'éléments du plan de reconstitution, en coordination avec les GRD identifiés conformément à l'article 23, paragraphe 4, et les fournisseurs de services de reconstitution. En consultation avec les GRD et les fournisseurs de services de reconstitution, le GRT définit ces essais opérationnels dans une procédure d'essais ad hoc.
3. Chaque GRT évalue l'efficacité de son plan de reconstitution au moins une fois tous les cinq ans.
4. Chaque GRT évalue les mesures pertinentes de son plan de reconstitution conformément au paragraphe 1 et réexamine leur efficacité avant toute modification substantielle de la configuration du réseau.
5. Lorsqu'un GRT identifie un besoin d'adaptation du plan de reconstitution, il le modifie et met ces modifications en œuvre conformément à l'article 4, paragraphe 2, points c) et d), et aux articles 23 et 24.

CHAPITRE VII

MISE EN ŒUVRE

Article 52

Suivi

1. L'ENTSO pour l'électricité surveille la mise en œuvre du présent règlement conformément à l'article 8, paragraphe 8, du règlement (CE) n° 714/2009. La surveillance porte en particulier sur les points suivants:
 - a) l'identification d'éventuelles divergences dans la mise en œuvre du présent règlement au niveau national ce qui concerne les éléments énumérés à l'article 4, paragraphe 2;
 - b) l'évaluation de la cohérence des plans de défense du réseau et de reconstitution réalisée par les GRT, conformément à l'article 6;
 - c) les seuils au-delà desquels l'impact des actions d'un ou plusieurs GRT en état d'urgence, de panne généralisée ou de reconstitution est considéré comme significatif pour les autres GRT situés dans la région pour le calcul de la capacité, conformément à l'article 6;
 - d) le degré d'harmonisation des règles de suspension et de rétablissement des activités de marché fixées par les GRT conformément à l'article 36, paragraphe 1, et aux fins du rapport prévu à l'article 36, paragraphe 7;
 - e) le degré d'harmonisation des règles applicables au règlement des déséquilibres et au règlement de l'énergie d'équilibrage en cas de suspension des activités de marché, visées à l'article 39.
2. D'ici au 18 décembre 2018, l'Agence, en coopération avec l'ENTSO pour l'électricité, établit une liste des informations pertinentes que doit lui communiquer ce dernier conformément à l'article 8, paragraphe 9, et à l'article 9, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 714/2009. La liste des informations pertinentes peut faire l'objet de mises à jour. L'ENTSO pour l'électricité archive dans un format numérique normalisé toutes les informations requises par l'Agence.
3. Les GRT compétents soumettent à l'ENTSO pour l'électricité les informations nécessaires aux fins de l'exécution des tâches visées aux paragraphes 1 et 2.
4. À la suite d'une demande de l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE, les GRD et les entités visées à l'article 39, paragraphe 1, fournissent aux GRT les informations visées au paragraphe 2, à moins que les autorités de régulation, l'Agence ou l'ENTSO pour l'électricité n'en disposent déjà dans le cadre de leurs missions respectives de surveillance de la mise en œuvre et ce, en vue d'éviter les redondances d'information.

Article 53

Participation des parties prenantes

L'Agence, en étroite coopération avec l'ENTSO pour l'électricité, organise la participation des parties intéressées en ce qui concerne la mise en œuvre du présent règlement. Cette participation comporte des réunions régulières avec les parties intéressées afin de recenser les problèmes et de proposer des améliorations en ce qui concerne les exigences du présent règlement.

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS FINALES

Article 54

Modification des contrats et des modalités et conditions générales

Toutes les clauses pertinentes des contrats ainsi que les modalités et conditions générales des GRT, GRD et USR en relation avec l'exploitation du réseau sont conformes aux exigences du présent règlement. À cet effet, ces contrats et modalités et conditions générales sont modifiés en conséquence.

Article 55

Entrée en vigueur

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

L'article 15, paragraphes 5 à 8, l'article 41 et l'article 42, paragraphes 1, 2 et 5, s'appliquent à partir du 18 décembre 2022.

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

Fait à Bruxelles, le 24 novembre 2017.

