

COM (2016) 861 final

ASSEMBLÉE NATIONALE

QUATORZIÈME LÉGISLATURE

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2016-2017

Reçu à la Présidence de l'Assemblée nationale
le 1^{er} mars 2017

Enregistré à la Présidence du Sénat
le 1^{er} mars 2017

TEXTE SOUMIS EN APPLICATION DE L'ARTICLE 88-4 DE LA CONSTITUTION

PAR LE GOUVERNEMENT,

À L'ASSEMBLÉE NATIONALE ET AU SÉNAT.

Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

E 11885

Bruxelles, le 2 décembre 2016
(OR. en)

15135/16

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

**ENER 418
ENV 758
CLIMA 169
COMPET 637
CONSOM 301
FISC 221
IA 131
CODEC 1809**

PROPOSITION

Origine:	Pour le Secrétaire général de la Commission européenne, Monsieur Jordi AYET PUIGARNAU, Directeur
Date de réception:	2 décembre 2016
Destinataire:	Monsieur Jeppe TRANHOLM-MIKKELSEN, Secrétaire général du Conseil de l'Union européenne
N° doc. Cion:	COM(2016) 861 final
Objet:	Proposition de RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

Les délégations trouveront ci-joint le document COM(2016) 861 final.

p.j.: COM(2016) 861 final



Bruxelles, le 23.2.2017
COM(2016) 861 final

2016/0379 (COD)

Proposition de

RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL

sur le marché intérieur de l'électricité

(refonte)

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

{SWD(2016) 410 final}

{SWD(2016) 411 final}

{SWD(2016) 412 final}

{SWD(2016) 413 final}

EXPOSÉ DES MOTIFS

1. CONTEXTE DE LA PROPOSITION

- **Justification et objectifs de la proposition**

Contexte politique

Les citoyens européens consacrent une partie non négligeable de leurs revenus à l'énergie, et l'énergie est un facteur de production important pour l'industrie européenne. Dans le même temps, le secteur de l'énergie joue un rôle essentiel pour satisfaire à l'obligation de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'Union d'au moins 40 % d'ici à 2030, avec une part escomptée d'énergies renouvelables de 50 % d'ici à 2030.

Les propositions de refonte de la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, du règlement sur le marché intérieur de l'électricité et du règlement instituant une Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie s'inscrivent dans l'ensemble plus large d'initiatives de la Commission intitulé «Une énergie propre pour tous les Européens». Ce paquet se compose des propositions clés de la Commission pour mettre en œuvre l'union de l'énergie, comme prévu dans la feuille de route de l'union de l'énergie¹. Il comprend à la fois des propositions législatives et des initiatives non législatives visant à créer un cadre favorable pour procurer des avantages tangibles aux citoyens, créer des emplois, stimuler la croissance et l'investissement, tout en contribuant aux cinq dimensions de l'union de l'énergie. Les priorités essentielles pour ce paquet sont donc, tout d'abord, l'efficacité énergétique, la primauté mondiale de l'Union dans le domaine des énergies renouvelables, et l'offre de conditions équitables aux consommateurs d'énergie.

Tant le Conseil européen² que le Parlement européen³ ont à plusieurs reprises souligné que le bon fonctionnement d'un marché intégré de l'énergie est le meilleur moyen de garantir des prix de l'énergie abordables et la sécurité de l'approvisionnement en énergie, ainsi que de permettre l'intégration et la production de volumes plus importants d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, de manière économiquement efficace. Des prix compétitifs sont essentiels pour créer de la croissance et assurer le bien-être des consommateurs dans l'Union européenne, et sont donc au cœur de la politique énergétique de l'UE. L'organisation actuelle du marché de l'électricité est fondée sur les dispositions du «troisième paquet Énergie⁴», adopté en 2009. Ces règles ont par la suite été complétées par une législation

¹ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen, au Comité des régions et à la Banque européenne d'investissement: Un cadre stratégique pour une union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique, COM(2015)80 final.

² Résultats de la 3429^e session du Conseil «Transports, télécommunications et énergie» du 26 novembre 2015, 14632/15, Résultats de la 3472^e session du Conseil «Transports, télécommunications et énergie» du 6 juin 2016, 9736/16.

³ Résolution du Parlement européen du 13 septembre 2016 sur le thème «Vers une nouvelle organisation du marché de l'énergie» (P8_TA(2016)0333).

⁴ Directive 2009/72 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 (ci-après la «directive Électricité»); règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003, JO L 211 du 14.8.2009, p. 15 (ci-après le «règlement Électricité»); règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil

contre les abus de marché⁵ et des dispositions d'exécution concernant le commerce de l'électricité et les règles d'exploitation du réseau⁶. Le marché intérieur de l'énergie de l'UE repose sur des principes bien établis, tels que le droit d'accès des tiers aux réseaux d'électricité, le libre choix du fournisseur par les consommateurs, de solides règles de dissociation, l'élimination des obstacles aux échanges transfrontaliers, le contrôle du marché par des régulateurs de l'énergie indépendants, et la coopération à l'échelle de l'UE des régulateurs et gestionnaires de réseaux au sein de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport (ENTSO).

Le troisième paquet «Énergie» a apporté des progrès tangibles pour les consommateurs. Il a entraîné une augmentation de la liquidité des marchés de l'électricité européens et a fortement augmenté les échanges transfrontaliers. Dans de nombreux États membres, les consommateurs peuvent désormais bénéficier d'un choix élargi. Le renforcement de la concurrence, notamment sur les marchés de gros, a contribué à garder sous contrôle les prix de gros. De nouveaux droits des consommateurs introduits par le troisième paquet «Énergie» ont nettement amélioré la situation des consommateurs sur les marchés de l'énergie.

De nouveaux développements ont entraîné des changements fondamentaux sur les marchés européens de l'électricité. La part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (E-SER) a fortement augmenté. Ce passage à l'E-SER se poursuivra, car il s'agit d'une condition essentielle pour remplir les obligations de l'Union au titre de l'accord de Paris sur le climat. La nature physique de l'E-SER, plus variable et décentralisée, et moins prévisible que la production classique, nécessite une adaptation des règles du marché et de l'exploitation du réseau à la plus grande flexibilité du marché. Parallèlement, les interventions étatiques, souvent conçues de manière non coordonnée, ont conduit à des distorsions du marché de gros de l'électricité, ce qui a des conséquences négatives pour les investissements et les échanges transfrontaliers⁷. Des changements importants interviennent également d'un

du 13 juillet 2009 instituant une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, JO L 211 du 14.8.2009, p. 1 (ci-après le «règlement ACER»),

⁵ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, JO L 326 du 8.12.2011, p. 1; Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil, JO L 363 du 18.12.2014, p. 121.

⁶ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, JO L 326 du 8.12.2011, p. 1; 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; règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion, JO L 197 du 25.7.2015, p. 24; règlement (UE) 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; 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; 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; 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; d'autres lignes directrices et codes de réseau ont été approuvés par les États membres et sont en attente d'adoption.

⁷ Voir la communication de la Commission intitulée «Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique», C(2013) 7243 final du 5.11.2013.

point de vue technologique. Les échanges d'électricité ont atteint une dimension quasiment européenne, grâce au mécanisme de «couplage de marchés», organisé conjointement par des bourses d'électricité et des gestionnaires de réseau de transport. La numérisation et le développement rapide de solutions de compteurs intelligents et de trading basées sur l'internet permettent à l'industrie, aux entreprises et même aux ménages de produire et de stocker de l'électricité, ainsi que de participer aux marchés de l'électricité par l'intermédiaire de solutions dites de participation active de la demande. Le marché de l'électricité de la prochaine décennie sera caractérisé par une production d'électricité plus variable et décentralisée, une interdépendance accrue des États membres et de nouvelles possibilités technologiques pour les consommateurs de réduire leurs factures et de participer activement aux marchés de l'électricité grâce à la participation active de la demande, à l'autoconsommation ou au stockage.

La présente initiative sur l'organisation du marché de l'électricité a donc pour but d'adapter les règles actuelles du marché aux nouvelles réalités du marché, en permettant la libre circulation de l'électricité quand et où on en a le plus besoin grâce à des signaux de prix non faussés, tout en donnant aux consommateurs les moyens d'agir, en faisant en sorte que la société tire le meilleur parti de la concurrence transfrontalière et en fournissant les bons signaux et les bonnes incitations pour stimuler les investissements nécessaires à la décarbonation de notre système énergétique. Elle accordera également la priorité à des solutions d'efficacité énergétique et contribuera à la réalisation de l'objectif consistant à faire de l'UE un leader mondial dans la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables, ce qui favorisera la réalisation d'autres objectifs de l'UE: créer des emplois et de la croissance et attirer les investissements.

Adapter les règles du marché

Les règles du marché en vigueur reposent sur les principales technologies de production de la dernière décennie, à savoir de grandes centrales électriques utilisant des combustibles fossiles, centralisées, avec une participation limitée des consommateurs. Étant donné que la production d'électricité variable provenant de sources d'énergie renouvelables (E-SER) jouera à l'avenir un rôle croissant dans le parc de production, et que les consommateurs devraient pouvoir participer aux marchés s'ils le souhaitent, il convient d'adapter les règles. Les marchés à court terme de l'électricité, qui permettent l'échange transfrontalier d'E-SER, sont essentiels pour la bonne intégration de l'E-SER sur le marché. Cela est dû au fait que la majeure partie de la production à partir de sources d'énergie renouvelables ne peut être anticipée avec précision que peu avant la production réelle (en raison des incertitudes météorologiques). La création de marchés permettant la participation très peu de temps avant la livraison effective (marchés «intra-journaliers» ou «d'équilibrage») constitue une étape essentielle pour permettre aux producteurs d'E-SER de vendre leur électricité à des conditions équitables, et elle augmentera également la liquidité du marché. Les marchés à court terme offriront de nouvelles possibilités commerciales, qui permettront aux participants de proposer des solutions énergétiques «d'appoint» dans les périodes de forte demande et de faible production d'énergie renouvelable. Cela inclut la possibilité pour les consommateurs de modifier leur demande («participation active de la demande»), ainsi que le recours à des gestionnaires de stockage ou à des producteurs flexibles. Alors que le traitement de la variabilité dans les petites régions peut coûter très cher, l'agrégation d'une production variable sur des territoires plus étendus

pourrait permettre aux consommateurs d'économiser des sommes importantes. Toutefois, les marchés intégrés à court terme font encore défaut.

Les lacunes des modalités actuelles d'organisation des marchés réduisent l'attrait du secteur de l'énergie pour de nouveaux investissements. Un système énergétique de marché suffisamment interconnecté, dans lequel les prix accompagnent les signaux du marché, stimulera, de manière efficace, les investissements nécessaires dans la production et le transport d'énergie et garantira qu'ils soient réalisés là où le marché en a le plus besoin, réduisant ainsi le besoin d'investissements planifiés par les pouvoirs publics.

Les règles nationales du marché (par exemple, les plafonds de prix) et les interventions de l'État empêchent actuellement les prix de refléter les situations de rareté de l'électricité. En outre, les zones tarifaires ne reflètent pas toujours la rareté réelle, si elles sont mal configurées, et suivent plutôt les frontières politiques. La nouvelle organisation du marché vise à améliorer les signaux de prix afin de favoriser les investissements dans les régions qui en ont le plus besoin, en tenant compte des contraintes de réseau et des centres de demande plutôt que des frontières nationales. Les signaux de prix devraient aussi permettre une rémunération appropriée des ressources flexibles (y compris la participation active de la demande et le stockage), dans la mesure où celles-ci sont rémunérées pendant de plus courtes périodes (par exemple, les centrales modernes au gaz qui sont utilisées uniquement lors des heures de pointe ou la réduction de la demande industrielle en période de pointe ou de forte sollicitation du réseau). Des signaux de prix efficaces garantissent également l'appel efficace des actifs de production existants. Il est donc essentiel de réviser toute réglementation déjà en vigueur qui fausse la formation des prix (comme les règles privilégiant l'appel de certaines installations de production) afin d'activer et d'exploiter pleinement le potentiel de flexibilité que la demande peut offrir.

Placer le consommateur au cœur du marché de l'énergie

La pleine intégration des consommateurs industriels, commerciaux et résidentiels dans le système énergétique peut éviter des coûts considérables pour la production «d'appoint»; des coûts qui, sans cela, seraient payés en fin de compte par les consommateurs. La participation au marché permet même aux consommateurs de profiter des fluctuations de prix et de gagner de l'argent. L'activation de la participation des consommateurs est donc un préalable pour gérer correctement et à moindre coût la transition énergétique.

La mise en place d'une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie constitue un engagement clé de l'union de l'énergie. Toutefois, il arrive souvent que les règles actuelles du marché ne permettent pas aux consommateurs de bénéficier de ces nouvelles possibilités. Même si les consommateurs peuvent produire et stocker l'électricité, ainsi que gérer leur consommation d'énergie plus facilement que jamais auparavant, l'organisation actuelle du marché de détail les empêche d'être en mesure de tirer pleinement parti de ces possibilités.

Dans la plupart des États membres, les consommateurs n'ont que peu ou pas d'incitation à modifier leur consommation pour faire face à l'évolution des prix sur les marchés, étant donné que les signaux de prix en temps réel ne sont pas répercutés sur les consommateurs finaux. Le paquet sur l'organisation du marché est l'occasion de tenir cet engagement. Une plus grande transparence des signaux de prix en temps réel stimulera la participation des consommateurs, que ce soit individuellement ou par agrégation, et rendra le réseau électrique plus souple, en facilitant l'intégration de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. En plus d'offrir un potentiel élevé d'économies d'énergie pour les ménages, les progrès

technologiques signifient que des appareils et des systèmes, tels que les appareils électroménagers intelligents, les véhicules électriques, les dispositifs de chauffage électrique, de climatisation et les pompes à chaleur dans les bâtiments bien isolés, ainsi que le chauffage et le refroidissement urbains, peuvent suivre automatiquement les fluctuations de prix et offrir, sur une grande échelle, une contribution importante et souple au réseau électrique. Afin que les consommateurs puissent tirer un avantage financier de ces nouvelles possibilités, ils doivent avoir accès à des systèmes intelligents adaptés, ainsi qu'à des contrats de fourniture d'électricité à tarification dynamique liée au marché au comptant. Outre l'adaptation, par les consommateurs, de leur consommation à des signaux de prix, de nouveaux services ciblant la demande se développent actuellement, en vertu desquels de nouveaux acteurs du marché offrent de gérer la consommation d'électricité d'un certain nombre de consommateurs en leur versant une compensation pour leur flexibilité. Bien que ce type de services soient déjà encouragés au titre de la législation européenne en vigueur, tout porte à croire que ces dispositions n'ont pas permis de supprimer les obstacles à l'accès initial au marché pour ces fournisseurs de services. Il est indispensable d'affûter ces dispositions pour continuer à encourager ces nouveaux services.

Dans de nombreux États membres, les prix de l'électricité ne fluctuent pas en fonction de l'offre et de la demande, mais sont réglementés par les autorités publiques. La réglementation des prix peut limiter l'essor d'une concurrence effective, décourager les investissements et l'émergence de nouveaux acteurs sur le marché. C'est pourquoi la Commission s'est engagée, dans son cadre stratégique pour une union de l'énergie⁸, à supprimer progressivement les prix réglementés inférieurs aux coûts et à encourager les États membres à élaborer une feuille de route pour la suppression progressive de l'ensemble des prix réglementés. La nouvelle organisation du marché a pour but de faire en sorte que les prix de fourniture soient libres de toute intervention publique, les exceptions devant être dûment justifiées.

Grâce à la baisse rapide des coûts de la technologie, de plus en plus de consommateurs sont en mesure de réduire leurs factures d'énergie en utilisant des technologies telles que les panneaux solaires sur toiture et les batteries solaires. Toutefois, l'autoproduction reste entravée par l'absence de règles communes pour les producteurs-consommateurs. Des règles appropriées pourraient éliminer ces entraves, notamment en garantissant les droits des consommateurs de produire de l'énergie pour leur propre consommation et de vendre l'excédent dans le réseau, tout en tenant compte des coûts et avantages pour l'ensemble du système (par exemple, par une participation appropriée aux coûts de réseau).

Des communautés énergétiques locales peuvent constituer un moyen efficace de gestion de l'énergie au niveau de la communauté, en consommant l'électricité qu'elles produisent, soit directement pour la production d'électricité, soit pour les systèmes de chauffage et de refroidissement (urbains), avec ou sans connexion aux réseaux de distribution. Pour que ces initiatives puissent librement se développer, la nouvelle organisation du marché exige des États membres qu'ils mettent en place des cadres juridiques adéquats pour rendre possibles ces activités.

Aujourd'hui, plus de 90 % des sources d'électricité renouvelables intermittentes sont connectées aux réseaux de distribution. L'intégration de la production locale a effectivement contribué à une forte augmentation des tarifs de réseau pour les consommateurs résidentiels.

⁸ Voir la communication intitulée «Un cadre stratégique pour une union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique», COM(2015)80.

En outre, les impôts et redevances destinés à financer les investissements dans les énergies renouvelables et les extensions de réseaux se sont considérablement accrus. La nouvelle organisation du marché et la révision de la directive sur les énergies renouvelables offrent l'occasion de remédier à ces lacunes, qui peuvent avoir des conséquences disproportionnées pour certains consommateurs résidentiels.

Permettre aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD) de gérer à une échelle plus locale certains des défis associés à la production variable (par exemple en gérant les ressources locales de flexibilité) pourrait réduire considérablement les coûts de réseau. Toutefois, dans la mesure où un grand nombre de GRD font partie d'entreprises verticalement intégrées qui sont également actives dans la fourniture d'énergie, des garanties réglementaires sont nécessaires pour assurer la neutralité des GRD dans leurs nouvelles fonctions, par exemple en ce qui concerne la gestion des données et lors du recours à la flexibilité pour gérer les congestions locales.

Un autre élément clé de la concurrence et de la participation des consommateurs réside dans l'information. Des consultations et études antérieures de la Commission ont montré que les consommateurs se plaignent d'un manque de transparence sur les marchés de l'électricité, qui réduit leur aptitude à tirer profit de la concurrence et à participer activement aux marchés. Les consommateurs ont le sentiment de ne pas avoir suffisamment d'information sur les fournisseurs alternatifs, la disponibilité de nouveaux services énergétiques, et ils se plaignent de la complexité des offres et des procédures à suivre pour changer de fournisseur. La réforme garantira également la protection des données, dans la mesure où une utilisation accrue des nouvelles technologies (notamment les compteurs intelligents) générera une série de données en matière d'énergie présentant une valeur commerciale élevée.

En plaçant le consommateur au cœur du marché de l'énergie, un élément essentiel à prendre en considération dans la nouvelle organisation du marché est de savoir comment faire en sorte que les personnes les plus vulnérables de la société soient protégées et que le nombre total des ménages en situation de précarité énergétique n'augmente pas davantage. Compte tenu des niveaux croissants de précarité énergétique ainsi que d'un manque de clarté concernant les moyens les plus appropriés de lutte contre la vulnérabilité des consommateurs et contre la précarité énergétique, la proposition de nouvelle organisation du marché oblige les États membres à évaluer et surveiller régulièrement la précarité énergétique sur la base des principes définis au niveau de l'UE. Les directives révisées sur l'efficacité énergétique et la performance énergétique des bâtiments prévoient de nouvelles mesures pour lutter contre la précarité énergétique.

La sécurité de l'approvisionnement en électricité

La sécurité de l'approvisionnement en électricité est indispensable dans les sociétés modernes, qui dépendent largement de l'électricité et des systèmes fondés sur l'internet. Il est donc nécessaire d'évaluer la capacité du réseau électrique européen à assurer une production et une flexibilité suffisantes pour garantir la fiabilité de l'approvisionnement en électricité à tout moment (adéquation des ressources). Garantir la sécurité d'approvisionnement est non seulement une obligation nationale, mais aussi un pilier essentiel de la politique énergétique européenne⁹. La raison en est que la sécurité de l'approvisionnement peut, dans un réseau totalement interconnecté et synchronisé, avec des marchés fonctionnant bien, être organisée de façon beaucoup plus efficace et concurrentielle que sur une base purement nationale. La

⁹ Voir l'article 194, paragraphe 1, point b), du TFUE.

stabilité du réseau dans les États membres est souvent fortement tributaire des flux d'électricité en provenance des pays voisins, et les problèmes de sécurité d'approvisionnement éventuels ont donc généralement un impact régional. C'est la raison pour laquelle les solutions les plus efficaces pour remédier aux déficits de production nationaux sont souvent des solutions régionales, permettant aux États membres de bénéficier des excédents de production d'autres pays. Il conviendrait donc d'instaurer une évaluation de l'adéquation des systèmes coordonnée à l'échelle européenne, suivant une méthodologie convenue conjointement, afin d'obtenir une image réaliste des besoins de production prévisibles, en tenant compte de l'intégration des marchés de l'électricité et des flux potentiels en provenance d'autres pays. Si l'évaluation coordonnée de l'adéquation montre que des mécanismes de capacité sont nécessaires dans certains pays ou certaines régions, ces mécanismes devraient être conçus de manière à réduire au minimum les distorsions du marché intérieur. Il conviendrait donc de définir des critères clairs et transparents visant à minimiser les distorsions des échanges transfrontaliers, maximiser l'utilisation de la participation active de la demande et réduire les incidences affectant la décarbonation, afin d'éviter le risque de fragmentation des mécanismes nationaux de capacité qui ferait surgir de nouveaux obstacles sur le marché et porterait atteinte à la concurrence.¹⁰

Renforcement de la coopération régionale

L'interconnexion étroite des États membres de l'UE via le réseau transeuropéen commun est unique au monde et constitue un atout majeur pour gérer efficacement la transition énergétique. Sans la possibilité de s'appuyer sur les ressources d'autres États membres en termes de production ou de demande, les coûts de la transition énergétique pour les consommateurs augmenteraient sensiblement. Aujourd'hui, l'exploitation transfrontalière des réseaux est bien plus interdépendante qu'elle ne l'a été par le passé. Cela est dû à l'augmentation de la production variable et décentralisée, ainsi qu'à une intégration plus étroite des marchés, en particulier sur des intervalles plus courts. Cela signifie également que les mesures prises au niveau national par les régulateurs ou les gestionnaires de réseau peuvent avoir un effet immédiat sur d'autres États membres de l'UE. L'expérience a montré qu'un manque de coordination des décisions nationales peut entraîner des coûts importants pour les consommateurs européens.

Le fait que certaines interconnexions ne sont utilisées qu'à 25 % de leurs capacités, souvent en raison de limitations nationales non coordonnées, et que les États membres n'ont pas été en mesure de se mettre d'accord sur des zones tarifaires appropriées montre qu'il est nécessaire de renforcer la coordination entre les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et les régulateurs. Des exemples réussis de coopération obligatoire et volontaire entre les GRT, les régulateurs et les gouvernements ont montré que la coopération régionale peut améliorer le fonctionnement du marché et réduire les coûts de façon significative. Dans certains domaines, par exemple pour le mécanisme de «couplage des marchés» à l'échelle de l'UE, la coopération entre GRT a d'ores et déjà été rendue obligatoire, et le système de vote à la majorité sur certains sujets a été couronné de succès dans les domaines où la coopération volontaire (laissant à chaque GRT un droit de veto) n'a pas permis de résoudre efficacement des problèmes régionaux. Sur la base de cette réussite, la coopération obligatoire devrait être étendue à d'autres domaines dans le cadre réglementaire. À cette fin, les GRT pourraient se prononcer, au sein des «centres de conduite régionaux» sur les questions où la fragmentation

¹⁰ À cet égard, voir aussi la proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité, qui couvre les risques pour la sécurité de l'approvisionnement liés à la gestion des situations de crise dans le secteur de l'électricité.

et le manque de coordination des actions nationales pourraient avoir une incidence négative sur le marché et les consommateurs (par exemple dans les domaines de l'exploitation des réseaux, du calcul des capacités pour les interconnexions, de la sécurité de l'approvisionnement et de la préparation aux risques).

Adapter la surveillance réglementaire aux marchés régionaux

Il semble approprié d'adapter également la surveillance réglementaire aux nouvelles réalités du marché. Toutes les principales décisions réglementaires sont actuellement prises par les autorités de régulation nationales, même dans les cas où une solution régionale commune est nécessaire. Même si l'ACER a permis de créer une enceinte pour la coordination de régulateurs nationaux ayant des intérêts divergents, son rôle principal se limite actuellement à la coordination, au conseil et au suivi. Alors que les acteurs du marché coopèrent de plus en plus au-delà des frontières nationales et décident de certaines questions concernant l'exploitation du réseau et le négoce de l'électricité à la majorité qualifiée au niveau régional, voire au niveau de l'Union¹¹, il n'y a pas d'équivalent de ces procédures de prise de décision régionale au niveau de la régulation. La surveillance réglementaire reste donc fragmentée, ce qui entraîne un risque de décisions divergentes et des retards inutiles. Le renforcement des pouvoirs de l'ACER pour ces questions transfrontalières, qui requièrent une décision coordonnée au niveau régional, contribuerait à une prise de décision plus efficace et plus rapide sur les questions transfrontalières. Les régulateurs nationaux, se prononçant au sein de l'ACER sur ces questions par un vote à la majorité, resteraient pleinement impliqués dans ce processus.

Il apparaît également opportun de mieux définir le rôle du réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E) afin de consolider son rôle de coordination et de rendre son processus décisionnel plus transparent.

Clarifications du texte

Enfin, la refonte du règlement «Électricité», du règlement instituant l'agence et de la directive «Électricité» permettra d'apporter quelques clarifications rédactionnelles à certaines des règles existantes et de restructurer certaines d'entre elles afin de rendre les règles très techniques de ces trois actes plus compréhensibles, sans toucher à la substance des dispositions.

• **Cohérence avec d'autres dispositions et propositions dans le domaine politique**

L'initiative sur l'organisation du marché est étroitement liée aux autres propositions législatives en matière d'énergie et de climat présentées en parallèle. Il s'agit notamment des initiatives visant à améliorer l'efficacité énergétique de l'Europe, d'un paquet concernant les sources d'énergie renouvelables, et de l'initiative globale portant sur les mécanismes de gouvernance et de notification pour l'union de l'énergie. Toutes ces initiatives visent à mettre en œuvre les mesures nécessaires pour atteindre l'objectif d'une union de l'énergie compétitive, sûre et durable. L'intention qui sous-tend le regroupement des diverses initiatives, constituées de leviers législatifs et non législatifs multiples, est d'assurer la plus grande cohérence des propositions d'action, différentes, mais étroitement imbriquées.

¹¹ Voir, par exemple, l'article 9 du 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.

Par conséquent, bien que la présente proposition soit axée sur la mise à jour des règles du marché, de manière à effectuer une transition vers une énergie propre qui soit économiquement avantageuse, ces dispositions fonctionnent en synergie avec le cadre stratégique de l'UE en matière de climat et d'énergie. Ces liens sont expliqués de manière détaillée dans l'analyse d'impact de la Commission.¹²

La proposition est étroitement liée à la proposition de révision de la directive sur les sources d'énergie renouvelables, qui prévoit un cadre permettant d'atteindre l'objectif en matière d'énergies renouvelables pour 2030, notamment en ce qui concerne les principes en matière de régimes d'aide en faveur des sources d'énergie renouvelables, ce qui permettrait de les orienter davantage vers le marché, de les rentabiliser et de leur conférer une portée plus régionalisée, dans les cas où les États membres optent pour le maintien de régimes d'aide. Les mesures visant à l'intégration des énergies renouvelables dans le marché, telles que les dispositions relatives à l'appel sur le réseau, aux obstacles à l'autoconsommation liés au marché et à d'autres règles d'accès au marché – figurant auparavant dans la directive sur les sources d'énergie renouvelables – sont désormais intégrées dans le règlement «Électricité» et la directive «Électricité».

La proposition de règlement sur la gouvernance de l'union de l'énergie contribuera à garantir la cohérence des politiques par la rationalisation des obligations des États membres en matière de planification et de notification, de façon à mieux soutenir la convergence vers les objectifs énergétiques et climatiques fixée au niveau de l'UE. En tant que nouvel instrument de planification, de notification et de suivi, elle fournira un indicateur de l'état d'avancement d'un État membre concernant la mise en œuvre des exigences du marché européen introduites par les présents actes.

La proposition de règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité complète la présente proposition, en se concentrant en particulier sur les mesures prises par les gouvernements pour gérer les situations de crise de l'électricité et pour éviter des risques à court terme pour le réseau électrique.

La proposition actuelle est étroitement alignée sur la politique de concurrence de la Commission dans le domaine de l'énergie. Elle intègre notamment les résultats de l'enquête sectorielle de la Commission relative aux mécanismes portant sur les capacités, assurant une cohérence totale avec la politique de la Commission en matière de contrôle des aides d'État à l'énergie.

- **Cohérence avec les autres politiques de l'Union**

La proposition vise à mettre en œuvre des objectifs clés de l'union de l'énergie, tels qu'ils ont été définis dans le «cadre stratégique pour une union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique». Comme cela a déjà été indiqué ci-dessus, les détails du paquet sont également conformes au récent engagement mondial de l'Union pour atteindre des objectifs climatiques ambitieux découlant de l'accord conclu à Paris lors de la 21^e Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (COP21). La proposition actuelle est complémentaire de la proposition relative à la révision du système d'échange de quotas d'émission de l'UE de juillet 2015, les deux propositions se renforçant mutuellement.

¹² [OP: Veuillez insérer le lien vers l'analyse d'impact]

En outre, dans la mesure où une révision de l'organisation du marché de l'électricité vise à rendre le marché européen de l'énergie plus concurrentiel et accessible à de nouvelles technologies énergétiques, la proposition contribue également à la réalisation des objectifs de l'Union en vue de créer des emplois et de la croissance. En offrant des opportunités de marché pour les nouvelles technologies, la proposition encouragera l'adoption d'une série de services et de produits qui donneraient aux entreprises européennes un avantage au premier entrant, étant donné que la transition vers une énergie propre avance au niveau mondial.

2. BASE JURIDIQUE, SUBSIDIARITÉ ET PROPORTIONNALITÉ

• Base juridique

La base juridique des mesures proposées est l'article 194 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), qui a consolidé et précisé les compétences de l'UE dans le domaine de l'énergie. Conformément à l'article 194 du TFUE, les principaux objectifs de la politique énergétique de l'Union sont les suivants: assurer le fonctionnement du marché de l'énergie; assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union; promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables; et promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques.

La présente initiative s'appuie également sur un vaste ensemble d'actes législatifs qui ont été adoptés et mis à jour au cours des deux dernières décennies. Dans le but de créer un marché intérieur de l'énergie, l'UE a adopté trois paquets législatifs successifs entre 1996 et 2009, avec comme objectif général d'intégrer les marchés et de libéraliser les marchés nationaux de l'électricité et du gaz. Ces dispositions couvrent un large éventail d'aspects, allant de l'accès au marché à la transparence, en passant par les droits des consommateurs et l'indépendance des autorités de régulation, pour n'en citer que quelques-uns.

En considérant la législation existante et la trajectoire générale d'intégration croissante des marchés de l'énergie, l'initiative actuelle devrait donc également être considérée comme s'inscrivant dans le cadre d'un effort continu visant à garantir l'intégration et le bon fonctionnement des marchés européens de l'énergie.

De récents appels lancés par le Conseil européen¹³ et le Parlement européen en vue d'agir à l'échelle de l'UE pour achever le marché européen de l'énergie ont également créé un motif d'intervention supplémentaire.

• Subsidiarité

Les propositions de modification du règlement sur les marchés de l'électricité, de la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du règlement instituant une Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie sont nécessaires pour réaliser l'objectif d'un marché de l'électricité intégré à l'échelle de l'Union, qui ne saurait être atteint d'une manière aussi efficace à l'échelle nationale. Comme expliqué en

¹³ En février 2011, le Conseil européen s'était fixé comme objectif d'achever le marché intérieur de l'énergie d'ici à 2014 et de développer des interconnexions entre les réseaux pour mettre fin à l'isolement de certains États membres d'ici à 2015. En juin 2016, le Conseil européen a également appelé à une stratégie pour le marché unique dans le domaine de l'énergie, avec des plans d'action à proposer par la Commission, qui devraient être mis en œuvre d'ici à 2018.

détail dans l'évaluation de la refonte des actes législatifs¹⁴, des éléments de preuve ont montré que des approches nationales isolées ont entraîné des retards dans la mise en œuvre du marché intérieur de l'énergie, aboutissant à des mesures de régulation suboptimales et incompatibles, des duplications d'interventions inutiles et des retards dans la correction des dysfonctionnements du marché. La création d'un marché intérieur de l'énergie fournissant à tous une énergie compétitive et durable, ne peut se faire sur la base de règles nationales fragmentées en ce qui concerne le commerce de l'énergie, le fonctionnement du réseau partagé et une certaine normalisation des produits.

L'interconnexion croissante des marchés de l'électricité dans l'Union européenne requiert un renforcement de la coordination entre les acteurs nationaux. Les interventions au titre des politiques nationales dans le secteur de l'électricité ont un impact direct sur les États membres voisins en raison de l'interdépendance énergétique et des interconnexions entre les réseaux. Assurer la stabilité du réseau et son bon fonctionnement est de plus en plus difficile à réaliser au seul niveau national, car l'accroissement des échanges transfrontaliers, le rôle croissant de la production décentralisée et l'amélioration de la participation des consommateurs sont autant de facteurs qui augmentent les répercussions négatives potentielles. Aucun État ne peut agir efficacement seul et les conséquences d'une action unilatérale se sont aggravées au fil du temps. Ce principe général s'applique à l'ensemble des mesures introduites par la présente proposition, qu'elles concernent les échanges énergétiques, l'exploitation du réseau ou la participation effective des consommateurs.

Étant donné que les enjeux régionaux communs qui requièrent une décision coordonnée ont souvent une incidence économique considérable sur les différents États membres, l'expérience du passé a montré que souvent, la coopération volontaire, bien qu'utile dans de nombreux domaines de coopération entre États membres, n'a pas permis de régler des conflits techniquement complexes, dont les effets distributifs entre États membres sont considérables¹⁵. La portée d'initiatives volontaires existantes, telles que le Forum pentalatéral de l'énergie, est également limitée sur le plan géographique, car elles ne couvrent que certaines parties du marché de l'électricité de l'UE et ne réunissent pas nécessairement tous les pays qui sont physiquement plus étroitement interconnectés.

Par exemple, l'absence de coordination des politiques nationales concernant les principes régissant les tarifs de distribution est susceptible de fausser le marché intérieur, dans la mesure où les incitations à participer au marché offertes à la production distribuée ou aux services de stockage de l'énergie seront très différentes. Avec l'adoption de nouvelles technologies et de nouveaux services énergétiques faisant de plus en plus l'objet d'un commerce transfrontalier, l'action de l'UE prend une valeur significative en garantissant des conditions de concurrence équitables et une efficacité de marché bénéfique pour toutes les parties concernées.

La fonction de coordination de l'ACER a été adaptée aux évolutions récentes des marchés de l'énergie, telles que le besoin accru de coordination dans les périodes d'augmentation des flux énergétiques transfrontaliers et la hausse de la production d'électricité produite à partir de SER instables. Les autorités de régulation nationales indépendantes (ARN) jouent un rôle majeur en fournissant une supervision réglementaire sur leur secteur national de l'énergie. Un

¹⁴ [OP Veuillez ajouter le lien vers l'analyse d'impact – partie évaluation].

¹⁵ Voir, par exemple, le débat sur la gestion de la congestion en Europe centrale, où les divergences entre les intérêts nationaux ont entraîné d'importants retards sur le chemin d'une intégration accrue des marchés.

système qui devient de plus en plus interdépendant entre les États membres, à la fois lorsqu'il s'agit de transactions sur le marché et d'exploitation du réseau, exige cependant une surveillance réglementaire au-delà des frontières nationales. L'ACER est l'organe mis en place pour assurer cette surveillance réglementaire quant aux situations qui concernent plus de deux États membres. Le rôle principal de l'ACER en tant que coordinateur de l'action des régulateurs nationaux a été préservé; des compétences supplémentaires limitées ont été attribuées à l'ACER dans les domaines où la fragmentation des décisions nationales concernant des questions de portée transfrontalière aboutirait à des problèmes ou à des incohérences pour le marché intérieur. Par exemple, la création de centres de conduite régionaux dans [la refonte du règlement «électricité» telle que proposée par le document COM(2016) 861/2] prévoit un contrôle supranational qui doit être réalisé par l'ACER, étant donné que les centres de conduite régionaux couvrent plusieurs États membres. De même, l'introduction d'une évaluation de l'adéquation des moyens coordonnée à l'échelle de l'UE dans le [règlement «électricité» refondu tel que proposé par COM(2016) 861/2] prévoit une approbation réglementaire de sa méthode et de ses calculs qui ne peut être confiée qu'à l'ACER, puisque l'évaluation de l'adéquation doit être réalisée dans l'ensemble des États membres.

S'il est vrai que l'attribution de nouvelles tâches à l'ACER exigera un renforcement de son personnel, le rôle de coordination de l'agence allégera la charge pesant sur les autorités nationales, libérant ainsi des ressources administratives au niveau national. L'approche proposée rationalisera les procédures réglementaires (par exemple en introduisant l'approbation directe au sein de l'ACER au lieu de 28 autorisations distinctes). Le développement coordonné des méthodes notamment en ce qui concerne l'évaluation de l'adéquation) permettra de réduire la charge de travail des autorités nationales et d'éviter un surcroît de travail résultant de problèmes potentiels causés par une action de régulation nationale non alignée.

- **Proportionnalité**

Les choix stratégiques couverts par le règlement «Électricité», la directive «Électricité» et le règlement instituant l'agence visent à adapter l'organisation du marché de l'électricité à la part croissante de la production décentralisée et aux évolutions technologiques actuelles.

Les réformes proposées sont strictement axées sur ce qui est indispensable pour réaliser les progrès nécessaires au fonctionnement du marché intérieur, tout en laissant les compétences et les responsabilités les plus grandes aux États membres, aux régulateurs nationaux et aux acteurs nationaux.

Les options envisageant une harmonisation plus poussée, notamment en proposant un seul régulateur européen de l'énergie indépendant, un seul gestionnaire de réseau de transport européen intégré ou des interdictions d'interventions publiques pures et simples sans possibilités de dispense, ont été systématiquement rejetées dans l'analyse d'impact. Les propositions visent plutôt des solutions équilibrées qui ne restreignent le champ d'application national des mesures de régulation que lorsqu'une action coordonnée apporte clairement davantage de bénéfices au consommateur.

Les options stratégiques adoptées visent à créer des conditions de concurrence équitables entre toutes les technologies de production et à supprimer les distorsions du marché de sorte que, notamment, les sources d'énergie renouvelables puissent entrer en concurrence à armes égales sur le marché de l'énergie. En outre, tous les acteurs du marché devront supporter une

responsabilité financière pour maintenir le réseau en équilibre. Les entraves aux services qui contribuent à la flexibilité du réseau, tels que les services de participation active de la demande, seront supprimées. En outre, les mesures prévues visent à créer un marché plus liquide à court terme, de sorte que les fluctuations de prix peuvent refléter correctement la rareté et offrir des incitations suffisantes pour assurer la flexibilité du réseau.

Au niveau du marché de détail, les États membres seront également encouragés à éliminer progressivement la réglementation des prix, en commençant par les prix inférieurs aux coûts. Les consommateurs vulnérables peuvent être protégés par une réglementation tarifaire transitoire. Afin de renforcer la concurrence, l'application de frais de résiliation de contrat sera limitée, de manière à encourager le changement de fournisseur. De même, des principes directeurs veilleront à ce que les factures énergétiques soient claires et faciles à comprendre, et un accès non discriminatoire aux informations de consommation sera accordé, tout en maintenant en place des dispositions générales sur la protection de la vie privée.

Dans la logique de l'évolution des échanges transfrontaliers d'électricité et de l'intégration progressive du marché, le cadre institutionnel sera adapté en fonction de la nécessité d'une coopération réglementaire supplémentaire et de nouvelles tâches. L'ACER doit se voir confier des missions supplémentaires, en particulier dans l'exploitation régionale du réseau énergétique, tout en maintenant le rôle central des régulateurs nationaux en matière de régulation énergétique.

Dans l'analyse d'impact qui accompagne la proposition, toutes les options ont été soigneusement examinées sur le plan de l'exigence de proportionnalité. Il convient de noter ici que les politiques proposées constituent un compromis entre les initiatives ascendantes et le pilotage du marché du haut vers le bas. Conformément au principe de proportionnalité, ces mesures ne suppriment en aucun cas le rôle des gouvernements nationaux, des autorités de régulation nationales (ARN) et des gestionnaires de réseau de transport (GRT) dans l'accomplissement de toute une série de fonctions critiques. Le cas échéant, les régulateurs nationaux sont encouragés à travailler ensemble de manière plus efficace dans un cadre régional, à la fois de manière formelle et informelle, afin de remédier aux problèmes découlant de la gestion du réseau électrique à une échelle qui soit en rapport avec l'ampleur du problème.

Loin d'adopter une approche d'«harmonisation complète», ces mesures visent à créer des conditions de concurrence égales pour tous les acteurs du marché, notamment dans le cas où les débouchés commerciaux s'étendent au-delà des frontières nationales. En fin de compte, une certaine normalisation des règles et des produits est essentielle à l'efficacité des échanges d'électricité transfrontaliers; les décisions relatives à l'exploitation du réseau conduiraient à des résultats sur le marché sous-optimaux, si elles étaient laissées aux seuls États membres et aux régulateurs agissant isolément. L'expérience directe acquise dans l'élaboration et l'adoption de règles communes en matière de réseau et d'échanges (appelées «codes de réseau» et «lignes directrices»), depuis le troisième paquet «Énergie» de 2009 a mis en lumière la valeur ajoutée manifeste qu'apporte le fait de réunir les régulateurs et autorités nationales autour d'une même table pour convenir de règles et de méthodes communes, sur des principes tant techniques que de haut niveau.

Il y a un écart de compétitivité croissant entre les marchés de gros et de détail, ces derniers accusant toujours un retard en termes d'offre de services et d'avantages tangibles aux consommateurs. En assurant le suivi de la précarité énergétique, de la transparence et de la

clarté de l'information des consommateurs et de l'accès aux données, les mesures proposées ne limiteront pas indûment les prérogatives nationales.

- **Choix de l'instrument juridique**

La proposition modifiera les principaux actes juridiques qui faisaient partie du troisième paquet «Énergie». Il s'agit notamment du règlement «Électricité» (n° 714/2009) et de la directive «Électricité» (n° 2009/72/CE), parallèlement au règlement instituant l'ACER (n° 713/2009). Le choix d'une refonte desdits actes juridiques améliorera la clarté juridique. Le recours à un acte modificatif aurait pu être inapproprié pour traiter un large ensemble de nouvelles dispositions. Le choix de l'instrument nécessite donc la révision des règles déjà adoptées et mises en œuvre, comme une évolution naturelle de la législation actuelle.

3. RÉSULTATS DES ÉVALUATIONS EX POST, DES CONSULTATIONS DES PARTIES INTÉRESSÉES ET DES ANALYSES D'IMPACT

- **Évaluations ex post/bilans de qualité de la législation existante**

Les services de la Commission ont évalué les résultats du cadre législatif actuel (troisième paquet «Énergie») par rapport à cinq critères définis: la pertinence, l'efficacité, l'efficience, la cohérence et la valeur ajoutée de l'Union. Une évaluation autonome a été réalisée parallèlement à l'analyse d'impact, et les résultats de cette évaluation ont été pris en compte dans l'identification des problèmes réalisée dans l'analyse d'impact.

L'évaluation a montré que, dans l'ensemble, l'objectif du troisième paquet «Énergie» d'accroître la concurrence et d'éliminer les obstacles à la concurrence transfrontalière sur les marchés de l'électricité a été atteint. L'application active de la législation a donné de bons résultats pour les marchés de l'électricité et les consommateurs, et les marchés sont en général moins concentrés et davantage intégrés qu'en 2009. En ce qui concerne les marchés de détail, l'ensemble des nouveaux droits des consommateurs introduits par le troisième paquet «Énergie» a, de toute évidence, amélioré la situation des consommateurs sur les marchés de l'énergie.

Cependant, la réussite des règles du troisième paquet «Énergie» dans le développement du marché intérieur de l'électricité reste limitée dans un certain nombre de domaines, tant sur les marchés de gros que sur les marchés de détail. D'une manière générale, l'évaluation a montré que des progrès importants peuvent encore être réalisés par une amélioration du cadre de l'organisation du marché, comme le montrent les gains inexploités en termes de bien-être général et d'avantages finaux pour les consommateurs. Au niveau des marchés de gros, des obstacles aux échanges transfrontaliers persistent et les capacités d'interconnexion sont rarement pleinement exploitées. Cela provient, entre autres, d'une coopération insuffisante entre les gestionnaires de réseau nationaux et les régulateurs sur l'utilisation partagée des interconnexions. La perspective nationale des parties concernées empêche encore l'émergence de solutions transfrontalières efficaces dans de nombreux cas et limite en définitive les flux transfrontaliers, par ailleurs avantageux. La situation n'est pas la même sur l'ensemble des marchés et en fonction de leurs échéances, avec divers degrés d'intégration au niveau des marchés à un jour, intrajournaliers et d'équilibrage.

En ce qui concerne les marchés de détail, les performances de la concurrence pourraient être sensiblement améliorées. Les prix de l'électricité varient encore considérablement d'un État membre à l'autre en raison de facteurs non marchands, et les prix ont constamment augmenté

pour les ménages en raison de hausses importantes des redevances fixes au cours des dernières années, qu'il s'agisse de redevances d'accès aux réseaux, de taxes ou de prélèvements. En ce qui concerne la protection des consommateurs, l'accroissement de la précarité énergétique, ainsi que le manque de clarté quant aux moyens les plus appropriés pour lutter contre la vulnérabilité des consommateurs et contre la précarité énergétique, ont été un frein à la poursuite de l'approfondissement du marché intérieur de l'énergie. Les frais liés au changement de fournisseur, tels que les frais de résiliation de contrat, restent un obstacle financier considérable à l'engagement des consommateurs. En outre, le nombre élevé de plaintes relatives à la facturation¹⁶ donne à penser qu'il existe encore une marge d'amélioration de la comparabilité et de la clarté des informations relatives à la facturation.

Outre les lacunes quant à la réalisation des objectifs initiaux visés par le troisième paquet «Énergie», de nouveaux défis sont apparus, qui n'avaient pas été prévus au moment de l'élaboration du troisième paquet «Énergie». Ils comprennent, comme indiqué ci-dessus, la très forte montée en puissance des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité, l'augmentation des interventions de l'État dans les marchés de l'électricité aux fins d'assurer la sécurité d'approvisionnement, et les changements intervenus sur le plan technologique. Tous ces éléments ont entraîné d'importants changements dans le mode de fonctionnement des marchés, en particulier au cours des cinq dernières années, un affaiblissement de l'effet positif des réformes pour les consommateurs, sans oublier un potentiel de modernisation inexploité. La législation en vigueur a donc révélé des lacunes en ce qui concerne la façon de faire face à ces évolutions.

Sur la base des résultats de l'évaluation et de l'analyse d'impact correspondante, la présente proposition vise à combler ce vide et présente un cadre qui permettra de tenir compte des évolutions technologiques du secteur, ainsi que de la transition de nos systèmes énergétiques vers de nouveaux modèles de production et de consommation.

- **Consultation des parties intéressées**

Dans le cadre de la préparation de la présente initiative, la Commission a procédé à plusieurs consultations publiques. Celles-ci étaient ouvertes aux citoyens et aux autorités des États membres de l'UE, aux participants aux marchés de l'énergie et à leurs associations, ainsi qu'aux autres acteurs concernés, y compris les PME et consommateurs d'énergie.

Il convient notamment de mettre en lumière trois consultations et leurs résultats respectifs:

1) les questions liées à l'adéquation des ressources ont fait l'objet d'une consultation publique¹⁷ qui s'est déroulée du 15 novembre 2012 au 7 février 2013, la «Consultation sur l'adéquation de la production, les mécanismes de capacité et le marché intérieur de l'électricité». Cette consultation visait à recueillir l'avis des parties intéressées sur les moyens de garantir l'adéquation des ressources et la sécurité de l'approvisionnement en électricité au sein du marché intérieur.

¹⁶ Commission européenne (2016), «Second Consumer Market Study on the functioning of retail electricity markets for consumers in the EU».

¹⁷ Commission européenne (2012), «Document de consultation sur l'adéquation de la production, les mécanismes de capacité et le marché intérieur de l'électricité»
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130207_generation_adequacy_consultation_document.pdf

La consultation a donné lieu à 148 réponses individuelles provenant d'organismes publics, d'entreprises (produisant et consommant de l'énergie) et d'universités. Un tableau détaillé des réponses à la consultation est disponible en ligne¹⁸, ainsi que toutes les contributions individuelles et un résumé des résultats de la consultation¹⁹.

2) une consultation publique consacrée aux marchés de détail de l'électricité et aux consommateurs finaux²⁰ a été menée du 22 janvier 2014 au 17 avril 2014. La Commission a reçu 237 réponses à la consultation, avec environ 20 % des contributions provenant de fournisseurs d'énergie, 14 % de GRD, 7 % d'organisations de consommateurs et 4 % des ARN. Un nombre considérable de citoyens ont également participé, à titre individuel, à la consultation. Un résumé complet des réponses est disponible sur le site web de la Commission²¹.

3) une large consultation publique²² sur une nouvelle organisation du marché de l'énergie a été menée du 15 juillet 2015 au 9 octobre 2015.

La Commission a reçu 320 réponses à cette consultation. Environ 50 % des contributions provenaient d'associations sectorielles nationales ou européennes. 26 % des réponses provenaient d'entreprises actives dans le secteur de l'énergie (fournisseurs, intermédiaires et consommateurs) et 9 % de gestionnaires de réseau. Dix-sept gouvernements nationaux et plusieurs ARN ont également pris part à la consultation. Un grand nombre de citoyens et des instituts universitaires ont également participé à la consultation. Une description détaillée des points de vue des parties prenantes sur chacune des options spécifiques est disponible dans l'analyse d'impact accompagnant la présente initiative législative.

- **Obtention et utilisation d'expertise**

La préparation de la proposition de règlement et de l'analyse d'impact s'appuie sur un grand nombre de documents, tous référencés dans les notes de bas de page de l'analyse d'impact. Il s'agit notamment de près de 30 études et outils de modélisation, réalisés essentiellement par des partenaires extérieurs indépendants, visant à évaluer des options spécifiques dans le cadre de la présente proposition. Celles-ci sont énumérées de manière exhaustive à l'annexe V de l'analyse d'impact. Les études couvrent un éventail de méthodes, en mettant l'accent sur des estimations quantitatives d'analyses coûts-avantages socioéconomiques.

En outre, la Commission a également mené une enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité nationaux, dont les résultats intermédiaires ont été rapidement intégrés dans la phase

18

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Charts_Public%20Consultation%20Retail%20Energy%20Market.pdf

19 Commission européenne (2012), Consultation sur l'adéquation de la production, les mécanismes de capacité et le marché intérieur de l'électricité

<https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-generation-adequacy-capacity-mechanisms-and-internal-market-electricity>

20 Commission européenne (2014), Consultation sur le marché de détail de l'énergie

<https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-retail-energy-market>

21

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Charts_Public%20Consultation%20Retail%20Energy%20Market.pdf

22 Commission européenne (2015), Consultation sur une nouvelle organisation du marché de l'énergie, COM(2015) 340 final <https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/public-consultation-new-energy-market-design>

préparatoire de la présente proposition²³. Les résultats de ces études ont complété les nombreuses réactions obtenues par les parties prenantes, comme décrit ci-dessus et, dans l'ensemble, ont fourni à la Commission une importante base d'éléments sur laquelle fonder les propositions actuelles.

- **Analyse d'impact**

Toutes les mesures proposées sont étayées par l'analyse d'impact. Le comité d'examen de la réglementation a émis un avis positif le 7 novembre 2016. La manière dont les vues du comité d'examen de la réglementation ont été prises en compte figure à l'annexe I de l'analyse d'impact.

L'analyse d'impact a pris en compte un certain nombre d'options stratégiques pour chaque ensemble de problèmes identifié. Ces ensembles de problèmes et les différentes voies d'intervention possibles sont énumérés ci-dessous:

Adapter l'organisation du marché à l'expansion des énergies renouvelables et au développement technologique:

L'analyse d'impact a approuvé une amélioration des règles actuelles du marché, afin de créer des conditions de concurrence équitables entre toutes les technologies et ressources de production en supprimant les distorsions présentes actuellement sur le marché. Il s'agit de remédier aux règles qui établissent une discrimination entre les ressources et qui limitent ou favorisent l'accès de certaines technologies au réseau électrique. En outre, tous les acteurs du marché assumeront la responsabilité financière des déséquilibres causés sur le réseau, et toutes les ressources seraient rémunérées sur le marché aux mêmes conditions. Les obstacles à la participation active de la demande seraient supprimés. L'option retenue permettrait également de renforcer les marchés à court terme en les rapprochant du temps réel, afin d'offrir le maximum de possibilités de répondre aux besoins de flexibilité, et en rendant les marchés d'équilibrage plus efficaces. L'option retenue comprend des mesures qui permettraient d'attirer sur le marché toutes les ressources flexibles distribuées concernant la production, la demande et le stockage via des incitations appropriées et un cadre de marché mieux adapté à ces ressources et des mesures visant à motiver davantage les GRD.

Une approche non réglementaire a été rejetée comme offrant peu de possibilités d'améliorer le marché et de garantir des conditions de concurrence égales entre les ressources. En effet, le cadre réglementaire actuel de l'UE, dans les domaines en question, est limité, voire inexistant dans d'autres domaines. De plus, la coopération volontaire a été jugée ne pas fournir le niveau approprié d'harmonisation ou de certitude au marché. De même, l'option de l'harmonisation complète des règles du marché a elle aussi été écartée, car ces modifications risquent d'enfreindre les principes de proportionnalité et seraient généralement superflues en raison de l'état actuel des marchés européens de l'énergie.

Traiter la question des futurs investissements dans la production d'électricité et des mécanismes de capacité non coordonnés

Plusieurs options politiques allant au-delà du scénario de référence ont été évaluées, chaque option proposant divers degrés d'alignement et de coordination entre les États membres à l'échelle de l'UE, et un degré différent de dépendance des acteurs du marché par rapport à la rémunération provenant des marchés de l'énergie.

²³ Rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, C(2016) 2107 final.

Une option «marché purement énergétique» verrait les marchés européens comme étant suffisamment améliorés et interconnectés pour fournir les signaux de prix nécessaires pour susciter des investissements dans de nouvelles ressources et aux bons endroits. Dans un tel scénario, aucun mécanisme de capacité ne serait plus nécessaire.

L'option retenue s'appuie sur ce scénario de marché purement énergétique, mais n'écarte pas la possibilité pour les États membres de recourir à des mécanismes de capacité, à condition toutefois que ceux-ci s'appuient sur une méthode commune d'évaluation de l'adéquation des ressources réalisée dans une transparence totale par l'ENTSO-E et l'ACER, et respectent les caractéristiques de conception communes afin d'améliorer la compatibilité entre les mécanismes nationaux de capacité et d'harmoniser la coopération transfrontalière. Cette option s'appuie sur les lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, ainsi que sur l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité.

Une approche non réglementaire n'a pas été retenue, car les dispositions actuelles prévues par la législation de l'UE ne sont pas suffisamment claires et solides pour faire face aux défis auxquels est confronté le réseau électrique européen. De plus, une coopération volontaire risque de ne pas assurer un niveau approprié d'harmonisation dans l'ensemble des États membres ou la sécurité du marché. Des dispositions législatives s'imposent dans ce domaine afin de résoudre les problèmes d'une manière cohérente. L'option selon laquelle, en se fondant sur des évaluations régionales ou européennes de l'adéquation de la production, des régions entières, voire tous les États membres de l'UE, seraient tenus de déployer des mécanismes de capacité sur une base obligatoire a été rejetée comme disproportionnée.

Résultats insuffisants des marchés de détail: lenteur du déploiement et faibles niveaux de services

L'option retenue comprend l'élimination progressive, par les États membres, de la réglementation des prix, dans un délai prévu dans la législation de l'UE, en commençant par l'élimination des prix inférieurs aux coûts. Cette option permet une réglementation transitoire des prix pour les consommateurs vulnérables. Pour accroître la participation des consommateurs, l'application de frais de résiliation de contrat est limitée. La confiance des consommateurs dans les sites web de comparaison doit être encouragée par les autorités nationales mettant en œuvre un instrument de certification. En outre, les principes directeurs veilleront à ce que les factures énergétiques soient claires et faciles à comprendre, en imposant des exigences minimales de contenu. Les États membres sont également tenus de surveiller le nombre de ménages en situation de précarité énergétique. Enfin, afin de permettre le développement de nouveaux services par les nouveaux entrants et les sociétés de services énergétiques, un accès non discriminatoire aux données de consommation est assuré.

D'autres options examinées, mais écartées, comportaient une harmonisation complète de la législation relative aux consommateurs, à côté de garanties étendues en matière de protection des consommateurs; des dérogations à la régulation des prix définie au niveau de l'UE, sur la base d'un seuil de consommation ou d'un seuil de prix; un modèle standard de traitement des données à mettre en œuvre et la responsabilité attribuée à un acteur du marché neutre, tel qu'un GRT; l'ensemble des frais liés au changement de fournisseur, y compris les frais de résiliation de contrat, seraient interdits et le contenu des factures énergétiques partiellement harmonisé; enfin, sont mis en place un cadre européen de surveillance de la précarité énergétique fondé sur une enquête d'efficacité énergétique du parc immobilier réalisée par les États membres, ainsi que des mesures préventives pour éviter les déconnexions. Ces options

ont toutes été écartées en raison des principes de subsidiarité et de proportionnalité. Le maintien du statu quo n'a non plus pas été considéré comme une option viable par presque toutes les parties prenantes consultées.

Amélioration du cadre institutionnel et rôle de l'agence

Le cadre institutionnel du troisième paquet vise à encourager la coopération entre les ARN ainsi qu'entre les GRT. Depuis leur création, l'ACER et les ENTSO ont joué un rôle déterminant dans les progrès réalisés pour créer un marché intérieur de l'énergie opérationnel. Toutefois, les développements récents des marchés européens de l'énergie qui sont envisagés dans l'analyse d'impact et les propositions ultérieures de l'initiative sur l'organisation du marché nécessitent une adaptation du cadre institutionnel. En outre, la mise en œuvre du troisième paquet a également mis en évidence des domaines où des améliorations sont possibles en ce qui concerne le cadre applicable à l'ACER et aux ENTSO. En termes d'options envisagées pour la réforme du cadre institutionnel, un scénario de statu quo a été écarté, car il créerait des lacunes en matière de régulation et de surveillance du marché, compte tenu des dispositions en évolution concernant le marché introduites par ailleurs dans la présente proposition, ainsi que des progrès en cours au niveau de la législation secondaire de l'UE.

Une approche non réglementaire de «renforcement du contrôle d'application» et de collaboration volontaire, sans aucune nouvelle mesure supplémentaire pour adapter le cadre institutionnel, a été envisagée. Un contrôle d'application renforcé de la législation existante implique la poursuite de la mise en œuvre du troisième paquet et la pleine mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices – telle que décrite dans le cadre de l'option «statu quo» – combinée à un contrôle d'application renforcé. Toutefois, un tel renforcement n'apporterait, seul, aucune amélioration au cadre institutionnel actuel.

Une option législative transformant l'ACER pour en faire un organisme s'apparentant davantage à une autorité de régulation paneuropéenne a également été envisagée, mais finalement rejetée. Pour que l'agence puisse jouer ce rôle, il faudrait considérablement renforcer le budget et le personnel de l'ACER, puisque cela rendrait nécessaire une forte concentration d'experts au sein de l'agence. Il apparaît également opportun de maintenir la participation des régulateurs nationaux dans le processus de décision de l'agence et non de remplacer systématiquement les décisions à la majorité prises par les régulateurs nationaux par des décisions prises par le directeur.

Ont donc été prises en considération les options législatives visant à améliorer l'ACER en partant du cadre en vigueur. L'option approuvée par l'analyse d'impact permet l'adaptation du cadre institutionnel de l'UE aux nouvelles réalités du réseau électrique. Elle répond également au besoin de coopération régionale accrue qui en découle et aux lacunes réglementaires existantes et prévues, du marché de l'énergie, fournissant ainsi une certaine flexibilité par une combinaison d'approches ascendantes et descendantes.

En outre, afin de combler le vide existant quant aux fonctions de régulation des ARN au niveau régional, les initiatives au titre de la présente option établiraient un cadre réglementaire régional flexible, afin de renforcer la coordination régionale et la prise de décision des ARN. Cette option introduirait un système de décisions et de surveillance régionales coordonnées de certains thèmes par les ARN de la région (par exemple des centres de conduite régionaux et autres découlant des initiatives proposées en matière d'organisation des marchés) et donnerait à l'ACER un rôle de préservation des intérêts de l'UE.

Droits fondamentaux

La présente proposition est susceptible d'avoir une incidence sur un certain nombre de droits fondamentaux consacrés par la Charte des droits fondamentaux de l'UE, notamment: le respect de la vie privée et familiale (article 7), le droit à la protection des données à caractère personnel (article 8), l'interdiction de la discrimination (article 21), le droit à l'aide sociale (article 34), l'accès aux services d'intérêt économique général (article 36), l'intégration d'un niveau élevé de protection de l'environnement (article 37) et le droit à un recours effectif (article 47).