Par la Commission
Le président
Jean-Claude JUNCKER

ANNEXE

Caractéristiques du système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse:

Paramètre	Valeurs pour la ZS Europe continentale	Valeurs pour la ZS Pays nordiques	Valeurs pour la ZS Grande-Bretagne	Valeurs pour la ZS Irlande	Unité de mesure
Niveau de départ obligatoire pour la déconnexion de la charge nette Fréquence	49	48,7 – 48,8	48,8	48,85	Hz
Niveau de départ obligatoire pour la déconnexion de la charge nette Charge nette à déconnecter	5	5	5	6	% de la charge totale nationale
Niveau final obligatoire de la déconnexion de la charge nette Fréquence	48	48	48	48,5	Hz
Niveau final obligatoire de la déconnexion de la charge nette Charge nette cumulative à déconnecter	45	30	50	60	% de la charge totale nationale
Plage d'exécution	± 7	± 10	± 10	± 7	% de la charge totale nationale pour une fréquence donnée
Nombre minimum de pas pour atteindre le niveau final obligatoire	6	2	4	6	Nombre de pas
Déconnexion maximale de la charge nette pour chaque pas	10	15	10	12	% de la charge totale nationale pour une étape donnée

RÈGLEMENT D'EXÉCUTION (UE) 2017/2197 DE LA COMMISSION**du 27 novembre 2017****relatif au remboursement, conformément à l'article 26, paragraphe 5, du règlement (UE) n° 1306/2013 du Parlement européen et du Conseil, des crédits reportés de l'exercice 2017**

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu le règlement (UE) n° 1306/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 décembre 2013 relatif au financement, à la gestion et au suivi de la politique agricole commune et abrogeant les règlements (CEE) n° 352/78, (CE) n° 165/94, (CE) n° 2799/98, (CE) n° 814/2000, (CE) n° 1290/2005 et (CE) n° 485/2008 du Conseil ⁽¹⁾, et notamment son article 26, paragraphe 6,

après consultation du comité des Fonds agricoles,

considérant ce qui suit:

- (1) Conformément à l'article 169, paragraphe 3, du règlement (UE, Euratom) n° 966/2012 du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁾, les crédits non engagés relatifs aux mesures financées par le Fonds européen agricole de garantie (FEAGA) telles que visées à l'article 4, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 1306/2013 peuvent faire l'objet d'un report à l'exercice suivant. Ce report est limité à 2 % des crédits initiaux et au montant de l'ajustement des paiements directs visé à l'article 8 du règlement (UE) n° 1307/2013 du Parlement européen et du Conseil ⁽³⁾ qui a été appliqué au cours de l'exercice précédent. Il peut donner lieu à un paiement supplémentaire aux bénéficiaires finals qui ont fait l'objet de cet ajustement.
- (2) Conformément à l'article 26, paragraphe 5, du règlement (UE) n° 1306/2013, par dérogation à l'article 169, paragraphe 3, du règlement (UE, Euratom) n° 966/2012, les États membres sont tenus de rembourser le report visé à l'article 169, paragraphe 3, du règlement (UE, Euratom) n° 966/2012, aux bénéficiaires finals qui font l'objet de l'ajustement au cours de l'exercice sur lequel les crédits sont reportés. Ce remboursement ne s'applique qu'aux bénéficiaires finals des États membres dans lesquels la discipline financière a été appliquée ⁽⁴⁾ au cours de l'exercice précédent.
- (3) Conformément à l'article 26, paragraphe 7, du règlement (UE) n° 1306/2013, il convient de prendre en considération, lors du calcul du montant du report à rembourser, les montants des réserves pour les crises dans le secteur agricole visés à l'article 25 de ce règlement, qui n'ont pas été mis à disposition pour des mesures de crise à la fin de l'exercice financier.
- (4) Conformément à l'article 1^{er}, paragraphe 1, du règlement d'exécution (UE) 2016/1948 de la Commission ⁽⁵⁾, la discipline financière est appliquée aux paiements directs au titre de l'année civile 2016 pour constituer la réserve pour les crises de 450,5 millions EUR. Il n'a pas été fait appel à la réserve pour les crises au cours de l'exercice 2017.
- (5) Afin de garantir que le remboursement des crédits non utilisés aux bénéficiaires finals reste proportionnel au montant de l'ajustement au titre de la discipline financière, il importe que la Commission fixe les montants à la disposition des États membres pour le remboursement. Toutefois, dans le cas de la Roumanie, la déclaration détaillée des dépenses ne prend pas pleinement en compte le seuil de 2 000 EUR qui s'applique à la discipline financière, conformément à l'article 8, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 1307/2013. Dès lors, dans un souci de bonne gestion financière, il convient à ce stade de ne mettre aucun montant à la disposition de la Roumanie pour le remboursement.