Ce point est traité en particulier à travers une série de dispositions concernant la protection des consommateurs, la précarité énergétique, la protection des consommateurs vulnérables, l'accès aux services d'intérêt économique général, la protection des données et de la vie privée.

Un résumé de l'analyse d'impact peut être consulté sur le site web de la Commission²⁴, tout comme l'avis positif du comité d'examen de la réglementation.

- **Réglementation affûtée et simplification**

La proposition pourrait accroître les exigences administratives, quoique dans une mesure limitée. Par exemple, avec l'instauration de conditions équitables de participation pleine et entière aux marchés de l'énergie pour toutes les technologies, ces dernières devraient respecter un certain nombre d'exigences relatives au marché susceptibles d'entraîner une certaine charge administrative.

Les mesures envisagées pour améliorer la liquidité et l'intégration des marchés de l'énergie peuvent également avoir certains effets à court terme sur les entreprises, dans la mesure où celles-ci devraient s'adapter en vue de nouveaux accords commerciaux dans le domaine de l'énergie. Ces mesures sont toutefois considérées comme minimales par rapport au scénario de référence de maintien du statu quo, étant donné que les avantages économiques de la réforme dépasseraient très largement ceux de toute réorganisation administrative à court ou à long terme.

De même, l'élimination progressive des tarifs réglementés au niveau des États membres nécessitera des ARN qu'elles redoublent d'efforts pour surveiller les marchés, assurer une concurrence efficace et garantir la protection des consommateurs. Ces incidences peuvent être compensées par un engagement accru des consommateurs, qui contribueraient naturellement à stimuler la concurrence sur le marché.

L'éventail des activités à mener dans le cadre de l'organisation institutionnelle actualisée donnera également naissance à un nouvel ensemble d'exigences d'engagement sur le plan administratif à charge des autorités nationales de régulation et des gestionnaires de réseaux de transport. Celles-ci comprennent la participation au sein de l'ACER et à travers les processus décisionnels conduisant à l'acceptation de méthodes et pratiques visant à garantir le bon fonctionnement du négoce transfrontalier d'énergie.

²⁴ [OP: Veuillez insérer le lien vers l'analyse d'impact]

Une description détaillée des répercussions administratives et économiques sur les entreprises et les pouvoirs publics pour chacune des options politiques envisagées figure au chapitre 6 de l'analyse d'impact.

4. IMPLICATIONS BUDGÉTAIRES

L'impact budgétaire associé à la proposition dans le cadre du présent paquet concerne les ressources de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), qui font l'objet d'une description dans la fiche financière législative qui accompagne la proposition de la Commission de refonte du règlement instituant l'ACER. En substance, les nouvelles tâches qui doivent être remplies par l'ACER, notamment en ce qui concerne l'évaluation de l'adéquation des réseaux et l'établissement de centres de conduite régionaux, nécessitent l'intégration progressive d'un maximum de 18 ETP supplémentaires au sein de l'agence en 2020, ainsi que des ressources financières correspondantes.

5. AUTRES ÉLÉMENTS

- **Plans de mise en œuvre et modalités de suivi, d'évaluation et d'information**

La Commission surveillera la transposition et le respect, par les États membres et les autres acteurs, des mesures qui seront finalement adoptées, et prendra, le cas échéant, des mesures d'exécution. En outre, comme elle l'a déjà fait dans le cadre de la mise en œuvre du troisième paquet «Énergie», la Commission fournira des documents d'orientation proposant une aide à la mise en œuvre des mesures adoptées.

Aux fins du suivi et de la mise en œuvre, la Commission sera notamment soutenue par l'ACER. Le rapport annuel de l'agence et les évaluations menées parallèlement par la Commission, conjointement avec les rapports présentés par le groupe de coordination pour l'électricité, s'inscrivent tous dans le cadre des dispositions de la présente initiative. L'agence sera invitée à réexaminer ses indicateurs de suivi, afin de préserver leur pertinence pour le suivi des progrès accomplis par rapport aux objectifs qui sous-tendent les présentes propositions, afin que ceux-ci puissent être suffisamment pris en compte, entre autres choses, par le rapport annuel de surveillance du marché de l'ACER.

Parallèlement aux initiatives proposées, la Commission présentera une initiative concernant la gouvernance de l'union de l'énergie qui permettra de rationaliser les exigences en matière de planification, de présentation de rapports et de suivi. S'appuyant sur une initiative de la gouvernance de l'union de l'énergie, les exigences actuelles en matière de surveillance et de notification de la Commission et des États membres dans le cadre du troisième paquet «Énergie» seront intégrées dans les rapports d'avancement et de suivi horizontaux. Plus d'informations sur la rationalisation des exigences de suivi et de notification figurent dans l'analyse d'impact pour la gouvernance de l'Union européenne.

Un traitement plus approfondi des mécanismes de suivi et des indicateurs de référence figure au chapitre 8 de l'analyse d'impact.

6. EXPLICATION DES DISPOSITIONS SPÉCIFIQUES DES PROPOSITIONS

- **Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (refonte)**

Le chapitre I de la proposition de directive donne des éclaircissements sur le champ d'application et l'objet de la directive, en mettant l'accent sur les consommateurs et sur l'importance que revêtent le marché intérieur et ses principes fondamentaux. Il prévoit également une actualisation des principales définitions utilisées dans la directive.

Le chapitre II de la proposition de directive fixe le principe général selon lequel les États membres doivent veiller à ce que le marché de l'électricité de l'UE soit concurrentiel, axé sur le consommateur, souple et non discriminatoire. Il souligne que les mesures nationales ne doivent pas entraver indûment les flux transfrontaliers, la participation des consommateurs ou les investissements. En outre, il consacre le principe selon lequel les prix d'approvisionnement doivent être fondés sur le marché, sauf exceptions dûment justifiées. Le chapitre précise également certains principes relatifs au fonctionnement des marchés de l'électricité de l'UE, tels que le droit de choisir un fournisseur. Il prévoit également des règles actualisées concernant d'éventuelles obligations de service public qui peuvent être imposées par les États membres aux entreprises énergétiques dans certaines circonstances.

Le chapitre III de la proposition de directive renforce les droits préexistants des consommateurs et introduit de nouveaux droits visant à placer les consommateurs au cœur des marchés de l'énergie, en veillant à ce qu'ils puissent réaliser leurs aspirations et soient mieux protégés. Il fixe des règles relatives à des données de facturation plus claires et à des outils de comparaison certifiés. Il comporte des dispositions garantissant que les consommateurs sont en mesure de choisir et de changer librement de fournisseur ou d'agrégateur, ont droit à un contrat à prix dynamique et sont capables de se livrer à la participation active de la demande, à l'autoproduction et à l'autoconsommation d'électricité. Il permet à chaque consommateur de demander un compteur intelligent équipé d'un ensemble de fonctionnalités minimales. Il améliore également la réglementation préexistante sur la possibilité qu'ont les consommateurs de partager leurs données avec les fournisseurs et prestataires de services, en clarifiant le rôle des parties chargées de la gestion des données et en mettant en place un format de données européen commun, élaboré par la Commission dans un acte d'exécution. Il vise également à faire en sorte que la précarité énergétique soit traitée par les États membres. Il impose en outre aux États membres de définir des cadres pour la participation active de la demande et pour les agrégateurs indépendants selon des principes permettant leur pleine participation au marché. Il définit un cadre pour des communautés énergétiques locales pouvant s'impliquer dans des services locaux de production, de distribution, d'agrégation, de stockage, d'approvisionnement ou d'amélioration de l'efficacité énergétique. Il ajoute en outre quelques précisions sur des dispositions préexistantes concernant les compteurs intelligents, les guichets uniques et les droits au règlement extrajudiciaire des litiges, le service universel et les consommateurs vulnérables.

Le chapitre IV de la proposition de directive prévoit certaines clarifications concernant les tâches des gestionnaires de réseau de distribution (GRD), notamment à propos des activités des GRD concernant la passation de marchés de services de réseau pour assurer la flexibilité, l'intégration des véhicules électriques et la gestion des données. Il clarifie également le rôle des GRD en ce qui concerne le stockage et les points de recharge pour les véhicules électriques.

Le chapitre V de la proposition de directive résume les règles générales applicables aux gestionnaires de réseau de transport (GRT), en s'appuyant en grande partie sur le texte existant et en apportant uniquement quelques clarifications concernant des services auxiliaires et les nouveaux centres de conduite régionaux.

Le chapitre VI de la proposition de directive, qui fixe les règles de dissociation telles que développées dans le troisième paquet «Énergie», reste inchangé à propos des principales règles matérielles en matière de dissociation, notamment par rapport aux trois régimes pour les GRT (dissociation des structures de propriété, exploitant de réseau indépendant et gestionnaire indépendant de réseau de transport), ainsi que par rapport aux dispositions relatives à la désignation et la certification des GRT. Il n'apporte de clarification que sur la possibilité pour les GRT d'être propriétaires d'installations de stockage ou de fournir des services auxiliaires.

Le chapitre VII de la proposition de directive contient les règles relatives à l'établissement, à l'étendue des pouvoirs et des obligations, ainsi que des règles de fonctionnement des régulateurs nationaux de l'énergie indépendants. La proposition souligne notamment l'obligation pour les régulateurs de coopérer avec les régulateurs voisins et l'ACER au cas où des questions d'importance transfrontalière se posent, et met à jour la liste des tâches des régulateurs, touchant entre autres la supervision des centres de conduite régionaux récemment créés.

Le chapitre VIII de la proposition de directive modifie certaines dispositions générales, entre autres concernant les dérogations à la directive, l'exercice des pouvoirs délégués par la Commission et le comité établi en vertu des règles de comitologie, conformément au règlement (UE) n° 182/2011.

Les nouvelles annexes de la proposition de directive mentionnent davantage d'exigences concernant les outils de comparaison, la facturation et les données de facturation, et modifient les exigences préexistantes applicables aux compteurs intelligents et à leur déploiement.

• **Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)**

Le chapitre I de la proposition de règlement présente l'objet et le champ d'application, ainsi que les définitions de termes utilisés. Il souligne l'importance de signaux du marché non faussés pour contribuer à une augmentation de la flexibilité, de la décarbonation et de l'innovation, et actualise et complète les principales définitions utilisées dans le règlement.

Le chapitre II de la proposition de règlement introduit un nouvel article qui définit les principes essentiels qui doivent être respectés par la législation nationale dans le domaine de l'énergie, afin de permettre le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Il définit également les principes juridiques essentiels des règles de commercialisation de l'électricité selon des délais de transactions différents (marchés d'équilibrage, à moins d'un jour, à un jour et à terme), y compris des principes applicables à la formation des prix. Il clarifie le principe de responsabilité en matière d'équilibrage et prévoit un cadre pour une plus grande compatibilité des règles du marché concernant l'appel et le délestage de la production, ainsi que la participation active de la demande, y compris des conditions pour toutes les exceptions à ces règles.

Le chapitre III de la proposition de règlement décrit le processus de définition des zones de dépôt des offres de manière coordonnée, en conformité avec le processus de révision créé par le règlement (UE) 2015/1222 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion²⁵. Afin de faire face au problème persistant que constituent certaines restrictions nationales importantes aux flux transfrontaliers d'électricité, les conditions régissant de telles restrictions exceptionnelles sont clarifiées, notamment par des règles devant garantir que les importations et les exportations d'électricité ne sont pas limitées par les acteurs nationaux pour des raisons économiques. Ce chapitre contient également des modifications de principes préexistants pour les redevances de réseau de transport et de distribution, et fixe une procédure pour favoriser la convergence progressive des méthodes de fixation des tarifs de transport et de distribution. Il établit également des règles modifiées en ce qui concerne l'utilisation des recettes provenant de la gestion de la congestion.

Le chapitre IV de la proposition de règlement fixe de nouveaux principes généraux pour que les États membres répondent de manière coordonnée aux préoccupations concernant l'adéquation des ressources. Il énonce des principes et une procédure pour l'élaboration d'une évaluation de l'adéquation des ressources coordonnée à l'échelle européenne, afin de mieux déterminer les besoins relatifs aux mécanismes de capacité et, le cas échéant, à la fixation d'une norme de fiabilité par les États membres. Il précise comment et à quelles conditions des mécanismes de capacité peuvent être introduits d'une manière compatible avec le marché. Il clarifie également les principes d'organisation compatibles avec le marché pour les mécanismes de capacité, y compris les règles régissant la participation des capacités situées dans un autre État membre et l'utilisation de l'interconnexion. Il établit comment les centres de conduite régionaux, les GRT nationaux, l'ENTSO pour l'électricité et les régulateurs nationaux par l'intermédiaire de l'ACER seront associés à l'élaboration de paramètres techniques pour la participation de capacités implantées dans d'autres États membres, ainsi que les règles opérationnelles de leur participation.

Le chapitre V de la proposition de règlement énonce les tâches et fonctions de l'ENTSO pour l'électricité et les missions de surveillance de l'ACER à cet égard, tout en clarifiant son obligation d'agir de manière indépendante et pour le bien européen. Il définit la mission des centres de conduite régionaux et prévoit des critères et une procédure de définition des régions d'exploitation du réseau couvertes par chaque centre de conduite régional, et les fonctions de coordination que ces centres remplissent. Il fixe également les arrangements pratiques et modalités d'organisation, les exigences en matière de consultation, les exigences et procédures pour l'adoption des décisions et recommandations, et leur révision, la composition et les responsabilités du conseil d'administration et le régime de responsabilité des centres de conduite régionaux. Ce chapitre incorpore également des règles relatives au raccordement d'unités de cogénération, qui figuraient auparavant dans la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique. Les règles relatives à un plan décennal de développement du réseau, à la compensation entre gestionnaires de réseau de transport, à l'échange d'informations et à la certification restent en grande partie inchangées.

Le chapitre VI de la proposition de règlement institue une entité européenne pour les GRD, définit une procédure pour sa mise en place et ses tâches, notamment en ce qui concerne la

²⁵ 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.

consultation des parties prenantes. Il prévoit également des règles détaillées sur la coopération entre les GRD et les GRT en ce qui concerne la planification et le fonctionnement de leurs réseaux.

Le chapitre VII de la proposition de règlement définit des compétences préexistantes et des règles permettant à la Commission d'adopter des actes délégués sous la forme de codes de réseau ou de lignes directrices. Il fournit des éclaircissements quant à la nature juridique et à l'adoption de codes de réseau et de lignes directrices et étend leur contenu éventuel à des domaines tels que les structures tarifaires de distribution; les règles régissant la prestation de services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence; la participation active de la demande, le stockage de l'énergie et les règles de réduction administrative du soutirage; les règles en matière de cybersécurité; les règles relatives aux centres de conduite régionaux; et la réduction administrative de la production et la modification des programmes prévisionnels de production et de consommation. Il simplifie et rationalise la procédure d'élaboration des codes de réseau pour l'électricité et offre aux régulateurs nationaux la possibilité de statuer, au sein de l'ACER, sur des questions concernant la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices. De même, il associe plus étroitement l'entité européenne des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et d'autres parties prenantes à la procédure d'élaboration de propositions de codes de réseau d'électricité.

Le chapitre VIII de la proposition de règlement énonce les dispositions finales. Il comprend les règles préexistantes pour exempter de nouvelles interconnexions en courant continu de certaines exigences de la directive et du règlement «Électricité», tout en clarifiant la procédure permettant aux ARN d'y apporter des modifications ultérieures.

L'annexe de la proposition de règlement définit de façon plus détaillée les fonctions attribuées aux centres de conduite régionaux créés par le règlement.

- **Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil instituant une Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (refonte)**

En général, les règles concernant l'ACER sont proposées pour être adaptées à l'approche commune sur les agences décentralisées de l'UE convenue entre le Parlement européen, le Conseil de l'Union européenne et la Commission européenne («approche commune»)²⁶. Le maintien d'écarts limités par rapport à l'«approche commune» est toutefois garanti pour l'ACER au stade actuel.

Le chapitre I de la proposition de règlement décrit le rôle, les objectifs et les tâches de l'ACER, ainsi que le type d'actes qu'elle peut adopter, et prévoit des règles en matière de consultations et de surveillance. La liste des tâches a été actualisée afin d'inclure les anciennes fonctions de l'ACER dans le domaine de la surveillance des marchés de gros et des infrastructures transfrontalières qui ont été attribuées à l'agence à la suite de l'adoption du règlement.

En ce qui concerne l'adoption des codes de réseau pour l'électricité, l'ACER s'est vu attribuer davantage de responsabilités dans l'élaboration et la présentation de la proposition finale de code de réseau à la Commission, même si le rôle de l'ENTSO-E en tant qu'expert technique

²⁶ Voir la déclaration commune du Parlement européen, du Conseil de l'UE et de la Commission européenne sur les agences décentralisées du 19 juillet 2012.

est maintenu. La proposition attribue également une représentation formelle aux GRD au niveau de l'UE, notamment en matière d'élaboration de propositions de codes de réseau, parallèlement à un accroissement de leurs responsabilités. L'agence est habilitée à décider des termes, méthodes et algorithmes de mise en œuvre des codes de réseau et lignes directrices pour l'électricité.

Pour les missions en contexte régional concernant uniquement un nombre limité de régulateurs nationaux, un processus décisionnel régional est mis en place. En conséquence, le directeur aurait à donner son avis quant à la question de savoir si le sujet en cause présente un intérêt essentiellement régional. Si le conseil des régulateurs reconnaît que c'est le cas, un sous-comité régional du conseil des régulateurs devrait préparer la décision en question, qui serait finalement prise ou rejetée par le conseil des régulateurs lui-même. Dans le cas contraire, le conseil des régulateurs décide sans l'intervention d'un sous-comité régional.

Ce chapitre définit également un certain nombre de nouvelles tâches pour l'ACER, concernant la coordination de certaines fonctions liées aux centres de conduite régionaux au sein de l'agence, concernant la surveillance des opérateurs du marché de l'électricité désignés et liées à l'approbation de méthodes et propositions relatives à l'adéquation de la production et à la préparation aux risques.

Le chapitre II de la proposition de règlement contient des règles d'organisation relatives au conseil d'administration, au conseil des régulateurs, au directeur, à la chambre de recours et aux groupes de travail de l'agence (nouvelle disposition en ce qui concerne ces derniers). Tout en adaptant plusieurs de ces dispositions à l'approche commune sur les agences décentralisées de l'UE ou aux nouvelles règles de vote au Conseil, les principales caractéristiques de la structure de gouvernance existante, notamment le conseil des régulateurs, sont préservées.

Cette divergence de l'ACER par rapport à l'approche commune est justifiée comme suit:

Les principaux objectifs de la politique européenne de l'électricité, la sécurité de l'approvisionnement, l'accessibilité financière de l'électricité et la décarbonation, pourraient être atteints au meilleur coût par un marché européen intégré de l'électricité. En conséquence, les infrastructures de transport d'électricité sont progressivement interconnectées, des volumes croissants d'électricité font l'objet d'échanges transfrontaliers, les capacités de production sont partagées à l'échelle européenne et le réseau de transport est exploité en tenant compte des aspects régionaux et transfrontaliers. Les présents paquets législatifs renforcent ces tendances qui devraient se traduire par des gains d'efficacité au profit des consommateurs européens.

Une condition préalable à la création d'un marché intérieur de l'électricité est l'ouverture du secteur à la concurrence. Comme dans d'autres secteurs de l'économie, l'ouverture du marché de l'électricité a nécessité une nouvelle réglementation, notamment en ce qui concerne le système de transport et de distribution, et une surveillance réglementaire. À cet effet, des autorités de régulation indépendantes ont été mises en place. Ces entités endossent une responsabilité particulière lorsqu'il s'agit de contrôler les règles nationales et européennes applicables au secteur de l'électricité.

Toutefois, compte tenu de l'augmentation des échanges transfrontaliers et du fonctionnement du système qui prend en considération le contexte régional et européen, les autorités de régulation nationales (ARN) étaient tenues de coordonner leur action avec les ARN des autres États membres. L'ACER a été conçue pour devenir la plateforme de cette interaction et

remplit cette fonction depuis sa création en 2011. L'organe au sein de l'agence où la plupart des avis, recommandations et décisions de l'agence sont préparés, conjointement avec le personnel de l'agence, est donc le conseil des régulateurs, composé de hauts représentants des ARN et d'un représentant de la Commission ne prenant pas part au vote. Les premières années d'existence de l'agence ont montré que le conseil des régulateurs a réussi à contribuer efficacement à l'accomplissement des tâches de l'agence.

Dans la mesure où les marchés de l'énergie sont encore largement régis au niveau national, les régulateurs nationaux ont un rôle déterminant à jouer par rapport aux marchés de l'énergie. Le rôle principal de l'ACER n'est pas l'exécution de compétences réglementaires déléguées de la Commission, mais la coordination des décisions de régulateurs nationaux indépendants. La présente proposition législative conserve encore largement cette répartition des rôles. La structure actuelle établit un équilibre précis des compétences entre les différents acteurs, vu les spécificités du développement du marché intérieur de l'énergie. Modifier l'équilibre à ce stade risque de compromettre la mise en œuvre des initiatives politiques dans les propositions législatives et ferait par conséquent obstacle à la poursuite de l'intégration du marché de l'énergie, qui est le principal objectif de la présente proposition. Il apparaît donc prématuré de transférer les pouvoirs de décision à un conseil d'administration, comme cela est prévu dans l'approche commune. Au lieu de cela, il semble plutôt opportun de conserver la structure actuelle, qui garantit que les autorités de régulation nationales agissent sans aucune intervention directe des institutions de l'UE ou des États membres dans les domaines spécifiques. Dans le même temps, l'ensemble des travaux des organes de régulation reste soumis à l'approbation des institutions de l'UE par l'intermédiaire de documents de programmation, budgétaires et stratégiques. Les institutions de l'Union européenne sont également impliquées dans les questions administratives. En conséquence, il n'est pas proposé de changer la configuration et le fonctionnement de l'actuel conseil des régulateurs.

De même, il n'est pas proposé d'adapter la notion de conseil d'administration au modèle du conseil d'administration de l'approche commune. Le conseil d'administration de l'agence dans sa composition actuelle s'est révélé particulièrement efficace et efficient au cours des dernières années. Son fonctionnement est assuré par des représentants du Parlement européen, du Conseil et de la Commission.

Même si, à ce stade, la Commission estime qu'il n'est pas approprié que la structure de gouvernance de l'agence soit pleinement adaptée à l'approche commune, elle continuera à surveiller si les écarts décrits par rapport à l'approche commune sont toujours justifiés, la prochaine évaluation étant prévue en 2021, laquelle, outre un examen des objectifs, du mandat et des tâches de l'agence, se concentrera particulièrement sur sa structure de gouvernance.

Le chapitre III de la proposition de règlement contient des dispositions financières. Plusieurs dispositions individuelles sont proposées pour être adaptées à l'approche commune sur les agences décentralisées.

Le chapitre IV de la proposition de règlement actualise plusieurs dispositions individuelles conformément à l'approche commune et contient par ailleurs des dispositions en grande partie inchangées concernant le personnel et la responsabilité.

↓ 714/2009 (adapté)

2016/0379 (COD)

Proposition de

RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL

sur le marché intérieur de l'électricité

(refonte)

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

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

Vu le ~~traité instituant la Communauté européenne~~ traité sur le fonctionnement de l'Union européenne , et notamment son article ~~95~~ 194, paragraphe 2 ,

vu la proposition de la Commission européenne ,

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

vu l'avis du Comité économique et social européen,

vu l'avis du Comité des régions,

statuant conformément à la procédure ~~visée à l'article 251 du traité~~ législative ordinaire ,

considérant ce qui suit:

↓ nouveau

(1) Le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 16 septembre 1993²⁷ a été substantiellement modifié à plusieurs reprises. De nouvelles modifications devant y être apportées, il convient, dans un souci de clarté, de procéder à sa refonte.

²⁷ Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 (JO L 211 du 14.8.2009, p. 15).

↓ 714/2009	considérant	1
(adapté)		
⇒ nouveau		

(2) ⇒ L'union de l'énergie vise à fournir aux consommateurs – ménages et entreprises – une énergie sûre, durable, compétitive et abordable. L'histoire du système électrique a été marquée par la domination de monopoles intégrés verticalement, souvent publics, dotés de grandes centrales nucléaires ou de grandes installations à combustibles fossiles centralisées. ⇐ Le marché intérieur de l'électricité, dont la mise en œuvre progressive est en cours depuis 1999, a pour finalité d'offrir une réelle liberté de choix à tous les consommateurs de ☒ l'Union ☒ ~~la Communauté, qu'il s'agisse de particuliers ou d'comme~~ entreprises, de créer de nouvelles perspectives d'activités économiques et d'intensifier les échanges transfrontaliers, de manière à réaliser des progrès en termes d'efficacité, de compétitivité des prix et de niveau de service et à favoriser la sécurité d'approvisionnement ainsi que le développement durable. ⇒ Le marché intérieur de l'électricité a renforcé la concurrence, notamment dans la vente au détail, et les échanges transfrontaliers. Il continue de constituer la base d'un marché de l'énergie efficace. ⇐

↓ nouveau

(3) Le système énergétique de l'Europe traverse sa plus profonde transformation depuis des décennies, processus au cœur duquel se trouve le marché de l'électricité. L'objectif commun d'une décarbonation du système énergétique apportera de nouvelles opportunités aux acteurs du marché, mais également son lot de nouvelles problématiques. Dans le même temps, l'évolution des technologies entraîne une diversification des modes de participation des consommateurs et des formes de coopération transfrontalière.

(4) Les interventions étatiques, souvent conçues sans coordination, ont sans cesse accru les distorsions sur le marché de gros de l'électricité et, partant, pesé négativement sur les investissements et les échanges transfrontaliers.

(5) Dans le passé, les consommateurs d'électricité étaient purement passifs, et achetaient la plupart du temps leur électricité à des prix réglementés qui n'avaient aucun lien direct avec le marché. Dans le futur, les consommateurs doivent pouvoir participer pleinement au marché, sur un pied d'égalité avec les autres acteurs du marché. Pour pouvoir intégrer des parts croissantes d'énergie renouvelable, le réseau d'électricité de demain devrait utiliser toutes les sources de flexibilité disponibles, notamment la participation active de la demande et le stockage. Il doit aussi, pour réaliser une véritable décarbonation au meilleur coût, encourager l'efficacité énergétique.

(6) La poursuite de l'intégration du marché et l'arrivée d'une production d'électricité plus instable nécessitent d'accroître les efforts fournis pour coordonner les politiques énergétiques nationales avec les pays voisins et pour profiter des possibilités offertes par les échanges transfrontaliers d'électricité.

↓ 714/2009 considérants 2 à 5

~~(2) La directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité²⁸ et le règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité²⁹ ont contribué pour beaucoup à la création d'un tel marché intérieur de l'électricité.~~

~~(3) Cependant, à l'heure actuelle, il existe des obstacles à la vente de l'électricité dans des conditions identiques et sans subir de discrimination ni de désavantages dans la Communauté. Il reste notamment à mettre en place un accès non discriminatoire au réseau et une surveillance réglementaire d'une efficacité comparable dans chaque État membre, et des marchés isolés subsistent.~~

~~(4) La communication de la Commission du 10 janvier 2007 intitulée «Une politique de l'énergie pour l'Europe» a insisté sur l'importance que revêtent la réalisation du marché intérieur de l'électricité et la création de conditions de concurrence équitables pour toutes les entreprises d'électricité de la Communauté. Les communications de la Commission du 10 janvier 2007 intitulées «Les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité» et «Enquête menée en vertu de l'article 17 du règlement (CE) n° 1/2003 sur les secteurs européens du gaz et de l'électricité (rapport final)» ont montré que les règles et les mesures en vigueur n'offrent pas l'encadrement et n'assurent pas la création des capacités d'interconnexion nécessaires pour permettre la réalisation de l'objectif que constituent le bon fonctionnement, l'efficacité et l'ouverture du marché intérieur.~~

~~(5) En plus de la mise en œuvre intégrale du cadre réglementaire existant, le cadre réglementaire pour le marché intérieur de l'électricité prévu par le règlement (CE) n° 1228/2003 devrait être adapté conformément à ces communications.~~

↓ nouveau

(7) Des cadres réglementaires ont été mis en place pour permettre les échanges d'électricité dans toute l'Union. Cette évolution a été étayée par l'adoption de plusieurs codes de réseau et lignes directrices visant à intégrer les marchés de l'électricité. Ces codes de réseau et lignes directrices contiennent des dispositions relatives aux règles du marché, à l'exploitation du réseau et au raccordement au réseau. Pour assurer une totale transparence et accroître la sécurité juridique, il conviendrait d'adopter également selon la procédure législative ordinaire, et de les intégrer dans un seul acte, les principes fondamentaux du fonctionnement du marché et de l'allocation de capacités aux échéances du marché de l'équilibrage, du marché intrajournalier, du marché à un jour et du marché à terme.

²⁸ JO L 176 du 15.7.2003, p. 37.

²⁹ JO L 176 du 15.7.2003, p. 1.

- (8) La détermination des prix de l'électricité par l'offre et la demande devrait être inscrite dans les principes de base du marché. Ces prix devraient indiquer à quel moment de l'électricité est nécessaire, de façon à ce que le marché attire des investissements dans des sources de flexibilité telles que la production flexible, les interconnexions, la participation active de la demande ou le stockage.
- (9) La décarbonation du secteur de l'électricité, qui implique une place majeure sur le marché pour les énergies renouvelables, est un objectif fondamental de l'union de l'énergie. En même temps que l'Union progresse dans la décarbonation du secteur de l'électricité et la pénétration des sources d'énergie renouvelables, il est crucial que le marché élimine les obstacles existants aux échanges transfrontaliers et encourage les investissements dans les infrastructures, à l'appui, notamment, de la production flexible, des interconnexions, de la participation active de la demande ou du stockage. Pour assurer cette transition vers une production variable et distribuée, et pour que les principes du marché de l'énergie soient à la base des futurs marchés de l'électricité de l'Union, il est essentiel de se recentrer sur les marchés à court terme et sur le prix de la rareté.
- (10) Les marchés à court terme amélioreront la liquidité et la concurrence, car un plus grand nombre de ressources, en particulier celles qui sont plus flexibles, joueront un rôle à part entière sur le marché. Une fixation efficace du prix de la rareté encouragera les acteurs du marché à être disponibles lorsque les besoins du marché sont les plus urgents, et leur assurera de couvrir leurs coûts sur le marché de gros. Il est donc essentiel de veiller à ce que les plafonds tarifaires administratifs et implicites soient supprimés, dans la mesure du possible, de manière à ce que le prix de la rareté puisse être augmenté jusqu'au coût de l'énergie non distribuée. Lorsqu'ils feront partie intégrante de la structure du marché, les marchés à court terme et le prix de la rareté contribueront au retrait d'autres mesures, telles que les mécanismes de capacité, aux fins de la sécurité d'approvisionnement. Dans le même temps, la fixation du prix de la rareté sans plafonnement de prix sur le marché de gros ne devrait pas remettre en cause la possibilité pour les consommateurs finaux, notamment les ménages et les PME, de disposer de prix fiables et stables.
- (11) Les dérogations aux principes fondamentaux du marché, tels que la responsabilité en matière d'équilibrage, l'appel des moyens de production en fonction du marché, ou les réductions et le redispatching diluent les signaux de flexibilité et entravent la mise en œuvre de solutions telles que le stockage, la participation active de la demande ou l'agrégation. S'il est vrai que certaines dérogations restent nécessaires afin d'éviter les charges administratives injustifiées pour certains acteurs, notamment les ménages et les PME, les dérogations étendues couvrant l'intégralité d'une technologie, en revanche, ne sont pas compatibles avec l'objectif d'une décarbonation efficace fondée sur le marché, et devraient par conséquent laisser la place à des mesures plus ciblées.

↓ 714/2009 considérant 16

- (12) L'établissement de redevances non discriminatoires et transparentes pour l'utilisation du réseau, y compris les lignes d'interconnexions, est une condition préalable à une véritable concurrence sur le marché intérieur de l'électricité. La capacité disponible de

ces lignes devrait être utilisée à son maximum dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau.

↓ 714/2009 considérant 17

- (13) Il importe d'éviter que des normes différentes de sécurité, de planification et d'exploitation utilisées par les gestionnaires de réseau de transport dans les États membres mènent à des distorsions de concurrence. En outre, les capacités de transfert disponibles et les normes de sécurité, de planification et d'exploitation qui ont une incidence sur les capacités de transfert disponibles devraient être transparentes pour les acteurs du marché.
-

↓ nouveau

- (14) Pour attirer efficacement les investissements nécessaires, il importe également que les prix fournissent des signaux indiquant la localisation des besoins en électricité les plus aigus. Dans un réseau d'électricité organisé en zones, afin de disposer de signaux de localisation adaptés, les zones de dépôt des offres doivent être déterminées de manière cohérente, objective et fiable par un processus transparent. Afin de garantir une exploitation et une planification efficaces du réseau d'électricité de l'Union et de fournir des signaux de prix efficaces en ce qui concerne les nouvelles capacités de production, la participation active de la demande ou les infrastructures de transport, les zones de dépôt des offres devraient tenir compte de la congestion structurelle. En particulier, la capacité d'échange entre zones ne devrait pas être réduite dans l'intention d'éliminer des congestions internes.
- (15) Une décarbonation efficace du système électrique via l'intégration des marchés exige de supprimer systématiquement les entraves aux échanges transfrontaliers afin de remédier à la fragmentation du marché et de permettre aux consommateurs d'énergie de l'Union de tirer pleinement parti des avantages de l'intégration des marchés de l'électricité et de la concurrence.
-

↓ 714/2009 considérant 10
(adapté)

- (16) Le présent règlement devrait fixer les principes fondamentaux en ce qui concerne la tarification et l'attribution de la capacité, tout en prévoyant l'adoption ~~d'orientations~~ ☒ de lignes directrices ☒ détaillant d'autres principes et méthodes importants, afin de permettre une adaptation rapide aux nouvelles situations.
-

↓ 714/2009 considérant 22

- (17) La gestion des problèmes de congestion devrait permettre de fournir des signaux économiques corrects aux gestionnaires de réseau de transport et aux acteurs du marché, et devrait être basée sur les mécanismes du marché.

↓ 714/2009 considérant 11

- (18) Dans un marché ouvert et compétitif, les gestionnaires de réseau de transport devraient être indemnisés pour les coûts engendrés par le passage de flux transfrontaliers d'électricité sur leurs réseaux, par les gestionnaires des réseaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires et des réseaux où ces flux aboutissent.

↓ 714/2009 considérant 12

- (19) Les paiements et les recettes résultant des compensations entre gestionnaires de réseau de transport devraient être pris en considération lors de la fixation des tarifs de réseaux nationaux.

↓ 714/2009 considérant 13

- ~~(20)~~ Le montant dû pour l'accès transfrontalier au réseau peut varier considérablement, selon les gestionnaires de réseau de transport impliqués et du fait des différences de structure des systèmes de tarification appliqués dans les États membres. Un certain degré d'harmonisation est donc nécessaire afin d'éviter des distorsions des échanges.

↓ 714/2009 considérant 21

- (21) Il convient d'établir des règles concernant l'utilisation des recettes découlant des procédures de gestion de la congestion, à moins que la nature particulière de l'interconnexion en cause ne justifie une dérogation à ces règles.

↓ nouveau

- (22) Afin d'assurer des conditions de concurrence équitables entre tous les acteurs du marché, les tarifs de réseau devraient être appliqués sans introduire de discrimination, positive ou négative, entre la production raccordée au niveau de la distribution et la production raccordée au niveau du transport. Lesdits tarifs ne devraient pas créer de discrimination vis-à-vis du stockage de l'énergie, ni décourager la participation active de la demande, ni freiner l'amélioration de l'efficacité énergétique.

- (23) Afin d'accroître la transparence et la comparabilité dans la fixation des tarifs dans les cas où l'harmonisation contraignante n'est pas considérée comme appropriée, des recommandations sur les méthodes de tarification devraient être délivrées par l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie instituée par [la refonte du règlement (CE) n° 713/2009 telle que proposée par le document COM(2016) 863/2] (ci-après «l'Agence»).

- (24) Comme moyen de mieux assurer un niveau optimal d'investissement dans le réseau transeuropéen, et comme solution aux cas dans lesquels il est impossible de mettre en

œuvre des projets d'interconnexion viables faute de priorités fixées au niveau national, le recours à des rentes de congestion devrait être réexaminé, et autorisé uniquement dans le but de garantir la disponibilité des capacités d'interconnexion, et de les conserver ou de les accroître.

↓ 714/2009 considérant 7
(adapté)

- (25) Afin d'assurer une gestion optimale du réseau de transport d'électricité et de permettre les échanges et la fourniture transfrontaliers d'électricité dans l'Union ~~la Communauté~~, il y a lieu de créer un réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité (ci-après «~~le REGRT pour l'électricité~~» l'«ENTSO pour l'électricité»). Les tâches de l'ENTSO pour l'électricité ~~du REGRT pour l'électricité~~ devraient être exécutées dans le respect des règles de l'Union ~~communautaires~~ en matière de concurrence, qui restent applicables à ses ~~aux~~ décisions ~~du REGRT pour l'électricité~~. Les tâches de l'ENTSO pour l'électricité ~~du REGRT pour l'électricité~~ devraient être clairement définies et ses méthodes de travail devraient être de nature à garantir son ~~la~~ efficacité, sa ~~la~~ transparence et sa ~~la~~ représentativité ~~du REGRT pour l'électricité~~. Les codes de réseau élaborés par l'ENTSO pour l'électricité ~~le REGRT pour l'électricité~~ ne sont pas destinés à remplacer les codes de réseau nationaux nécessaires pour ~~ce qui concerne~~ les questions non transfrontalières. L'échelon régional permettant de progresser de manière plus efficace, les gestionnaires de réseau de transport devraient mettre en place des structures régionales au sein de la structure de coopération globale tout en veillant à ce que les résultats obtenus à l'échelon régional soient compatibles avec les codes de réseau et les plans décennaux non contraignants de développement du réseau au niveau de l'Union ~~dans l'ensemble de la Communauté~~. Les États membres devraient promouvoir la coopération et surveiller l'efficacité du réseau au niveau régional. La coopération au niveau régional devrait être compatible avec la mise en place d'un marché intérieur de l'électricité concurrentiel et efficace.

↓ nouveau

- (26) L'ENTSO pour l'électricité devrait réaliser une évaluation solide de l'adéquation des ressources au niveau de l'Union sur le long terme afin de fournir une base objective pour l'évaluation des problèmes d'adéquation. L'évaluation des problèmes d'adéquation des moyens que visent à traiter les mécanismes de capacité devrait être fondée sur l'évaluation de l'UE.

- (27) L'objectif de l'évaluation de l'adéquation des moyens à moyen et long termes (échéances de un an à dix ans) prévue dans le présent règlement diffère de celui des perspectives saisonnières (à six mois) prévues par l'article 9 [du règlement sur la préparation aux risques tel que proposé dans le document COM(2016) 862]. Les évaluations à moyen et long termes servent avant tout à analyser les besoins relatifs aux mécanismes de capacité, alors que les perspectives saisonnières ont pour but d'alerter sur les risques qui pourraient se réaliser au cours des six mois suivants et qui pourraient entraîner une dégradation significative de la situation de l'approvisionnement en électricité. Les centres de conduite régionaux procèdent quant

à eux à des évaluations régionales de l'adéquation, telles que définies dans la législation européenne relative à la gestion du réseau de transport de l'électricité. Il s'agit dans ce cas d'évaluations de l'adéquation à très court terme (échéances d'une semaine à un jour) utilisées dans le contexte de l'exploitation du réseau.

- (28) Avant d'introduire des mécanismes de capacité, les États membres devraient évaluer les distorsions réglementaires qui contribuent au problème d'adéquation des moyens en question. Ils devraient être tenus d'adopter des mesures visant à éliminer les distorsions recensées, avec un calendrier de mise en œuvre. Les mécanismes de capacité ne devraient être utilisés que pour les problèmes résiduels, que l'élimination des distorsions ne permet pas de résoudre.
- (29) Les États membres qui envisagent d'introduire des mécanismes de capacité devraient établir des objectifs d'adéquation des moyens par un processus transparent et vérifiable. Les États membres devraient être libres de fixer comme ils le souhaitent leur propre niveau de sécurité d'approvisionnement.
- (30) Il convient de fixer les grands principes des mécanismes de capacité, en s'appuyant sur les principes en matière d'aides d'État à l'environnement et à l'énergie et sur les conclusions de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité menée par la direction générale de la concurrence. Les mécanismes de capacité déjà en place devraient être revus à la lumière de ces principes. Si l'évaluation européenne de l'adéquation des moyens conclut à l'absence de problème d'adéquation, aucun nouveau mécanisme de capacité ni engagement de capacité au titre des mécanismes déjà en place ne devrait être établi. Il convient d'appliquer systématiquement les règles de contrôle des aides d'État conformément aux articles 107 à 109 du TFUE.
- (31) Des règles détaillées destinées à soutenir la participation transfrontalière effective aux mécanismes de capacité autres que les réserves devraient être établies. Les gestionnaires de réseau de transport présents de part et d'autre des frontières devraient aider les producteurs intéressés par une participation aux mécanismes de capacité d'autres États membres. À cette fin, ils devraient calculer le volume de capacités pouvant être mis en jeu pour la participation transfrontalière, rendre possible la participation et vérifier les disponibilités. Les autorités de régulation nationales devraient faire respecter les règles transfrontalières dans les États membres.
- (32) Étant donné les différences dans les systèmes énergétiques nationaux et les limitations techniques des réseaux d'électricité existants, la meilleure approche pour progresser dans l'intégration du marché se situera souvent au niveau régional. La coopération des gestionnaires de réseau de transport à ce niveau devrait donc être renforcée. Afin d'assurer une coopération efficace, un nouveau cadre réglementaire devrait prévoir un processus de gouvernance régionale et une surveillance réglementaire plus solides, y compris un renforcement des compétences décisionnelles de l'Agence pour les questions transfrontalières. Une coopération plus étroite entre les États membres pourrait également être nécessaire dans les situations de crise, afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement et de limiter les distorsions sur le marché.
- (33) La coordination entre les gestionnaires de réseau de transport au niveau régional s'est concrétisée par la participation obligatoire des gestionnaires de réseau de transport dans les coordinateurs de sécurité régionaux, qui devrait être complété par un cadre institutionnel plus solide prévoyant la création de centres de conduite régionaux. Ces

derniers devraient être créés en tenant compte des initiatives de coordination existantes au niveau régional et soutenir l'intégration de plus en plus poussée des réseaux d'électricité dans toute l'Union, de manière à assurer l'efficacité et la sécurité de leur fonctionnement.

- (34) Les centres de conduite régionaux devraient disposer d'un périmètre géographique leur permettant de jouer un rôle de coordination efficace, moyennant l'optimisation des activités des gestionnaires de réseau de transport sur des régions plus vastes.
- (35) Les centres de conduites régionaux devraient exercer des fonctions lorsque le niveau régional apporte une valeur ajoutée par rapport au niveau national. Les fonctions des centres de conduites régionaux devraient couvrir celles exercées par les coordinateurs de sécurité régionaux, ainsi que d'autres fonctions liées à l'exploitation du réseau, au fonctionnement du marché et à la préparation aux risques. Les fonctions exercées par les centres de conduites régionaux devraient exclure l'exploitation en temps réel du réseau d'électricité.
- (36) Les centres de conduites régionaux devraient faire primer l'intérêt de l'exploitation du réseau et du fonctionnement du marché de la région sur les intérêts d'une entité individuelle. À cette fin, les centres de conduites régionaux devraient se voir confier des pouvoirs de décision leur permettant d'intervenir et d'orienter les actions devant être prises par les gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau au regard de certaines fonctions, et un rôle consultatif accru au regard des autres fonctions.
- (37) L'ENTSO pour l'électricité devrait veiller à ce que les actions des centres de conduite régionaux soient coordonnées au-delà des frontières régionales.
- (38) Afin d'améliorer l'efficacité des réseaux de distribution d'électricité de l'Union et d'assurer une coopération étroite entre les gestionnaires de réseau de transport et l'ENTSO pour l'électricité, une entité européenne des gestionnaires de réseau de distribution au niveau de l'Union (ci-après l'«entité des GRD de l'UE») devrait être créée. Les tâches de l'entité des GRD de l'UE devraient être clairement définies et sa méthode de travail devrait garantir l'efficacité, la transparence et la représentativité des gestionnaires de réseau de distribution de l'Union. L'entité des GRD de l'UE devrait coopérer étroitement avec l'ENTSO pour l'électricité sur la préparation et la mise en œuvre des codes de réseau, le cas échéant, et devrait travailler à fournir des orientations relatives à l'intégration, entre autres, de la production distribuée et du stockage dans les réseaux de distribution, ou à d'autres domaines ayant trait à la gestion des réseaux de distribution.

↓ 714/2009 (adapté)	considérant	6
------------------------	-------------	---

- (39) Il est ~~notamment~~ nécessaire de renforcer la coopération et la coordination entre les gestionnaires de réseau de transport afin de créer des codes de réseau régissant la fourniture et la gestion d'un accès transfrontalier effectif et transparent aux réseaux de transport et d'assurer une planification coordonnée et à échéance suffisamment longue du réseau de transport dans ☒ l'Union ☒ ~~la Communauté~~ ainsi qu'une évolution technique satisfaisante dudit réseau, notamment la création de capacités

d'interconnexion, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement. Les codes de réseau devraient se conformer aux ~~orientations~~ ☒ lignes directrices ☒ -cadres, qui sont d'une nature non contraignante (~~orientations~~ ☒ lignes directrices ☒ -cadres) et qui sont élaborées par l'~~agence~~ Agence ~~de coopération des régulateurs de l'énergie instituée par le 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~~³⁰ («l'agence»). L'~~agence~~ Agence devrait jouer un rôle dans le réexamen, fondé sur les faits, des projets de codes de réseau, y compris leur respect des ~~orientations~~ ☒ lignes directrices ☒ -cadres, et elle devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. L'~~agence~~ Agence devrait évaluer les propositions de modifications à apporter aux codes de réseau et devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. Les gestionnaires de réseau de transport exploitent leurs réseaux conformément à ces codes de réseau.

↓ 714/2009	considérant	24
(adapté)		

- (40) Pour assurer le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, il convient de prévoir des procédures qui permettent l'adoption par la Commission de décisions et d'~~orientations~~ ☒ lignes directrices ☒ en ce qui concerne, entre autres, la tarification et l'attribution de la capacité, tout en assurant la participation des autorités de régulation des États membres à ce processus, le cas échéant par l'intermédiaire de leur association européenne. Les autorités de régulation, conjointement avec d'autres autorités compétentes des États membres, jouent un rôle essentiel dès lors qu'il s'agit de contribuer au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité.

↓ 714/2009	considérant	8
(adapté)		

- (41) Tous les acteurs du marché sont concernés par le travail qu'il est prévu de confier ☒ à l'ENTSO pour l'électricité ☒ ~~au REGRT pour l'électricité~~. Il est donc essentiel de prévoir un véritable processus de consultation, et les structures existantes créées pour faciliter et rationaliser ce processus, ~~telles l'Union pour la coordination du transport de l'électricité~~, ☒ par exemple via ☒ les régulateurs nationaux ou l'~~agence~~ Agence, devraient jouer un rôle important.

↓ 714/2009	considérant	9
(adapté)		

- (42) Afin d'assurer une plus grande transparence concernant l'ensemble du réseau de transport d'électricité dans ☒ l'Union ☒ ~~la Communauté~~, ~~le REGRT pour l'électricité~~ ☒ l'ENTSO pour l'électricité ☒ devrait concevoir, publier et mettre à jour régulièrement un plan décennal non contraignant de développement du réseau

³⁰ JO L 211 du 14.8.2009, p. 1.

dans l'ensemble ☒ de l'Union ☒ ~~de la Communauté~~ (plan de développement du réseau dans l'ensemble ☒ de l'Union ☒ ~~de la Communauté~~). Ledit plan de développement du réseau devrait comporter des réseaux viables de transport d'électricité et les interconnexions régionales nécessaires qui se justifient du point de vue commercial et sous l'aspect de la sécurité d'approvisionnement.

↓ nouveau

(43) L'expérience acquise lors de l'élaboration et l'adoption des codes de réseau a montré que la procédure d'élaboration peut être utilement simplifiée en précisant que l'Agence a le droit de réviser les projets de codes de réseau d'électricité avant de les soumettre à la Commission.

↓ 714/2009 considérant 14

~~Un système adéquat de signaux de localisation à long terme est nécessaire et repose sur le principe selon lequel le niveau des redevances d'accès aux réseaux devrait refléter l'équilibre entre la production et la consommation de la région concernée, sur la base d'une différenciation des redevances d'accès aux réseaux supportées par les producteurs et/ou les consommateurs.~~

↓ 714/2009 considérant 15

~~Il ne serait pas opportun d'appliquer des tarifs liés à la distance ou, dans le cas où des signaux de localisation sont fournis, un tarif spécifique payé seulement par les exportateurs ou les importateurs en plus de la redevance générale pour l'accès au réseau national.~~

↓ 714/2009 considérant 18

~~La surveillance du marché assurée ces dernières années par les autorités de régulation nationales et la Commission a montré que les exigences de transparence et les règles d'accès à l'infrastructure en vigueur étaient insuffisantes pour assurer un véritable marché intérieur de l'électricité, qui fonctionne bien, et soit ouvert et efficace.~~

↓ 714/2009 considérant 19

~~Un accès égal à l'information sur l'état matériel et la performance du réseau est nécessaire pour permettre à tous les acteurs du marché d'évaluer la situation globale de l'offre et de la demande et de déterminer les raisons des fluctuations des prix de gros. Cela inclut des informations plus précises sur la production, l'offre et la demande d'électricité, y compris des prévisions, la capacité du réseau et la capacité d'interconnexion, les flux et l'entretien, l'ajustement et la capacité de réserve.~~

↓ 714/2009 considérant 23

- (44) Il convient d'encourager fortement les investissements dans la réalisation de grandes infrastructures nouvelles tout en assurant le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Afin de renforcer l'effet positif que les interconnexions en courant continu exemptées exercent sur la concurrence et la sécurité d'approvisionnement, l'intérêt de ces projets pour le marché devrait être analysé pendant leur phase de planification et des règles de gestion de la congestion devraient être adoptées. Lorsque des interconnexions en courant continu sont situées sur le territoire de plusieurs États membres, l'agence devrait, en dernier recours, traiter la demande d'exemption afin de mieux prendre en compte les incidences transfrontières transfrontalières et de faciliter le traitement administratif de la demande. Par ailleurs, compte tenu du risque exceptionnel associé à la construction de ces grandes infrastructures exemptées des règles de concurrence, les entreprises dotées de structures de fourniture et de production devraient pouvoir bénéficier, pour les projets en question, d'une dérogation temporaire aux règles de séparation complète des activités. Les dérogations accordées conformément au règlement (CE) n° 1228/2003³¹ continuent de s'appliquer jusqu'à leur terme prévu, indiqué dans la décision d'accorder la dérogation.

↓ 714/2009 considérant 25

~~Les autorités de régulation nationales devraient assurer le respect des règles contenues dans le présent règlement et des orientations adoptées conformément à celui-ci.~~

↓ 714/2009 considérant 20

- (45) Afin de renforcer la confiance dans le marché, ses participants doivent être sûrs que ceux d'entre eux qui se livrent à des comportements abusifs peuvent être sanctionnés d'une manière efficace, proportionnée et dissuasive. Il convient d'habiliter réellement les autorités compétentes à enquêter sur les allégations d'abus de marché. Il est nécessaire à cette fin que les autorités compétentes aient accès aux données qui fournissent des informations sur les décisions opérationnelles prises par les entreprises de fourniture. Sur le marché de l'électricité, de nombreuses décisions importantes sont prises par les producteurs, qui devraient tenir les informations en la matière à la disposition des autorités compétentes et les leur rendre aisément accessibles pendant une période déterminée. Les autorités compétentes devraient en outre périodiquement vérifier que les gestionnaires de réseau de transport respectent les règles. Les petits producteurs qui n'ont pas la possibilité réelle de fausser les conditions du marché devraient être exemptés de cette obligation.

³¹ Règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (JO L 176 du 15.7.2003, p. 1).

↓ 714/2009 considérant 26

- (46) Il convient d'inviter les États membres et les autorités nationales compétentes à fournir les informations appropriées à la Commission. Ces informations devraient être traitées confidentiellement par la Commission. Le cas échéant, la Commission devrait avoir la possibilité de demander les informations nécessaires directement auprès des entreprises concernées, pour autant que les autorités nationales compétentes soient informées.

↓ 714/2009 considérant 27

- (47) Il convient que les États membres établissent des règles relatives aux sanctions applicables aux violations des dispositions du présent règlement et assurent leur application. Ces sanctions doivent être efficaces, proportionnées et dissuasives.

↓ 714/2009 considérant 28

~~Il y a lieu d'arrêter les mesures nécessaires pour la mise en œuvre du présent règlement en conformité avec la décision 1999/468/CE du Conseil du 28 juin 1999 fixant les modalités de l'exercice des compétences d'exécution conférées à la Commission³².~~

↓ 714/2009 considérant 29

~~Il convient en particulier d'habiliter la Commission à établir ou à adopter les orientations visant à assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour atteindre les objectifs du présent règlement. Ces mesures ayant une portée générale et ayant pour objet de modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant par l'ajout de nouveaux éléments non essentiels, elles doivent être arrêtées selon la procédure de réglementation avec contrôle prévue à l'article 5 bis de la décision 1999/468/CE.~~

↓ nouveau

- (48) Les États membres et les parties contractantes de la Communauté de l'énergie devraient coopérer étroitement sur tous les aspects liés à la mise en place d'une région d'échanges d'électricité intégrés et ne devraient pas prendre de mesures de nature à mettre en péril la poursuite de l'intégration des marchés de l'électricité et la sécurité d'approvisionnement des États membres et des parties contractantes.
- (49) Afin d'assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour un fonctionnement efficace du marché, le pouvoir d'adopter des actes conformément à l'article 290 du TFUE devrait être délégué à la Commission en ce qui concerne les aspects

³² JO L 184 du 17.7.1999, p. 23.

fondamentaux pour l'intégration du marché, parmi lesquels le périmètre géographique de la coopération régionale des gestionnaires de réseau de transport, le montant des compensations entre gestionnaires de réseaux de transport, l'adoption et la modification des codes de réseau et des lignes directrices, et l'application des dispositions d'exemption aux nouvelles interconnexions. Il est particulièrement important que la Commission mène les consultations appropriées tout au long de ses travaux préparatoires, y compris au niveau des experts, et ce, conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel «Mieux légiférer» du 13 avril 2016³³. Notamment, afin d'assurer leur égale participation à la préparation des actes délégués, le Parlement européen et le Conseil reçoivent tous les documents au même moment que les experts des États membres, et que leurs experts aient systématiquement accès aux réunions des groupes d'experts de la Commission portant sur la préparation d'actes délégués.

↓ 714/2009 considérant 30
(adapté)

- (50) Étant donné que l'objectif du présent règlement, à savoir fournir un cadre harmonisé pour les échanges transfrontaliers d'électricité, ne peut pas être réalisé de manière suffisante par les États membres et peut donc être mieux réalisé au niveau de l'Union communautaire, celle-ci la Communauté peut prendre des mesures, conformément au principe de subsidiarité consacré à l'article 5 du traité sur l'Union européenne . Conformément au principe de proportionnalité tel qu'énoncé audit article, le présent règlement n'excède pas ce qui est nécessaire pour atteindre cet objectif.

↓ 714/2009 considérant 31

~~Compte tenu de la portée des modifications apportées au règlement (CE) n° 1228/2003, il est souhaitable, dans un souci de clarté et de rationalisation, de procéder à une refonte des dispositions en question, en les réunissant en un seul texte, dans un nouveau règlement,~~

³³ JO L 123 du 12.5.2016, p. 1.

↓ 714/2009 (adapté)

ONT ARRÊTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

Chapitre I

⊗ **Objet, champ d'application et définitions** ⊗

Article premier

Objet et champ d'application

Le présent règlement vise à:

↓ nouveau

- (a) fixer les bases d'une réalisation efficace des objectifs de l'Union européenne de l'énergie et, notamment, du cadre d'action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030³⁴, en rendant possible la production de signaux de marché encourageant la flexibilité, la décarbonation et l'innovation;
- (b) établir les principes fondamentaux à la base de marchés de l'électricité intégrés et performants, de manière à assurer un accès non discriminatoire au marché de tous les fournisseurs de moyens et de tous les clients du secteur de l'électricité, à rendre autonomes les consommateurs, à faire participer activement la demande, à améliorer l'efficacité énergétique, à soutenir l'agrégation de la demande et de l'offre décentralisées, et à contribuer à la décarbonation de l'économie par l'intégration du marché et la rémunération en fonction du marché de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables;

↓ 714/2009 (adapté)

⇒ nouveau

ca) établir des règles équitables pour les échanges transfrontaliers d'électricité afin d'améliorer la concurrence sur le marché intérieur de l'électricité, en tenant compte des particularités des marchés nationaux et régionaux. Ceci ~~impliquera~~ ⊗ inclut ⊗ la création d'un mécanisme de compensation pour les flux transfrontaliers d'électricité et l'institution de principes harmonisés concernant les redevances de transport transfrontalier et l'attribution des capacités disponibles d'interconnexion entre les réseaux de transport nationaux;

³⁴ COM(2014)15 final.

~~de~~) faciliter l'émergence d'un marché de gros qui soit transparent, qui fonctionne bien et qui présente un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement en électricité. Il prévoit des mécanismes pour harmoniser ces règles en matière d'échanges transfrontaliers d'électricité.

Article 2

Définitions

1. Aux fins du présent règlement, les définitions figurant à l'article 2 de la ~~directive 2009/72/CE~~ [refonte de la directive 2009/72/CE telle que proposée par le document COM(2016) 864/2] ~~du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité~~ ⇨, à l'article 2 du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil³⁵, à l'article 2 du règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission³⁶ et à l'article 2 [de la refonte de la directive sur les énergies renouvelables] s'appliquent, ~~à l'exception de la définition du terme «interconnexion» qui est remplacée par le texte suivant: «interconnexion», une ligne de transport qui traverse ou enjambe une frontière entre des États membres et qui relie les réseaux de transport nationaux des États membres.~~
2. ☒ En outre, ☒ ~~Les~~ définitions suivantes s'appliquent:
 - (a) «autorités de régulation», les autorités de régulation visées à l'article ~~5735~~, paragraphe 1, de la [refonte de la directive 2009/72/CE telle que proposée dans le document COM(2016) 864/2] ~~directive 2009/72/CE~~;
 - (b) «flux transfrontalier», un flux physique d'électricité circulant sur un réseau de transport d'un État membre, qui résulte de l'impact de l'activité de producteurs et/ou de consommateurs situés en dehors de cet État membre sur son réseau de transport;
 - (c) «congestion», une situation dans laquelle ⇨ les demandes d'échange d'énergie entre deux zones de dépôt des offres formulées par des acteurs du marché ne peuvent pas toutes être satisfaites parce que cela affecterait de manière significative les flux physiques sur des éléments de réseau qui ne peuvent pas accueillir ces flux ⇨. ~~une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les acteurs du marché, en raison d'un manque de capacité des interconnexions et/ou des réseaux nationaux de transport concernés;~~
 - (d) ~~«exportation déclarée», l'envoi d'électricité à partir d'un État membre, étant entendu qu'il existe un accord contractuel prévoyant qu'il y aurait introduction concomitante («importation déclarée») d'électricité dans un autre État membre ou un pays tiers;~~

³⁵ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (JO L 326 du 8.12.2011, p. 1).

³⁶ 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).