⁽¹⁾ JO L 347 du 20.12.2013, p. 549.

⁽²⁾ Règlement (UE, Euratom) n° 966/2012 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relatif aux règles financières applicables au budget général de l'Union et abrogeant le règlement (CE, Euratom) n° 1605/2002 du Conseil (JO L 298 du 26.10.2012, p. 1).

⁽³⁾ Règlement (UE) n° 1307/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 décembre 2013 établissant les règles relatives aux paiements directs en faveur des agriculteurs au titre des régimes de soutien relevant de la politique agricole commune et abrogeant le règlement (CE) n° 637/2008 du Conseil et le règlement (CE) n° 73/2009 du Conseil (JO L 347 du 20.12.2013, p. 608).

⁽⁴⁾ La discipline financière ne s'applique pas pour l'exercice 2017 en Croatie, conformément à l'article 8, paragraphe 2, du règlement (UE) n° 1307/2013.

⁽⁵⁾ Règlement d'exécution (UE) 2016/1948 de la Commission du 7 novembre 2016 adaptant le taux d'ajustement des paiements directs prévu par le règlement (UE) n° 1306/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne l'année civile 2016 et abrogeant le règlement d'exécution (UE) 2016/1153 de la Commission (JO L 300 du 8.11.2016, p. 10).

- (6) Pour éviter de contraindre les États membres à faire un paiement supplémentaire pour ce remboursement, il importe que le présent règlement s'applique à compter du 1^{er} décembre 2017. En conséquence, les montants fixés par le présent règlement sont définitifs et s'appliquent sans préjudice de l'application des réductions prévues à l'article 41 du règlement (UE) n° 1306/2013, de toute autre correction prise en considération dans la décision de paiement mensuel pour les dépenses effectuées par les organismes payeurs des États membres pour le mois d'octobre 2017, conformément à l'article 18, paragraphe 3, du règlement (UE) n° 1306/2013, et de toute déduction ou paiement complémentaire à effectuer conformément à l'article 18, paragraphe 4, dudit règlement ou des décisions qui seront prises dans le cadre de la procédure d'apurement des comptes.
- (7) Conformément à l'article 169, paragraphe 3, du règlement (UE, Euratom) n° 966/2012, les crédits non engagés peuvent faire l'objet d'un report, limité au seul exercice suivant. Il appartient dès lors à la Commission de fixer des dates d'admissibilité pour les dépenses des États membres en ce qui concerne le remboursement, conformément à l'article 26, paragraphe 5, du règlement (UE) n° 1306/2013, en tenant compte de l'exercice financier agricole, tel que défini à l'article 39 dudit règlement.
- (8) Compte tenu du laps de temps très court entre la communication de l'exécution des crédits du FEAGA pour l'exercice 2017 dans le cadre de la gestion partagée pour la période allant du 16 octobre 2016 au 15 octobre 2017 par les États membres et de la nécessité d'appliquer le présent règlement à compter du 1^{er} décembre 2017, il importe que le présent règlement entre en vigueur le jour de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*,

A ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

Article premier

Les montants des crédits qui seront reportés de l'exercice 2017 conformément à l'article 169, paragraphe 3, du règlement (UE, Euratom) n° 966/2012 et qui, conformément à l'article 26, paragraphe 5, du règlement (UE) n° 1306/2013 sont mis à la disposition des États membres pour le remboursement aux bénéficiaires finals qui font l'objet de l'ajustement au cours de l'exercice financier 2018, sont fixés à l'annexe du présent règlement.

Les montants qui seront reportés sont soumis à la décision de report de la Commission conformément à l'article 169, paragraphe 3, cinquième alinéa, du règlement (UE, Euratom) n° 966/2012.

Article 2

Les dépenses des États membres en ce qui concerne le remboursement des crédits reportés ne sont admissibles au financement de l'Union que si les montants concernés ont été payés aux bénéficiaires avant le 16 octobre 2018.