~~(e) «transit déclaré», une situation dans laquelle une exportation déclarée d'électricité a lieu et dans laquelle la transaction nécessite l'acheminement de l'électricité à travers un pays où n'aura lieu ni l'envoi ni l'introduction concomitante d'électricité;~~

~~(f) «importation déclarée», l'introduction d'électricité dans un État membre ou un pays tiers intervenant simultanément à l'envoi d'électricité («exportation déclarée») à partir d'un autre État membre;~~

~~gd) «nouvelle interconnexion», une interconnexion qui n'est n'était pas achevée au plus tard le 4 août 2003;=~~

↓ nouveau

(e) «congestion structurelle», une congestion qui survient dans le réseau de transport et qui est prévisible, géographiquement stable dans le temps, et récurrente dans les conditions normales du réseau d'électricité;

(f) «opérateur du marché», une entité qui fournit un service par lequel les offres de vente d'électricité sont mises en correspondance avec les offres d'achat d'électricité;

(g) «opérateur désigné du marché de l'électricité (NEMO)», un opérateur du marché désigné par l'autorité compétente pour exécuter des tâches en lien avec le couplage unique à un jour ou le couplage unique infrajournalier;

(h) «coût de l'énergie non distribuée», une estimation, en euros/MWh, du prix de l'électricité maximal que les consommateurs seraient prêts à payer pour éviter une coupure;

(i) «équilibre», l'ensemble des actions et processus, à toutes les échéances, par lesquels les gestionnaires de réseaux de transport maintiennent, en permanence, la fréquence du système dans une plage de stabilité prédéfinie et assurent la conformité avec le volume de réserves nécessaires pour fournir la qualité requise;

(j) «énergie d'équilibrage», l'énergie utilisée par les gestionnaires de réseaux de transport aux fins de l'équilibrage;

(k) «fournisseur de services d'équilibrage», un acteur du marché qui fournit de l'énergie d'équilibrage ou une capacité d'équilibrage, ou les deux, à des gestionnaires de réseau de transport;

(l) «capacité d'équilibrage», un volume de capacité qu'un fournisseur de services d'équilibrage accepte de conserver et au regard duquel il accepte de soumettre des offres au gestionnaire de réseau de transport pour un volume correspondant d'énergie d'équilibrage et pour la durée du contrat;

(m) «responsable d'équilibre», un acteur du marché ou son représentant désigné qui est responsable de ses déséquilibres sur le marché de l'électricité;

(n) «période de règlement des déséquilibres», pas de temps sur lequel le déséquilibre des responsables d'équilibre est calculé;

- (o) «prix du déséquilibre», le prix d'un déséquilibre dans chaque direction, qu'il soit positif, nul ou négatif, pour chaque période de règlement des déséquilibres;
- (p) «zone du prix du déséquilibre», la zone dans laquelle est calculé le prix d'un déséquilibre;
- (q) «processus de préqualification», le processus qui consiste à vérifier la conformité d'un fournisseur de capacité d'équilibrage avec les exigences fixées par les gestionnaires de réseau de transport;
- (r) «capacité de réserve», le volume de réserves de stabilisation de la fréquence, de réserves de restauration de la fréquence ou de réserves de remplacement dont doit disposer le gestionnaire de réseau de transport;
- (s) «appel prioritaire», l'appel des centrales électriques sur la base de critères autres que la préséance économique des offres et, dans les systèmes à dispatching centralisé, sur la base des contraintes de réseau, en appelant en priorité certaines technologies de production;
- (t) «région de calcul de la capacité», la zone géographique dans laquelle un calcul coordonné de la capacité est effectué;
- (u) «mécanisme de capacité», une mesure administrative, autres que les mesures afférentes aux services auxiliaires, qui vise à obtenir le niveau souhaité de sécurité d'approvisionnement en rémunérant les ressources pour leur disponibilité;
- (v) «réserve stratégique», un mécanisme de capacité en application duquel les ressources ne sont appelées que si les opérations sur les marchés à un jour et infrajournaliers n'ont pas abouti à la fixation d'un prix par croisement de l'offre et de la demande, si les gestionnaires de réseau de transport ont épuisé leurs ressources d'équilibrage pour établir un équilibre entre l'offre et la demande, et si les déséquilibres survenus sur le marché lors des périodes d'appel des réserves sont fixés au coût de l'énergie non distribuée;
- (w) «cogénération à haut rendement», la cogénération telle que satisfaisant aux critères fixés à l'annexe II de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil³⁷;
- (x) «projet de démonstration», un projet démontrant une technologie inédite dans l'Union et représentant une innovation importante dépassant largement l'état de la technique.

³⁷ Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE (JO L 315 du 14.11.2012, p. 1).

Chapitre II

Règles générales applicables au marché de l'électricité

Article 3

Principes relatifs au fonctionnement des marchés de l'électricité

1. Les États membres, les autorités de régulation nationales, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution et les opérateurs du marché veillent à ce que les marchés de l'électricité soient exploités conformément aux principes suivants:
 - (a) les prix sont formés sur la base de l'offre et de la demande;
 - (b) les actions qui empêchent la formation des prix sur la base de l'offre et de la demande ou qui découragent le développement d'une production plus flexible, d'une production sobre en carbone ou d'une demande plus flexible sont à éviter;
 - (c) les consommateurs ont la possibilité de bénéficier des débouchés commerciaux et d'une concurrence accrue sur les marchés de détail;
 - (d) les consommateurs et les petites entreprises peuvent participer au marché moyennant l'agrégation de la production de plusieurs installations de production ou de la charge de plusieurs installations de consommation, afin de mettre sur le marché de l'électricité des offres conjointes et de faire l'objet d'une exploitation conjointe sur le réseau électrique, dans le respect des règles des traités de l'UE en matière de concurrence;
 - (e) les règles du marché soutiennent la décarbonation de l'économie en rendant possible l'intégration de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et en fournissant des incitations en faveur de l'efficacité énergétique;
 - (f) les règles du marché fournissent des incitations appropriées aux investissements pour faire en sorte que la production, le stockage, l'efficacité énergétique et la participation active de la demande répondent aux besoins du marché et, partant, assurent la sécurité d'approvisionnement;
 - (g) les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et des marchés de service connexes sont à éviter;
 - (h) les règles du marché prévoient la coopération régionale lorsque celle-ci est efficace;
 - (i) toutes les ressources de la production, du stockage et de la demande participent au marché sur un pied d'égalité;

- (j) tous les producteurs sont directement ou indirectement responsables de la vente de l'électricité qu'ils produisent;
- (k) les règles du marché rendent possible les progrès de la recherche et du développement et leur utilisation au bénéfice de la société;
- (l) les règles du marché créent les conditions propices à l'appel efficient des actifs de production et à la participation efficace de la demande;
- (m) les règles du marché permettent l'entrée et la sortie des entreprises de production d'électricité et de fourniture d'électricité sur la base de l'évaluation de la viabilité économique et financière de leurs opérations;
- (n) les possibilités de couverture à long terme, qui permettent aux acteurs du marché de se prémunir, sur la base du marché, contre les risques liés à l'instabilité des prix, et d'éliminer les incertitudes concernant les futurs retours sur investissement, peuvent être négociées au sein de bourses dans la transparence, pour autant que soient respectées les règles des traités de l'UE en matière de concurrence.

Article 4

Responsabilité en matière d'équilibrage

1. Tous les acteurs du marché recherchent l'équilibre du réseau et sont financièrement responsables des déséquilibres qu'ils y provoquent. Ils assurent la fonction de responsable d'équilibre ou délèguent cette responsabilité à la partie de leur choix, qui exercera la fonction de responsable d'équilibre.
2. Les États membres peuvent prévoir une dérogation à la responsabilité en matière d'équilibrage pour:
 - (a) les projets de démonstration;
 - (b) les installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement ayant une puissance installée inférieure à 500 kW;
 - (c) les installations bénéficiant d'une aide approuvée par la Commission en vertu des règles de l'Union en matière d'aides d'État prévues aux articles 107 à 109 du TFUE, et mises en service avant le [OP: entrée en vigueur]. Les États membres peuvent, dans le respect des règles de l'Union en matière d'aides d'État, encourager les acteurs du marché qui sont entièrement ou partiellement exemptés de la responsabilité en matière d'équilibrage à accepter une responsabilité entière en matière d'équilibrage contre une compensation adéquate.
3. À compter du 1^{er} janvier 2026, le paragraphe 2, point b), s'applique uniquement aux installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, ayant une puissance installée inférieure à 250 kW.

Article 5

Marché d'équilibrage

1. Tous les acteurs du marché ont accès au marché d'équilibrage, individuellement ou par agrégation. Les règles et les produits du marché d'équilibrage tiennent compte de la nécessité de s'adapter à une part croissante de production variable, à une réactivité accrue de la demande et à l'arrivée de nouvelles technologies.
2. Les marchés d'équilibrage sont organisés de façon à assurer une non-discrimination effective entre les acteurs du marché, compte tenu des capacités techniques différentes de la production à partir de sources d'énergie renouvelables intermittentes, de la participation active de la demande et du stockage.
3. L'énergie d'équilibrage fait l'objet d'un marché séparé de celui de la capacité d'équilibrage. Les procédures de passation de marché sont transparentes, tout en respectant la confidentialité.
4. Les marchés d'équilibrage garantissent la sécurité d'exploitation tout en permettant un usage maximal et une allocation efficiente de la capacité entre zones aux différentes échéances conformément à l'article 15.
5. La rémunération au prix marginal est utilisée pour le règlement de l'énergie d'équilibrage. Les acteurs du marché sont autorisés à soumettre des offres à une échéance aussi proche que possible du temps réel, et au plus tard après l'heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones, fixée conformément à l'article 59 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission.
6. Les déséquilibres sont réglés à un prix reflétant la valeur en temps réel de l'énergie.
7. Le dimensionnement de la capacité de réserve est réalisé au niveau régional conformément au point 7 de l'annexe I. Les centres de conduite régionaux apportent un soutien aux gestionnaires de réseau de transport dans la détermination du volume de la capacité d'équilibrage qui doit être soumis à passation de marché conformément au point 8 de l'annexe I.
8. Les passations de marché qui concernent des capacités d'équilibrage sont facilitées au niveau régional conformément au point 8 de l'annexe I. Les passations de marché se font sur le marché primaire et sont organisées de façon à ne pas discriminer les acteurs du marché lors du processus de préqualification, qu'ils se présentent individuellement ou par agrégation.
9. Les marchés sont passés séparément pour la capacité d'équilibrage à la hausse et pour la capacité d'équilibrage à la baisse. Le contrat est signé au plus tard un jour avant la fourniture de la capacité d'équilibrage, avec une durée contractuelle d'un jour maximum.
10. Les gestionnaires de réseau de transport publient des informations proches du temps réel sur la situation de l'équilibrage dans leur zone de contrôle, le prix du déséquilibre et le prix de l'énergie d'équilibrage.

Article 6

Marchés à un jour et marchés intrajournaliers

1. Les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO organisent conjointement la gestion des marchés à un jour et des marchés intrajournaliers intégrés en s'appuyant sur le couplage des marchés tel que défini dans le règlement (UE) 2015/1222. Les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO coopèrent au niveau de l'UE ou, si cela est plus approprié, sur une base régionale, afin de maximiser l'efficacité et l'efficience des échanges d'électricité sur les marchés à un jour et les marchés intrajournaliers de l'Union. L'obligation de coopérer est sans préjudice de l'application des dispositions du droit de l'Union en matière de concurrence. Dans le cadre de leurs fonctions relatives aux échanges d'électricité, les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO font l'objet d'une surveillance réglementaire par les régulateurs et l'Agence conformément à l'article 59 de [la refonte de la directive 2009/72/CE telle que proposée par le document COM(2016) 864/2] et aux articles 4 et 9 de [la refonte du règlement (CE) n° 713/2009 telle que proposée par le document COM(2016) 863/2].
2. Les marchés à un jour et les marchés intrajournaliers:
 - (a) sont organisés de manière non-discriminatoire;
 - (b) maximisent la capacité des acteurs du marché à contribuer à éviter des déséquilibres dans le réseau;
 - (c) maximisent les possibilités offertes aux acteurs du marché de participer aux échanges transfrontaliers de manière aussi proche que possible du temps réel dans toutes les zones de dépôt des offres;
 - (d) génèrent des prix qui reflètent les éléments fondamentaux du marché et auxquels peuvent se fier les acteurs du marché lorsqu'ils se mettent d'accord sur des produits de couverture à plus long terme;
 - (e) assurent la sécurité d'exploitation tout en permettant une utilisation maximale des capacités de transport;
 - (f) sont transparents tout en respectant la confidentialité;
 - (g) garantissent le caractère anonyme des transactions; et
 - (h) ne font pas de distinction entre les échanges réalisés à l'intérieur d'une zone de dépôt des offres et ceux réalisés entre zones de dépôt des offres.
3. Les opérateurs du marché sont libres de concevoir des produits et des possibilités d'échange adaptés aux demandes et aux besoins des acteurs du marché et veillent à ce que tous les acteurs du marché puissent accéder au marché individuellement ou par agrégation. Ils respectent la nécessité de s'adapter à des volumes croissants de production variable, à une réactivité accrue de la demande, et à l'arrivée de nouvelles technologies.

Article 7

Échanges sur les marchés à un jour et les marchés intrajournaliers

1. Les opérateurs du marché autorisent les acteurs du marché à soumettre des offres à une échéance aussi proche que possible du temps réel, et au moins jusqu'à l'heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones, fixée conformément à l'article 59 du règlement (UE) 2015/1222.
2. Les opérateurs du marché donnent la possibilité aux acteurs du marché d'échanger de l'énergie sur des intervalles de temps au moins aussi courts que la période de règlement des déséquilibres sur les marchés à un jour et sur les marchés intrajournaliers.
3. Les opérateurs du marché fournissent, pour les marchés à un jour et les marchés intrajournaliers, des produits suffisamment limités en volume, avec des offres minimales de 1 MW ou moins, afin de permettre la participation effective de la demande, le stockage de l'énergie et la production d'énergie renouvelable à petite échelle.
4. Pour le 1^{er} janvier 2025, la période de règlement des déséquilibres est de 15 minutes dans toutes les zones de contrôle.

Article 8

Marchés à terme

1. Conformément au règlement (UE) 2016/1719, les gestionnaires de réseau de transport délivrent des droits de transport à long terme ou mettent en place des mesures équivalentes pour permettre aux acteurs du marché, en particulier les propriétaires d'installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables, de se prémunir contre les risques de prix au-delà des frontières des zones de dépôt des offres.
2. Les droits de transport à long terme sont alloués de manière transparente, sur la base du marché et sans discrimination, via une plateforme d'allocation unique. Les droits de transport à long terme sont fermes et transférables entre les acteurs du marché.
3. Sous réserve du respect des règles des traités en matière de concurrence, les opérateurs du marché sont libres de concevoir des produits de couverture à terme, y compris pour le long terme, afin de fournir aux acteurs du marché, notamment aux propriétaires d'installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables, des possibilités appropriées de couverture contre les risques financiers générés par les fluctuations des prix. Les États membres ne limitent pas de telles opérations de couverture aux transactions au sein d'un État membre ou d'une zone de dépôt des offres.

Article 9

Restrictions en matière de prix

1. Aucune limite maximale n'est appliquée au prix de gros de l'électricité sauf si celle-ci est fixée au coût de l'énergie non distribuée tel que déterminé conformément à l'article 10. Aucune limite minimale n'est appliquée au prix de gros de l'électricité sauf si celle-ci est fixée à une valeur d'au moins 2 000 euros ou moins et que, dans le cas où elle est atteinte ou qu'il est anticipé qu'elle va l'être, elle est fixée à une valeur inférieure pour le jour suivant. Cette disposition s'applique, entre autres, au dépôt des offres et à la formation des prix à toutes les échéances et inclut les prix de l'énergie d'équilibrage et du déséquilibre.
2. Par dérogation au paragraphe 1, jusqu'[OP: à/au/en] [OP: deux ans après l'entrée en vigueur], les opérateurs du marché peuvent appliquer des limites aux prix d'équilibre maximaux pour les échéances journalières et infrajournalières, conformément aux articles 41 et 54 du règlement (UE) 2015/1222. Dans le cas où ces limites sont atteintes ou qu'il est anticipé qu'elles vont l'être, elles sont relevées pour le jour suivant.
3. Les gestionnaires de réseau de transport ne prennent aucune mesure qui viserait à modifier les prix de gros. Tous les ordres d'appel sont communiqués à l'autorité de régulation nationale le jour même.
4. Les États membres recensent les politiques et les mesures appliquées sur leur territoire susceptibles de contribuer à restreindre indirectement la formation des prix, en ce compris la limitation des offres liées à l'activation de l'énergie d'équilibrage, les mécanismes de capacité, les mesures prises par les gestionnaires de réseau de transport, les mesures visant à modifier les résultats du marché ou à empêcher les abus de position dominante, ou les zones de dépôt des offres définies de façon inefficace.
5. Lorsqu'un État membre recense une politique ou une mesure qui pourrait contribuer à restreindre la formation des prix, il prend toutes les mesures appropriées en vue d'éliminer ou, si cela n'est pas possible, de diminuer son incidence sur les stratégies d'offre. Les États membres soumettent un rapport à la Commission pour le [OP: six mois après l'entrée en vigueur] détaillant les mesures et les dispositions qu'ils ont prises ou envisagent de prendre.

Article 10

Coût de l'énergie non distribuée

1. Au plus tard le [OP: un an après l'entrée en vigueur], les États membres établissent une estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour leur territoire, exprimé en euros/MWh. Cette estimation est communiquée à la Commission et rendue publique. Les États membres peuvent établir un coût de l'énergie non distribuée différent pour chaque zone de dépôt des offres s'ils comptent plusieurs zones de dépôt des offres sur leur territoire. Lorsqu'ils établissent le coût de l'énergie non

distribuée, les États membres appliquent la méthode élaborée conformément à l'article 19, paragraphe 5.

2. Les États membres actualisent leur estimation au minimum tous les cinq ans.

Article 11

Appel des moyens de production et participation active de la demande

1. L'appel des installations de production d'électricité et la participation active de la demande sont non discriminatoires et fondés sur le marché, sauf dispositions contraires prévues aux paragraphes 2 à 4.
2. Lorsqu'ils appellent les installations de production d'électricité, les gestionnaires de réseau de transport donnent la priorité aux installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables, à la cogénération à haut rendement par de petites installations de production ou aux installations de production utilisant des technologies émergentes dans la mesure suivante:
 - (a) installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, d'une puissance installée inférieure à 500 kW; ou
 - (b) projets de démonstration concernant des technologies innovantes.
3. Lorsque la puissance totale des installations de production appelées en priorité en vertu du paragraphe 2 est supérieure à 15 % de la capacité de production installée totale dans un État membre, le paragraphe 2, point a), s'applique uniquement aux installations de production supplémentaires utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, d'une puissance électrique installée inférieure à 250 kW.

À compter du 1^{er} janvier 2026, le paragraphe 2, point a), s'applique uniquement aux installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, ayant une puissance électrique installée inférieure à 250 kW ou, si le seuil visé à la première phrase du présent paragraphe a été atteint, inférieure à 125 kW.

4. Les installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement qui ont été mises en service avant le [OP: *entrée en vigueur*] et ont, à leur mise en service, fait l'objet d'un appel prioritaire en vertu de l'article 15, paragraphe 5, de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil ou de l'article 16, paragraphe 2, de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil ³⁸ continuent d'être appelées en priorité. La priorité d'appel ne s'applique plus à compter de la date à laquelle l'installation de production fait l'objet d'importants changements, c'est-à-dire, au moins, lorsqu'une nouvelle

³⁸ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140 du 5.6.2009, p. 16).

convention de raccordement est requise ou lorsque la capacité de production est augmentée.

5. La priorité d'appel ne met pas en péril la sécurité d'exploitation du système électrique, n'est pas utilisée pour justifier la réduction des capacités transfrontalières au-delà de ce qui est prévu à l'article 14 et s'appuie sur des critères transparents et non discriminatoires.

Article 12

Redispatching et réduction

1. La réduction ou le redispatching de la production et le redispatching de la demande sont fondés sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires.
2. Les ressources ayant fait l'objet d'une réduction ou d'un redispatching sont choisies parmi les installations de production et de consommation ayant soumis des offres de réduction ou de redispatching à l'aide de mécanismes de marché et font l'objet d'une compensation financière. Les réductions ou le redispatching de la production ou le redispatching de la demande non fondés sur le marché ne sont utilisés que si aucune alternative fondée sur le marché n'est disponible, si toutes les ressources fondées sur le marché disponibles ont été utilisées, ou si le nombre d'installations de production ou de consommation disponibles dans la zone où les installations de production ou de consommation aptes à fournir le service sont situées est trop faible pour assurer une concurrence effective. La fourniture de ressources fondées sur le marché est ouverte à toutes les technologies de production, au stockage et à la participation active de la demande, y compris aux opérateurs situés dans d'autres États membres, sauf si cela n'est pas techniquement possible.
3. Les gestionnaires de réseau responsables font rapport au moins une fois par an à l'autorité de régulation compétente sur les réductions ou sur le redispatching à la baisse des installations de production utilisant des sources d'énergies renouvelables ou la cogénération à haut rendement et sur les mesures prises pour en diminuer la nécessité dans le futur. Les réductions ou le redispatching des installations de production utilisant des sources d'énergies renouvelables ou la cogénération à haut rendement font l'objet d'une compensation en vertu du paragraphe 6.
4. Sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau, sur la base des critères transparents et non discriminatoires définis par les autorités nationales compétentes, les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution:
 - (a) garantissent la capacité des réseaux de transport et de distribution à faire transiter l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement en recourant le moins possible aux réductions ou au redispatching. Ils n'empêchent pas d'envisager dans la planification du réseau des réductions ou un redispatching limités lorsqu'il est démontré que cela est plus efficient économiquement et ne dépasse pas 5 % des capacités installées utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement dans leur zone;

(b) prennent des mesures appropriées liées à l'exploitation du réseau et au marché pour limiter le plus possible les réductions ou le redispatching à la baisse de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement.

5. Lorsque le redispatching à la baisse ou les réductions non fondés sur le marché sont utilisés, les principes suivants s'appliquent:

(a) les installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ne peuvent faire l'objet de redispatching à la baisse ou de réductions que s'il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts disproportionnés ou des risques pour la sécurité du réseau;

(b) les installations de production utilisant la cogénération à haut rendement ne peuvent faire l'objet d'un redispatching à la baisse ou d'une réduction que si, en dehors d'un redispatching à la baisse ou d'une réduction visant des installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables, il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts disproportionnés ou des risques pour la sécurité du réseau;

(c) l'électricité autoproduite par des installations de production utilisant des sources d'énergies renouvelables ou la cogénération à haut rendement qui n'est pas injectée dans le réseau de transport ou de distribution ne peut pas faire l'objet d'une réduction sauf si aucune autre solution ne permettrait de résoudre les problèmes de sécurité du réseau;

(d) les mesures de redispatching à la baisse ou de réduction visées aux points a) à c) sont justifiées en bonne et due forme et en toute transparence. La justification est incluse dans le rapport visé au paragraphe 3.

6. Lorsque des mesures de redispatching ou de réduction non fondées sur le marché sont utilisées, elles font l'objet d'une compensation financière de la part du gestionnaire de réseau qui a demandé la réduction ou le redispatching au propriétaire de l'installation de production ou de consommation ayant fait l'objet de réduction ou de redispatching. La compensation financière est au minimum égale au plus élevé des éléments suivants:

(a) le coût d'exploitation additionnel lié à la réduction ou au redispatching, tel que les surcoûts de combustible en cas de redispatching à la hausse, ou de fourniture de chaleur de secours en cas de redispatching à la baisse ou de réduction visant des installations de production utilisant la cogénération à haut rendement;

(b) 90 % des recettes nettes provenant des ventes d'électricité sur le marché journalier que l'installation de production ou de consommation aurait générées si la réduction ou le redispatching n'avaient pas été demandés. Si un soutien financier est accordé à des installations de production ou de consommation sur la base du volume d'électricité produit ou consommé, le soutien financier perdu est présumé faire partie des recettes nettes.

Chapitre III

Accès au réseau et gestion de la congestion

SECTION 1

ALLOCATION DE LA CAPACITÉ

Article 13

Définition des zones de dépôt des offres

1. Une zone de dépôt des offres est délimitée selon les congestions structurelles et à long terme du réseau de transport et ne contient pas de telles congestions. Les zones de dépôt des offres dans l'Union sont configurées de manière à optimiser l'efficacité économique et les possibilités d'échanges transfrontaliers tout en préservant la sécurité d'approvisionnement.
2. Chaque zone de dépôt des offres devrait correspondre à une zone du prix des déséquilibres.
3. Afin de définir au mieux les zones de dépôt des offres dans des zones étroitement interconnectées, il y a lieu d'effectuer une révision des zones de dépôt des offres. Cette révision comporte une analyse coordonnée de la configuration des zones de dépôt des offres impliquant les parties prenantes de tous les États membres concernés, selon le processus prévu aux articles 32 à 34 du règlement (UE) 2015/1222. L'Agence approuve la méthode et les hypothèses qui seront utilisées lors du processus de révision des zones de dépôt des offres ainsi que les nouvelles configurations des zones de dépôt des offres envisagées, et peut demander que des modifications y soient apportées.
4. Les gestionnaires de réseau de transport participant à la révision des zones de dépôt des offres soumettent à la Commission une proposition de modification ou de maintien de la configuration des zones de dépôt des offres. Sur la base de cette proposition, la Commission adopte une décision de modification ou de maintien de la configuration des zones de dépôt des offres, *[au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, date précise à insérer par l'OP]* ou au plus tard six mois après la conclusion de la révision de la configuration des zones de dépôt des offres lancée en vertu de l'article 32, paragraphe 1, points a), b) ou c), du règlement (UE) 2015/1222, la date la plus tardive étant retenue.
5. La décision visée au paragraphe 4 est fondée sur les résultats de la révision des zones de dépôt des offres et sur la proposition des gestionnaires de réseau de transport relative au maintien ou à la modification de leur configuration. La décision est motivée, notamment en ce qui concerne des écarts possibles par rapport aux résultats de la révision des zones de dépôt des offres.

6. Lorsqu'une autre révision des zones de dépôt des offres est lancée en vertu de l'article 32, paragraphe 1, points a), b) ou c), du règlement (UE) 2015/1222, la Commission peut adopter une décision dans un délai de six mois à compter de l'issue de ladite révision des zones de dépôt des offres.
7. La Commission consulte les parties prenantes sur les décisions qu'elle prend en vertu du présent article avant qu'elles ne soient adoptées.
8. La décision de la Commission précise la date de mise en œuvre d'une modification. Cette date de mise en œuvre concilie l'exigence de rapidité et les aspects pratiques, y compris les échanges d'électricité à terme. La Commission peut, dans le cadre de sa décision, prévoir des dispositions transitoires appropriées.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

Article ~~1416~~

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

1. Les problèmes de congestion du réseau sont traités grâce à des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux acteurs du marché et aux gestionnaires de réseau de transport concernés. Les problèmes de congestion du réseau sont ~~de préférence~~ résolus avec des méthodes non transactionnelles, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents acteurs du marché. ⇒ Lorsqu'il prend des mesures opérationnelles visant à garantir que son réseau de transport demeure à l'état normal, le gestionnaire de réseau de transport tient compte de l'effet de ces mesures sur les zones de contrôle voisines et coordonne ces mesures avec les autres gestionnaires de réseau de transport concernés conformément au règlement (UE) 2015/1222. ⇐
2. Les procédures de ~~restriction~~ ~~☒~~ réduction ~~☒~~ des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir rapidement et où le ~~redéploiement~~ («redispatching») ou les échanges de contrepartie («counter trading») ne sont pas possibles. Toute procédure de ce type est appliquée de manière non discriminatoire. Sauf cas de force majeure, les acteurs du marché auxquels ont été ~~☒~~ allouées ~~☒~~ attribuées des capacités sont indemnisés pour toute ~~restriction~~ ~~☒~~ réduction ~~☒~~.
3. La capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des acteurs du marché, dans le respect des normes de sécurité pour une exploitation sûre du réseau. ⇒ Les échanges de contrepartie et le redispatching, y compris le redispatching transfrontalier, sont utilisés pour optimiser les capacités disponibles, sauf s'il est prouvé qu'ils ne sont pas bénéfiques pour l'efficacité économique au niveau de l'Union. ⇐

4. Les capacités sont allouées uniquement sous la forme de ventes aux enchères explicites des capacités ou de ventes aux enchères implicites des capacités et de l'énergie. Les deux méthodes peuvent coexister pour la même interconnexion. Pour les échanges intrajournaliers, un régime de continuité est appliqué, qui peut être complété par des ventes aux enchères.
5. Les offres présentant la valeur la plus élevée, qu'elles soient formulées implicitement ou explicitement dans un délai donné, sont retenues. Sauf dans le cas de nouvelles interconnexions qui bénéficient d'une dérogation en vertu de l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003, de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 ou de l'article 59 du présent règlement, la fixation de prix de réserve dans les méthodes d'allocation de capacités n'est pas autorisée.
6. Les capacités peuvent faire l'objet d'échanges sur le marché secondaire, à condition que le gestionnaire de réseau de transport soit informé suffisamment à l'avance. Lorsqu'un gestionnaire de réseau de transport refuse un échange (transaction) secondaire, il doit notifier et expliquer clairement et d'une manière transparente ce refus à tous les acteurs du marché et en informer l'autorité de régulation.
7. Les gestionnaires de réseau de transport ne limitent pas le volume de la capacité d'interconnexion à mettre à la disposition d'autres acteurs du marché pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle ou pour gérer des flux sur une frontière entre deux zones de contrôle considérées même en l'absence de toute transaction, c'est-à-dire des flux traversant des zones de contrôle liés à une origine et une destination au sein d'une même zone de contrôle.

À la demande d'un gestionnaire de réseau de transport, l'autorité de régulation concernée peut accorder une dérogation au premier alinéa lorsque cela s'avère soit nécessaire pour maintenir la sécurité opérationnelle, soit bénéfique pour l'efficacité économique au niveau de l'Union. Une telle dérogation, qui ne peut porter sur une réduction de capacités déjà allouées en vertu du paragraphe 5, est limitée dans le temps, se limite strictement à ce qui est nécessaire et écarte toute discrimination entre les échanges internes et ceux entre zones. Avant d'accorder une dérogation, l'autorité de régulation concernée consulte les autorités de régulation des autres États membres faisant partie d'une région affectée de calcul de la capacité. Lorsqu'une autorité de régulation marque son désaccord avec la dérogation proposée, l'Agence statue sur la dérogation en vertu de l'article 6, paragraphe 8, point a) [proposition de refonte du règlement (CE) n° 713/2009, COM(2016) 863/2]. La justification et la motivation de la dérogation sont publiées. Lorsqu'une dérogation est accordée, les gestionnaires de réseau de transport concernés élaborent et publient une méthode et des projets qui fournissent une solution à long terme au problème que la dérogation cherche à résoudre. La dérogation prend fin à l'expiration du délai ou lorsque la solution est appliquée, la date la plus proche étant retenue.

↓ 714/2009 (adapté)

~~4.8.~~ Les acteurs du marché préviennent les gestionnaires de réseau de transport concernés, suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée, de leur intention d'utiliser ou non les capacités allouées attribuées. Toute capacité allouée attribuée non utilisée est réallouée réattribuée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire.

~~5.9.~~ Dans la mesure où cela est techniquement possible, les gestionnaires de réseau de transport compensent les demandes de capacité de tout flux d'énergie dans le sens opposé sur la ligne d'interconnexion ~~encombrée~~ touchée par une congestion afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale. Compte dûment tenu de la sécurité du réseau, les transactions qui diminuent la congestion ne sont jamais refusées.

↓ nouveau

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

Article 15

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

1. Les gestionnaires de réseau de transport recalculent les capacités d'échange entre zones disponibles au moins après les heures de fermeture du guichet à un jour et du guichet infrajournalier entre zones. Les gestionnaires de réseau de transport allouent la capacité d'échange entre zones disponible, plus toute capacité d'échange entre zones restantes qui n'a pas été allouée précédemment et toute capacité d'échange entre zones libérées par les détenteurs de droits de transport physique ayant bénéficié d'allocations antérieures lors du processus d'allocation de la capacité d'échange entre zones suivant.
2. Lorsque des capacités d'échange entre zones sont disponibles après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, les gestionnaires de réseau de

transport utilisent la capacité d'échange entre zones pour échanger de l'énergie d'équilibrage ou pour activer le processus de compensation des déséquilibres.

3. Les gestionnaires de réseau de transport utilisent les méthodes élaborées dans les codes de réseau et les lignes directrices sur l'équilibrage, le cas échéant, pour allouer des capacités d'échange entre zones pour échanger des capacités d'ajustement ou pour partager des réserves en vertu de l'article 5, paragraphe 4, et de l'article 7.
4. Les gestionnaires de réseau de transport n'augmentent pas la marge de fiabilité déterminée en vertu du règlement (UE) 2015/1222 imputable à l'échange de capacités d'équilibrage ou au partage de réserves.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

SECTION 2

⊗ REDEVANCES D'ACCÈS AUX RÉSEAUX ET RECETTES TIRÉES DE LA CONGESTION ⊗

Article ~~1614~~

Redevances d'accès aux réseaux

1. Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau ⇒ , y compris les redevances de raccordement aux réseaux, les redevances d'utilisation des réseaux et, le cas échéant, les redevances de renforcement connexe des réseaux, ⇐ sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité ⇒ et la flexibilité ⇐ des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire. ⇒ En particulier, elles sont appliquées de manière à ne pas créer de discrimination entre la production connectée au niveau de la distribution et la production connectée au niveau du transport, que ce soit positivement ou négativement. Elles ne créent pas de discrimination à l'égard du stockage de l'énergie et ne découragent pas la participation active de la demande. Sans préjudice du paragraphe 3, ⇐ ~~ces~~ redevances ne sont pas fonction de la distance.

↓ nouveau

2. Les tarifs sont fixés de manière à inciter de manière appropriée les gestionnaires de réseau de transport et de distribution, tant à court qu'à long terme, à améliorer

l'efficacité, y compris l'efficacité énergétique, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement, et à soutenir les investissements et les activités de recherche connexes.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

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

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

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

4.5. La fixation des redevances d'accès aux réseaux au titre du présent article ne fait pas obstacle au paiement de redevances ~~à l'exportation déclarée ou à l'importation déclarée~~ résultant de la gestion de la congestion visée à l'article 14~~16~~.

5.6. Il n'y a aucune redevance de réseau spécifique sur les différentes transactions pour les échanges transfrontaliers ~~transits déclarés~~ d'électricité.

↓ nouveau

7. Les tarifs de distribution reflètent le coût d'utilisation du réseau de distribution par les utilisateurs du réseau, y compris les clients actifs, et peuvent varier en fonction des profils de consommation ou de production des utilisateurs du réseau. Lorsque les États membres ont mis en œuvre le déploiement de systèmes intelligents de mesure, les autorités de régulation peuvent introduire une tarification différenciée en fonction de la période d'accès au réseau, qui reflète l'utilisation du réseau, de manière transparente et prévisible pour le consommateur.

8. Les autorités de régulation prévoient des mesures pour inciter les gestionnaires de réseau de distribution à passer un marché de services pour l'exploitation et le développement de leurs réseaux et à intégrer des solutions innovantes dans les réseaux de distribution. À cette fin, les autorités de régulation incluent tous les coûts correspondants dans les tarifs de distribution et les reconnaissent comme admissibles, et elles introduisent des objectifs de performance afin d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à augmenter l'efficacité, y compris l'efficacité énergétique, de leurs réseaux.

9. Au plus tard le [OP: *Veillez insérer la date précise - trois mois après l'entrée en vigueur*], l'Agence formule une recommandation adressée aux autorités de régulation sur la convergence progressive des méthodes de tarification du transport et de la distribution. La recommandation porte au moins sur les éléments suivants:
- (a) le rapport entre les tarifs appliqués aux producteurs et ceux appliqués aux consommateurs;
 - (b) les coûts que les tarifs visent à recouvrer;
 - (c) la tarification différenciée en fonction de la période d'accès au réseau;
 - (d) les signaux de localisation;
 - (e) le lien entre les tarifs de transport et de distribution, y compris les principes en matière de non-discrimination;
 - (f) les méthodes mises en œuvre pour garantir la transparence dans la fixation et la structure des tarifs;
 - (g) les groupes d'utilisateurs du réseau soumis à des tarifs, y compris les exonérations tarifaires.
10. Sans préjudice d'une harmonisation accrue par voie d'actes délégués en vertu de l'article 55, paragraphe 1, point k), les autorités de régulation tiennent dûment compte de la recommandation de l'Agence lorsqu'elles approuvent ou fixent les tarifs de transport ou leurs méthodes de calcul conformément à l'article 59, paragraphe 6, point a), de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2].
11. L'Agence surveille la mise en œuvre de sa recommandation et présente un rapport à la Commission au plus tard le 31 janvier de chaque année. Elle actualise sa recommandation au moins une fois tous les deux ans.

Article 17

Recettes tirées de la congestion

1. Les procédures de gestion de la congestion associées à une échéance prédéfinie ne peuvent générer de recettes que si une congestion se produit en rapport avec ladite échéance, sauf dans le cas de nouvelles interconnexions qui bénéficient d'une dérogation en vertu de l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003, de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 ou de l'article 59 du présent règlement. La procédure de répartition de ces recettes est soumise à l'appréciation des autorités de régulation. Elle ne doit pas fausser le processus d'allocation en favorisant tel ou tel opérateur demandant des capacités ou de l'énergie ni constituer un facteur de dissuasion vis-à-vis de la réduction de la congestion.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

~~2.6.~~ Les recettes résultant de l'~~allocation~~ ~~attribution~~ de capacités d'interconnexions sont utilisées aux fins suivantes:

- (a) garantir la disponibilité réelle des capacités allouées ~~attribuées~~; ~~et/ou~~
- (b) maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion via les investissements dans le réseau, en particulier dans les nouvelles interconnexions.

Si les recettes ne peuvent être utilisées d'une manière efficace aux fins mentionnées aux points a) ~~et/ou~~ b) du premier alinéa, ~~elles sont inscrites dans un poste distinct de la comptabilité interne en vue d'une utilisation future à ces fins. Elles peuvent être utilisées, sous réserve de l'approbation par les autorités de régulation des États membres concernés, à concurrence d'un montant maximum à fixer par ces autorités de régulation, pour servir de recettes que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs d'accès au réseau, et/ou de la fixation de ces tarifs.~~

~~Le solde des recettes est inscrit dans un poste distinct de la comptabilité interne jusqu'à ce qu'il puisse être dépensé aux fins prévues aux points a) et/ou b) du premier alinéa. L'autorité de régulation informe l'agence de l'approbation visée au deuxième alinéa.~~

↓ nouveau

3. L'utilisation des recettes conformément aux points a) et b) du paragraphe 2 fait l'objet d'une méthode proposée par l'Agence et approuvée par la Commission. La proposition de l'Agence est transmise à la Commission au plus tard le [OP: douze mois après l'entrée en vigueur] et est approuvée dans un délai de six mois.

L'Agence peut, de sa propre initiative ou à la demande de la Commission, actualiser la méthode; la Commission approuve alors la méthode actualisée au plus tard dans un délai de six mois à compter de sa transmission.

Avant transmission à la Commission, l'Agence procède à une consultation sur la méthode proposée en vertu de l'article 15 [proposition de refonte du règlement (CE) n° 713/2009, COM(2016) 863/2].

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

4. Les gestionnaires de réseau de transport établissent clairement à l'avance de quelle manière ils utiliseront toute recette tirée de la congestion et communiquent l'utilisation effective qui en a été faite. Sur une base annuelle, et au plus tard le 31 juillet de chaque année, les autorités de régulation nationales publient un rapport

indiquant le montant des recettes recueillies au cours des douze mois précédant le 30 juin de la même année et la manière dont elles ont été utilisées, y compris les projets spécifiques auxquels les recettes ont été affectées ou le montant inscrit dans un poste distinct de la comptabilité, accompagné de justificatifs attestant que cette utilisation est conforme au présent règlement et à la méthode élaborée en vertu du paragraphe 3.

Chapitre IV

Adéquation des moyens

Article 18

Adéquation des moyens

1. Les États membres veillent à l'adéquation des moyens sur leur territoire sur la base de l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne prévue à l'article 19.
2. Lorsque l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne met en lumière un problème concernant l'adéquation des moyens, les États membres recensent toutes distorsions réglementaires ayant causé l'apparition du problème ou y ayant contribué.
3. Les États membres publient un calendrier pour l'adoption de mesures visant à éliminer toutes les distorsions réglementaires qui ont été recensées. Lorsqu'ils traitent les problèmes concernant l'adéquation des moyens, les États membres envisagent notamment de supprimer les distorsions réglementaires, d'autoriser la fixation du prix de la rareté, et de développer les interconnexions, le stockage de l'énergie, les mesures agissant sur la demande et l'efficacité énergétique.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

Article 19

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

4.1. ⇒ L'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne ⇐ ~~Les perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production visées au paragraphe 3, point b),~~ couvrent l'adéquation totale du système électrique pour répondre à la demande en électricité, actuelle et prévue, ⇒ pour une période de dix ans à compter de la date de ladite évaluation, dans une résolution annuelle. ⇐ ~~pour les cinq années à venir, ainsi que pour la période comprise entre cinq et quinze ans à~~

~~compter de la date de ces perspectives. Les perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production se fondent sur les perspectives sur l'adéquation des capacités de production nationales élaborées par chaque gestionnaire de réseau de transport.~~

⇩ nouveau

2. Au plus tard le [OP: six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement], l'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence un projet de méthode pour l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne basé sur les principes visés au paragraphe 4.
3. Les gestionnaires de réseau de transport fournissent à l'ENTSO pour l'électricité les données dont il a besoin pour réaliser, chaque année, l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne. L'ENTSO pour l'électricité réalise cette évaluation chaque année.
4. L'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne est basée sur une méthode qui permet de garantir que l'évaluation:
 - (a) est réalisée au niveau des zones de dépôt des offres et couvre au moins tous les États membres;
 - (b) est basée sur des scénarios appropriés concernant les prévisions de l'offre et de la demande et comprenant une évaluation économique de la probabilité de la mise hors service définitive et des nouvelles constructions d'actifs de production, ainsi que des mesures pour atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique et une sensibilité satisfaisante aux variations des prix de gros et du prix du carbone;
 - (c) tient dûment compte de la contribution de tous les moyens, y compris la production actuelle et à venir, le stockage de l'énergie, la participation active de la demande, les possibilités d'exportation et d'importation et leur contribution à une gestion souple du réseau;
 - (d) anticipe l'incidence probable des mesures visées à l'article 18, paragraphe 3;
 - (e) inclut des scénarios sans les mécanismes de capacité existants ou prévus;
 - (f) est basée sur un modèle de marché utilisant, le cas échéant, l'approche fondée sur les flux;
 - (g) applique des calculs probabilistiques;
 - (h) applique au minimum les indicateurs suivants:
 - l'espérance du volume de défaillance en énergie («expected energy non served», EENS), et
 - l'espérance de la durée de défaillance («loss of load expectation», LOLE);

- (i) recense les sources d'éventuels problèmes concernant l'adéquation des moyens, et détermine notamment s'il s'agit d'une contrainte du réseau ou des moyens, ou les deux.
5. Au plus tard le [OP: six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement], l'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence un projet de méthode pour calculer:
 - (a) le coût de l'énergie non distribuée;
 - (b) le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir («cost of new entry», CONE) pour la production, ou la participation active de la demande; et
 - (c) la norme de fiabilité exprimée sous la forme de l'«espérance du volume de défaillance en énergie» et de l'«espérance de la durée de défaillance».
 6. Les propositions visées aux paragraphes 2 et 5 et les conclusions de l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne en vertu du paragraphe 3 sont soumises à la consultation et à l'approbation préalables de l'Agence selon la procédure définie à l'article 22.

Article 20

Norme de fiabilité

1. Lorsqu'ils appliquent des mécanismes de capacité, les États membres disposent d'une norme de fiabilité indiquant, d'une manière transparente, le niveau souhaité de sécurité d'approvisionnement.
2. La norme de fiabilité est fixée par l'autorité de régulation nationale sur la base de la méthode visée à l'article 19, paragraphe 5.
3. La norme de fiabilité est calculée en utilisant le coût de l'énergie non distribuée et le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir sur une période déterminée.
4. Les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité sont approuvés par l'autorité de régulation nationale.

Article 21

Participation transfrontalière aux mécanismes de capacité

1. Les mécanismes autres que les réserves stratégiques sont ouverts à la participation directe des fournisseurs de capacité situés dans un autre État membre, pour autant qu'il existe un raccordement au réseau entre cet État membre et la zone de dépôt des offres dans laquelle le mécanisme est appliqué.
2. Les États membres veillent à ce que les capacités étrangères en mesure de garantir des performances techniques égales à celles des capacités nationales aient la

possibilité de participer au même processus de mise en concurrence que les capacités nationales.

3. Les États membres n'entravent pas la participation des capacités situées sur leur territoire aux mécanismes de capacité d'autres États membres.
4. La participation transfrontalière aux mécanismes de capacité couvrant l'ensemble du marché n'entraîne aucune modification ou altération des programmes entre zones et des flux physiques entre États membres, et n'a aucune autre incidence sur ceux-ci, lesquels sont uniquement déterminés par les résultats de l'allocation de la capacité en vertu de l'article 14.
5. Les fournisseurs de capacité peuvent participer à plus d'un mécanisme pour la même période de fourniture. Ils sont soumis à des frais d'indisponibilité en cas d'indisponibilité, et effectuent deux paiements d'indisponibilité ou plus lorsqu'il y a rareté simultanée dans deux zones de dépôt des offres, ou plus, dans lesquelles le fournisseur de capacité a passé un contrat.
6. Les centres de conduite régionaux créés en vertu de l'article 32 calculent chaque année la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères en tenant compte des prévisions concernant la disponibilité des interconnexions et la simultanéité probable d'une forte sollicitation des réseaux entre le réseau où le mécanisme est appliqué et le réseau où les capacités étrangères sont situées. Il y a lieu d'effectuer un calcul pour chaque frontière d'une zone de dépôt des offres.
7. Les États membres veillent à ce que la capacité d'entrée visée au paragraphe 6 soit allouée aux fournisseurs de capacité admissibles d'une manière transparente, non discriminatoire et fondée sur le marché.
8. Toute différence de coût des capacités étrangères et de coût des capacités nationales découlant de l'allocation visée au paragraphe 7 est supportée par les gestionnaires de réseau de transport et est répartie entre eux selon la méthode visée au paragraphe 10, point b). Les gestionnaires de réseau de transport utilisent ces recettes aux fins énoncées à l'article 17, paragraphe 2.
9. Le gestionnaire de réseau de transport de l'endroit où se trouvent les capacités étrangères:
 - (a) détermine si les fournisseurs de capacité intéressés peuvent garantir les performances techniques requises par le mécanisme de capacité auquel le fournisseur de capacité entend participer et inscrit le fournisseur de capacité dans le registre en tant que fournisseur de capacité admissible;
 - (b) effectue les contrôles de disponibilité en tant que de besoin.
10. Au plus tard le [OP: douze mois après l'entrée en vigueur du présent règlement], l'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence:
 - (a) une méthode de calcul de la capacité d'entrée maximale pour la participation transfrontalière visée au paragraphe 6;

- (b) une méthode de partage des recettes visées au paragraphe 8;
- (c) des règles communes pour effectuer les contrôles de disponibilité visés au paragraphe 9, point b);
- (d) des règles communes pour déterminer l'échéance d'un paiement d'indisponibilité;
- (e) les modalités de gestion du registre visé au paragraphe 9, point a);
- (f) des règles communes pour recenser les capacités admissibles à une participation et visées au paragraphe 9, point a).

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

11. L'Agence vérifie si les capacités ont été calculées conformément à la méthode visée au paragraphe 10, point a).
12. Les autorités de régulation nationales veillent à ce que la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité soit organisée d'une manière efficace et non discriminatoire. Elles mettent notamment en place des dispositions administratives adéquates permettant l'exécution des paiements d'indisponibilité par-delà les frontières.
13. Les capacités allouées en vertu du paragraphe 7 sont transférables entre les fournisseurs de capacité admissibles. Les fournisseurs de capacité admissibles notifient tout transfert au registre visé au paragraphe 9, point a).
14. Au plus tard le [*OP: deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement*], l'ENTSO pour l'électricité établit et gère le registre visé au paragraphe 9. Le registre est ouvert à tous les fournisseurs de capacité admissibles, aux réseaux où sont appliqués les mécanismes et à leurs gestionnaires de réseau de transport.

Article 22

Procédure d'approbation

1. Lorsqu'il est fait référence au présent article, la procédure définie aux paragraphes 2 à 4 s'applique à l'approbation d'une proposition soumise par l'ENTSO pour l'électricité.
2. Avant de soumettre sa proposition, l'ENTSO pour l'électricité réalise une consultation impliquant toutes les parties prenantes, les autorités de régulation nationales et autres autorités nationales concernées.
3. Dans les trois mois à compter de la date de la réception de la proposition, l'Agence approuve la proposition ou la modifie. Dans ce dernier cas, l'Agence consulte l'ENTSO pour l'électricité avant d'adopter la proposition modifiée. Une fois adoptée, et au plus tard trois mois après la date de la réception des documents proposés, la proposition est publiée sur le site web de l'Agence.

4. L'Agence peut, à tout moment, demander que des modifications soient apportées à la proposition approuvée. Dans les six mois à compter de la demande, l'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence un projet des modifications proposées. Dans les trois mois à compter de la date de la réception du projet, l'Agence modifie ou approuve les modifications et publie le document sur son site web.

Article 23

Principes de conception des mécanismes de capacité

1. Pour traiter les problèmes résiduels qui ne peuvent être résolus par les mesures prises en vertu de l'article 18, paragraphe 3, les États membres peuvent introduire des mécanismes de capacité, sous réserve des dispositions du présent article et des règles de l'Union en matière d'aides d'État.
2. Lorsqu'un État membre souhaite mettre en œuvre un mécanisme de capacité, il procède à une consultation sur le mécanisme proposé au minimum avec ses États membres voisins interconnectés.
3. Les mécanismes de capacité ne créent pas de distorsions inutiles du marché et n'entravent pas les échanges transfrontaliers. Le volume de la capacité engagée dans le mécanisme ne dépasse pas ce qui est nécessaire pour résoudre le problème.
4. Les capacités de production pour lesquelles une décision d'investissement définitive a été prise après [OP: entrée en vigueur] ne sont autorisées à participer à un mécanisme de capacité que si leurs émissions sont inférieures à 550 gr CO₂/kWh. Aucune capacité de production émettant 550 gr CO₂/kWh ou plus n'est engagée dans les mécanismes de capacité 5 ans après l'entrée en vigueur du présent règlement.
5. Lorsqu'aucun problème concernant l'adéquation des moyens n'a été mis en lumière par l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne, aucun mécanisme de capacité n'est appliqué par les États membres.

Article 24

Mécanismes existants

Les États membres appliquant des mécanismes de capacité [au/à] [OP: entrée en vigueur du présent règlement] adaptent leurs mécanismes pour se conformer aux articles 18, 21 et 23 du présent règlement.

Chapitre V

⊗ Gestion du réseau de transport ⊗

Article 254

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

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

↓ nouveau

2. Lorsqu'il exécute ses fonctions en vertu du droit de l'UE, l'ENTSO pour l'électricité agit dans l'intérêt européen et en toute indépendance par rapport à des intérêts nationaux individuels ou aux intérêts nationaux des gestionnaires de réseau de transport; il contribue par ailleurs à la réalisation efficace et durable des objectifs fixés dans le cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030, notamment en contribuant à l'intégration efficace de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

↓ 714/2009 (adapté)

⇒ nouveau

Article 265

Création ⊗ de l'ENTSO ~~⊗ du REGRT~~ pour l'électricité

1. ~~Le 3 mars 2011 au plus tard,~~ Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité soumettent à la Commission et à l'Agence le projet de statuts ⊗ de l'ENTSO ⊗ ~~du REGRT~~ pour l'électricité à établir, ainsi qu'une liste de ses membres et qu'un projet de règlement intérieur comportant notamment les règles de procédure pour la consultation d'autres parties prenantes.

2. Dans un délai de deux mois à compter du jour de la réception de ces documents, et après consultation officielle des organisations représentant toutes les parties prenantes, en particulier les utilisateurs du réseau, y compris les clients, l'Agence émet un avis à l'intention de la Commission sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur.
3. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception de l'avis de l'Agence, la Commission émet un avis sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur, en tenant compte de l'avis de l'Agence visé au paragraphe 2.
4. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception de l'avis favorable de la Commission, les gestionnaires de réseau de transport établissent l'ENTSO le REGRT pour l'électricité et adoptent et publient ses statuts et son règlement intérieur.

nouveau

5. Les documents visés au paragraphe 1 sont présentés à la Commission et à l'Agence en cas de modification de ceux-ci ou sur demande motivée de la Commission ou de l'Agence. L'Agence et la Commission émettent un avis conformément aux paragraphes 2 à 4.

714/2009 (adapté)
 nouveau

Article 27~~8~~

Tâches de l'ENTSO du REGRT pour l'électricité

~~1. Le REGRT pour l'électricité élabore des codes de réseau dans les domaines visés au paragraphe 6 du présent article, à la demande de la Commission, conformément à l'article 6, paragraphe 6.~~

~~2.1.~~ L'ENTSO Le REGRT pour l'électricité ~~peut~~:

~~a) élabore, dans les domaines visés au paragraphe 6 à l'article 55, paragraphe 1, des codes de réseau, en vue d'atteindre les objectifs visés à l'article 254; lorsque ces codes de réseau ne correspondent pas à des domaines concernés par une demande qui lui a été adressée par la Commission. Ces codes de réseau sont soumis à l'agence pour avis. Le REGRT pour l'électricité tient dûment compte de cet avis.~~

~~3. Le REGRT pour l'électricité adopte:~~

~~b) adopte et publie , tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union la Communauté («plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union la Communauté»), comprenant des perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production;~~

↓ nouveau

c) prépare et adopte les propositions relatives à l'évaluation de l'adéquation des moyens à l'échelle européenne en vertu de l'article 19, paragraphes 2, 3 et 5, et aux spécifications techniques pour la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité en vertu de l'article 21, paragraphe 10;

↓ 714/2009 (adapté)

~~e)~~ d) adopte des recommandations relatives à la coordination de la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de transport de l'Union ~~la Communauté~~ et ceux des pays tiers;

↓ nouveau

(e) adopte un cadre pour la coopération et la coordination entre les centres de conduite régionaux;

(f) adopte une proposition définissant la région d'exploitation du réseau couverte par chaque centre de conduite régional;

↓ 347/2013 (adapté)

⇒ nouveau

~~e)~~ g) adopte des outils communs de gestion de réseau pour assurer la coordination de l'exploitation du réseau dans des conditions normales et en situation d'urgence, y compris une échelle commune de classification des incidents, et des plans communs de recherche ⇒, y compris le déploiement de ces plans dans le cadre d'un programme de recherche efficace⇐. Ces outils précisent notamment:

- i) les informations, y compris les informations appropriées à un jour, ~~in~~trajournalières et en temps réel, utiles pour améliorer la coordination opérationnelle, ainsi que la fréquence optimale pour le recueil et le partage de telles informations;
- ii) la plateforme technologique utilisée pour les échanges d'informations en temps réel et, le cas échéant, les plateformes technologiques employées pour le recueil, le traitement et la communication des autres informations visées au point i), ainsi que pour la mise en œuvre des procédures propres à renforcer la coordination opérationnelle entre les gestionnaires de réseau~~s~~ de transport en vue d'étendre cette coordination à l'ensemble de l'Union;
- iii) la manière dont les gestionnaires de réseau~~s~~ de transport communiquent les informations d'exploitation aux autres gestionnaires de réseau~~s~~ de transport ou

toute entité dûment mandatée pour les appuyer dans la réalisation de la coordination opérationnelle, et à l'Agence; et

- iv) que les gestionnaires de réseau de transport désignent un correspondant chargé de répondre aux demandes de renseignements provenant des autres gestionnaires de réseau de transport ou de toute entité dûment mandatée visée au point iii), ou de l'Agence, concernant lesdites informations.

~~Le REGRT pour l'électricité soumet les précisions adoptées concernant les points i) à iv) ci-dessus à l'agence et à la Commission au plus tard le 16 mai 2015.~~

~~Dans un délai de douze mois à compter de l'adoption des précisions, l'agence émet un avis dans lequel elle apprécie si celles-ci contribuent suffisamment à promouvoir les échanges transfrontaliers et à assurer la gestion optimale, l'exploitation coordonnée, l'utilisation efficace et l'évolution technique solide du réseau européen de transport d'électricité.~~

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

~~d) h)~~ adopte un programme de travail annuel;

~~e) i)~~ adopte un rapport annuel;

~~j) f)~~ élabore et adopte des perspectives ~~annuelles estivales et hivernales~~
⇒ saisonnières ⇐ sur l'adéquation des capacités de production en vertu de l'article 9, paragraphe 2 [proposition de règlement sur la préparation aux risques, COM(2016) 862 final] .

~~4. Les perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production visées au paragraphe 3, point b), couvrent l'adéquation totale du système électrique pour répondre à la demande en électricité, actuelle et prévue, pour les cinq années à venir, ainsi que pour la période comprise entre cinq et quinze ans à compter de la date de ces perspectives. Les perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production se fondent sur les perspectives sur l'adéquation des capacités de production nationales élaborées par chaque gestionnaire de réseau de transport.~~

↓ nouveau

2. L'ENTSO pour l'électricité transmet à l'Agence un rapport sur les lacunes relevées en ce qui concerne la création et les performances des centres de conduite régionaux.

3. L'ENTSO pour l'électricité publie les procès-verbaux des réunions de son assemblée, de son Conseil et de ses comités et met régulièrement à la disposition du public des informations sur son processus décisionnel et ses activités.

~~5.4.~~ Le programme de travail annuel visé au paragraphe ~~31~~, point ~~d)h)~~, comprend une liste et une description des codes de réseau à élaborer, un plan relatif à la coordination de la gestion du réseau, et les activités de recherche et de développement qui seront mises en œuvre au cours de l'année, ainsi qu'un calendrier indicatif.

~~9.5.~~ L'ENTSO Le REGRT pour l'électricité met à la disposition de l'Agence toutes les informations dont elle a besoin pour accomplir ses tâches conformément à l'article ~~299~~, paragraphe 1. ⇒ Les gestionnaires de réseau de transport mettent à la disposition de l'ENTSO pour l'électricité toutes les informations dont il a besoin pour accomplir ses tâches en vertu de la première phrase. ⇐

~~642.~~ À la demande de la Commission, l'ENTSO le REGRT pour l'électricité donne à la Commission son avis sur l'adoption des lignes directrices orientations prévues à l'article ~~5748~~.

~~7. Les codes de réseau sont élaborés pour des questions transfrontalières ayant trait au réseau et à l'intégration du marché et sont sans préjudice du droit des États membres d'établir des codes de réseau nationaux n'affectant pas les échanges transfrontaliers.~~

~~8. Le REGRT pour l'électricité surveille et analyse la mise en œuvre des codes de réseau et des orientations adoptés par la Commission conformément à l'article 6, paragraphe 11, ainsi que leur incidence sur l'harmonisation des règles applicables visant à faciliter l'intégration du marché. Le REGRT pour l'électricité communique ses conclusions à l'agence et intègre les résultats de l'analyse dans le rapport annuel visé au paragraphe 3, point e), du présent article.~~

Article ~~2810~~

Consultation

1. Lors de la préparation des ⇒ propositions présentées dans le cadre des tâches visées à l'article 27, paragraphe 1 ⇐ ~~codes de réseau, du projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté et du programme de travail annuel visés à l'article 8, paragraphes 1, 2 et 3,~~ l'ENTSO le REGRT pour l'électricité réalise une large consultation à un stade précoce et d'une manière ouverte et transparente, impliquant toutes les parties prenantes concernées ~~tous les acteurs concernés du marché,~~ et en particulier les organisations représentant toutes les parties prenantes, conformément aux règles de procédure visées à l'article ~~26, paragraphe 5, point 1.~~ Cette consultation implique également les autorités de régulation nationales et d'autres autorités nationales, les entreprises de fourniture et de production, les utilisateurs du réseau, y compris les clients, les gestionnaires de réseau de distribution, y compris les organisations sectorielles concernées, les organismes techniques concernés et les plateformes concernées de parties prenantes. Elle a pour objet de cerner les points de vue et les propositions de toutes les parties concernées au cours du processus décisionnel.

2. Tous les documents et procès-verbaux relatifs aux consultations mentionnées au paragraphe 1 sont rendus publics.
3. Avant d'adopter les propositions présentées en vertu de l'article 27, paragraphe 1 le programme de travail annuel et les codes de réseau visés à l'article 8, paragraphes 1, 2 et 3, l'ENTSO le REGRT pour l'électricité indique comment les observations recueillies lors de la consultation ont été prises en compte. Le cas échéant, il motive l'absence de prise en compte de certaines de ces observations.

Article 29

Surveillance exercée par l'Agence

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

L'Agence surveille la mise en œuvre par l'ENTSO le REGRT pour l'électricité des codes de réseau élaborés en application de l'article 55, paragraphe 148, paragraphe 2, et des codes de réseau établis conformément à l'article 6, paragraphes 1 à 10, mais qui n'ont pas été adoptés par la Commission en application de l'article 6, paragraphe 11. Lorsque l'ENTSO le REGRT pour l'électricité n'a pas mis en œuvre un de ces codes de réseau, l'Agence lui demande de fournir une explication dûment motivée à ce manquement. L'Agence informe la Commission de cette explication et donne son avis sur celle-ci.

L'Agence surveille et analyse la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices orientations adoptés par la Commission conformément à l'article 54, paragraphe 16, paragraphe 11, et leur incidence sur l'harmonisation des règles applicables visant à faciliter l'intégration du marché, ainsi que sur l'absence de discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, et elle communique son rapport à la Commission.

2. L'ENTSO le REGRT pour l'électricité soumet à l'Agence, pour avis, le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union la Communauté, le projet de programme de travail annuel, y compris les informations relatives au processus de consultation et les autres documents visés à l'article 27, paragraphe 18, paragraphe 3.

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

Article ~~30~~

Coûts

Les coûts liés aux activités ☒ de l'ENTSO ~~☒ du REGRT~~ pour l'électricité visées aux articles ~~25 à 29 et 54 à 57~~ ~~à 12~~ du présent règlement, ainsi qu'à l'article 11 du règlement (UE) n° 347/2013, sont pris en charge par les gestionnaires de réseau de transport et sont pris en compte dans le calcul des tarifs. Les autorités de régulation n'approuvent ces coûts que si ceux-ci sont raisonnables et appropriés.