Article 3

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

Il est applicable à partir du 1^{er} décembre 2017.

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

Fait à Bruxelles, le 27 novembre 2017.

*Par la Commission,
au nom du président,
Jerzy PLEWA
Directeur général*

ANNEXE

Montants disponibles pour le remboursement des crédits reportés*(montants en EUR)*

Belgique	6 129 769
Bulgarie	7 720 511
République tchèque	10 764 025
Danemark	10 476 968
Allemagne	58 035 302
Estonie	1 288 878
Irlande	13 229 176
Grèce	16 182 344
Espagne	54 860 187
France	89 884 134
Italie	37 765 185
Chypre	355 813
Lettonie	1 952 848
Lituanie	3 923 157
Luxembourg	406 406
Hongrie	14 828 231
Malte	33 643
Pays-Bas	8 821 818
Autriche	6 908 717
Pologne	24 870 087
Portugal	6 699 290
Slovénie	931 120
Slovaquie	5 554 196
Finlande	5 885 783
Suède	7 897 927
Royaume-Uni	37 930 754

DÉCISIONS

DÉCISION D'EXÉCUTION (UE) 2017/2198 DE LA COMMISSION

du 27 novembre 2017

concernant certaines mesures provisoires de protection contre la peste porcine africaine en Pologne

[notifiée sous le numéro C(2017) 8039]

(Le texte en langue polonaise est le seul faisant foi)

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

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu la directive 89/662/CEE du Conseil du 11 décembre 1989 relative aux contrôles vétérinaires applicables dans les échanges intracommunautaires dans la perspective de la réalisation du marché intérieur ⁽¹⁾, et notamment son article 9, paragraphe 3,

vu la directive 90/425/CEE du Conseil du 26 juin 1990 relative aux contrôles vétérinaires et zootechniques applicables dans les échanges intracommunautaires de certains animaux vivants et produits dans la perspective de la réalisation du marché intérieur ⁽²⁾, et notamment son article 10, paragraphe 3,

considérant ce qui suit:

- (1) La peste porcine africaine, maladie virale infectieuse qui touche les populations de porcs domestiques et sauvages, peut avoir une incidence grave sur la rentabilité des élevages de porcs et, partant, perturber les échanges au sein de l'Union et les exportations vers les pays tiers.
- (2) Lorsqu'un foyer de peste porcine africaine apparaît, le risque existe que l'agent pathogène se propage à d'autres exploitations porcines et aux porcs sauvages. La maladie peut ainsi se propager d'un État membre à l'autre ou à des pays tiers, à la faveur des échanges commerciaux de porcs vivants ou de leurs produits.
- (3) La directive 2002/60/CE du Conseil ⁽³⁾ établit les mesures minimales de lutte contre la peste porcine africaine à appliquer dans l'Union. L'article 15 de la directive 2002/60/CE prévoit la délimitation d'une zone infectée lorsqu'un ou plusieurs cas de peste porcine africaine ont été confirmés dans les populations de porcs sauvages.
- (4) La Pologne a informé la Commission de la situation actuelle au regard de la peste porcine africaine sur son territoire et, conformément à l'article 15 de la directive 2002/60/CE, a délimité une zone infectée dans laquelle les mesures visées à l'article 15 de ladite directive sont appliquées.
- (5) Il est nécessaire, pour prévenir toute perturbation inutile des échanges commerciaux au sein de l'Union et pour éviter que des pays tiers n'imposent des entraves au commerce injustifiées, de décrire à l'échelon de l'Union la zone infectée par la peste porcine africaine en Pologne, en collaboration avec cet État membre.
- (6) En conséquence, dans l'attente de la réunion du comité permanent des végétaux, des animaux, des denrées alimentaires et des aliments pour animaux, il convient que la zone infectée en Pologne ainsi que la durée de cette régionalisation soient précisées en annexe de la présente décision.
- (7) La présente décision sera réexaminée lors de la prochaine réunion du comité permanent des végétaux, des animaux, des denrées alimentaires et des aliments pour animaux,

⁽¹⁾ JO L 395 du 30.12.1989, p. 13.

⁽²⁾ JO L 224 du 18.8.1990, p. 29.