Article ~~31~~

Coopération régionale des gestionnaires de réseau de transport

1. Les gestionnaires de réseau de transport établissent une coopération régionale au sein ☒ de l'ENTSO ~~☒ du REGRT~~ pour l'électricité pour contribuer aux activités visées à l'article ~~27~~ ~~§~~, paragraphes 1, 2 et 3. Ils publient notamment, tous les deux ans, un plan d'investissement régional et peuvent prendre des décisions d'investissement fondées sur ce plan. ⇒ L'ENTSO pour l'électricité encourage la coopération entre les gestionnaires de réseau de transport au niveau régional afin de garantir l'interopérabilité, la communication et le suivi des performances régionales dans les domaines qui ne sont pas encore harmonisés au niveau de l'Union. ⇐
2. Les gestionnaires de réseau de transport favorisent la mise en place de modalités pratiques permettant d'assurer la gestion optimale du réseau et encouragent l'établissement de bourses de l'énergie, l'☒ allocation ~~☒ attribution~~ coordonnée de capacités transfrontalières par des solutions non discriminatoires basées sur le marché, en tenant dûment compte de l'intérêt spécifique des ventes aux enchères implicites pour les ☒ allocations ~~☒ attributions~~ à court terme, et l'intégration de mécanismes d'ajustement et de puissance de réserve.
3. En vue de la réalisation des objectifs visés aux paragraphes 1 et 2 du présent article, la zone géographique couverte par chaque structure de coopération régionale peut être définie par la Commission, compte tenu des structures de coopération régionales existantes. Chaque État membre est autorisé à promouvoir la coopération dans plus d'une zone géographique. ⇒ La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 en ce qui concerne la zone géographique couverte par chaque structure de coopération régionale. ⇐ ~~La mesure visée à la première phrase, qui vise à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, est arrêtée en conformité avec la procédure de~~

~~réglementation avec contrôle visée à l'article 23, paragraphe 2.~~ À cette fin, la Commission consulte l'Agence et l'ENTSO le REGRT pour l'électricité.

↓ nouveau

Article 32

Création et mission des centres de conduite régionaux

1. Au plus tard le [OP: douze mois après l'entrée en vigueur], tous les gestionnaires de réseau de transport mettent en place des centres de conduite régionaux conformément aux critères énoncés dans le présent chapitre. Des centres de conduite régionaux sont créés sur le territoire de l'un des États membres de la région dans laquelle ils exerceront leurs activités.
2. Les centres de conduite régionaux sont organisés sous l'une des formes juridiques énoncées à l'article 1^{er} de la directive 2009/101/CE du Parlement européen et du Conseil³⁹.
3. Les centres de conduite régionaux complètent le rôle des gestionnaires de réseau de transport en exerçant des fonctions de dimension régionale. Ils mettent en place des modalités pratiques permettant d'assurer le fonctionnement efficace, sûr et fiable du réseau de transport interconnecté.

Article 33

Portée géographique des activités des centres de conduite régionaux

1. Au plus tard le [OP: six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement], l'ENTSO pour l'électricité soumet à l'Agence une proposition définissant les régions d'exploitation du réseau couvertes par les centres de conduite régionaux, compte tenu des coordinateurs régionaux de la sécurité existants, sur la base des critères suivants:
 - (a) la topologie du réseau électrique, y compris le degré d'interconnexion et d'interdépendance des réseaux en termes de flux;
 - (b) la connexion en synchrone des réseaux;
 - (c) la taille de la région, qui couvre au moins une région pour le calcul de la capacité;

³⁹ Directive 2009/101/CE du Parlement européen et du Conseil du 16 septembre 2009 tendant à coordonner, pour les rendre équivalentes, les garanties qui sont exigées, dans les États membres, des sociétés au sens de l'article 48, deuxième alinéa, du traité, pour protéger les intérêts tant des associés que des tiers (JO L 258 du 1.10.2009, p. 11).

(d) l'optimisation géographique des réserves d'équilibrage.

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

Article 34

Tâches des centres de conduite régionaux

1. Chaque centre de conduite régional exécute toutes les fonctions suivantes dans la région d'exploitation du réseau où il est établi; les centres de conduite régionaux exécutent au moins les fonctions suivantes, exposées plus en détail à l'annexe I:

(a) calcul coordonné des capacités;

(b) analyse coordonnée de la sécurité;

(c) création de modèles de réseaux communs;

(d) évaluation de la cohérence des plans de défense et des plans de reconstitution des gestionnaires de réseau de transport;

(e) coordination et optimisation de la reconstitution régionale;

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

(g) dimensionnement régional des capacités de réserve;

(h) facilitation de la passation de marchés régionaux relatifs aux capacités d'équilibrage;

(i) prévisions concernant l'adéquation du réseau aux échéances hebdomadaire à infrajournalière au niveau régional et préparation d'actions de réduction des risques;

(j) coordination de la planification des coupures;

(k) optimisation des mécanismes de compensation entre gestionnaires de réseau de transport;

(l) formation et certification;

(m) recensement des scénarios de crise au niveau régional conformément à l'article 6, paragraphe 1, de la [proposition de règlement sur la préparation aux risques, COM(2016) 862 final], si cette tâche est déléguée par l'ENTSO pour l'électricité;

- (n) préparation et réalisation de simulations annuelles de crise en coopération avec les autorités compétentes en application de l'article 12, paragraphe 3, de la [proposition de règlement sur la préparation aux risques, COM(2016) 862 final];
 - (o) tâches liées au recensement de scénarios de crise au niveau régional si et dans la mesure où elles sont déléguées aux centres de conduite régionaux en vertu de l'article 6, paragraphe 1, de la [proposition de règlement sur la préparation aux risques, COM(2016) 862 final];
 - (p) tâches liées aux perspectives saisonnières sur l'adéquation si et dans la mesure où elles sont déléguées aux centres de conduite régionaux en vertu de l'article 9, paragraphe 2, de la [proposition de règlement sur la préparation aux risques, COM(2016) 862 final];
 - (q) calcul de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères aux mécanismes de capacité en vertu de l'article 21, paragraphe 6.
2. La Commission peut confier d'autres fonctions aux centres de conduite régionaux, qui n'impliquent pas l'exercice d'un pouvoir de décision, en vertu du chapitre VII du présent règlement.
 3. Les gestionnaires de réseau de transport communiquent à leur centre de conduite régional les informations nécessaires à l'accomplissement de ses fonctions.
 4. Les centres de conduite régionaux communiquent aux gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau toutes les informations nécessaires à la mise en œuvre des décisions et recommandations proposées par les centres de conduite régionaux.

Article 35

Coopération au sein des centres de conduite régionaux

1. Le fonctionnement quotidien des centres de conduite régionaux est géré selon un processus décisionnel coopératif. Ce processus décisionnel coopératif est basé sur les éléments suivants:
 - (a) modalités de travail afin de traiter les aspects liés à la planification et les aspects opérationnels en rapport avec les fonctions, conformément à l'article 36;
 - (b) une procédure de consultation des gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau, organisée par les centres de conduite régionaux dans l'exercice de leurs missions et devoirs opérationnels conformément à l'article 37;
 - (c) une procédure d'adoption des décisions et des recommandations conformément à l'article 38;

- (d) une procédure de révision des décisions et des recommandations adoptées par les centres de conduite régionaux conformément à l'article 39.

Article 36

Modalités de travail

1. Les centres de conduite régionaux élaborent des modalités de travail afin de traiter les aspects liés à la planification et les aspects opérationnels en rapport avec les fonctions à exercer, en tenant compte notamment des particularités et des exigences de ces fonctions, comme spécifié à l'annexe I.
2. Les centres de conduite régionaux veillent à ce que les modalités de travail contiennent des règles relatives à la notification des parties concernées.

Article 37

Procédure de consultation

Les centres de conduite régionaux élaborent une procédure pour organiser, dans l'exercice de leurs missions et devoirs opérationnels quotidiens, la consultation appropriée et régulière des gestionnaires de réseau de transport et des parties prenantes. Pour garantir que les questions liées à la régulation peuvent être traitées, les autorités de régulation sont associées s'il y a lieu.

Article 38

Adoption des décisions et des recommandations

1. Les centres de conduite régionaux élaborent une procédure d'adoption des décisions et des recommandations.
2. Les centres de conduite régionaux adoptent des décisions contraignantes adressées aux gestionnaires de réseau de transport en ce qui concerne les fonctions visées à l'article 34, paragraphe 1, points a), b), g) et q). Les gestionnaires de réseau de transport mettent en œuvre les décisions contraignantes prises par les centres de conduite régionaux, hormis dans les cas où elles affectent la sécurité du réseau.
3. Les centres de conduite régionaux adoptent des recommandations adressées aux gestionnaires de réseau de transport en ce qui concerne les fonctions visées à l'article 34, paragraphe 1, points c) à f) et h) à p).
4. Les autorités de régulation d'une région d'exploitation du réseau peuvent décider, d'un commun accord, d'octroyer des pouvoirs de décision contraignants au centre de conduite régional pour une ou plusieurs des fonctions visées à l'article 34, paragraphe 1, points c) à f) et h) à l).

Article 39

Révision des décisions et des recommandations

1. Les centres de conduite régionaux élaborent une procédure de révision des décisions et des recommandations.
2. La procédure est enclenchée à la demande d'un ou de plusieurs gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau. À la suite de la révision de la décision ou de la recommandation, les centres de conduite régionaux confirment ou modifient la mesure.
3. Lorsque la mesure faisant l'objet d'une révision est une décision contraignante conformément à l'article 38, paragraphe 2, la demande de révision ne suspend pas la décision, hormis dans les cas où elle affecte la sécurité du réseau.
4. Lorsque la mesure faisant l'objet d'une révision est une recommandation conformément à l'article 38, paragraphe 3, et lorsqu'à la suite de sa révision, un gestionnaire de réseau de transport décide de s'écarter de la recommandation, le gestionnaire de réseau de transport fournit une justification détaillée au centre de conduite régional et aux autres gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau.

Article 40

Conseil d'administration des centres de conduite régionaux

1. Afin d'adopter des mesures relatives à leur gouvernance et de suivre leurs performances, les centres de conduite régionaux mettent en place un conseil d'administration.
2. Le conseil d'administration est composé de membres représentant les gestionnaires de réseau de transport et d'observateurs représentant les autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau. Les représentants des autorités de régulation n'ont pas de droit de vote.
3. Le conseil d'administration est chargé:
 - (a) d'élaborer un projet de statuts et un projet de règlement intérieur du centre de conduite régional, et de les approuver;
 - (b) de définir et de mettre en œuvre la structure organisationnelle;
 - (c) de préparer et d'approuver le budget annuel;
 - (d) de développer et d'approuver les processus décisionnels coopératifs conformément à l'article 35.

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

Article 41

Structure organisationnelle

1. Les centres de conduite régionaux mettent en place et gèrent leur organisation selon une structure qui prend en charge la sécurité de leurs fonctions. Leur structure organisationnelle précise:
 - (a) l'autorité, les tâches et les responsabilités du personnel d'encadrement;
 - (b) les relations et les rapports hiérarchiques entre les différents volets et processus de l'organisation.
2. Les centres de conduite régionaux peuvent créer des bureaux régionaux pour répondre à des particularités locales ou pour aider les centres de conduite dans l'exercice efficace et fiable de leurs fonctions.

Article 42

Équipement et personnel

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

Article 43

Suivi et rapports

1. Les centres de conduite régionaux établissent un processus pour assurer le suivi continu au moins des éléments suivants:
 - (a) leurs performances opérationnelles;
 - (b) les décisions et recommandations émises et les résultats obtenus;
 - (c) l'efficacité et l'efficience de chacune des fonctions dont ils sont responsables.
2. Les centres de conduite régionaux soumettent à l'Agence et aux autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau les données issues de leur suivi continu au moins une fois par an.

3. Les centres de conduite régionaux déterminent leurs coûts de manière transparente et font rapport sur ces coûts à l'Agence et aux autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau.
4. Les centres de conduite régionaux soumettent un rapport annuel sur leurs performances à l'ENTSO pour l'électricité, à l'Agence, aux autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau et au groupe de coordination pour l'électricité créé en vertu de l'article 1^{er} de la décision de la Commission du 15 novembre 2012⁴⁰.
5. Les centres de conduite régionaux rendent compte des lacunes relevées dans le processus de suivi en vertu du paragraphe 1 à l'ENTSO pour l'électricité, aux autorités de régulation de la région d'exploitation du réseau, à l'Agence et aux autorités compétentes des États membres chargées de la prévention et de la gestion des situations de crise.

Article 44

Responsabilité

Les centres de conduite régionaux prennent les mesures nécessaires pour couvrir les risques qu'ils encourent du fait de leur responsabilité à l'égard de l'exécution de leurs tâches, notamment lorsqu'ils adoptent des décisions contraignantes pour les gestionnaires de réseau de transport. La méthode utilisée pour fournir la couverture tient compte du statut juridique du centre de conduite régional et du niveau de la couverture de risques disponible auprès des assureurs.

↓ 714/2009 (adapté)

Article ~~45~~

⊗ Plan décennal de développement du réseau ⊗

1. ~~10. Le REGRT pour l'électricité adopte et publie, tous les deux ans, un plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté.~~ Ce plan de développement du réseau dans l'ensemble de ⊗ l'Union ⊗ ~~la Communauté~~, visé à l'article 27, paragraphe 1, point b), ⊗ comprend une modélisation du réseau intégré, l'élaboration de scénarios, ~~des perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production~~ et une évaluation de la souplesse du réseau.

En particulier, ce plan de développement du réseau dans l'ensemble de ⊗ l'Union ⊗ ~~la Communauté~~:

⁴⁰ Décision de la Commission du 15 novembre 2012 portant création du groupe de coordination pour l'électricité (JO C 353 du 17.11.2012, p. 2).

↓ 347/2013

- (a) est fondé sur les plans d'investissement nationaux, en tenant compte des plans d'investissement régionaux visés à l'article 12, paragraphe 1, et, le cas échéant, des aspects propres à l'Union relatifs à la planification du réseau figurant dans le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil ~~du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes~~⁴¹; il fait l'objet d'une analyse des coûts et des avantages suivant la méthodologie définie à l'article 11 dudit règlement;

↓ 714/2009 (adapté)

- (b) en ce qui concerne les interconnexions transfrontalières, est également fondé sur les besoins raisonnables des différents utilisateurs du réseau et intègre les engagements à long terme des investisseurs visés aux articles ~~8 44, 13 et 51~~²² de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2] ~~directive 2009/72/CE~~; et
- (c) recense les lacunes en matière d'investissement, notamment en ce qui concerne les capacités transfrontalières.

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

~~112.~~ L'Agence émet un avis sur les plans décennaux nationaux de développement du réseau pour évaluer leur compatibilité avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de ☒ l'Union ~~☒ la Communauté~~. Si l'Agence détecte des incompatibilités entre un plan décennal national de développement du réseau et le plan de développement du réseau dans l'ensemble de ☒ l'Union ~~☒ la Communauté~~, elle recommande de modifier le plan décennal national de développement du réseau ou le plan de développement du réseau dans l'ensemble de ☒ l'Union ~~☒ la Communauté~~, selon le cas. Si le plan décennal national de développement du réseau en question est élaboré conformément à l'article ~~51~~²² de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2] ~~directive 2009/72/CE~~, l'Agence recommande à l'autorité ~~nationale compétente de régulation~~ de régulation nationale compétente de modifier le plan décennal national de développement du réseau en conformité avec l'article ~~51~~²², paragraphe 7, de cette directive et d'en informer la Commission.

⁴¹ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (JO L 115 du 25.4.2013, p. 39).

Article ~~4613~~

Mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport

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

La première période pour laquelle des compensations sont réalisées est déterminée dans les ☒ lignes directrices ☒ ~~orientations~~ visées à l'article ~~5718~~.

4. La Commission ~~détermine~~ ⇒ adopte des actes délégués conformément à l'article 63 en ce qui concerne ⇐ les montants des ~~indemnités~~ ☒ compensations ☒ dues. ~~Cette mesure, qui vise à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, est arrêtée en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 23, paragraphe 2.~~
5. L'ampleur des flux transfrontaliers accueillis et celle des flux transfrontaliers considérés comme provenant des réseaux nationaux de transport et/ou y aboutissant sont déterminées sur la base des flux physiques d'électricité effectivement mesurés sur une période donnée.
6. Les coûts engendrés par l'accueil de flux transfrontaliers sont établis sur la base des coûts prévisionnels marginaux moyens à long terme, compte tenu des pertes, des investissements dans de nouvelles infrastructures et d'une part appropriée du coût des infrastructures existantes, dans la mesure où ces infrastructures sont utilisées pour le transport de flux transfrontaliers, en tenant compte en particulier de la nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement. Des méthodes classiques et reconnues de calcul des coûts sont utilisées pour déterminer les coûts engendrés. Les bénéfices découlant de l'accueil de flux transfrontaliers par un réseau sont pris en considération pour réduire les compensations reçues.

7. Aux seules fins du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport ~~visé à l'article 13~~, lorsque les réseaux de transport d'au moins deux États membres constituent, en tout ou en partie, un élément d'un seul et même bloc de contrôle, le bloc de contrôle dans son ensemble est considéré comme constituant un élément du réseau de transport d'un des États membres concernés, afin d'éviter que les flux à l'intérieur des blocs de contrôle soient considérés comme des flux transfrontaliers en vertu ~~du premier alinéa de l'article 2, paragraphe 2, point b), du présent paragraphe~~, et donnant lieu à des compensations

au titre du paragraphe 1 du présent de l'article 13. Les autorités de régulation des États membres concernés peuvent décider dans lequel des États membres concernés le bloc de contrôle est considéré constituer un élément du réseau de transport.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

Article ~~4715~~

Information

1. Les gestionnaires de réseau de transport mettent en place des mécanismes d'échange d'informations et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion de la congestion.
2. Les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Les informations publiées comprennent un plan général pour le calcul des capacités totales de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans sont soumis à l'approbation des autorités de régulation.
3. Les gestionnaires de réseau de transport publient des estimations des capacités de transport disponibles pour chaque jour, en indiquant les capacités disponibles déjà réservées. Ces publications sont réalisées à des intervalles donnés avant le jour du transport et incluent dans tous les cas des estimations une semaine et un mois à l'avance, ainsi qu'une indication quantitative de la fiabilité attendue des capacités disponibles.
4. Les gestionnaires de réseau de transport publient les données pertinentes sur les prévisions agrégées et la demande réelle, sur la disponibilité et l'utilisation réelle des moyens de production et de charge, sur la disponibilité et l'utilisation des réseaux et des interconnexions et sur l'ajustement et les capacités de réserve. En ce qui concerne la disponibilité et l'utilisation réelle des unités de production et de charge de petite taille, des estimations agrégées peuvent être utilisées.
5. Les acteurs du marché concernés fournissent les données pertinentes aux gestionnaires de réseau de transport.
6. Les entreprises de production d'électricité qui possèdent ou exploitent des ~~infrastructures~~ actifs de production, dont l'une au moins a une puissance installée de 250 MW ou plus, ou qui disposent d'un portefeuille composé d'au moins 400 MW d'actifs de production, gardent, pendant cinq ans, à la disposition de l'autorité de régulation nationale, de l'autorité nationale de concurrence et de la Commission, toutes les données, heure par heure et centrale par centrale, nécessaires pour vérifier toutes les décisions opérationnelles de répartition et les ~~comportements~~ stratégies d'offre sur les bourses d'échange de l'électricité, les enchères de capacités d'interconnexion, les marchés de puissance de réserve et les marchés de gré

à gré. Les informations heure par heure et centrale par centrale à conserver comprennent au moins des données sur les capacités de production disponibles et les réserves affectées, y compris l'attribution de ces réserves affectées centrale par centrale, au moment où les enchères sont effectuées et où la production a lieu.

↓ nouveau

7. Les gestionnaires de réseau de transport échangent régulièrement un jeu de données suffisamment précises sur le réseau et les flux de charge afin de permettre le calcul des flux de charge pour chaque gestionnaire de réseau de transport dans la zone qui le concerne. Ce même jeu de données est mis à la disposition des autorités de régulation et de la Commission si elles en font la demande. Les autorités de régulation et la Commission traitent ce jeu de données de manière confidentielle et veillent à ce qu'un traitement confidentiel soit assuré également par tout consultant chargé de réaliser à leur demande des travaux d'analyse sur la base de ces données.

↓ 714/2009

Article 48~~3~~

Certification des gestionnaires de réseau de transport

1. La Commission examine dès réception toute notification d'une décision concernant la certification d'un gestionnaire de réseau de transport conformément à l'article ~~5240~~, paragraphe 6, de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2]~~directive 2009/72/CE~~. Dans les deux mois à compter du jour de la réception de cette notification, la Commission rend son avis à l'autorité de régulation nationale concernée quant à sa compatibilité avec l'article ~~5240~~, paragraphe 2, ou l'article ~~5344~~, et l'article ~~439~~ de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2]~~directive 2009/72/CE~~.

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

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

2. Dans un délai de deux mois après avoir reçu un avis de la Commission, l'autorité de régulation nationale adopte sa décision finale concernant la certification du gestionnaire de réseau de transport, en tenant le plus grand compte de cet avis. La décision de l'autorité de régulation et l'avis de la Commission sont publiés ensemble.
3. Les autorités de régulation et/ou la Commission peuvent, à n'importe quel moment de la procédure, demander à un gestionnaire de réseau de transport et/ou à une

entreprise assurant la production ou la fourniture, toute information utile à l'accomplissement de leurs tâches en application du présent article.

4. Les autorités de régulation et la Commission préservent la confidentialité des informations commercialement sensibles.

~~5. La Commission peut adopter des orientations détaillant la procédure à suivre pour l'application des paragraphes 1 et 2 du présent article. Ces mesures, qui visent à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, sont arrêtées en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 23, paragraphe 2.~~

~~5.6.~~ Lorsque la Commission reçoit une notification concernant la certification d'un gestionnaire de réseau de transport conformément à l'article ~~439~~, paragraphe ~~910~~, de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2] ~~directive 2009/72/CE~~, elle arrête une décision relative à la certification. L'autorité de régulation se conforme à la décision de la Commission.

↓ nouveau

Chapitre VI

Exploitation du réseau de distribution

Article 49

Entité européenne pour les gestionnaires de réseau de distribution

Les gestionnaires de réseau de distribution qui ne font pas partie d'une entreprise verticalement intégrée ou qui sont dissociés conformément aux dispositions de l'article 35 de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2] coopèrent au niveau de l'Union par l'intermédiaire d'une entité européenne pour les gestionnaires de réseau de distribution (ci-après l'«entité des GRD de l'UE») afin de promouvoir l'achèvement et le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité ainsi qu'une gestion optimale et une exploitation coordonnée des réseaux de distribution et de transport. Les gestionnaires de réseau de distribution qui souhaitent participer à l'entité des GRD de l'UE deviennent des membres inscrits de l'entité.

Article 50

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

1. Au plus tard le [OP: douze mois après l'entrée en vigueur], les gestionnaires de réseau de distribution, avec l'aide administrative de l'Agence, soumettent à la

Commission et à l'Agence le projet de statuts de l'entité des GRD de l'UE à établir, une liste des membres inscrits et le projet de règlement intérieur comportant notamment les règles de procédure pour la consultation de l'ENTSO pour l'électricité et d'autres parties prenantes ainsi que les règles financières.

2. Dans un délai de deux mois à compter de la réception de ces documents, et après consultation officielle des organisations représentant toutes les parties prenantes, en particulier les utilisateurs du réseau de distribution, l'Agence émet un avis à l'intention de la Commission sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur.
3. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis de l'Agence, la Commission émet un avis sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur, en tenant compte de l'avis de l'Agence prévu au paragraphe 2.
4. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception de l'avis favorable de la Commission, les gestionnaires de réseau de distribution établissent l'entité des GRD de l'UE et adoptent et publient ses statuts et son règlement intérieur.
5. Les documents visés au paragraphe 1 sont présentés à la Commission et à l'Agence en cas de modification de ceux-ci ou sur demande motivée de celles-ci. L'Agence et la Commission émettent un avis selon la procédure établie aux paragraphes 2 à 4.
6. Les coûts liés aux activités de l'entité des GRD de l'UE sont pris en charge par les gestionnaires de réseau de distribution qui sont inscrits comme membres et sont pris en compte dans le calcul des tarifs. Les autorités de régulation n'approuvent ces coûts que s'ils sont raisonnables et proportionnés.

Article 51

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

1. Les tâches de l'entité des GRD de l'UE sont les suivantes:
 - (a) exploitation et planification coordonnées des réseaux de transport et de distribution;
 - (b) intégration des sources d'énergie renouvelables, de la production distribuée et des autres moyens fournis par le réseau de distribution, comme le stockage de l'énergie;
 - (c) développement de la participation active de la demande;
 - (d) numérisation des réseaux de distribution ainsi que déploiement de réseaux intelligents et de systèmes intelligents de mesure;
 - (e) gestion des données, cybersécurité et protection des données;
 - (f) participation à l'élaboration de codes de réseau conformément à l'article 55.
2. De plus, l'entité des GRD de l'UE:

- (a) coopère avec l'ENTSO pour l'électricité pour ce qui est de veiller à la mise en œuvre des codes de réseau et lignes directrices qui ont une incidence sur l'exploitation et la planification des réseaux de distribution et l'exploitation coordonnée des réseaux de transport et de distribution, et qui sont adoptés en vertu du présent règlement;
- (b) coopère avec l'ENTSO pour l'électricité et adopte les meilleures pratiques concernant l'exploitation et la planification coordonnées des réseaux de transport et de distribution, y compris des questions comme l'échange de données entre gestionnaires et la coordination des ressources énergétiques décentralisées;
- (c) œuvre à recenser les meilleures pratiques dans les domaines indiqués au paragraphe 1 et pour ce qui est d'apporter au réseau de distribution des améliorations en matière d'efficacité énergétique;
- (d) adopte un programme de travail annuel et un rapport annuel;
- (e) fonctionne dans le respect absolu des règles de concurrence.

Article 52

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

1. Lors de la préparation d'éventuels codes de réseau conformément à l'article 55, l'entité des GRD de l'UE réalise une large consultation, à un stade précoce et d'une manière ouverte et transparente, impliquant toutes les parties prenantes et, en particulier, les organisations qui les représentent, conformément aux règles de procédure visées à l'article 50. Cette consultation implique également les autorités de régulation nationales et d'autres autorités nationales, les entreprises de fourniture et de production, les utilisateurs du réseau, y compris les clients, les gestionnaires de réseau de distribution, y compris les organisations sectorielles, organismes techniques et plateformes de parties prenantes concernés. Elle a pour objet de cerner les points de vue et les propositions de toutes les parties concernées au cours du processus décisionnel.
2. Tous les documents et procès-verbaux relatifs aux consultations mentionnées au paragraphe 1 sont rendus publics.
3. L'entité des GRD de l'UE prend en compte les opinions exprimées lors des consultations. Avant d'adopter les propositions de codes de réseau visées à l'article 55, l'entité des GRD de l'UE indique comment les observations recueillies lors de la consultation ont été prises en compte. Le cas échéant, elle explique pourquoi certaines de ces observations n'ont pas été prises en compte.

Article 53

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

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

Chapitre VII

Codes de réseau et lignes directrices

Article 54

Adoption de codes de réseau et de lignes directrices

1. La Commission peut, sous réserve des habilitations prévues aux articles 55 et 57, adopter des actes délégués. Ces actes délégués peuvent être adoptés soit comme des codes de réseau sur la base des propositions de textes élaborées par l'ENTSO pour l'électricité ou, s'il en est décidé ainsi d'après la liste des priorités visée à l'article 55, paragraphe 2, par l'entité des GRD de l'UE et l'Agence selon la procédure visée à l'article 55, soit comme des lignes directrices selon la procédure visée à l'article 57.
2. Les codes de réseau et lignes directrices:
 - (a) visent à assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour atteindre les objectifs du présent règlement;
 - (b) tiennent compte, le cas échéant, des particularités régionales;
 - (c) n'excèdent pas ce qui est nécessaire à cet effet; et
 - (d) sont sans préjudice du droit des États membres d'établir des codes de réseau nationaux n'affectant pas les échanges transfrontaliers.

↓ 714/2009 (adapté) ⇒ nouveau

Article ~~556~~

Établissement de codes de réseau

~~61.~~ ⇒ La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 en ce qui concerne l'établissement de codes de réseau dans ~~↳ Les codes de réseau visés aux paragraphes 1 et 2 couvrent les domaines suivants, compte tenu, le cas échéant, des particularités régionales:~~

- (a) règles relatives à la sécurité et à la fiabilité du réseau, y compris les règles concernant le transport technique des capacités de réserve à des fins de sécurité de fonctionnement du réseau;
- (b) règles de raccordement au réseau;
- (c) règles concernant l'accès des tiers;
- (d) règles en matière d'échange des données et de règlement;
- (e) règles relatives à l'interopérabilité;
- (f) procédures opérationnelles en cas d'urgence;
- (g) règles d'attribution des capacités et de gestion de la congestion ⇒ y compris la réduction de la production et le redispatching de la production et de la demande ⇐;
- (h) règles relatives aux échanges liés à la fourniture technique et opérationnelle de services d'accès au réseau et d'ajustement du réseau;
- (i) règles de transparence;
- (j) règles en matière d'ajustement, y compris en matière de puissance de réserve liée au réseau;
- (k) règles concernant des structures tarifaires de transport ⇒ et de distribution ⇐ ⇒ et des redevances de raccordement ⇐ harmonisées, y compris les signaux de localisation et les mécanismes de compensation entre gestionnaires de réseau de transport; ~~et~~
- (l) règles en matière d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité; ~~et~~

↓ nouveau

(m) règles concernant la fourniture non discriminatoire et transparente de services auxiliaires non liés à la fréquence, y compris le réglage de la tension en régime

permanent, l'inertie, l'injection rapide de puissance réactive, la capacité de démarrage autonome;

(n) règles concernant la participation active de la demande, y compris l'agrégation, le stockage de l'énergie et la réduction de la demande;

(o) règles en matière de cybersécurité; et

(p) règles concernant les centres de conduite régionaux.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

~~1.2.~~ Après avoir consulté l'Agence, l'ENTSO ~~le REGRT~~ pour l'électricité et les autres parties prenantes concernées, la Commission établit ~~⇒~~, tous les trois ans, ~~⇐~~ une liste ~~annuelle~~ des priorités, qui recense les domaines visés ~~au~~ ~~l'article 8,~~ paragraphe ~~16,~~ qui doivent être pris en considération pour l'élaboration des codes de réseau. ~~⇒~~ Si l'objet du code de réseau est en rapport direct avec l'exploitation du réseau de distribution et concerne moins le réseau de transport, la Commission peut demander à l'entité des GRD de l'UE pour l'électricité plutôt qu'à l'ENTSO pour l'électricité de convoquer un comité de rédaction et de soumettre à l'Agence une proposition de code de réseau. ~~⇐~~

~~2.3.~~ La Commission invite l'Agence à lui soumettre, dans un délai raisonnable ne dépassant pas six mois, une ligne directrice-cadre ~~orientation-cadre~~ non contraignante (« ligne directrice-cadre ~~orientation-cadre~~») fixant des principes clairs et objectifs, ~~conformément à l'article 8, paragraphe 7,~~ pour l'élaboration des codes de réseau liés aux domaines recensés dans la liste des priorités. ~~⇒~~ La demande de la Commission peut comporter des conditions auxquelles la ligne directrice-cadre doit répondre. ~~⇐~~ Chaque ligne directrice-cadre ~~orientation-cadre~~ contribue à garantir ~~⇒~~ l'intégration du marché, ~~⇐~~ un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. La Commission peut proroger le délai précité sur demande motivée de l'Agence.

~~3.4.~~ L'Agence consulte officiellement l'ENTSO ~~le REGRT~~ pour l'électricité ~~⇒~~, l'entité des GRD de l'UE ~~⇐~~ et les autres parties prenantes concernées au sujet de la ligne directrice-cadre ~~l'orientation-cadre~~ de manière ouverte et transparente pendant une période de deux mois au moins.

↓ nouveau

5. L'Agence, lorsqu'elle y est invitée en vertu du paragraphe 3, soumet une ligne directrice-cadre non contraignante à la Commission. L'Agence, lorsqu'elle y est invitée en vertu du paragraphe 6, réexamine la ligne directrice-cadre non contraignante et la soumet à nouveau à la Commission.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

~~4.6.~~ Si la Commission estime que la ligne directrice-cadre ~~l'orientation-cadre~~ ne contribue pas à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, elle peut demander à l'Agence de réexaminer cette ligne directrice ~~orientation~~ dans un délai raisonnable et de la lui soumettre à nouveau.

~~5.7.~~ Si l'Agence ne présente pas de ligne directrice-cadre ~~d'orientation-cadre~~ ou qu'elle ne présente pas à nouveau une ligne directrice-cadre ~~orientation-cadre~~ dans le délai fixé par la Commission au titre des paragraphes ~~32~~ ou ~~64~~, la Commission élabore la ligne directrice-cadre ~~l'orientation-cadre~~ en question.

~~6.8.~~ La Commission invite l'ENTSO ~~le REGRT~~ pour l'électricité ou, s'il en est décidé ainsi d'après la liste des priorités visée au paragraphe 2, l'entité des GRD de l'UE pour l'électricité à présenter à l'Agence une proposition de code de réseau conforme à la ligne directrice-cadre ~~l'orientation-cadre~~ pertinente dans un délai raisonnable ne dépassant pas douze mois.

~~7. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception d'un code de réseau, période pendant laquelle l'agence peut procéder à une consultation officielle des parties prenantes concernées, l'agence rend un avis motivé au REGRT pour l'électricité sur le code en question.~~

~~8. Le REGRT pour l'électricité peut modifier le code de réseau compte tenu de l'avis rendu par l'agence et le soumettre à nouveau à celle-ci.~~

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

~~4.9.~~ ⇒ L'ENTSO pour l'électricité ou, s'il en est décidé ainsi d'après la liste des priorités visée au paragraphe 2, l'entité des GRD de l'UE convoque un comité de rédaction pour l'aider au cours du processus d'élaboration du code de réseau. Le comité de rédaction se compose de représentants de l'ENTSO pour l'électricité, de l'Agence, de l'entité des GRD de l'UE, le cas échéant d'opérateurs désignés du marché de l'électricité et d'un nombre limité d'acteurs principalement concernés. L'ENTSO pour l'électricité ou, s'il en est décidé ainsi d'après la liste des priorités visée au paragraphe 2, l'entité des GRD de l'UE élabore des propositions de codes de réseau dans les domaines visés au paragraphe ~~16~~ du ~~présent article~~, à la demande de la Commission, conformément ~~au~~ à l'article ~~6~~, paragraphe ~~8~~6.

~~9.10.~~ Lorsque l'Agence révisé le code de réseau, veille à ce a été établi que le code de réseau est qu'il soit conforme à la ligne directrice-cadre ~~l'orientation-cadre~~ pertinente et contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, et elle le soumet le code de réseau révisé à la Commission et peut recommander son adoption dans un délai de six mois à compter de la date de réception de la proposition raisonnable. Si la Commission n'adopte pas ce code de réseau, elle en donne les raisons. Dans la proposition soumise à la Commission, l'Agence prend en compte les opinions exprimées par toutes les parties

concernées lors de la rédaction de la proposition dirigée par l'ENTSO pour l'électricité ou l'entité des GRD de l'UE et consulte officiellement les parties prenantes concernant la version de la proposition à soumettre à la Commission. ↵

~~10.11.~~ Lorsque l'ENTSO ~~le REGRT~~ pour l'électricité ou l'entité des GRD de l'UE ~~↵~~ n'ont pas établi un code de réseau dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe ~~86~~, cette dernière peut inviter l'Agence à préparer un projet de code de réseau sur la base de la ligne directrice-cadre ~~l'orientation-cadre~~ pertinente. L'Agence peut procéder à une nouvelle consultation au cours de l'élaboration d'un projet de code de réseau au titre du présent paragraphe. Elle soumet à la Commission un projet de code de réseau élaboré au titre du présent paragraphe et peut recommander son adoption.

~~11.12.~~ La Commission peut adopter, de sa propre initiative, lorsque l'ENTSO ~~le REGRT~~ pour l'électricité ou l'entité des GRD de l'UE ~~↵~~ n'ont pas élaboré un code de réseau ou lorsque l'Agence n'a pas élaboré un projet de code de réseau tel que visé au paragraphe ~~1140~~ du présent article, ou sur recommandation de l'Agence conformément au paragraphe ~~109~~ du présent article, un ou plusieurs codes de réseau dans les domaines visés ~~au à l'article 6, paragraphe 16.~~

~~13.~~ Lorsque la Commission propose, de sa propre initiative, d'adopter un code de réseau, elle consulte l'Agence, l'ENTSO pour l'électricité ~~le REGRT~~ et les autres parties prenantes concernées au sujet d'un projet de code de réseau pendant une période de deux mois au moins. ~~Ces mesures, qui visent à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, sont arrêtées en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 23, paragraphe 2.~~

~~12.14.~~ Le présent article s'applique sans préjudice du droit de la Commission d'adopter et de modifier les lignes directrices ~~orientations~~, comme prévu à l'article ~~5748~~. Il s'applique sans préjudice de la possibilité, pour l'ENTSO pour l'électricité, d'élaborer une indication non contraignante dans les domaines visés au paragraphe 1 si cela ne concerne pas des domaines couverts par une demande qui lui a été présentée par la Commission. Cette indication est soumise à l'Agence pour avis. L'ENTSO pour l'électricité tient dûment compte de cet avis. ↵

Article ~~567~~

Modification de codes de réseau

↓ nouveau

1. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 en ce qui concerne la modification de codes de réseau selon la procédure visée à l'article 55. L'Agence peut également proposer des modifications selon la procédure visée aux paragraphes 2 à 4 du présent article.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

~~2.~~ Les projets de modification d'un code de réseau adopté en application de l'article ~~556~~ peuvent être proposés à l'Agence par des personnes susceptibles d'être intéressées par ce code de réseau, notamment ☒ l'ENTSO ~~le REGRT~~ pour l'électricité, ⇒ l'entité des GRD de l'UE, ⇐ les gestionnaires de réseau de transport, les utilisateurs du réseau et les consommateurs. L'Agence peut également proposer des amendements de sa propre initiative.

~~23.~~ ~~L'agence consulte toutes les parties intéressées, conformément à l'article 10 du règlement (CE) no 713/2009. Au terme de ce processus, L'Agence peut soumettre à la Commission des propositions motivées de modifications, expliquant en quoi elles sont compatibles avec les objectifs des codes de réseau visés à l'article 655, paragraphe 2. ⇒ Lorsqu'elle estime qu'une proposition d'amendement est recevable et lorsqu'il s'agit d'amendements de sa propre initiative, ⇐~~ ☒ l'Agence consulte toutes les parties intéressées, conformément à l'article 15 de la [proposition de refonte du règlement (CE) n° 713/2009, COM(2016) 863/2]. ☒

~~3.4.~~ La Commission ~~est habilitée à~~ peut adopter, en tenant compte des propositions de l'Agence, des modifications concernant tout code de réseau adopté en application de l'article ~~556~~. ~~Ces mesures, qui visent à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, sont arrêtées ⇒~~ , sous la forme d'actes délégués, ⇐ en conformité avec l'article 63. ~~la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 23, paragraphe 2~~

~~4.5.~~ L'examen des modifications proposées dans le cadre de la procédure visée à l'article ~~6323, paragraphe 2~~ se limite à l'analyse des aspects ayant trait à la modification proposée. Ces modifications proposées sont sans préjudice d'autres modifications que la Commission peut proposer.

Article ~~5718~~

☒ Lignes directrices ☒ ~~Orientations~~

↓ nouveau

1. La Commission peut adopter des lignes directrices contraignantes dans les domaines énumérés ci-dessous.
2. La Commission peut adopter un acte délégué comme ligne directrice dans les domaines où de tels actes pourraient aussi être établis selon la procédure de code de réseau conformément à l'article 55, paragraphe 1.

~~1.3. Le cas échéant,~~ ☒ Des lignes directrices ~~☒ les orientations~~ relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport ⇒ peuvent être adoptées. ⇐
☒ Elles ☒ énoncent, dans le respect des principes définis aux articles ~~4613~~ et ~~1614~~:

- (a) les détails de la procédure à suivre pour déterminer quels sont les gestionnaires de réseau de transport qui sont redevables des compensations pour les flux transfrontaliers, y compris en ce qui concerne la répartition entre les gestionnaires du réseau national de transport d'où proviennent les flux transfrontaliers et du réseau où ces flux aboutissent, conformément à l'article ~~4613~~, paragraphe 2;
- (b) les détails de la procédure à suivre pour les paiements, y compris la détermination de la première période pour laquelle des compensations doivent être payées, conformément à l'article ~~4613~~, paragraphe 3, deuxième alinéa;
- (c) les détails des méthodologies permettant de déterminer les flux transfrontaliers reçus pour lesquels des compensations sont versées en vertu de l'article ~~4613~~, en fonction tant de la quantité que du type de flux, et l'ampleur des flux qui sont considérés comme provenant des réseaux de transport de chaque État membre et/ou y aboutissant, conformément à l'article ~~4613~~, paragraphe 5;
- (d) les détails de la méthodologie permettant de déterminer les coûts et les bénéfices engendrés par l'accueil de flux transfrontaliers, conformément à l'article ~~4613~~, paragraphe 6;
- (e) les détails du traitement, dans le cadre du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport, des flux d'électricité provenant de pays situés en dehors de l'Espace économique européen ou y aboutissant; et
- (f) la participation des réseaux nationaux qui sont interconnectés par les lignes de courant continu, conformément à l'article ~~4613~~.

~~2.4. Les~~ ☒ lignes directrices ~~☒ orientations~~ peuvent aussi déterminer les règles applicables ~~en vue d'une harmonisation progressive des principes qui sous-tendent la fixation des~~ ⇒ relativement aux ⇐ redevances appliquées aux producteurs ⇒, au stockage de l'énergie ⇐ et aux ☒ clients ~~☒ consommateurs~~ (charge) en vertu des systèmes tarifaires ⇒ de distribution et de transport ⇐ nationaux ⇒ et des règles de raccordement ⇐, y compris la prise en compte du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport dans les redevances d'utilisation des réseaux nationaux et la fourniture de signaux de localisation appropriés et efficaces, conformément aux principes établis à l'article ~~1614~~.

Les ☒ lignes directrices ~~☒ orientations~~ ⇒ peuvent prévoir ⇐ ~~prévoient~~ des signaux de localisation harmonisés, appropriés et efficaces au niveau ☒ de l'Union ~~☒ communautaire~~.

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

~~3.5.~~ Le cas échéant, des ☒ lignes directrices ☒ ~~orientations~~ visant à assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour atteindre l'objectif du présent règlement ~~précisent~~ ⇒ peuvent préciser ⇐ aussi:

~~(g) les modalités de communication des informations, conformément aux principes établis à l'article 15;~~

~~(a)~~ les détails des règles pour les échanges d'électricité;

~~(b)~~ les détails des règles en matière d'incitation à l'investissement en ce qui concerne les capacités d'interconnexion, y compris les signaux de localisation.

~~(h) les détails relatifs aux domaines énumérés à l'article 8, paragraphe 6.~~

~~À cette fin, la Commission consulte l'agence et le REGRT pour l'électricité.~~

~~4. Des orientations pour la gestion des capacités de transport disponibles des interconnexions et leur répartition entre réseaux nationaux sont énoncées à l'annexe I.~~

↓ 347/2013 (adapté)

~~4 bis.6.~~ La Commission peut adopter des ☒ lignes directrices ☒ ~~orientations~~ relatives à la mise en œuvre de la coordination opérationnelle entre les gestionnaires de réseau de transport au niveau de l'Union. Ces ☒ lignes directrices ☒ ~~orientations~~ sont conformes aux codes de réseau visés à l'article ~~556~~ du présent règlement et se fondent ~~sur ceux-ci, ainsi que~~ sur les précisions adoptées et l'avis de l'Agence visé à l'article ~~27, paragraphe 1, point g)~~ ~~8, paragraphe 3, point a)~~, du présent règlement. Lors de l'adoption des dites ☒ lignes directrices ☒ ~~orientations~~, la Commission prend en compte les différences dans les exigences d'exploitation régionales et nationales.

Les dites ☒ lignes directrices ☒ ~~orientations~~ sont adoptées conformément à la procédure d'examen visée à l'article ~~23, paragraphe 3~~ ~~2, paragraphe 2~~.

↓ 714/2009 (adapté)

⇒ nouveau

~~75. La Commission peut adopter des orientations relatives aux points énumérés aux paragraphes 1, 2 et 3 du présent article. Elle peut modifier les orientations visées au paragraphe 4 du présent article, conformément aux principes établis aux articles 15 et 16, notamment pour ajouter des orientations détaillées sur toutes les méthodes d'attribution des capacités appliquées dans la pratique et pour veiller à ce que les mécanismes de gestion de la congestion évoluent d'une manière compatible avec les objectifs du marché intérieur. Le cas échéant, à l'occasion de ces modifications, des règles communes concernant les normes minimales d'exploitation et de sécurité pour l'utilisation et l'exploitation du réseau, visées à l'article 15, paragraphe 2, sont établies. Ces mesures, qui visent à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, sont arrêtées en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 23, paragraphe 2.~~

Lorsqu'elle adopte ou modifie les ☒ lignes directrices ☒ orientations, la Commission ☒ consulte l'Agence, l'ENTSO pour l'électricité et les autres parties prenantes concernées. ☒

~~(a) veille à ce que les orientations assurent le degré minimal d'harmonisation requis pour atteindre les objectifs du présent règlement et qu'elles n'excèdent pas ce qui est nécessaire à cet effet; et~~

~~(b) indique les mesures qu'elle a prises en ce qui concerne la conformité avec ces orientations des règles appliquées dans les pays tiers qui font partie du réseau électrique de la Communauté.~~

~~Lorsqu'elle adopte pour la première fois des orientations au titre du présent article, la Commission veille à ce qu'elles couvrent au moins, dans un seul et même projet de mesures, les points visés au paragraphe 1, points a) et d), et au paragraphe 2.~~

Article 5821

Droit des États membres de prévoir des mesures plus détaillées

Le présent règlement s'applique sans préjudice du droit des États membres de maintenir ou d'introduire des mesures qui contiennent des dispositions plus précises que celles qui figurent dans le présent règlement, ~~ou~~ dans les ☒ lignes directrices ☒ orientations visées à l'article ~~5718~~ ☒ ou dans les codes de réseau visés à l'article 55, pourvu que ces mesures ne compromettent pas l'efficacité de la législation de l'Union ☒.

Chapitre VIII

☒ Dispositions finales ☒

Article 5917

Nouvelles interconnexions

1. Les nouvelles interconnexions en courant continu peuvent, sur demande, bénéficier, pendant une durée limitée, d'une dérogation à l'article ~~17, paragraphe 2, 16, paragraphe 6,~~ du présent règlement, ainsi qu'aux articles ~~69 et 4332, et~~ à l'article ~~5937,~~ paragraphes ~~6,~~ et à l'article 60, paragraphe ~~1(10),~~ de la [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2] ~~directive 2009/72/CE~~ dans les conditions suivantes:
 - (a) l'investissement doit accroître la concurrence en matière de fourniture d'électricité;
 - (b) le degré de risque associé à l'investissement est tel que l'investissement ne serait pas effectué si la dérogation n'était pas accordée;

- (c) l'interconnexion doit être la propriété d'une personne physique ou morale distincte, du moins en ce qui concerne son statut juridique, des gestionnaires de réseau dans les réseaux desquels cette interconnexion sera construite;
 - (d) des redevances sont perçues auprès des utilisateurs de cette interconnexion;
 - (e) depuis l'ouverture partielle du marché visée à l'article 19 de la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil ~~du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité~~⁴², il n'a été procédé au recouvrement d'aucune partie du capital ou des coûts d'exploitation de l'interconnexion au moyen d'une fraction quelconque des redevances prélevées pour l'utilisation des réseaux de transport ou de distribution reliés par cette interconnexion; et
 - (f) la dérogation ne doit pas porter atteinte à la concurrence ni au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, ni au bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'interconnexion est reliée.
2. Le paragraphe 1 s'applique également, dans des cas exceptionnels, à des interconnexions en courant alternatif, à condition que les coûts et les risques liés à l'investissement en question soient particulièrement élevés par rapport aux coûts et aux risques habituellement encourus lors de la connexion des réseaux de transport dans deux pays voisins par une interconnexion en courant alternatif.
 3. Le paragraphe 1 s'applique également aux augmentations importantes de capacité des interconnexions existantes.
 4. La décision relative à la dérogation au titre des paragraphes 1, 2 et 3 est prise au cas par cas par les autorités de régulation des États membres concernés. Une dérogation peut couvrir tout ou partie de la capacité de la nouvelle interconnexion ou de l'interconnexion existante qui connaît une augmentation importante.

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

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

Avant d'accorder une dérogation, les autorités de régulation des États membres concernés arrêtent les règles et les mécanismes relatifs à la gestion et à l'attribution des capacités. Les règles de gestion de la congestion incluent l'obligation d'offrir les capacités inutilisées sur le marché et les utilisateurs de l'infrastructure ont le droit de

⁴² Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (JO L 27 du 30.1.1997, p. 20).

négocier leurs capacités souscrites sur le marché secondaire. Dans l'appréciation des critères visés au paragraphe 1, points a), b) et f), les résultats de la procédure d'attribution des capacités sont pris en compte.

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

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

5. La décision visée au paragraphe 4 est prise par l'Agence:
 - (a) si toutes les autorités de régulation concernées ne sont pas parvenues à un accord dans un délai de six mois à compter de la date à laquelle la dérogation a été demandée à la dernière de ces autorités; ou
 - (b) à la demande conjointe des autorités de régulation concernées.

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

6. Nonobstant les paragraphes 4 et 5, les États membres peuvent prévoir que les autorités de régulation ou l'Agence, selon les cas, soumettent à l'instance compétente de l'État membre, en vue d'une décision formelle, son avis sur la demande de dérogation. Cet avis est publié en même temps que la décision.
7. Dès réception, une copie de chaque demande de dérogation est transmise par les autorités de régulation sans délai, pour information, à l'Agence et à la Commission. Les autorités de régulation concernées ou l'Agence (instances émettrices) notifient sans délai à la Commission la décision ainsi que toutes les informations utiles s'y référant. Ces informations peuvent être communiquées à la Commission sous une forme agrégée pour lui permettre de fonder valablement sa décision. Ces informations comprennent notamment:
 - (a) les raisons détaillées sur la base desquelles la dérogation a été octroyée ou refusée, y compris les données financières démontrant qu'elle était nécessaire;
 - (b) l'analyse effectuée quant aux incidences de l'octroi de la dérogation sur la concurrence et sur le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité;
 - (c) les raisons justifiant la durée et la part des capacités totales de l'interconnexion en question pour lesquelles la dérogation est octroyée; et
 - (d) le résultat de la consultation des autorités de régulation concernées.
8. Dans un délai de ⇒ 50 jours ouvrables ⇐ ~~deux mois~~ à compter du jour suivant la réception d'une notification au titre du paragraphe 7, la Commission peut arrêter une décision exigeant que les instances émettrices modifient ou révoquent la décision d'accorder une dérogation. Ce délai de ⇒ 50 jours ouvrables ⇐ ~~deux mois~~ peut être prolongé d'une période supplémentaire de ⇒ 50 jours ouvrables ⇐ ~~deux mois~~ si la Commission sollicite un complément d'informations. Ce délai supplémentaire court

à compter du jour suivant celui de la réception du complément d'informations. Le délai initial ~~de deux mois~~ peut aussi être prolongé d'un commun accord entre la Commission et les instances émettrices.

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

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

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

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

⇩ nouveau

9. Lorsque les autorités de régulation des États membres concernés décident de modifier une décision en vertu du paragraphe 1, elles notifient sans délai à la Commission la décision ainsi que toutes les informations utiles s'y référant. Les paragraphes 1 à 8 s'appliquent à cette décision notifiée, compte tenu des particularités de la dérogation existante.
10. La Commission peut, sur demande ou de sa propre initiative, rouvrir la procédure lorsque:
 - (a) compte dûment tenu des attentes légitimes des parties et de l'équilibre économique atteint dans la décision de dérogation initiale, il s'est produit un changement matériel concernant l'un des faits sur lesquels la décision était fondée;
 - (b) les entreprises concernées agissent contrairement à leurs engagements; ou
 - (c) la décision était fondée sur des informations incomplètes, inexactes ou trompeuses fournies par les parties.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

~~11.9.~~ La Commission ☒ est habilitée à ☒ ~~peut~~ adopter des ~~orientations~~ ⇒ actes délégués, conformément à l'article 63, concernant l'adoption de lignes directrices ⇐ pour l'application des conditions visées au paragraphe 1 du présent article et à définir la procédure à suivre pour l'application des paragraphes 4, 7, ~~et~~ 8 ⇒ , 9 et 10 ⇐ du présent article. ~~Ces mesures, qui visent à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, sont arrêtées en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle visée à l'article 23, paragraphe 2.~~

~~Article 19~~

~~Autorités de régulation~~

~~Lorsqu'elles exercent les fonctions qui leur sont attribuées, les autorités de régulation veillent au respect du présent règlement et des orientations adoptées conformément à l'article 18. Le cas échéant, afin de répondre aux objectifs du présent règlement, les autorités de régulation coopèrent entre elles, avec la Commission et l'agence, conformément au chapitre IX de la directive 2009/72/CE.~~

~~Article 60~~20

Informations et confidentialité

1. Les États membres et les autorités de régulation fournissent sur demande à la Commission toutes les informations nécessaires aux fins de ⇒ l'application des dispositions du présent règlement ⇐ ~~l'article 13, paragraphe 4, et de l'article 18.~~

~~En particulier, aux fins de l'article 13, paragraphes 4 et 6, les autorités de régulation transmettent régulièrement des informations sur les coûts effectivement supportés par les gestionnaires de réseau national de transport, ainsi que les données et toutes les informations utiles concernant les flux physiques transitant par les réseaux de transport et le coût des réseaux.~~

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

2. Si l'État membre ou l'autorité de régulation concerné(e) ne fournit pas les informations visées au paragraphe 1 dans le délai fixé conformément au paragraphe 1 ~~du présent article~~, la Commission peut demander toutes les informations nécessaires aux fins de ⇒ l'application des dispositions du présent règlement ⇐ ~~l'article 13, paragraphe 4, et de l'article 18~~ directement aux entreprises concernées.

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

3. Dans sa demande d'informations au titre du paragraphe 1, la Commission indique la base juridique de la demande, le délai dans lequel les informations doivent être transmises, le but de la demande, ainsi que les sanctions prévues à l'article ~~6122~~, paragraphe 2, au cas où un renseignement inexact, incomplet ou trompeur serait fourni. La Commission fixe un délai raisonnable en tenant compte de la complexité des informations demandées et de l'urgence d'en disposer.
4. Sont tenus de fournir les informations demandées les propriétaires des entreprises ou leurs représentants et, dans le cas de personnes morales, les personnes autorisées à les représenter selon la loi ou l'acte constitutif. Si des avocats dûment autorisés à agir transmettent les informations au nom de leurs clients, ces derniers restent pleinement responsables au cas où les informations fournies sont incomplètes, inexactes ou trompeuses.
5. Si une entreprise ne fournit pas les informations demandées dans le délai fixé par la Commission ou les fournit de façon incomplète, la Commission peut les demander par voie de décision. Cette décision précise les informations demandées et fixe un délai approprié dans lequel elles doivent être fournies. Elle indique les sanctions prévues à l'article ~~6122~~, paragraphe 2. Elle indique également le recours ouvert devant la Cour de justice ~~de l'Union européenne~~ ~~des Communautés européennes~~ contre la décision.

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

6. Les informations visées aux paragraphes 1 et 2 ne sont utilisées qu'aux fins de ~~l'application des dispositions du présent règlement~~ ~~l'article 13, paragraphe 4, et de l'article 18.~~

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

Article ~~6122~~

Sanctions

1. Sans préjudice du paragraphe 2, les États membres déterminent le régime des sanctions applicables en cas de violation des dispositions du présent règlement ~~et~~, des codes de réseau adoptés conformément à l'article 55 et des lignes directrices adoptées conformément à l'article 57 ~~et~~ et prennent toutes les mesures nécessaires pour assurer l'application desdites dispositions. Les sanctions prévues doivent être effectives, proportionnées et dissuasives. ~~Les États membres notifient à la Commission ce régime, correspondant aux dispositions fixées dans le règlement (CE) no 1228/2003, le 1er juillet 2004 au plus tard et ils notifient à la Commission toute~~

~~modification ultérieure les affectant dans les meilleurs délais. Ils notifient à la Commission celles des règles de ce régime qui ne correspondent pas aux dispositions fixées dans le règlement (CE) no 1228/2003 le 3 mars 2011 au plus tard et ils notifient à la Commission toute modification ultérieure les affectant dans les meilleurs délais.~~

2. La Commission peut, par voie de décision, infliger aux entreprises des amendes n'excédant pas 1 % du chiffre d'affaires total de l'exercice comptable précédent, lorsque, de propos délibéré ou par négligence, elles fournissent des informations inexactes, incomplètes ou trompeuses en réponse à une demande faite en application de l'article ~~6020~~, paragraphe 3, ou ne fournissent pas les informations dans le délai fixé par une décision prise en application de l'article ~~6020~~, paragraphe 5, premier alinéa. En fixant le montant de l'amende, la Commission tient compte de la gravité du non-respect des exigences prévues au premier alinéa.
3. Les sanctions établies conformément au paragraphe 1 et les décisions prises en application du paragraphe 2 ne sont pas de nature pénale.

↓ 714/2009

Article ~~6223~~

Procédure de comité

1. La Commission est assistée par le comité institué par l'article ~~6846~~ de la ~~directive 2009/72/CE~~ [proposition de refonte de la directive 2009/72/CE, COM(2016) 864/2].

~~2. Dans le cas où il est fait référence au présent paragraphe, l'article 5 bis, paragraphes 1 à 4, et l'article 7 de la décision 1999/468/CE s'appliquent, dans le respect des dispositions de l'article 8 de celle-ci.~~

↓ 347/2013

~~23. Dans le cas où il est fait référence au présent paragraphe, l'article 5 du règlement (UE) n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil⁴³ du 16 février 2011 établissant les règles et principes généraux relatifs aux modalités de contrôle par les États membres de l'exercice des compétences d'exécution par la Commission s'applique.~~

⁴³ Règlement (UE) n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil du 16 février 2011 établissant les règles et principes généraux relatifs aux modalités de contrôle par les États membres de l'exercice des compétences d'exécution par la Commission (JO L 55 du 28.2.2011, p. 13).

~~Article 24~~~~Rapport de la Commission~~

~~La Commission veille à la mise en œuvre du présent règlement. Dans le rapport visé à l'article 47, paragraphe 6, de la directive 2009/72/CE, la Commission présente également un rapport sur l'expérience acquise dans l'application du présent règlement. Dans ce rapport, elle étudie notamment dans quelle mesure le présent règlement a permis de garantir, pour les échanges transfrontaliers d'électricité, des conditions d'accès au réseau non discriminatoires et reflétant les coûts qui contribuent à offrir un choix au consommateur dans un marché intérieur de l'électricité qui fonctionne bien et à garantir une sécurité d'approvisionnement à long terme, et dans quelle mesure des signaux de localisation ont effectivement été mis en place. Si besoin est, le rapport est assorti de propositions et/ou de recommandations appropriées.~~

Article 63

Exercice de la délégation

1. Le pouvoir d'adopter des actes délégués conféré à la Commission est soumis aux conditions fixées au présent article.
2. Le pouvoir d'adopter les actes délégués visés à l'article 31, paragraphe 3, à l'article 46, paragraphe 4, à l'article 55, paragraphe 1, à l'article 56, paragraphes 1 et 4, et à l'article 59, paragraphe 11, est conféré à la Commission pour une durée indéterminée à compter du [OP: veuillez indiquer la date d'entrée en vigueur].
3. La délégation de pouvoir visée à l'article 31, paragraphe 3, à l'article 46, paragraphe 4, à l'article 55, paragraphe 1, à l'article 56, paragraphes 1 et 4, et à l'article 59, paragraphe 11, peut être révoquée à tout moment par le Parlement européen ou le Conseil. La décision de révocation met fin à la délégation de pouvoir qui y est précisée. La révocation prend effet le jour suivant celui de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne* ou à une date ultérieure qui est précisée dans ladite décision. Elle ne porte pas atteinte à la validité des actes délégués déjà en vigueur.
4. Avant l'adoption d'un acte délégué, la Commission consulte les experts désignés par chaque État membre, conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel «Mieux légiférer» du 13 avril 2016.
5. Dès qu'elle adopte un acte délégué, la Commission le notifie simultanément au Parlement européen et au Conseil.

6. Un acte délégué adopté en vertu de l'article 31, paragraphe 3, de l'article 46, paragraphe 4, de l'article 55, paragraphe 1, de l'article 56, paragraphes 1 et 4, et de l'article 59, paragraphe 11, n'entre en vigueur que si aucune objection n'a été formulée par le Parlement européen ou le Conseil dans un délai de deux mois à compter de la notification de l'acte au Parlement européen et au Conseil ou si, avant expiration de ce délai, le Parlement européen et le Conseil ont tous deux informé la Commission de leur intention de ne pas formuler d'objection. Ce délai est prolongé de deux mois à l'initiative du Parlement européen ou du Conseil.

↓ 714/2009 (adapté)
⇒ nouveau

Article ~~6425~~

Abrogation

Le règlement (CE) n° ~~714/2009~~ ~~1228/2003~~ est abrogé à compter du ~~3 mars 2011~~. Les références faites au règlement abrogé s'entendent comme faites au présent règlement et sont à lire selon le tableau de correspondance figurant à l'annexe II.

↓ 714/2009 (adapté)

Article ~~6526~~

Entrée en vigueur

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

Il s'applique à compter du ~~3 mars 2011~~ 1^{er} janvier 2020.

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

Fait à Bruxelles, le

Par le Parlement européen
Le président

Par le Conseil
Le président