⁽³⁾ Directive 2002/60/CE du Conseil du 27 juin 2002 établissant des dispositions spécifiques pour la lutte contre la peste porcine africaine et modifiant la directive 92/119/CEE, en ce qui concerne la maladie de Teschen et la peste porcine africaine (JO L 192 du 20.7.2002, p. 27).

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

La Pologne veille à ce que la zone infectée délimitée conformément à l'article 15 de la directive 2002/60/CE comprenne au moins les zones énumérées à l'annexe de la présente décision.

Article 2

La présente décision s'applique jusqu'au 15 décembre 2017.

Article 3

La République de Pologne est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 27 novembre 2017.

Par la Commission
Vytenis ANDRIUKAITIS
Membre de la Commission

ANNEXE

Zones composant la zone infectée définie en Pologne et visées à l'article 1 ^{er}	Applicable jusqu'au
Communes (gminy) de Brochów, Kampinos, Leoncin, Leszno, Stare Babice, Izabelin, Czosnów, Łomianki (zone rurale) et Łomianki (ville)	15 décembre 2017

DÉCISION (UE) 2017/2199 DE LA BANQUE CENTRALE EUROPÉENNE**du 20 novembre 2017****modifiant la décision BCE/2014/40 relative à la mise en œuvre du troisième programme d'achat d'obligations sécurisées (BCE/2017/37)**

LE CONSEIL DES GOUVERNEURS DE LA BANQUE CENTRALE EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, notamment son article 127, paragraphe 2, premier tiret,

vu les statuts du Système européen de banques centrales et de la Banque centrale européenne, notamment leur article 12.1, deuxième alinéa, en liaison avec leur article 3.1, premier tiret, et leur article 18.1,

considérant ce qui suit:

- (1) La décision BCE/2014/40 ⁽¹⁾ a instauré le troisième programme d'achat d'obligations sécurisées [*third covered bond purchase programme* (CBPP3)]. Avec le programme d'achat de titres adossés à des actifs, le programme d'achats d'actifs du secteur public sur les marchés secondaires et le programme d'achat de titres du secteur des entreprises, le CBPP3 fait partie du programme étendu d'achat d'actifs [*asset purchase programme* (APP)]. L'APP vise à améliorer davantage la transmission de la politique monétaire, à faciliter la fourniture de crédit à l'économie de la zone euro, à assouplir les conditions d'emprunt des ménages et des entreprises et à favoriser le retour à des taux d'inflation inférieurs à, mais proches de 2 % à moyen terme, conformément à l'objectif principal de la Banque centrale européenne (BCE), à savoir le maintien de la stabilité des prix.
- (2) Le conseil des gouverneurs a décidé le 4 octobre 2017 de préciser davantage les règles applicables à l'éligibilité aux achats en vertu du CBPP3 d'obligations sécurisées communément appelées obligations sécurisées à échéance conditionnée (*conditional pass-through covered bonds*), compte tenu des risques potentiellement plus élevés auxquels ces obligations expose l'Eurosystème.
- (3) Il convient donc de modifier la décision BCE/2014/40 en conséquence,

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

Modification

À l'article 2 de la décision BCE/2014/40, le point 9 suivant est ajouté:

- «9. Sont exclues des achats effectués en vertu du CBPP3 les obligations sécurisées qui remplissent la double condition suivante: a) elles présentent une structure conditionnelle de type *pass-through* en vertu de laquelle des événements prédéfinis entraînent une prorogation de l'échéance de l'obligation ainsi qu'un passage à une structure de paiement essentiellement basée sur des flux de trésorerie générés par les actifs se trouvant dans le portefeuille sous-jacent; et b) elles sont émises par une entité dont la meilleure notation d'émetteur est inférieure à l'échelon 3 de qualité de crédit.».

Article 2

Entrée en vigueur

La présente décision entre en vigueur le 1^{er} février 2018.

Fait à Francfort-sur-le-Main, le 20 novembre 2017.

Par le conseil des gouverneurs de la BCE

Le président de la BCE

Mario DRAGHI

⁽¹⁾ Décision BCE/2014/40 du 15 octobre 2014 relative à la mise en œuvre du troisième programme d'achat d'obligations sécurisées (JOL 335 du 22.11.2014, p. 22).

ISSN 1977-0693 (édition électronique)
ISSN 1725-2563 (édition papier)



Office des publications de l'Union européenne
2985 Luxembourg
LUXEMBOURG

FR